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 9

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 10

3.2 - Medições não contábeis 11

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras 12

3.4 - Política de destinação dos resultados 14

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 15

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 16

3.7 - Nível de endividamento 17

3.8 - Obrigações 18

3.9 - Outras informações relevantes 19

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 20

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado 29

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 30

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 37

4.5 - Processos sigilosos relevantes 38

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 39

4.7 - Outras contingências relevantes 40

Índice

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 41

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos 42

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado 43

5.3 - Descrição dos controles internos 47

5.4 - Alterações significativas 48

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos 49

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 50

6.3 - Breve histórico 51

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 52

6.6 - Outras informações relevantes 53

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas 54

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 55

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 56

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 59

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 60

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 81

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 82

7.8 - Políticas socioambientais 83

7.9 - Outras informações relevantes 85

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários 86

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 87

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 88

Índice

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord. 89

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 90

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 92

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis 93

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 94

9.2 - Outras informações relevantes 95

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 96

10.2 - Resultado operacional e financeiro 111

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 113

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 114

10.5 - Políticas contábeis críticas 119

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 121

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 122

10.8 - Plano de Negócios 123

10.9 - Outros fatores com influência relevante 125

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 126

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 127

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 128

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 130

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 132

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 133

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 134

12.7/8 - Composição dos comitês 142

Índice

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 143

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 144

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 157

12.12 - Práticas de Governança Corporativa 158

12.13 - Outras informações relevantes 160

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 161

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 163

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 167

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 169

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária 170

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatuária 171

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária 172

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 173

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 174

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 175

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 176

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 177

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 178

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 179

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 180

13.16 - Outras informações relevantes 181

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 182

Índice

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 184
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 185
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 186
14.5 - Outras informações relevantes 187

15. Controle e grupo econômico

15.1 / 15.2 - Posição acionária 188
15.3 - Distribuição de capital 212
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico 213
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 214
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 215
15.7 - Principais operações societárias 216
15.8 - Outras informações relevantes 217

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 218
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 219
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 223
16.4 - Outras informações relevantes 224

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 225
17.2 - Aumentos do capital social 226
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 227
17.4 - Informações sobre reduções do capital social 228
17.5 - Outras informações relevantes 229

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 230

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 232

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 233

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 234

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 236

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 240

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 241

18.8 - Títulos emitidos no exterior 242

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 243

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 244

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 245

18.12 - Outras infomações relevantes 246

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 247

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 248

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria 249

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 250

20.2 - Outras informações relevantes 251

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 256

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 257

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 259

21.4 - Outras informações relevantes 260

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Abel Alves Rochinha**
Cargo do responsável	Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Teobaldo José Cavalcante Leal**
Cargo do responsável	Diretor de Relações com Investidores

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

coelce

Grupo Enel

DECLARAÇÃO DO DIRETOR-PRESIDENTE

ABEL ALVES ROCHINHA, brasileiro, casado, engenheiro mecânico, portador do documento de identidade nº 04.821.979-4, expedido pelo DETRAN-RJ, inscrito no CPF/MF sob nº 606.567.607-10, residente e domiciliado na cidade de Fortaleza, CE, com endereço profissional na Praça Leoni Ramos, nº. 01, 6º andar, bloco 01, São Domingos, Niterói, Estado do Rio de Janeiro, na qualidade de **Diretor Presidente** da **Companhia Energética do Ceará – COELCE**, vem por meio desta, em conformidade com o Anexo 24, da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários de nº 480, de 7 de dezembro de 2009, declarar que (a) reviu o Formulário de Referência da Companhia; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 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 mobiliáros por ele emitidos.

Fortaleza, 31 de maio de 2016.

ABEL ALVES ROCHINHA

Diretor Presidente

1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores

Grupo Enel

DECLARAÇÃO DO DIRETOR DE RELAÇÃO COM INVESTIDORES

TEOBALDO JOSÉ CAVALCANTE LEAL, brasileiro, casado, administrador, portador do documento de identidade nº. 815.633, expedido pela SSP-PI, inscrito no CPF/MF sob o nº. 304.786.343-15, residente e domiciliado na Cidade de Niterói, RJ, com endereço profissional na Praça Leoni Ramos, nº. 01, 7º andar, bloco 01, São Domingos, Niterói, Estado do Rio de Janeiro, na qualidade de **Diretor Financeiro e de Relações com Investidores** da **Companhia Energética do Ceará – COELCE**, vem por meio desta, em conformidade com o Anexo 24, da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários de nº 480, de 7 de dezembro de 2009, declarar que (a) reviu o Formulário de Referência da Companhia; (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 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.

Fortaleza, 31 de maio de 2016.

TEOBALDO JOSÉ CAVALCANTE LEAL

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

1.3. Declaração do Diretor Presidente e de Relações com Investidores

Declarações apresentadas nos itens 1.1 e 1.2.

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	1032-4
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Canarim Auditores Associados
CPF/CNPJ	02.248.211/0001-73
Período de prestação de serviço	26/02/2007 a 31/12/2009
Descrição do serviço contratado	(i) Proceder todos os trabalhos de auditoria independente para a Companhia a partir do exercício de 2007, (ii) Emissão de cartas conforto na data da concessão do registro da Oferta pela CVM ao Banco Itaú BBA S.A. e ao Banco Santander (Brasil) S.A. sobre as informações financeiras oriundas das demonstrações financeiras ou registros contábeis constantes dos prospectos preliminar e definitivo incluídos nas demonstrações financeiras elaboradas dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2008 e de 2007 e nos relatórios de informações trimestrais (ITR's), pertinentes aos períodos de nove meses findo em 31 de março de 2009 e 2008, (iii) Seleção e exame da documentação comprobatória dos gastos referentes às aplicações de recursos nas obras do Programa de Eletrificação Rural e confronto entre o montante total das aplicações de recursos nas obras do programa de Eletrificação Rural da Companhia relativo ao crédito aberto pela Eletrobrás, com recursos da Reserva Geral de Reversão e o montante total de aplicações das obras do Programa de Eletrificação Rural.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	-
Justificativa da substituição	Padronização da empresa de auditoria independente para as empresas do grupo Endesa Brasil.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	-

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Érico Luiz Canarim	26/02/2007 a 31/12/2009	129.012.967-34	Avenida Rio Branco, 122, 4º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20040-001, Telefone (21) 22246431, Fax (21) 25070782, e-mail: audit@canarimauditores.com.br

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Consultores Ltda
CPF/CNPJ	02.189.924/0001-03
Período de prestação de serviço	25/03/2010 a 31/12/2010
Descrição do serviço contratado	Proceder todos os trabalhos de auditoria independente para a Companhia.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	-
Justificativa da substituição	Recomendação dos acionistas controladores.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	-

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Antônio Carlos Brandão de Sousa	25/03/2010 a 31/12/2010	892.965.757-53	Av. Presidente Wilson, 231, -, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20030-905, Telefone (21) 39810500, Fax (21) 39810600, e-mail: antoniobrandao@deloitte.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	471-5
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
CPF/CNPJ	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	13/04/2011 a 31/12/2015
Descrição do serviço contratado	Revisões trimestrais e auditoria anual de acordo com as normas brasileiras de contabilidade para atendimento à CVM, auditoria do Interoffice Reporting para os controladores no exterior, auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL, auditoria dos projetos de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética para a ANEEL e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial para a ANEEL.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Em 2014, a remuneração total dos auditores independentes foi de 322.670,36 , relativos aos serviços de: Auditorias trimestrais e anual CVM e Interoffice Reporting 174.755,92 Auditoria demonstrações regulatórias ANEEL 100.399,44 Auditoria dos projetos de P&D e Efic. Energética 47.515,00
Justificativa da substituição	-
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	-

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcio Fampa Ostwald	13/04/2011 a 31/12/2015	029.083.357-43	Praia de Botafogo, 370, 5º ao 8º andar, Botafogo, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 22250-040, Telefone (21) 32637114, Fax (21) 21091600, e-mail: marcio.f.ostwald@br.ey.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	1032-4
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	BDO RCS AUDITORES IND S/S.
CPF/CNPJ	54.276.936/0001-79
Período de prestação de serviço	01/01/2016
Descrição do serviço contratado	Revisões trimestrais e auditoria anual de acordo com as normas brasileiras de contabilidade para atendimento à CVM e auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Auditoria externa independente das demonstrações contábeis societárias para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2016 e revisão das informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais -ITR´s para os trimestres a findarem-se em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2016. R$ 93.326,00 Auditoria externa independente das demonstrações contábeis regulatórias (DCR) para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2016 R$ 34.986,00
Justificativa da substituição	De acordo com o art. 142 da Lei das S.A., está dentre a competência do Conselho de Administração “escolher e destituir os auditores independentes da Companhia”. Em cumprimento à Instrução Normativa da CVM 308/99, “o auditor independente não pode prestar serviços a um mesmo cliente por prazo superior a 5 anos consecutivos, exigindo-se um intervalo mínimo de 3 anos para a sua recontratação”.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Jairo da Rocha Soares	03/05/2016 a 03/05/2016	880.740.218-15	Rua Major Quedinho, 90, CONSOLAÇÃO, SAO PAULO, SP, Brasil, CEP 01050-030, Telefone (11) 38485800, Fax (11) 38485800, e-mail: jairo.soares@bdobrazil.com.br

2.3 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item foram divulgadas nos itens acima.

3.1 - Informações Financeiras - Individual

(Reais)	Exercício social (31/12/2015)	Exercício social (31/12/2014)	Exercício social (31/12/2013)
Patrimônio Líquido	2.077.147.951,00	1.757.656.000,00	1.566.323.000,00
Ativo Total	4.609.720.000,00	3.617.339.000,00	2.849.743.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	4.130.164.000,00	3.617.339.000,00	2.849.743.000,00
Resultado Bruto	440.351.000,00	239.255.000,00	453.824.000,00
Resultado Líquido	363.070.000,00	251.559.000,00	156.556.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	77.855.299	77.855.299	77.855.299
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	26,679596	22,038885	20,118387
Resultado Básico por Ação	4,663390	3,231110	2,010856

3.2 - Medições não contábeis

O EBITDA (LAJIDA) é calculado utilizando-se o lucro antes do resultado financeiro, do imposto de renda e contribuição social, e da depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro, e não deve ser considerado como substituto para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional da Companhia ou como substituto para o fluxo de caixa como indicador de liquidez. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho da Coelce e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas.

A Administração da Companhia entende que o EBITDA é um indicador interessante para analisar o desempenho econômico operacional da Companhia em função de não ser afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização, sendo normalmente utilizado por investidores e analistas de mercado.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA (LAJIDA) e do EBIT (LAJIR) deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações contábeis da companhia. De acordo com o artigo 10 da referida instrução, a mesma produz efeito nas divulgações a partir de 1º de janeiro de 2013. Sendo assim, segue abaixo a conciliação dos cálculos acima citados referentes aos três últimos exercícios sociais da Companhia:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R$ MIL)

	2015	2014	2013
Lucro Líquido do Período	363.068	251.559	156.556
(+) Tributo sobre o Lucro	77.283	-12.304	9.686
(+) Resultado Financeiro	64.175	271.877	82.805
(=) EBIT	504.526	511.132	249.047
(+) Depreciações e Amortizações	144.262	184.425	152.904
(=) EBITDA	648.788	695.557	401.951

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

3.3. Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente.

Em 27 de abril de 2016, foi deliberado em Assembleia Geral Extraordinária o aumento do Capital Social da Companhia, conforme abaixo:

Nos termos previstos no artigo 14 da Inst. CVM 481 de 2009, com redação dada pela Instrução CVM nº 561, de 7 de abril de 2015.

a) Informar valor do aumento e do novo capital social

R$ 112.000.000,00 – Cento e doze milhões de reais.

b) Informar se o aumento será realizado mediante: (a) conversão de debêntures ou outros títulos de dívida em ações; (b) exercício de direito de subscrição ou de bônus de subscrição; (c) capitalização de lucros ou reservas; ou (d) subscrição de novas ações

Capitalização de lucros ou reservas.

c) Explicar, pormenorizadamente, as razões do aumento e suas conseqüências jurídicas e econômicas

Considerando que o saldo das reservas de lucros, após a proposta de destinação do lucro deliberada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 01 de fevereiro de 2016, ultrapassará o limite que trata do artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas de 1976 - Lei 6404/76, a Companhia propõe que seja deliberado em Assembleia Geral Extraordinária a capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro, no valor de R$ 112.000.000,00 (cento e doze milhões de reais).

d) Fornecer cópia do parecer do conselho fiscal

Não aplicável.

e) Em caso de aumento de capital mediante capitalização de lucros ou reservas

- **Informar se implicará alteração do valor nominal das ações, caso existente, ou distribuição de novas ações entre os acionistas –** Não implicará em alteração do valor nominal das ações da Companhia.

- **Informar se a capitalização de lucros ou reservas será efetivada com ou sem modificação do número de ações, nas companhias com ações sem valor nominal –** Sem modificação do número de ações da Companhia.

f) Informar o prazo previsto no § 3º do art. 169 da Lei 6.404, de 1976

Não aplicável.

E como conseqüência a alteração do Estatuto Social da Companhia conforme abaixo:

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Nos termos do previsto nos incisos I e II do artigo 11 da Inst. CVM 481 de 2009, a Administração apresenta o estatuto social atual, demonstrando, em destaque, as alterações propostas, bem como, as respectivas justificativas:

REDAÇÃO ATUAL	REDAÇÃO PROPOSTA	JUSTIFICATIVA
CAPÍTULO II - DO CAPITAL E DAS AÇÕES	**CAPÍTULO II - DO CAPITAL E DAS AÇÕES**	Sem alteração.
ARTIGO 5º - O Capital Social é de R$ 442.946.885,77 (quatrocentos e quarenta e dois milhões, novecentos e quarenta e seis mil, oitocentos e oitenta e cinco reais e setenta e sete centavos), constituído por 77.855.299 (setenta e sete milhões, oitocentos e cinqüenta e cinco mil, duzentos e noventa e nove) ações nominativas, sem valor nominal, sendo 48.067.937 (quarenta e oito milhões, sessenta e sete mil, novecentos e trinta e sete) ações ordinárias e 29.787.362 (vinte e nove milhões, setecentos e oitenta e sete mil, trezentos e sessenta e duas) ações preferenciais, estas divididas em duas classes: 28.252.700 (vinte e oito milhões, duzentos e cinqüenta e dois mil e setecentas) ações preferenciais "Classe A" e 1.534.622 (um milhão, quinhentos e trinta e quatro mil, seiscentos e vinte e duas) ações preferenciais "Classe B".	**ARTIGO 5º** - *O Capital Social é de R$ 554.946.885,77 (quinhentos e cinqüenta e quatro milhões, novecentos e quarenta e seis mil, oitocentos e oitenta e cinco reais e setenta e sete centavos),* constituído por 77.855.299 (setenta e sete milhões, oitocentos e cinqüenta e cinco mil, duzentos e noventa e nove) ações nominativas, sem valor nominal, sendo 48.067.937 (quarenta e oito milhões, sessenta e sete mil, novecentos e trinta e sete) ações ordinárias e 29.787.362 (vinte e nove milhões, setecentos e oitenta e sete mil, trezentos e sessenta e duas) ações preferenciais, estas divididas em duas classes: 28.252.700 (vinte e oito milhões, duzentos e cinqüenta e dois mil e setecentas) ações preferenciais "Classe A" e 1.534.622 (um milhão, quinhentos e trinta e quatro mil, seiscentos e vinte e duas) ações preferenciais "Classe B".	Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro, no valor de R$ 112.000.000,00 (cento e doze milhões de reais), tendo em vista que o saldo das reservas de lucros, após a proposta de destinação do lucro deliberada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 01 de fevereiro de 2016, ultrapassará o limite que trata do artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas de 1976 - Lei 6404/76.

3.4 - Política de destinação dos resultados

A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalizada. A destinação de resultados da Companhia é feito exclusivamente de acordo com o seu estatuto social, no qual estão definidas as seguintes regras:

"CAPITULO VI - DO EXERCÍCIO SOCIAL E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

ARTIGO 28 - O exercício social encerra-se em 31 de dezembro de cada ano e obedecerá, quanto às demonstrações financeiras, aos preceitos da legislação federal sobre energia elétrica, a legislação sobre as sociedades por ações e ao presente Estatuto.

ARTIGO 29 - Juntamente com o Relatório de Administração e respectivas Demonstrações Financeiras, o Conselho de Administração submeterá à Assembleia Geral Ordinária propostas da Diretoria sobre a destinação do lucro liquido do exercício, observados os preceitos dos artigos específicos da Lei nº 6.404/76, e as seguintes disposições:

(i) a COELCE poderá conceder aos empregados uma participação sobre os lucros líquidos e/ou resultados do exercício, nos termos da legislação em vigor;

(ii) do lucro do exercício serão feitas as seguintes deduções:

(a) 5% (cinco por cento) para constituição do "Fundo de Reserva Legal" até atingir 20% (vinte por cento) do Capital Social corrigido anualmente;

(b) 25 % (vinte e cinco por cento), no mínimo, para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos neste Estatuto para as ações preferenciais;

(c) quando se justificar serão obrigatoriamente destacadas as parcelas do lucro líquido para a constituição de reservas para contingências e de lucros a realizar, nos termos dos artigos 195 e 197 da Lei nº 6.404/76;

(d) o lucro remanescente, após o dividendo mínimo obrigatório previsto na alínea (b) acima e ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral por proposta do Conselho de Administração, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital subscrito.

(e) o lucro que não for destinado à formação de reservas, nem retido nos termos do art. 196 da Lei nº 6.404/76 será distribuído como dividendo, conforme deliberar a Assembleia Geral.

ARTIGO 30 - O dividendo obrigatório previsto na lei e neste Estatuto não será distribuído no exercício social em que os órgãos da administração da Companhia informarem à Assembleia Geral, com parecer favorável do Conselho Fiscal, não ser tal distribuição compatível com a situação financeira da Companhia.

PARÁGRAFO ÚNICO - O dividendo que deixar de ser distribuído nos termos deste artigo será registrado como reserva especial e, se não absorvido por prejuízos em exercícios subsequentes será distribuído aos acionistas assim que permitir a situação financeira da Companhia.

ARTIGO 31 - Os órgãos da Administração da Companhia, ad referendum da Assembleia Geral, poderão declarar dividendos intermediários, sob quaisquer das modalidades facultadas pelo art. 204 da Lei nº 6.404/76, mediante levantamento de balanço intermediário. Os dividendos intermediários serão deduzidos do montante dos dividendos devidos ao encerramento de cada exercício social.

PARÁGRAFO ÚNICO - Os órgãos da administração da Companhia poderão pagar ou creditar aos acionistas o valor dos juros sobre capital próprio, observados os termos e condições previstos no Art. 9º da Lei N° 9.249/95, de 26/12/95, na Deliberação CVM N° 207/96, e demais legislação e regulamentação pertinentes, o qual, nos termos do disposto no Parágrafo 7º, do Art. 9º, da Lei nº 9.249/95 e legislação e regulamentação pertinentes, poderá ser imputados ao valor do dividendo obrigatório e do dividendo estatutário das ações preferenciais, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

ARTIGO 32 - Os dividendos serão pagos no prazo de 60 (sessenta) dias da data em que forem declarados, salvo disposição em contrário da Assembleia Geral, mas sempre dentro do exercício social.

ARTIGO 33 - Os dividendos não reclamados no prazo de três anos, contados nos termos do art. 287 da Lei das Sociedades por Ações, reverterão em benefício da Companhia."

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2015	Exercício social 31/12/2014	Exercício social 31/12/2013
Lucro líquido ajustado	363.069.602,71	167.238.666,69	96.036.271,25
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	25,000000	25,000000	80,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	21,000000	15,000000	9,995100
Dividendo distribuído total	72.097.633,70	41.809.666,67	76.829.016,00
Lucro líquido retido	216.292.901,10	118.179.808,84	19.207.254,25
Data da aprovação da retenção	27/04/2016	27/01/2015	16/04/2014

Lucro líquido retido		Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório							
Ordinária		44.513.148,87	31/12/2016	25.813.328,69	31/12/2015	47.434.309,00	31/12/2014
Preferencial	Preferencial Classe A	26.163.316,33	21/12/2016	15.172.197,46	31/12/2015	27.880.275,00	31/12/2014
Preferencial	Preferencial Classe B	1.421.168,50	31/12/2016				
Preferencial	Preferencial Classe B			824.140,52	31/12/2015		
Preferencial	Preferencial Classe B					1.514.432,00	31/12/2014

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

Nos 3 últimos exercícios sociais, não foram declarados dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

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
31/12/2015	2.588.172.588,00	Índice de Endividamento	1,25000000	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2015)							
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		67.335.863,31	138.779.576,67	85.697.715,74	28.613.981,96	320.427.137,68
Empréstimo	Quirografárias		138.071.548,88	250.000.000,00	125.000.000,00	0,00	513.071.548,88
Títulos de dívida	Outras garantias ou privilégio	Garantia Real = R$ 10.939.582,14 Quirografárias = R$ 1.760.234.731,3	1.151.931.587,81	334.198.905,47	0,00	285.043.820,16	1.771.174.313,44
Total			1.357.339.000,00	722.978.482,14	210.697.715,74	313.657.802,12	2.604.673.000,00
Observação							

3.9 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item foram divulgadas nos itens acima.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia possui políticas (não formalizadas) de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

a) Riscos relacionados à Companhia

A insuficiência de indenização por parte do Governo Federal na hipótese de extinção da concessão e bens reversíveis da Companhia, pode causar um efeito relevante adverso sobre os negócios, resultados e situação financeira da Companhia, bem como sobre seu valor de mercado e sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

O Governo Federal tem autoridade para extinguir as concessões da Companhia antes do seu término em caso de falência ou dissolução da Companhia. A legislação brasileira também estabelece que as concessões poderão ser extintas antes de seu término por meio de uma ação de encampação, justificada pelo interesse público. De acordo com a legislação brasileira, uma encampação exigiria o pagamento antecipado de indenização por parte do Governo Federal, a título de reparação pelos prejuízos da Companhia.

Adicionalmente, em caso de descumprimento do Contrato de Concessão ou da legislação aplicável, a Companhia estará sujeita à caducidade das concessões, ou seja, tais concessões poderão ser extintas por decretos dos poderes concedentes e após instauração de processo administrativo e comprovação da inadimplência. A declaração da caducidade ocorre sem indenização prévia, havendo indenização apenas de 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. Declarada a caducidade, o Poder Concedente não é responsável por quaisquer encargos, ônus, obrigações ou compromissos com terceiros ou com empregados das concessionárias. Em todos os casos aqui descritos, a extinção antecipada da concessão terá um efeito adverso relevante sobre os negócios, resultados e situação financeira da Companhia, bem como sobre seu valor de mercado e sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

a) Riscos trabalhistas

Estão relacionados à indenização por acidentes, responsabilidade solidária, adicional de periculosidade, verbas rescisórias, reintegração, abono salarial, diferenças salariais, horas extras, e outros processos trabalhistas.

b) Riscos cíveis

Engloba processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

c) Riscos regulatórios

O processo punitivo regulatório é disciplinado pela Resolução Normativa 063/2004 da ANEEL. As penalidades previstas pelo regulamento vão desde advertência até a caducidade da concessão ou da permissão. Estas penalidades são aplicáveis a todos os agentes do setor elétrico e calculadas com base no valor de faturamento.

Contingências passivas com risco possível

A Companhia possui ações de natureza tributária, cível e trabalhista, que não estão provisionadas, pois envolvem risco de perda classificado pela Administração e por seus advogados e consultores legais como possível. As contingências passivas estão assim representadas:

	31/12/2015	31/12/2014
Trabalhistas	**51.185**	41.085
Cíveis	**820.779**	644.569
Fiscais	**408.148**	396.678
Juizados especiais	**7.944**	8.135
	1.288.055	1.090.467

Apresentamos, a seguir, os processos relevantes cujos consultores jurídicos estimam a probabilidade de perda como sendo possível e que não requerem constituição de provisão.

a) No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) regime especial originado do termo de acordo 035/91; (ii) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (iii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; (iv) cancelamento de faturas; (v) estorno de crédito – consumidor baixa renda; (vi) imposto em determinadas operações; e (vii) energia adquirida para consumo próprio e diferença entre valores

4.1 - Descrição dos fatores de risco

contabilizados e valores informados nas declarações fiscais. O montante envolvido totaliza R$ 333.750 em 31 de dezembro de 2015 (R$ 307.636 em 2014).

b) No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com o Município de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R$ 35.685 e R$ 3.370 em 31 de dezembro de 2015 (R$ 50.792 e R$ 3.083 em 2014).

Depósitos judiciais

A Companhia possui alguns depósitos vinculados à ações judiciais, os quais estão apresentados a seguir:

	31/12/2015	31/12/2014
Trabalhistas	**16.670**	11.179
Cíveis	**21.763**	19.313
Fiscais	**3.411**	3.513
Total	**41.844**	34.005

A Companhia tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos resultantes da inadequada prestação de serviços de distribuição de energia elétrica. As apólices de seguros da Companhia poderão não cobrir inteiramente quaisquer prejuízos resultantes da inadequada prestação de serviços de distribuição de energia elétrica.

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 de distribuição de energia elétrica, tais como interrupções abruptas no suprimento ou interferências de voltagem.

A Companhia contrata seguro de risco operacional para cobertura de perdas resultantes de incêndio, raio, explosões, enchentes, quebra de maquinário, dano elétrico e queda de energia elétrica em todas as subestações, prédios e instalações, bem como para perdas materiais e pessoais resultantes de acidentes de trânsito. A Companhia contrata também seguro de responsabilidade civil para a cobertura de danos pessoais e materiais causados a terceiros e contrata, ainda, apólices de seguro de transporte nacional e internacional, cobrindo os riscos nos transportes dos equipamentos nacionais e importados. As apólices de seguros da Companhia poderão não ser suficientes para a cobertura integral de todos os passivos que poderão surgir no decorrer dos negócios da Companhia.

Caso as diretrizes de administração de riscos futuros do Grupo Enel exijam a diminuição da cobertura dos seguros abaixo dos níveis atuais, ou caso a Companhia não seja capaz de contratar seguros em termos comparáveis aos atuais, o resultado das operações da Companhia poderá ser adversamente afetado caso esta incorra em passivos que não estejam totalmente cobertos por suas apólices de seguro.

As disposições restritivas dos contratos de financiamento da Companhia podem afetar adversamente a capacidade de operar seus negócios e de efetuar os pagamentos relativos às suas dívidas.

Os contratos de financiamento que regem as dívidas da Companhia contêm restrições e limitações que poderiam restringir significativamente a forma pela qual a Companhia opera seus negócios. Por exemplo, a Coelce é obrigada a observar disposições de cross default, restrições à sua capacidade de contratar novas dívidas, bem como determinados índices financeiros. Qualquer inadimplemento dos contratos financeiros pode levar os credores a exigir o pagamento do valor devido imediatamente e, ainda, pode causar o vencimento antecipado de outros contratos financeiros celebrados pela Companhia, o que poderia influenciar negativamente a capacidade de a Companhia honrar com seus compromissos financeiros, inclusive com os pagamentos relativos às suas dívidas.

Se a Companhia não conseguir controlar com sucesso as suas perdas de energia, os resultados de suas operações e sua situação financeira poderão ser adversamente afetados.

A Companhia sofre dois tipos de perdas de energia: técnicas e comerciais. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso normal da atividade de distribuição de energia elétrica. As perdas comerciais são resultantes de ligações ilegais e fraude por parte dos Consumidores, ou seja, configuram o furto de energia elétrica. . As perdas totais (média móvel de 12 meses) de energia da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 foram de 13,73%, 12,72% e 12,48% respectivamente. A Companhia não pode assegurar que as estratégias a serem implementadas para combater perdas de energia elétrica serão eficazes. Uma parcela de suas perdas de energia elétrica não poderá ser repassada por meio de aumento das tarifas, e não é possível assegurar que as medidas do Governo em resposta a uma possível escassez de energia no futuro, bem como um aumento nas perdas de energia, não venham a afetar adversamente a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Se a Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A. estiver impedida, por qualquer motivo, de fornecer energia para a Companhia, os resultados das operações e a situação financeira da Companhia poderão ser adversamente afetados.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Em 31 de agosto de 2001, a Companhia e a Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A., uma sociedade do Grupo Enel, celebraram contrato de compra e venda de energia elétrica, homologado pela ANEEL, por meio do qual a Companhia se obrigou a comprar e adquirir, no ponto de referência do submercado da Companhia, uma quantidade anual de energia equivalente a 2.690 GWh por um período de 20 anos, contado a partir de 27 de dezembro de 2003, quantidade esta que representa aproximadamente 33% da quantidade total de energia comprada pela Companhia em 2008.

Caso a Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A. esteja impedida, por qualquer motivo, de fornecer energia para a Companhia, nos termos do contrato referido acima, a Companhia poderá ser obrigada a adquirir energia no mercado "spot" e/ou em contratos bilateriais com terceiros a custos maiores e/ou condições menos vantajosas do que aqueles atualmente mantidos com a Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A. Caso não haja repasse de tais custos adicionais para as tarifas da Companhia, em valores suficientes e prazo hábil, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

O não cumprimento da legislação ambiental aplicável ou de determinações judiciais ou administrativas relacionadas à Companhia referentes à aspectos ambientais, bem como a criação de regulamentação ambiental mais rigorosa, poderá causar impacto adverso relevante na imagem, no resultado operacional e/ou na condição financeira da Companhia.

Os equipamentos, instalações e operações da Companhia estão sujeitos à legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal, bem como à fiscalização por agências governamentais responsáveis pela verificação de cumprimento dessa legislação e pela implementação de políticas ambientais e de segurança do trabalho. Essa legislação inclui, por exemplo, a necessidade de obtenção de licenças para a instalação e operação de determinados equipamentos e atividades, a obrigatoriedade de obtenção de autorizações para a supressão de vegetação e intervenções em áreas protegidas, bem como para o armazenamento, tratamento e destinação final adequada de resíduos. Tais agências podem impor sanções administrativas contra a Companhia em virtude de não-atendimento da legislação aplicável. Essas sanções poderão incluir, entre outras, a imposição de multas, o embargo de obras ou de atividades, a suspensão parcial ou total da atividade, bem como a suspensão ou cancelamento de licenças concedidas, a perda ou restrições de incentivos fiscais, linhas de financiamento de estabelecimentos oficiais de crédito e a proibição de contratar com o poder público. Caso a legislação ambiental e de segurança do trabalho se torne mais rigorosa, a Companhia poderá ser forçada a aumentar os gastos com investimentos para atender a esta legislação. A demora ou a recusa dos órgãos ambientais em emitir ou renovar licenças ou autorizações, ou a incapacidade da Companhia de obter as licenças ambientais pertinentes e/ou renovar as licenças ambientais atualmente existentes, bem como de atender às exigências formuladas pelos órgãos ambientais para tal finalidade, pode impedir o início ou a continuidade de serviços prestados pela Companhia. Tais fatos podem afetar de maneira adversa a situação financeira e/ou resultado operacional da Companhia.

Além disso, a inobservância, pela Companhia, da legislação ambiental pode acarretar, além da obrigação de reparar danos diretos e indiretos que eventualmente sejam causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, a aplicação de sanções de natureza penal contra a Companhia e seus administradores, que podem incluir, no caso das sanções impostas contra a Companhia, a imposição de multas, a suspensão parcial ou total da atividade e a proibição de contratar com o poder público ou dele obter subsídios, subvenções e doações, podendo ter impacto negativo nas receitas da Companhia ou, ainda, inviabilizar a captação de recursos junto ao mercado financeiro. A personalidade jurídica da Companhia poderá também ser desconsiderada para garantir a reparação dos danos ambientais que porventura a Companhia venha a causar.

Sem prejuízo do disposto acima, a inobservância pela Companhia da legislação ambiental, assim como o descumprimento de termos de ajustamento de conduta, termos de compromisso e/ou acordos judiciais por ela celebrados poderá causar impacto adverso relevante na imagem, no resultado operacional e/ou na condição financeira da Companhia.

b) Riscos relacionados ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

O acionista controlador exerce influência significativa sobre a Companhia. A Enel SpA, por meio da Enel Brasil S.A. e da Enersis S.A., detém poderes de voto suficientes para nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia, bem como detém poderes de voto para tomar decisões estratégicas, financeiras, societárias e outras decisões pertinentes às demais áreas de negócio que venham a divergir das expectativas ou preferências dos acionistas não controladores.O acionista controlador exerce influência significativa sobre a Companhia. Muitas destas decisões, no entrando, estão sujeitas às devidas aprovações pela entidade reguladora setorial, neste caso, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, o que reduz o risco de uma mudança substancial no *core business* da Companhia.

c) Riscos relacionados aos seus acionistas

Não aplicável.

d) Riscos relacionados as suas controladas e coligadas

Não aplicável.

e) Riscos relacionados aos seus fornecedores

A terceirização de parte substancial das atividades da Coelce pode ter um efeito adverso relevante nos seus resultados e/ou na sua condição financeira caso tal terceirização venha a ser considerada como vínculo empregatício para fins da legislação aplicável ou caso venha a ser considerada ilegal pelo Poder Judiciário.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

As concessionárias de serviços de energia elétrica, tal como a Companhia, bem como as de telefonia, tem terceirizado parte de suas atividades com base no art.25 da Lei de Concessões (8.987), a qual expressamente permite a terceirização de serviços acessórios, inerentes e correlatos.

Todavia, existe grande celeuma jurídica acerca da possibilidade de se terceirizar ou não atividades fins, na qual se discute se as atividades acessórias, inerentes e correlatas possuem ou não aquela natureza. Esse tema está sendo discutido na Justiça do Trabalho, sem possuir, contudo, decisão pacificada a favor das concessionárias.

No caso especifico da Companhia, o Tribunal Superior do Trabalho, em recurso julgado pela sua Quinta Turma, decidiu pela impossibilidade de terceirização de atividades consideradas "atividades-fim" da companhia, contra qual decisão foi interposto recurso à Secção de Dissídios Individuais – SDI 1, o qual aguarda julgamento. Destarte, recentemente, a Coelce obteve decisão do Supremo Tribunal Federal – STF suspendendo os efeitos dessa decisão por entender que houve afronta à cláusula de reserva de plenário pela decisão do TST. Assim, no momento, a Companhia está autorizada a manter a terceirização dos serviços contratados.

Se a Companhia ganhar o processo, poderá manter a terceirização. Caso o entendimento da justiça em julgamentos futuros seja contrário, inclusive naqueles relativos às atividades desenvolvidas pela Companhia, a Companhia poderá ser obrigada a substituir os terceirizados por ela contratados, primarizando tais contratações, o que poderá acarretar custos significativos para a Companhia, afetando, consequentemente, de forma relevante e adversa, os seus resultados operacionais e/ou a sua condição financeira.

Ressalte-se que o modelo da terceirização ainda traz à Companhia outros custos, pois na hipótese de uma ou mais empresas tercerizadas não cumprirem com quaisquer de suas obrigações trabalhistas, previdenciárias e/ou fiscais, a Companhia pode vir a ser condenada judicialmente a arcar com tais obrigações.

A Coelce é obrigada a realizar desembolsos de capital significativos para o atendimento do Programa Luz para Todos, criado pelo Governo Federal. Caso a Eletrobrás demore muito tempo para efetuar o repasse dos recursos financeiros despendidos pela Coelce no âmbito do Programa Luz para Todos, poderá haver um descasamento do fluxo de caixa da Coelce afetando, adversamente, seus resultados e/ou condição financeira.

A Companhia é parte integrante do Programa Luz para Todos criado pelo Governo Federal e, consequentemente, é responsável pela implementação de projetos que visam à distribuição de energia elétrica em zonas menos desenvolvidas do Estado do Ceará. Considerando que a Companhia realiza investimentos significativos para permitir a implementação de referidos projetos previamente à liberação de recursos pelo Governo Federal (i.e., em um primeiro momento, a Companhia utiliza recursos próprios para desenvolvimento do Programa Luz para Todos), o atraso no respectivo repasse desses recursos pela Eletrobrás poderá causar um descasamento do fluxo de caixa da Companhia e, como resultado, afetar adversamente sua capacidade de pagamento e condição financeira.

f) Riscos relacionados aos seus clientes

Se a Companhia não conseguir controlar com sucesso a inadimplência de seus clientes, os resultados de suas operações e sua situação financeira poderão ser adversamente afetados.

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo total das contas vencidas era de aproximadamente R$593 milhões enquanto o índice de cobrabilidade da Companhia, medida como valores arrecadados sobre valores faturados, com relação aos últimos doze meses da data de apuração.

A Companhia não pode assegurar que conseguirá implementar todas as ações necessárias para reduzir o inadimplemento de seus clientes, e tampouco que, uma vez implementadas, tais medidas garantirão a eliminação da inadimplência.

Adicionalmente, o corte de fornecimento de energia pela Companhia em caso de inadimplemento dos seus clientes pode ser questionado na justiça e, ainda, discute-se no legislativo a possibilidade de alteração nos procedimentos de corte de energia permitido às distribuidoras de energia, sendo que não há como assegurar que decisões judiciais contrárias à Companhia com relação ao corte de fornecimento de energia e/ou que alterações nos procedimentos de corte de energia não ocasionarão efeitos adversos aos negócios e à situação financeira da Companhia.

O aumento dos índices de inadimplência da Companhia podem afetar a arrecadação da Companhia, o que, consequentemente, poderá afetar a sua situação financeira e os seus resultados operacionais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

	Saldos			Valor bruto	
Classe de consumidores	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90	31/12/2015	31/12/2014
Circulante					
Residencial	**123.213**	**102.528**	**37.671**	**263.412**	166.515
Industrial	**43.806**	**9.003**	**41.965**	**94.774**	93.139
Comercial	**51.275**	**23.093**	**14.557**	**88.925**	55.817
Rural	**35.250**	**18.956**	**21.859**	**76.065**	43.813
Poder público	**24.550**	**15.282**	**2.497**	**42.329**	32.578
Iluminação pública	**7.756**	**2.340**	**464**	**10.560**	8.381
Serviço público	**12.721**	**2.526**	**1.373**	**16.620**	8.631
Subtotal	**298.571**	**173.728**	**120.386**	**592.685**	408.874
Fornecimento não faturado	**192.265**	**-**	**-**	**192.265**	140.186
Consumidores baixa renda	**28.308**	**-**	**-**	**28.308**	37.318
Parcelamento de débitos	**33.131**	**-**	**-**	**33.131**	12.447
Contas a receber com partes relacionadas	**78**	**-**	**-**	**78**	40
Outros créditos	**4.097**	**6.193**	**759**	**11.049**	5.982
Subtotal	**556.450**	**179.921**	**121.145**	**857.516**	604.847
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	**-**	**-**	**(113.587)**	**(113.587)**	(97.933)
Total circulante	**556.450**	**179.921**	**7.558**	**743.929**	506.914
Não circulante					
Comercialização na CCEE	**-**	**-**	**15.289**	**15.289**	15.289
Parcelamento de débitos	**-**	**-**	**12.586**	**12.586**	7.231
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	**-**	**-**	**(17.030)**	**(17.030)**	(15.825)
Total não circulante	**-**	**-**	**10.845**	**10.845**	6.695

g) Riscos relacionados ao setores da economia nos quais o emissor atue

Para riscos relacionados a fatores macroeconômicos que possam afetar a Companhia, vide item 5.2 deste Formulário

h) à regulação dos setores em que o emissor atue

A Companhia está sujeita a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelo Governo Federal, e não tem como prever o efeito de eventuais alterações na regulamentação/legislação em vigor sobre seus negócios e resultados operacionais.

A principal atividade da Companhia, qual seja a distribuição de energia elétrica, e a de seus concorrentes são reguladas e supervisionadas pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos reguladores exerceram historicamente um importante grau de autoridade sobre os negócios da Companhia. Nos últimos anos, o Governo Federal implementou novas políticas relacionadas ao setor elétrico brasileiro. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, promulgada em 15 de março de 2004, por exemplo, regula as operações de companhias do setor elétrico, através da implementação de portarias, resoluções e outras diretrizes governamentais, devendo-se notar que tais regras poderão ser alteradas se os leilões de energia nova não garantirem a ampliação da capacidade de distribuição.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira, a ANEEL está autorizada a regular diversos aspectos dos negócios da Companhia, inclusive com relação à necessidade de investimentos, à realização de despesas adicionais e à determinação das tarifas cobradas, bem como limitar o repasse do preço da energia comprada às tarifas cobradas pela Companhia. Na hipótese da ANEEL desconsiderar a constituição da CVA e a Companhia seja obrigada a efetuar gastos adicionais não provisionados e encontre-se impossibilitada de ajustar, tempestivamente, suas tarifas junto aos consumidores, os seus resultados podem ser adversamente afetados.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, dentre outras restrições, que caso a energia contratada esteja aquém da real demanda de energia, além de pagamento de penalidade a ser estabelecida pela ANEEL, a Companhia compra esse déficit de energia ao preço da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE sem poder assegurar que esse custo será repassado para as tarifas dos consumidores. Além disso, a Companhia fica também com a obrigação de compensar a defasagem com contratos de compra de energia com prazos menores (que normalmente são negociados com preços maiores), o que impossibilitaria a Companhia de repassar integralmente aos consumidores os custos adicionais resultantes dessas compras. Adicionalmente, caso a energia contratada exceda a real demanda de energia em mais de 3,0%, a Companhia também estará impossibilitada de repassar esses custos excedentes aos consumidores, sendo que esse excedente de energia é negociado na liquidação financeira da CCEE ao preço da liquidação, podendo resultar em perda para a Companhia caso o preço da liquidação seja inferior ao custo de compra.

A condição financeira e os resultados operacionais da Companhia podem ser negativamente afetados caso a ANEEL não aprove os reajustes de suas tarifas de distribuição em termos favoráveis.

As tarifas de distribuição da Companhia são estabelecidas de acordo com seu Contrato de Concessão e estão sujeitas à aprovação da ANEEL. O Contrato de Concessão estabelece um mecanismo de controle de preços que permite 3 tipos de reajustes nas tarifas de distribuição:

• o reajuste periódico anual, que tem como objetivo compensar os efeitos da inflação e repassar aos consumidores certas alterações da estrutura de custos da Companhia que estejam fora de seu controle, tais como o custo da energia elétrica que é adquirida de certas fontes e determinados impostos;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

• a revisão periódica, realizada a cada 5 ou 4 (dependendo da empresa) anos pela ANEEL, para realinhar as tarifas da Companhia com os seus custos e para fixar um índice baseado na eficiência operacional da Companhia, o qual será aplicado contra o índice de inflação dos futuros reajustes periódicos anuais, cujo objetivo é remunerar a administração eficiente dos custos da Companhia e, ao mesmo tempo, compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores; e

• a revisão extraordinária, que pode ser pleiteada pela Companhia sempre que houver um desequilíbrio econômico e financeiro na concessão devido a uma mudança inesperada e significativa nos custos.

A Companhia não pode afirmar que os reajustes e revisões de tarifas de distribuição serão aprovados pela ANEEL em termos favoráveis. Além disso, caso esses reajustes e/ou revisões não sejam concedidos pela ANEEL em tempo hábil ou de forma integral, a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser afetados adversamente.

Dessa forma, na hipótese de alterações imprevistas nas condições originais de contratação, caso os reajustes tarifários ou, ainda, a aplicação da cláusula de restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro não gerem, tempestivamente, um aumento do fluxo de caixa, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia podem ser afetados adversamente.

Os reajustes sobre as tarifas aprovadas pela ANEEL estão sujeitos a contestações, o que pode afetar adversamente a receita operacional e/ou a condição financeira da Companhia.

Quaisquer revisões e reajustes tarifários por parte da Companhia estão sujeitos à aprovação pela ANEEL, bem como aos limites estabelecidos no Contrato de Concessão e na legislação brasileira aplicável, tal como a Lei de Concessões e as resoluções da ANEEL. Os índices apurados por meio dessas revisões e reajustes tarifários, ainda que homologados pela ANEEL, podem ser objeto de contestações judiciais por parte dos consumidores, da Ordem dos Advogados do Brasil, de órgãos governamentais, por meio, por exemplo, de comissões parlamentares de inquérito e por parte do Ministério Público na defesa dos interesses difusos dos consumidores da área de concessão da Companhia, dada a natureza de serviço público essencial da atividade da Companhia.
Nesse sentido, mudanças metodológicas, impostas pelo poder concedente no Contrato de Concessão, relativas ao cálculo dos reajustes tarifários anuais e revisões tarifárias, além de eventuais decisões favoráveis aos questionamentos relacionados a revisões e reajustes tarifários concedidos pela ANEEL, podem afetar negativamente a imagem da Companhia, bem como sua receita operacional e condição financeira.

A Companhia pode ser penalizada pela ANEEL pelo não atendimento das obrigações contidas no Contrato de Concessão, o que pode acarretar multas e outras penalidades e, dependendo da gravidade do inadimplemento, a caducidade da Concessão.

As atividades de distribuição da Companhia são conduzidas em conformidade com o Contrato de Concessão. A ANEEL poderá impor penalidades à Companhia caso ela deixe de cumprir com qualquer disposição contida no referido contrato. As penalidades aplicáveis dependem da extensão da gravidade da não conformidade e incluem:
• advertências;

• multas por infração, limitadas a 2% do faturamento da concessionária nos doze meses anteriores à data da lavratura do auto de infração;

• impedimentos à construção de novas instalações ou à compra de novos equipamentos;

• restrições sobre a operação das instalações e equipamentos existentes;

• suspensão temporária de participação em processos licitatórios de novas concessões;

• suspensão do repasse de recursos do poder concedente em caso de inadimplência intrassetorial;

• suspensão da aplicação de reajuste/revisão em caso de inadimplência intrassetorial;

• intervenção na administração da empresa inadimplente por parte da ANEEL; ou

• caducidade da concessão.

A ANEEL, além das penalidades descritas acima, também poderá intervir na concessão para assegurar a observância às leis e regulamentações aplicáveis.

Ainda, o Governo Federal tem autoridade para extinguir o Contrato de Concessão antes de seu término: (i) no caso de falência ou dissolução da Companhia; (ii) no caso de inexecução, total ou parcial, do Contrato de Concessão; ou (iii) caso a Companhia não atenda aos termos e às condições estabelecidas no Contrato de Concessão, bem como às obrigações legais e regulatórias aplicáveis.

O término antecipado ou a não-renovação do Contrato de Concessão, a imposição de multas ou penalidades severas por parte da ANEEL, ou a intervenção da ANEEL na Concessão, poderão ter um efeito adverso sobre os negócios, os resultados operacionais e a situação financeira da Companhia, sem mencionar os efeitos sobre o valor de mercado dos valores mobiliários e sua emissão, bem como sobre a sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

A Concessão, por meio da qual a Companhia está autorizada a realizar atividades de distribuição, está sujeita à extinção sob certas circunstâncias, e a Companhia pode não ser capaz de recuperar o valor integral investido caso a Concessão seja extinta.

A Companhia executa suas atividades de distribuição de acordo com o Contrato de Concessão. O prazo da concessão é de 30 anos, o qual expirará em 9 de dezembro de 2026, e este poderá ser renovado caso certas condições sejam atendidas. Contudo, nos

4.1 - Descrição dos fatores de risco

termos da Lei de Concessões, o Governo Federal tem autoridade para extinguir a concessão antes do seu término, em caso de falência ou dissolução da Companhia. A legislação brasileira também estabelece que as concessões poderão ser extintas antes de seu término por meio de uma ação de encampação, justificada pelo interesse público. De acordo com a legislação brasileira, uma encampação exigiria o pagamento antecipado de indenização por parte do Governo Federal, a título de reparação pelos prejuízos sofridos pela Companhia. A caducidade da Concessão poderá ser declarada caso a Companhia não atenda aos termos e às condições estabelecidas no Contrato de Concessão, bem como às obrigações legais e regulatórias aplicáveis.

Caso o Governo Federal declare a extinção da Concessão da Companhia antes do seu término, por qualquer motivo, a indenização a que esta tem direito pela parte não-amortizada de seu investimento poderá não ser suficiente para a recuperação do valor integral do investimento feito. Em todos os casos descritos, a extinção antecipada da Concessão da Companhia terá um efeito adverso relevante sobre os seus negócios, resultados e situação financeira, sem mencionar os efeitos sobre os valores mobiliários de sua emissão, bem como sobre a sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

Estimativas incorretas da demanda de energia para as áreas de concessão de distribuição da Companhia poderão afetar adversamente os seus resultados operacionais. A Companhia pode não conseguir repassar integralmente, através de suas tarifas, os custos de compras de energia devido à necessidade de aquisição de energia elétrica por meio de contratos de curto prazo.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que as distribuidoras de energia elétrica devem contratar antecipadamente, por meio de leilões públicos, toda a demanda de energia prevista para suas áreas de concessão de distribuição para os 5 anos subsequentes. Caso a demanda prevista esteja incorreta e a Companhia adquira energia elétrica em quantidade maior ou menor do que a necessária, a Companhia pode ser impedida de repassar integralmente os custos da compra de energia aos consumidores e ficar sujeita a multas impostas pela ANEEL.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, dentre outras restrições, que caso a energia contratada esteja aquém da real demanda de energia, além de pagamento de penalidade a ser estabelecida pela ANEEL, a Companhia compra esse déficit de energia ao preço da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE sem poder assegurar que esse custo será repassado para as tarifas dos consumidores. Além disso, a Companhia fica também com a obrigação de compensar a defasagem com contratos de compra de energia com prazos menores (que normalmente são negociados com preços maiores), o que impossibilitaria a Companhia de repassar integralmente aos consumidores os custos adicionais resultantes dessas compras. Adicionalmente, caso a energia contratada exceda a real demanda de energia em mais de 3,0%, a Companhia também estará impossibilitada de repassar esses custos excedentes aos consumidores, sendo que esse excedente de energia é negociado na liquidação financeira da CCEE ao preço da liquidação, podendo resultar em perda para a Companhia caso o preço da liquidação seja inferior ao custo de compra.

A Companhia não pode garantir que sua previsão para a demanda de energia será correta. Caso haja variações significativas entre as previsões de demanda de energia e o volume de energia adquirida, os resultados de suas operações poderão ser afetados adversamente.

Além disso, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico limita a capacidade de repassar o custo da energia adquirida pela Companhia aos consumidores, caso esses custos excedam o Valor de Referência Anual estabelecido pela ANEEL, o que, consequentemente, poderia afetar os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

Um novo racionamento de energia, em função da falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia e/ou condições hidrológicas adversas podem afetar negativamente o faturamento e a geração de caixa da Companhia.

A energia hidrelétrica é uma das principais fontes de eletricidade do Brasil. A baixa média pluviométrica nos anos anteriores a 2001 acarretou redução dos níveis dos reservatórios e baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. O programa de racionamento determinou uma redução no consumo de energia elétrica de consumidores industriais, comerciais e residenciais da ordem de 15% a 25% entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

O faturamento da Companhia entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 (período do racionamento) foi 10% inferior a igual período iniciado em junho de 2000 e 33% inferior a igual período iniciado em junho de 2002. A geração de caixa da Companhia também foi afetada negativamente durante o racionamento.

A falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia, somada à diminuição do nível de água dos reservatórios brasileiros, podem levar o Governo Federal a tomar novas medidas para redução do consumo de energia que poderão ter um impacto negativo na economia brasileira, no faturamento e na geração de caixa da Companhia.

Tendo em vista que uma parte substancial dos ativos da Companhia é dedicada ao fornecimento de um serviço público essencial, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência, e não estarão sujeitos a penhora para garantia de juízo.

Parte substancial dos ativos da Companhia é considerada como dedicada ao fornecimento de serviço público essencial pelos tribunais brasileiros. Deste modo, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantia de juízo e, nesses casos, de acordo com os termos da Concessão e da legislação brasileira, serão revertidos para o Governo Federal.

A indenização recebida pela Companhia poderá ser menor do que o valor de mercado dos ativos. Essas restrições à liquidação e penhora poderão diminuir significativamente os valores a que os investidores da Companhia teriam direito em caso de liquidação,

4.1 - Descrição dos fatores de risco

além de poder ter efeito adverso sobre a capacidade da Companhia de obter financiamentos, o que, consequentemente, afetaria de forma adversa os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

Impacto do Programa de "Universalização" do Governo Federal

Em 2002, o Governo Federal deu início à implementação de um programa de "universalização" com o objetivo de fornecer eletricidade a consumidores de baixo consumo. De acordo com o programa, as empresas de distribuição de energia devem arcar com os custos iniciais de eletricidade para clientes cuja potência declarada dos equipamentos elétricos não ultrapasse 50kW.

Além disso, em 2003 foi criado o Programa Luz para Todos alocando recursos dos fundos setoriais (CDE e RGR) e dos Estados para financiar a universalização do acesso a energia elétrica nas áreas rurais.

Se a Companhia não cumprir o objetivo determinado no programa, poderá ser apenada nas revisões tarifárias até o cumprimento de tais metas. Devido às suas características geográficas e sócio-econômicas, este programa pode exigir despesas operacionais e dispêndios de capital significativos da Companhia.

O Estado do Ceará tem um grande número de consumidores que se enquadram nos quesitos exigidos por este programa. Além disso, o Governo Federal poderá impor à Companhia ônus adicionais no futuro no âmbito do próprio programa de universalização ou de outro programas existentes ou que venham a ser implementados, os quais podem aumentar significativamente os dispêndios de capital e custos operacionais da Companhia e afetar negativamente a sua situação financeira e os seus resultados operacionais.

Tendo em vista que uma parte substancial dos ativos da Companhia é dedicada ao fornecimento de um serviço público essencial, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência, e não estarão sujeitos a penhora para garantia de juízo.
Parte substancial dos ativos da Companhia é considerada como dedicada ao fornecimento de serviço público essencial pelos tribunais brasileiros. Deste modo, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantia de juízo e, nesses casos, de acordo com os termos da Concessão e da legislação brasileira, serão revertidos para o Governo Federal.

A indenização recebida pela Companhia poderá ser menor do que o valor de mercado dos ativos. Essas restrições à liquidação e penhora poderão diminuir significativamente os valores a que os investidores da Companhia teriam direito em caso de liquidação, além de poder ter efeito adverso sobre a capacidade da Companhia de obter financiamentos, o que, consequentemente, afetaria de forma adversa os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

O projeto de Reforma das Agências Reguladoras pode afetar a competência da ANEEL.

Há projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das agências reguladoras. Esse projeto de lei visa alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação (i) de contratos de gestão, que deverão ser firmados entre as agências reguladoras e os Ministérios a que estiverem vinculadas, e (ii) de ouvidoria nas agências reguladoras, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados e acompanhar o processo interno de apuração das denúncias e reclamações dos usuários, seja contra a atuação da agência reguladora, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República.

Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

Projetos de lei em tramitação no Congresso Nacional poderão alterar a Lei de Concessões e Lei Federal nº 9.427/96.

Tramita no Congresso Nacional o projeto de lei nº 3.245/2008, que visa acrescentar o artigo 13-A à Lei de Concessões, o qual preverá que a prestação de serviços públicos essenciais aos consumidores de baixa renda será subsidiada por meio da instituição de tarifa social. O parágrafo único do artigo 13-A ainda definirá o fornecimento de energia elétrica como serviço público essencial.
Também tramita no Congresso Nacional o projeto de lei nº 4.942/2009 que, se aprovado, poderá dificultar o procedimento de suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento. Assim, a suspensão do fornecimento de energia somente será admitida mediante sentença judicial, quando frustrados os meios ordinários de cobrança, devendo ser comunicada com antecedência mínima de 15 dias ao poder público local ou ao Poder Executivo Estadual, quando puder prejudicar a prestação de serviço público ou essencial à população.

As alterações em discussão, se aprovadas, poderão afetar negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

A fiscalização do Tribunal de Contas da União Federal nos procedimentos adotados pela ANEEL poderá afetar adversamente a metodologia de revisão e reajuste de tarifas de energia elétrica.

O Tribunal de Contas da União acompanhou e fiscalizou o procedimento de revisão tarifária de algumas empresas do setor elétrico, conduzido pela ANEEL no ano de 2003, e proferiu acórdãos nos processos referentes às empresas Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A., Light e Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, nos quais elaborou diversas considerações, críticas e determinações à ANEEL, referentes à metodologia da revisão. Caso o Tribunal de Contas da União venha a fiscalizar o procedimento de revisão tarifária da Companhia, o seu respectivo posicionamento poderá afetar adversamente a metodologia de revisão e reajuste da Companhia, afetando, consequentemente, o resultado operacional e a condição financeira da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

i) aos países estrangeiros onde o emissor atue

O Brasil é o único país em que o emissor atua, não estando, portanto, sujeito a fatores de risco associados aos países estrangeiros.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

4.2. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros.

A Companhia tem como prática a análise constante dos riscos aos quais está exposta e que possam afetar seus negócios, situação financeira e os resultados das suas operações de forma adversa. Os riscos de mercado ao qual a Companhia está exposta estão descritos no item 4.1.

4.3. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

a. juízo
b. instância
c. data de instauração
d. partes no processo
e. valores, bens ou direitos envolvidos
f. principais fatos
g. se a chance de perda é:
i. provável
ii.possível
iii.remota
h. análise do impacto em caso de perda do processo

Encontram-se relacionados neste Formulário de Referência todos os processos administrativos e judiciais em andamento, nos quais a Companhia figura como parte devedora, classificados como relevantes. Na avaliação da relevância, a Companhia, além de se ater à capacidade do processo de impactar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou seus negócios, considerou também outros fatores que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os riscos de imagem inerentes a determinada prática da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Os valores envolvidos são avaliados pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos, sendo as contingências de perda classificadas em provável, possível ou remota, considerando os critérios determinados nas normas contábeis emitidas pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis – CPC. A Companhia mantém provisionados apenas os valores relativos aos processos que estão classificados dentre os de risco de perda "provável".

A seguir, são apresentados os detalhes dos processos administrativos e judiciais, nos quais a Companhia figura como parte, que não estão sob sigilo e que são relevantes para os negócios da Companhia.

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Fiscal	DRF	Instância Superior	30/12/1998	Coelce	Receita Federal	8.533.382,47	-	RECUPERAÇÃO DE CRÉDITOS - Pedido de restituição e	Remota
Fiscal	STJ	Instância Superior	02/06/2003	Coelce	Fazenda	Recuperação	-	Dedução do ajuste correspondente à variação monetária	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	29/12/2004	SEFAZ	Coelce	13.013.127,08	-	Auto lavrado em 29/12/2004, para exigir créditos de ICMS oriundos de erro na base de registro de consumidores isentos e imunes (as classes comercial, industrial, iluminado público e serviços públicos) relativo ao período de abril a agosto de 1999.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	29/11/2006	SEFAZ	Coelce	25.012.230,76	-	Auto lavrado pelo não recolhimento do ICMS em virtude da indicação de faturas de cancelamento sem a comprovação da operação anteriormente tributada.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	16/02/2007	SEFAZ	Coelce	30.729.905,73	-	Auto lavrado pelo não recolhimento do ICMS em virtude da indicação de faturas de cancelamento sem a comprovação da operação anteriormente tributada no ano 2002.	Possível
Fiscal	STF	Instância Superior	02/05/2001	Coelce	Fazenda Nacional	Recuperação	-	Exclusão do valor com relação ao ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS.	Possível
Fiscal	STJ	Instância Superior	28/03/2003	Coelce	Fazenda Municipal	18.424.783,80	-	Execuções fiscais (processos n º 2002.02.42526-6 - número novo - 2000.0122.9845-0/0 e 2002.02.42745-5 - número novo 2000.0123.0064-1/0) de débitos discutidos em Autos lavrados pelo não recolhimento do ISS sobre prestações de serviços de atividades acessórias.	Possível
Fiscal	STJ	Instância Superior	13/03/2000	Coelce	Fazenda	Recuperação	-	Dedução das despesas de depreciação, amortização ou	Possível
Fiscal	9ª Vara de	1ª Instância	21/02/2001	Coelce	SEFAZ	Recuperação	-	A demanda busca a apropriação de créditos de ICMS	Remota
Fiscal	CARF	2ª Instância	31/07/1997	Receita	Coelce	16.206.195,09	-	Pedido de Compensação de Créditos de FINSOCIAL	Remota
Fiscal	STJ	1ª Instância	16/12/2004	Coelce	Fazenda	Recuperação	-	Declaração de inexigibilidad do ISSQN incidente sobre	Remota
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	09/05/2008	SEFAZ	Coelce	196.795.121,62	-	Auto lavrado para exigir créditos do ICMS oriundos de	Remota
Fiscal	9ª Vara Federal	Instância Superior	19/01/2009	Fazenda	Coelce	19.572.509,04	-	Execução fiscal para a cobrança de valores cujas	Possível
Fiscal	Tribunal de Justiça	1ª Instância	02/10/2009	SEFAZ	Coelce	25.422.104,72	-	Auto lavrado para a cobrança do ICMS do ano 2005 que resulta da questão do extorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda".	Possível

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	19/01/2001	SEFAZ	Coelce	5.743.746,84	-	Auto lavrado para exigir créditos de ICMS oriundos do não recolhimento por parte de Coelce diante do Termo de acordo 035/91, com respeito ao período de janeiro a dezembro de 1995.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	19/01/2001	SEFAZ	Coelce	5.751.330,32	-	Auto lavrado para exigir créditos de ICMS oriundos do não recolhimento por parte de Coelce diante do Termo de acordo 035/91, com respeito ao período de janeiro a dezembro de 1996.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	19/01/2001	SEFAZ	Coelce	5.661.660,68	-	Auto lavrado para exigir créditos de ICMS oriundos do não recolhimento por parte de Coelce diante do Termo de acordo 035/91, com respeito ao período de janeiro a dezembro de 1997.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	28/01/2004	SEFAZ	Coelce	1.465.735,29	-	Auto lavrado para exigir créditos de ICMS oriundos do não recolhimento por parte de Coelce diante do Termo de acordo 035/91, com respeito ao período de janeiro a dezembro de 1998.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	16/02/2007	SEFAZ	Coelce	4.521.683,18	-	Auto lavrado pelo não recolhimento do ICMS nas operações consideradas não tributadas no ano 2002.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	04/04/2008	SEFAZ	Coelce	4.373.126,19	-	Auto apresentado para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição bens para o ativo fixo.	Possível
Fiscal	TJ-CE	1ª Instância	06/05/2005	Coelce	SEFAZ	2.137.673,97	-	Anular os débitos tributários consequentes do Auto nº 2002.12163-7, com respeito à transferência de créditos no exercício do ano 2001.	Possível
Fiscal	TJ-CE	2ª Instância	01/08/2005	SEFAZ	Coelce	1.974.800,12	-	Desconstituir os títulos executivos decorrentes dos Autos nº 2002.12160-7 e 2002.12162-7 (transferência de créditos durante os exercícios dos anos 1999 e 2000) já objetos da ação anulatoria nº 2004.02.27497-0, a qual	Possível
Fiscal	TJ-CE	1ª Instância	08/08/2007	Coelce	Fazenda Municipal	5.501.186,90	-	Suspender a exigibilidade e, no mérito, anular os créditos tributários cobrados nos processos administrativos nº 53161/02, 521571/02 e 55569/02.	Possível
Fiscal	TJ-CE	1ª Instância	31/07/2009	Fazenda Municipal	Coelce	3.082.973,45	-	Execução fiscal para a cobrança de ISS por diferença nas declarações.	Possível
Fiscal	SEFIN - For	2ª Instância	07/05/2010	Fazenda Municipal	Coelce	1.174.770,86	-	Auto lavrado para a cobrança de ISS referente ao ano de 2007 sobre serviços de atividades acessorias, tais como:chamada, reconexão, e emissão de 2ª via de fatura.	Possível

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

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Fiscal	CARF	2ª Instância	08/08/2003	Receita Federal	Coelce	1.868.794,90	-	Demanda administrativa para a cobrança do IRPJ relativo ao segundo trimestre do ano de 1998 diante do não recolhimento apontado pela auditoria interna da Fazenda Nacional em revisão das declarações apresentadas.	Possível
Fiscal	TJ-CE	2ª Instância	02/04/2000	Fazenda Municipal	Coelce	4.791.386,95	-	Execução fiscal (processo nº 2000.0133.7452-5/0) de Auto relativo ao não recolhimento do ISS sobre a taxa de administração da TIP.	Possível
Fiscal	TJ-CE	2ª Instância	26/03/2001	Fazenda Municipal	Coelce	5.426.946,61	-	Execução fiscal para a cobrança de ISS e IPTU referentes às certidões de dívida ativa de nº 133/94 a 146/94.	Possível
Fiscal	TJ-CE	2ª Instância	17/06/2011	SEFAZ	Coelce	20.907.631,79	-	Auto lavrado para a cobrança de ICMS do ano 2006 em virtude do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis a consumidores classificados como "baixa renda".	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	21/12/2012	SEFAZ	Coelce	16.111.079,19	-	Auto lavrado para a cobrança de ICMS relativo ao ano 2007, por apropriação a maior de créditos de ICMS oriundos da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	21/12/2012	SEFAZ	Coelce	23.326.325,73	-	Auto lavrado para a cobrança de ICMS no exercício de 2007 em virtude do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis a consumidores classificados como "baixa renda".	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	21/12/2010	SEFAZ	Coelce	20.863.072,16	-	Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a	Remota
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	17/06/2011	SEFAZ	Coelce	33.074.645,53	-	Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a	Remota
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	01/08/2012	SEFAZ	Coelce	38.495.707,05	-	Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a	Remota
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	17/06/2011	SEFAZ	Coelce	2.018.409,75		Auto lavrado para exigir créditos do ICMS oriundos de divergência entre a receita bruta contabilizada e total de receita informada na DAICMS (declaração à fazenda estadual dos valores a pagar-se de ICMS).	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	18/12/2013	SEFAZ	Coelce	19.876.318,27	-	Auto apresentado para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição bens para o ativo fixo.	Possível

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

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	18/12/2013	SEFAZ	Coelce	12.824.452,44		Auto lavrado para a cobrança do ICMS do ano 2008 que resulta da questão do extorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda".	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	18/12/2013	SEFAZ	Coelce	5.427.409,63		Auto lavrado para exigir créditos do ICMS oriundos de divergência entre a receita bruta contabilizada e total de receita informada na DAICMS (declaração à fazenda estadual dos valores a pagar-se de ICMS).	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	2ª Instância	18/12/2013	SEFAZ	Coelce	34.810.081,21		Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência contratada.	Remota
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	23/10/2014	SEFAZ	Coelce	42.865.348,90		Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência contratada.	Remota
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	28/02/2014	SEFAZ	Coelce	33.575.348,63		Auto lavrado para cobrança de ICMS sobre a demanda de pontência contratada referente à alguns clientes da Coelce que apresentaram, recursos contra o Estado do Ceará solicitando a improcedência do ICMS sobre a potência contratada.	Remota
Fiscal	Receita Federal	2ª Instância	03/11/2014	Receita Federal	Coelce	35.185.554,13		Contrariando práctica de todo el sector de distribución de energía, el entendimiento y exigencia de ANEEL, pareceres de expertos y sus propias auditorías fiscales anteriores, la hacienda publica federal incoó acta a Coelce por rechazar la toma de créditos para fines de determinación del PIS/COFINS en el año 2011, calculados sobre la amortización de activos fijos, bajo el argumento que venta de mercancía no da derecho a dichos créditos, sin considerar que ellos son esenciales a la realización de la actividad.	Remota
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	30/06/2014	SEFAZ	Coelce	20.045.357,40		Auto lavrado para a cobrança do ICMS do ano 2009 que resulta da questão do extorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis aos consumidores "baixa renda".	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	30/06/2014	SEFAZ	Coelce	24.911.217,80		Auto apresentado para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição bens para o ativo fixo.	Possível
Fiscal	SEFAZ-CE	1ª Instância	17/06/2011	SEFAZ	Coelce	6.076.143,54		Auto apresentado para exigir créditos de ICMS oriundos da aquisição bens para o ativo fixo.	Possível

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

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Civel	STJ	Instância Superior	18/10/1994	Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa)	Coelce	53.975.746,98	2.428.908,61	tarifaço	provavel
Civel	TJCE	2ª Instância	09/07/1998	Indústria Barbalhense de Cimento Portland S.A - IBACIP	Coelce	48.476.201,56	387.809,61	tarifaço	provavel
Civel	TJCE	2ª Instância	01/09/1995	Pelágio Oliveira S.A.	Coelce	22.732.277,82	181.858,22	tarifaço	provavel
Civel	TJCE	2ª Instância	30/04/1997	Carbomil Química S/A	Coelce	12.903.012,29	-	Nulidade de contrato - pedido de indenização	possivel
Civel	TJCE	1ª Instância	06/07/2001	Cooperva - Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú	Coelce	67.598.579,55	-	Revisional de Aluguel de Rede	possivel
Civel	TJCE	2ª Instância	15/08/1997	Libra - Ligas do Brasil S/A	Coelce	32.504.605,01	-	Nulidade de contrato - pedido de indenização	remota
Civel	TJCE	1ª Instância	22/09/2006	Spic - Sociedade de Projetos e instalações Ltda	Coelce	14.253.305,27	-	Recisão contratual - Perdas e Danos	possivel
Civel	TJCE	2ª Instância	09/02/2007	Defensoría Pública del Estado de Ceará	Coelce	Indeterminada	68.687,43	Declaração de Ilegalidade da Cobrança dos Termos de Ocorrência - TOI	provavel
Civel	TJCE	1ª Instância	28/08/2002	Inácio Arruda e Outros	Coelce	Indeterminada	-	Anulação da venda da coelce ao consórcio investluz	remota
Civel	TRF	2ª Instância	14/10/2005	Ministerio Público Federal	CGTF, Coelce e Aneel	Indeterminada	-	Declaração de ilegalidade de reajuste tarifário 2005	remota

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

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Civel	TRF	1ª Instância	27/01/2010	Ministerio Público Federal	CGTF, Coelce e Aneel	Indeterminada	-	Declaração de ilegalidade de reajuste tarifário 2008	possivel
Civel	STJ	3ª Instância	04/05/2005	OAB (CE)	Coelce e Aneel	Indeterminada	-	Declaração de ilegalidade de reajuste tarifário 2005	remota
Civel	TJCE	1ª Instância	14/06/2010	Decon/Procon	Coelce	Indeterminada	-	Declaração de Ilegalidade da Cobrança da parcela dos PIS/COFINS dos consumidores	remota
Civel	STF	1ª Instância	30/11/2012	Ministério Público Federal	Coelce e Aneel	302.139.672,39	-	Declaração de ilegalidade de revisão tarifário 2012	possivel
Trabalhista	TRT	1ª Instância	01/10/2000	Ministério Público do Trabalho e Sindeletro	Coelce	Indeterminada	60.919,13	Declaração de Ilegalidade da Terceirização	provavel

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

4.4. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estejam sob sigilo, em que o emissor ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores do emissor ou de suas controladas, informando:

Processo n.º 0130716-56.2012.8.06.0001

Local: 8ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Fortaleza

Autor: Estado do Ceará (ex-controlador)

Réu: Companhia Energética do Ceará – COELCE

Objeto: Indenização por aparelhos danificados em razão de suposta falha no fornecimento de energia.

Processo n.º 0838248-69.2014.8.06.0001

Local: 5ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Fortaleza

Autor: Estado do Ceará (ex-controlador)

Réu: Companhia Energética do Ceará – COELCE

Objeto: Indenização por aparelhos danificados em razão de suposta falha no fornecimento de energia.

Informações pertinentes aos processos citados:

Valores, bens ou direitos envolvidos:

Pleito para indenização por aparelhos danificados em razão de suposta falha no fornecimento de energia.

Principais fatos:

Aparelhos danificados em razão de suposta falha no fornecimento de energia.

Se a chance de perda é:

Provável

Análise do impacto em caso de perda:

Pagamento do valor por conta dos direitos pleiteados.

Valor provisionado, se houver provisão

Não há provisão

4.5 - Processos sigilosos relevantes

Na presente data, não há processos sigilosos relevantes em que a Companhia seja parte.

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

4.6 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e que em conjunto sejam relevantes, em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros, e indicando:

	Natureza do Processo	Tipo de Ação	Explicação Sumária	Número total de ações	Valor total envolvido nas ações (R$ Milhões)	Valor total provisionado nas ações (R$ Milhões)
1	Cível	Acidente	Ações ajuizadas em função dos acidentes sofridos por terceiros, tais como i) morte por eletroplessão, ii) danos físicos causados por acidente na rede, ii) acidentes de trânsito	198	152,13	18,63
2	Cível	Corte	Ação ajuizadas em função de procedimento de suspensão do fornecimento de energia elétrica indevido	588	33,86	2,96
3	Cível	Termos de Ocorrência	Ações ajuizadas em função de procedimento de constatação de irregularidade em unidade consumidora (pedido de devolução de valores pagos e indenização por danos morais).	612	28,76	1,13
4	Cível	Tarifaço	Ações ajuizadas em razão do reajuste das tarifas de energia elétrica aplicado pela Ampla, com base nas portarias 38 e 45 do DNAEE (tarifaço), em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil	133	196,17	6,15
5	Cível	Ação Civil Pública/Ação Popular	Ações intentadas por entes públicos que prevêem a responsabilização do infrator no por danos causados no meio ambiente, ao consumidor e outro interesse difuso ou coletivo.	6	Indeterminado	Não há.
6	Trabalhista	Ação Civil Pública	Ações intentadas por entes públicos que prevêem a responsabilização do infrator no por infração a legislação trabalhista, principalmente em relação a terceirização dos serviços prestados.	4	Indeterminado	0,46
7	Trabalhista	Ação Indenizatória	Ações intentadas por empregados próprios ou de empresas parceiras com o objetivo de receber indenizações por danos morais em razão de assédio moral.	23	13,05	4,07
				Total	**423,97**	**33,40**

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7. Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens anteriores.

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

4.8. Em relação às regras do país de origem do emissor estrangeiro e às regras do país no qual os valores mobiliários do emissor estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem, identificar:

i. restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos
ii. restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários
iii. hipóteses de cancelamento de registro
iv. outras questões do interesse dos investidores

Não aplicável, pois o país de origem da Companhia é o mesmo país onde os valores mobiliários do emissor estão custodiados.

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

5.1. Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia possui políticas (não formalizadas) de mitigação de riscos financeiros, e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

i. *os riscos para os quais se busca proteção*

ii. os instrumentos utilizados para proteção

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A Companhia não possui uma política formalizada para mitigação dos riscos.

c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Não aplicável.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2 Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política.

A Companhia possui políticas (não formalizadas) de mitigação de riscos financeiros, e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:

i. os riscos de mercado para os quais se busca proteção
ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge)
iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)
iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos
v. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos
vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

Fatores de risco

A linha de negócio da Companhia está dentro da sua estratégia, sintonizada com a gestão financeira de melhores práticas para minimização de riscos financeiros, e observando os aspectos regulatórios.

a) Risco de crédito
Esse risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Esse risco é avaliado como baixo, considerando a pulverização do número de clientes e o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação.

Adicionalmente, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

b) Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento
Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a COELCE justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

c) Risco de liquidez
A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

A liquidez da Companhia é gerida através do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

As tabelas abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados nos fluxo de caixa projetado:

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de dezembro de 2015						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	**4.682**	**7.249**	**32.097**	**107.946**	**28.519**	**180.493**
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	**54.187**	**17.601**	**166.562**	**660.000**	**26.765**	**925.115**
Debêntures	**-**	**-**	**220.286**	**295.106**	**-**	**515.392**
	58.869	**24.850**	**418.945**	**1.063.052**	**55.284**	**1.621.000**
31 de dezembro de 2014						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.882	7.906	34.811	142.479	39.536	228.614
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	2.160	15.874	69.241	708.219	16.566	812.060
Debêntures	-	-	89.891	471.915	-	561.806
	6.042	23.780	193.943	1.322.613	56.102	1.602.480

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos de hedge que também estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos a seguir:

	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
31 de dezembro de 2015			
"Swaps" de juros 08/11/12	**3.167**	**-**	**3.167**
	3.167	**-**	**3.167**
31 de dezembro de 2014			
"Swaps" de juros 08/11/12	(3.247)	(1.161)	(4.408)
	(3.247)	(1.161)	(4.408)

Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia dispõe de limites de conta garantida no valor de R$ 50.000 e conta comprometida no valor de R$ 190.000, totalizando linhas de crédito de R$ 240.000.

d) Gestão do risco de capital

A Companhia administra seu capital, para assegurar as suas atividades normais, ao mesmo tempo em que maximizam o retorno a todas as partes interessadas ou envolvidas em suas operações, por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 16 e 17, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 5 e 6, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 21).

O índice de endividamento em 31 de dezembro de 2015 é de 37% (38% em 2014).

e) Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. Para minimizar esse risco, a Companhia prioriza a contratação de empréstimos com taxas pré-fixadas (BNB e Eletrobras) e atrelados a outros índices menos voláteis às oscilações do mercado financeiro, como a TJLP (BNDES).

Em relação aos empréstimos indexados a taxas variáveis, a Companhia monitora as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas. Baseada nessa análise, em 2012, a Companhia realizou contratação de derivativos para mitigar este risco, trocando o risco de taxa de juros variável (CDI) para taxa de juros pré-fixada.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía 84,7% da dívida total indexada a taxas variáveis, sendo que 11% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com o BNDES. Com finalidade de evitar riscos com variações nos índices de mercado, 4,14% das dívidas variáreis (4,93% do total) tiveram suas taxas fixadas através de contrato de swap.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R$ 3.156 (R$ 5.569 em 2014), e possui reconhecido o saldo das perdas com os instrumentos financeiros derivativos reconhecidos diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes no valor de R$ 2.993 (R$ 1.123 em 2014).

Valorização dos instrumentos financeiros

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

O método de mensuração utilizado para cálculo do valor de mercado dos instrumentos financeiros foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses ativos e passivos, taxas de mercado vigentes e respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço:

			31/12/2015		31/12/2014	
	Categoria	Nível	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	**57.230**	**57.230**	180.434	180.434
Titulos e valores mobiliarios	Valor justo por meio de resultado	2	**7.262**	**7.262**	11.455	11.455
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	**50.463**	**50.463**	54.518	54.518
Consumidores	Empréstimos e recebíveis	2	**754.774**	**754.774**	513.609	513.609
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	Empréstimos e recebíveis	2	**303.671**	**303.671**	306.409	306.409
Instrumentos financeiros derivativos - swap	Empréstimos e recebíveis	2	**3.156**	**3.156**	5.569	5.569
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	**889.932**	**889.932**	783.713	783.713
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	**833.498**	**829.905**	790.698	777.031
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	**452.890**	**452.954**	467.491	467.418
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	**10.940**	**9.406**	7.440	7.034
Fornecedores	Outros passivos financeiros	2	**517.920**	**517.920**	441.138	441.138

As aplicações financeiras registradas no período (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

Valor justo hierárquico

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

Nível 1 - Dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo.

Nível 2 - Dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado.

Nível 3 - Dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (swap) de 31 de dezembro de 2015 estão dispostos abaixo:

Derivativo	Valor da curva	Valor justo (contábil)	Diferença
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil S.A.	3.156	3.156	-

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2015 havia 1 (um) contrato de swap de CDI para taxa fixa, a fim de diminuir a exposição às flutuações dos índices de mercado.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia detinha operações de swap conforme demonstrado abaixo:

					Valores de refrência Moeda local	
Descrição	Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	31/12/2015	31/12/2014
Contratos de *swaps*						
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	17/10/2016	CDI + 0,97%aa 9,43%	-BRL 3.156	-BRL 5.569

As operações de derivativos são realizadas a fim de proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos “Investment Grade” com “expertise” necessária para as operações. A Companhia tem por política não negociar e/ou contratar derivativos especulativos.

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Vide abaixo análise de sensibilidade nas dívidas da Companhia estabelecida através da projeção das despesas financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futuro dos indicadores divulgada pela BM&F.

		Cenário + 25%		Cenário + 50%	
Indexador do contrato	**31/12/2015**	**Cenário**	**Efeito líquido no resultado**	**Cenário**	**Efeito líquido no resultado**
IPCA	**61.043**	**69.246**	**8.203**	**74.280**	**13.237**
CDI	**65.986**	**81.227**	**15.241**	**96.027**	**30.041**
SELIC	**2.429**	**2.808**	**379**	**3.183**	**754**
TJLP	**12.894**	**14.889**	**1.995**	**16.862**	**3.968**
FIXO	**14.102**	**14.102**	**-**	**14.102**	**-**
Dólares norte-americano	**3.187**	**5.530**	**2.343**	**7.457**	**4.270**
Total	**159.641**	**187.802**	**28.161**	**211.911**	**52.270**

Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do swap da Companhia:

		Cenário + 25%		Cenário + 50%	
Contrato	**31/12/2015**	**Cenário**	**Efeito líquido no resultado**	**Cenário**	**Efeito líquido no resultado**
Debênture 1ª série - 3ª emissão	**6.057**	**7.368**	**1.311**	**8.641**	**2.584**
Swap ponta ativa	**(6.057)**	**(7.368)**	**(1.311)**	**(8.641)**	**(2.584)**
Swap ponta passiva	**3.379**	**3.379**	**-**	**3.379**	**-**
Total	**3.379**	**3.379**	**-**	**3.379**	**-**

Conforme demonstrado acima, a variação do CDI sobre a parcela da dívida coberta pelo swap é compensada inteiramente pelo resultado oposto de sua ponta ativa. Ao mesmo tempo em que os encargos dessa dívida são substituídos pelos juros fixos da ponta passiva, evitando que oscilações do mercado afetem as despesas financeiras da Companhia.

c. a adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A área de Gestão Financeira reporta diretamente ao Diretor Financeiro e de Relação com Investidores.

5.3 - Descrição dos controles internos

5.3. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a. as principais práticas de controles internos

Para atendimento à lei americana Sarbanes Oxley (SOx) e à lei italiana 262/05, todas as atividades de controle dos processos que geram as informações para formação dos números das demonstrações financeiras são avaliados e certificadas semestralmente pelos donos dos controles e dos processos, que posteriormente é assinado pelo Presidente da empresa.

b. as estruturas organizacionais de controles internos

A organização possui uma área própria e independente de Controles Internos com uma equipe exclusiva dedicada ao tema que é responsável por gerenciar todas as atividades e processos de controles internos juntamente com os usuários no sistema denominado GRC-PC que é próprio da Companhia. Adicionalmente, o monitoramento do sistema e da área é realizado por equipes próprias de Controles Internos situados nos países de origem dos controladores, Chile e Itália.

c. se e como os trabalhos de controles internos são supervisionados pela administração do emissor, indicando quem é responsável pelo referido acompanhamento

Os trabalhos de controles internos são revisados periodicamente pela área de auditoria interna da Companhia no Brasil, liderada pelo Sr. Leonel Javier Sanchez Vallone, que reporta diretamente ao Presidente. A empresa também possui auditoria externa que é realizada pela empresa BDO RCS AUDITORES IND S/S, representada pelo seu sócio Sr. Jairo da Rocha Soares, que realiza trabalhos de auditoria dos controles internos.

5.4 - Alterações significativas

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

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

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

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

Data de Constituição do Emissor	05/07/1971
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade Anônima
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	13/07/1995

6.3 - Breve histórico

A Companhia é resultado da unificação das quatro empresas distribuidoras de energia elétrica existentes no Estado do Ceará (Cenorte, Celca, Cerne e Conefor), tendo sido criada pela Lei Estadual nº 9.477, de 5 de julho de 1971, por escritura pública lavrada em 30 de agosto de 1971, arquivada na JUCEC e publicada no Diário Oficial do Estado do Ceará em 2 de setembro de 1971, autorizada para prestação do serviço público de energia pelo Decreto nº 69.469, de 5 de novembro de 1971 tendo como principais acionistas as Prefeituras Municipais do Estado do Ceará, a Eletrobrás e o Governo Estadual.

Em 2 de abril de 1998, a Companhia foi privatizada por meio de leilão público, realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, passando a ser administrada pelo consórcio Distriluz, formado pela, Enersis, Chilectra e CERJ (atual Ampla Energia).

Após a privatização, o Contrato de Concessão foi assinado em maio de 1998, outorgando à Companhia 30 anos de direitos exclusivos sobre a distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará, ou seja, até dezembro de 2028.

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada diretamente pela Enel Brasil S.A

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,6 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,8 milhões de habitantes.

Em março de 2016, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor‟s reafirmou os ratings na Escala Nacional Brasil de longo e curto prazos „brAA-/brA-1‟, respectivamente, atribuídos à Companhia. A perspectiva do rating de longo prazo é negativa.

A Coelce encerrou o ano de 2015 com 3.757.580 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,7 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 82.090 novos consumidores.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce em 2015 teve uma redução de 1,0% (-30 GWh) em relação ao 2014. Este decréscimo é o efeito, basicamente de uma retração de 11,0% observada no volume de energia transportada para os clientes livres em 2015 (-34 GWh) inferior ao registrado em 2014. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

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

6.5 Indicar se houve pedido de falência, desde que fundado em valor relevante, ou de recuperação judicial ou extrajudicial do emissor, e o estado atual de tais pedidos

Até a presente data, não foi protocolado nenhum pedido fundado em valore relevante requerendo a falência da Companhia, nem pedido de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

6.6 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

O objeto social da Emissora prevê as seguintes atividades e negócios:

(i) produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, execução de serviços correlatos que lhes venham ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e o desenvolvimento de atividades associadas aos serviços, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades;

(ii) a realização de estudos, planejamentos, projetos, construção e operação de sistemas de produção, transformação, transporte e armazenamento, distribuição e comércio de energia de qualquer origem ou natureza, na forma de concessão, autorização e permissão que lhes forem outorgados, com jurisdição na área territorial do Estado do Ceará, e outras áreas definidas pelo Poder Concedente;

(iii) o estudo, projeto e execução de planos e programas de pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia, em especial as renováveis, ações que desenvolverá diretamente ou em cooperação com outras instituições;

(iv) o estudo, a elaboração e execução, no setor de energia, de planos e programas de desenvolvimento econômico e social em regiões de interesse da comunidade e da companhia, diretamente ou em colaboração com órgãos estatais ou privados, podendo, também, fornecer dados, informações e assistência técnica à iniciativa pública ou privada que revele empenho em implantar atividades econômicas e sociais necessárias ao desenvolvimento; e

(v) a prática de demais atos que se fizerem necessários ao objeto social, bem como a participação no capital social de outras companhias no Brasil ou no exterior, cujas finalidades sejam a exploração de serviços públicos de energia elétrica, incluindo os ligados à produção, geração, transmissão e distribuição.

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,7 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,9 milhões de habitantes.

A Coelce encerrou o ano de 2015 com 3.757.580 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,7 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 82.090 novos consumidores.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R$ 164 milhões.

Número de Clientes	Exercícios Sociais findos em 31 de dezembro de					
	2015	Var. %	**2014**	Var. %	**2013**	Var. %
Mercado Cativo	**3.377.952**	**2,54%**	**3.294.473**	**3,30%**	**3.188.198**	**3,90%**
Residencial - Convencional	1.799.209	32,06%	1.362.412	6,40%	1.281.040	5,50%
Residencial - Baixa Renda	811.364	-33,92%	1.227.942	-0,60%	1.235.736	2,00%
Industrial	5.908	-2,60%	6.104	1,10%	6.001	2,10%
Comercial	176.638	0,07%	176.549	1,80%	173.329	2,80%
Rural	538.147	12,99%	476.276	6,30%	448.233	5,50%
Setor Público	46.686	3,31%	45.190	3,00%	43.859	2,60%
Clientes Livres	**72**	**1,41%**	**71**	**4,40%**	**68**	**58,10%**
Industrial	39	2,63%	38	5,60%	36	2,90%
Comercial	33	0,00%	33	3,10%	32	300,00%
Revenda	2	0	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	**3.378.026**	**2,54%**	**3.294.546**	**3,30%**	**3.188.268**	**3,90%**
Consumo Próprio	402	3,88%	387	21,00%	379	60,60%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	379.152	14,80%	330.275	6,00%	311.508	15,60%
Total - Número de Consumidores	**3.757.580**	**3,65%**	**3.625.208**	**3,60%**	**3.500.155**	**4,90%**

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

a) produtos e serviços comercializados

A Companhia tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica.

b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor

A segregação da receita por segmentos de atuação não é aplicável, considerando que as receitas da Companhia advêm de um único segmento, qual seja, a distribuição de energia elétrica.

	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2015	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2014	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2013
Receita Líquida (R$ mil)	4.130.163	3.617.339	2.849.743

c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor

A segregação do lucro ou prejuízo por segmentos de atuação não é aplicável, considerando que as receitas da Companhia advêm de um único segmento, qual seja, a distribuição de energia elétrica. De toda forma, a tabela abaixo demonstra o lucro da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2015	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2014	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2013
Lucro Líquido (R$ mil)	363.070	251.559	156.556

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a) características do processo de produção

Por ser uma Companhia eminentemente distribuidora de energia elétrica, a Companhia depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas companhias de geração de energia elétrica.

Para o atendimento do seu mercado, a Coelce firma contratos de compra de energia de longo prazo. Atualmente, a COELCE possui contratos até o ano de 2044. Por conta das variações na economia e consequente impacto no mercado, periodicamente é feito uso dos mecanismos de ajustes de contratos para adequação aos limites regulatórios, seja cedendo ou adquirindo contratos.

b) características do processo de distribuição

Área de Concessão – Estado do Ceará

A Coelce é responsável pela distribuição de energia elétrica do Estado do Ceará, sendo eleita a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil pela ABRADEE, por seis anos consecutivos, de 2009 até 2014. A Companhia atende uma população de 8,8 milhões de pessoas (conforme dados obtidos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE) nos 184 municípios do Estado, em um território de 149 mil quilômetros quadrados.

A Coelce encerrou o ano de 2015 com 3.757.580 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,7 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 82.090 novos consumidores.

Ao final de 2015, empregava 6.919 colaboradores, sendo 1.186 próprios e 5.733 de empresas parceiras. Sua sede está localizada na capital, Fortaleza, onde também possui uma central de atendimento emergencial, responsável pela Região Metropolitana. Conta ainda com mais seis unidades administrativas e 201 lojas de atendimento.

Sistema de Distribuição – Rede Básica

O Estado do Ceará é suprido através de linhas de transmissão da rede básica em 500kV e 230KV, a saber: (i) uma linha de transmissão de 500kV derivada da Usina Hidroelétrica de Luiz Gonzaga, passando pelas subestações de Milagres, Quixada e Fortaleza II; (ii) duas linha de transmissão de 500kV derivada da Subestação Presidente Dutra, passando pelas subestações de Teresina II, Sobral III e Fortaleza II; (iii) três linhas de transmissão de 230kV derivadas do complexo das Usinas de Paulo Afonso, passando pelas subestações de Bom Nome, Milagres, Iço (via derivação da linha de transmissão 04 M3 entre as subestações de Milagres e Banabuiú), Banabuiú, Russas (via anel fechado entre as subestações Banabuiú, Mossoró e Russas) e Fortaleza I; (iv) duas linhas de transmissão de 230kV derivadas da Usina Hidroelétrica de Boa Esperança, passando pelas subestações Teresina I; (v) uma linha de transmissão derivada da subestação de Teresina I, passando pelas subestações de Piripiri, Sobral II e Cauipe; (vi) três linhas de transmissão derivadas da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Cauipe. (vii) três linhas de transmissão de 230kV derivadas da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Fortaleza I; (viii) dois circuitos (duplo) em 230kV derivados da subestação de Fortaleza II, passando pela subestação de Delmiro Gouveia e dois circuitos 230kV derivados da subestação de Sobral IIII, passando pela subestação de Sobral II.

As subestações pertencentes à rede básica em 500kV e 230kV que atendem ao estado do Ceará são: (i) subestação de Sobral III (secionadora/abaixadora 1x600MVA – 500/230kV); (ii) subestação de Fortaleza II (secionadora/abaixadora 3 x 600MVA – 500/230kV); (iii) subestação de Milagres (abaixadora 1x600MVA – 500/230kV); (iv) subestação de Quixada (seccionadora); (v) subestação de Milagres (secionadora/abaixadora 2 x 100MVA – 230/69 kV); (vi) subestação de Taua (abaixadora 1 x 100MVA – 230/69 kV); (vii) subestação de Ico (secionadora/abaixadora 1 x 100MVA – 230/69 kV); (viii) subestação de Banabuiu (secionadora/abaixadora 2 x 33MVA + 1 X 50MVA – 230/69kV); (ix) subestação de Russas (secionadora/abaixadora 2 x 100MVA – 230/69kV); (x) subestação de Delmiro Gouveia (abaixadora 4 x 100MVA – 230/69kV); (xi) subestação de Fortaleza I (abaixadora 4 x 100MVA – 230/69kV); (xii) subestação de Pici (abaixadora 2 x 100MVA – 230/69kV) (xiii) subestação de Cauipe (secionadora/abaixadora 2 x 100MVA – 230/69kV); e (xiv) subestação de Sobral II (secionadora/abaixadora 3 x 100MVA – 230/69kV).

Sistema de Distribuição – Alta Tensão

As linhas que abastecem as subestações de distribuição da Companhia e consumidores classe A 3 (classe de tensão 72,5kV) têm origem a partir das subestações 230/69kV.

O subsistema elétrico suprido através de cada uma destas subestações define uma região elétrica de operação, também denominada de ponto de entrega ou ponto de suprimento em 69kV. Atualmente há três em operação na Cidade de Fortaleza (Fortaleza, Pici e Delmiro Gouveia), um na Região Metropolitana de Fortaleza (Cauipe), um na região Norte do Estado (Sobral II) e Cinco nas regiões Centro-Oeste, Centro e Sul do Estado (Milagres, TauaIço, Banabuiú e Russas II).

c) características dos mercados de atuação, em especial:

i. participação em cada um dos mercados

O contrato de concessão da Companhia prevê exclusividade para a distribuição de energia dentro de sua área de concessão (monopólio natural da rede de distribuição), não se incluindo aí a venda de energia para os clientes livres. A legislação do setor elétrico prevê que, sob determinadas condições, alguns de seus clientes se tornem consumidores livres, o que lhes possibilita contratar a compra de energia elétrica diretamente de geradoras ou comercializadoras. Quando esses clientes escolhem outro fornecedor de energia elétrica, podem negociar o preço da energia (*commodity*) com o fornecedor de sua escolha e pagam uma tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) e transmissão (TUST), que são os custos referentes ao uso do sistema de

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

transmissão, onde a distribuidora, tem os custos envolvidos na distribuição e a remuneração do seu ativo, uma vez que a energia apenas é repassada para o cliente na tarifa.

A Companhia fechou 2015 com 72 clientes livres, um acréscimo de 1 novo clientes, que representa um incremento de 1,4% em relação ao número registrado no fechamento de 2014.

ii. condições de competição nos mercado

Atualmente, as distribuidoras adquirem parte da energia necessária para atendimento de seu mercado cativo por meio dos contratos iniciais, pelos quais o suprimento de energia é realizado a preços regulados pelo poder concedente (União). Esse suprimento, com preço mais baratos, proporciona o repasse de custos menores aos consumidores finais através das tarifas de fornecimento.

As recontratações devido à descontratação dos contratos iniciais ocorrerão por meio de leilão, e certamente serão a preços competitivos já que serão realizados com as "energias velhas". Essa perspectiva de negociação no *pool* de energias descontratadas com os distribuidores deve-se ao fato do Governo Federal promover a modicidade tarifária para os consumidores cativos.

Considerando a condição a ser aplicada pelo modelo do setor elétrico, para contratação de energia necessária ao atendimento da expansão do mercado, cujas contratações serão realizadas através do *pool* por mecanismo de licitação, espera-se que o resultado seja a preços competitivos, contribuindo para a modicidade das tarifas das distribuidoras.

As concessionárias distribuidoras não poderão desenvolver atividades de geração, de transmissão e de venda direta de energia elétrica para consumidores livres, exceto quando praticarem tarifas reguladas. O modelo elimina a possibilidade de contratação bilateral entre distribuidores e geradores, não permitindo tampouco a livre contratação entre empresas relacionadas, preservando, entretanto, os contratos já homologados pela ANEEL.

As novas regras mantêm a possibilidade da comercialização de energia livremente negociada para os grandes consumidores, que, atendendo certas condições, poderão adquirir energia diretamente de comercializadoras e produtores independentes. Para exercerem essa opção, deverão atender as condições contratuais, e na inexistência dessas, só poderão exercer a opção de serem livres no intervalo entre 12 e 36 meses a partir da manifestação formal à concessionária. O prazo para retornar à condição de consumidor cativo é de cinco anos, podendo este prazo ser reduzido a critério da distribuidora. Aquele que exercer a opção por ser livre deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito à penalidade pelo descumprimento dessa obrigação.

O modelo reduziu as possibilidades de concorrência entre distribuidoras, auto-produtores e produtores independentes, principalmente se a energia destes for de origem de novas gerações que possuem preços mais elevados.

Por outro lado, a implementação do realinhamento tarifário, determinado pelo Governo Federal, causará a elevação do custo da energia de preço regulado das distribuidoras para os consumidores finais atendidos nos níveis de tensões A1, A3 e A4, fato que certamente estimulará a auto-produção ou contratação diretamente de produtores independentes.

Em um esforço para promover o aumento da concorrência, a ANEEL, em março de 1998, estabeleceu limites à concentração de certos serviços e atividades do setor elétrico. Em 2000, a ANEEL estabeleceu novos limites à concentração de tais serviços, de acordo com os quais, com exceção de empresas que participam do Programa Nacional de Privatização (que precisam apenas cumprir tais limites desde que sua reestruturação societária final seja consumada):

• nenhuma geradora, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada da região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% da capacidade instalada da região norte/nordeste;

• nenhuma distribuidora, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá responder por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado de distribuição na região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado de distribuição na região norte/nordeste;

• nenhuma companhia de comercialização, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá negociar mais de 20% da energia comercial final do Brasil (consumidores finais), 20% da energia elétrica comercial intermediária do Brasil (entre empresas), e 25% do mercado comercial total do Brasil (consumidores e empresas); e

• nenhuma distribuidora poderá adquirir de geradora afiliada ou gerar por si mais de 30% das necessidades de energia total de seus consumidores cativos (denominado limite de auto-contratação). As geradoras e distribuidoras sujeitas aos limites acima são companhias ou consórcios detentores de concessões, permissões ou autorizações, conforme o caso, para gerar ou distribuir energia elétrica, ou agentes que detêm ações do grupo de controle da empresa geradora ou distribuidora. No caso de agente que detenha ações do grupo de controle de empresa geradora ou distribuidora, o cálculo de tais limites toma por base o número de ações ordinárias da companhia detidas pelo agente nestas empresas. No caso de sociedade de responsabilidade limitada, o cálculo toma por base a participação do agente no capital da companhia. A chamada auto-contratação (autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica de empreendimento de geração próprio) não será mais permitida, exceto em relação a contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras poderão, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no ACR e a geradora vencedora da licitação for uma parte relacionada da distribuidora.

d) eventual sazonalidade

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

O consumo e, consequentemente, a venda de energia elétrica oscilam em decorrência da variação de temperatura e da atividade comercial e industrial. Assim, as vendas da Companhia são maiores no verão, em razão das temperaturas elevadas, e à proximidade das festas de final de ano, em razão do aumento da atividade industrial e comercial.

Trimestre	2013 Energia Requerida pelo Sistema (GWh)	2014 Energia Requerida pelo Sistema (GWh)	2015 Energia Requerida pelo Sistema (GWh)	Média (GWh)
1° TRI	3.677	3.071	3.189	3.313
2° TRI	3.277	3.079	3.200	3.185
3° TRI	3.241	3.266	3.241	3.249
4° TRI	3.576	3.390	3.386	3.451

e) principais insumos e matérias primas, informando:

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
ii. eventual dependência de poucos fornecedores
iii. eventual volatilidade em seus preços

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu a contratação de energia por meio de leilões em um esforço para reestruturar o Setor de Energia Elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando (1) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica.

A tabela abaixo indica a quantidade total de energia comprada pela Coelce de cada fornecedor nos períodos indicados.

	Compra de energia (GWh)					
	2015	Var. %	2014	Var. %	2013	Var.%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	2.690	-	2.690	-	2.690	-
Centrais Elétricas - FURNAS	1.243	7,4%	1.343	2,5%	1.377	18,2%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	1.503	6,8%	1.613	0,9%	1.599	36,2%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	438	25,9%	348	38,5%	566	17,7%
Eletronorte	396	33,1%	592	57,9%	375	23,3%
COPEL	166	7,1%	155	36,7%	245	49,1%
CEMIG	221	63,7%	135	70,2%	453	21,1%
PROINFA	242	3,9%	233	3,1%	226	3,2%
Outros	3.983	43,5%	2.775	5,6%	2.627	0,2%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	**12.159**	**8,9%**	**11.161**	**0,5%**	**11.101**	**6,4%**
Liquidação na CCEE	419	24,1%	552	53,3%	360	168,7%
Total - Compra de Energia	**12.578**	**7,4%**	**11.713**	**2,2%**	**11.461**	**11,3%**

Além disso, a volatilidade no preço da energia elétrica adquirida é, geralmente, causada por flutuações de carga, causas hidrológicas, falha de equipamentos e variação do preço do combustível.

No curto prazo, a baixa volatilidade é devida aos grandes reservatórios existentes, cuja capacidade permite facilmente a transferência de energia de horários fora da ponta, para horários na ponta.

Já no médio prazo, a volatilidade é mais expressiva e ocorre porque sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da demanda sob condições hidrológicas adversas, o que ocorre com baixa frequência, ou seja, na maior parte do tempo há excedente temporário de energia, o que resulta em preços baixos. Por outro lado, se um período de seca ocorre, o preço pode crescer drasticamente e até alcançar o custo de racionamento, como em 2010. Basicamente, esta alta acentuada do preço em situações de secas ocorre pela necessidade de despachar térmicas para atender a demanda e evitar o esvaziamento "total" dos reservatórios do sistema.

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

A Companhia não possui clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total.

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

Histórico

A Constituição Federal brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, tais serviços eram explorados principalmente pelo Governo Federal. Nos últimos anos, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico brasileiro. Em geral, essas medidas visavam aumentar a participação do investimento privado e eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, aumentando, dessa forma, a concorrência no setor.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

• Em 13 de fevereiro de 1995, o Governo Federal promulgou a Lei de Concessões, que regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal, e, em 7 de julho de 1995, a Lei do Setor Elétrico, que estabeleceu normas para outorga e prorrogação das concessões de serviços públicos existentes e desverticalização dos serviços de energia elétrica. Tais leis, em conjunto: (i) exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) permitiram, gradualmente, que determinados consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa, designados Consumidores Livres, adquirissem energia elétrica diretamente de concessionárias, permissionárias ou autorizatárias, tendo a opção, desta forma, de escolher seu fornecedor de energia; (iii) criaram a figura dos chamados Produtores Independentes de Energia Elétrica que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, distribuidoras, comercializadoras, dentre outros; (iv) concederam aos Consumidores Livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; e (v) eliminaram a necessidade, por parte das concessionárias, de obter concessão, por meio de licitações, para construção e operação de usinas hidrelétricas com capacidade entre 1MW a 50MW, as PCHs, as quais passaram a estar sujeitas a simples autorização;

• Em 15 de agosto de 1995, por meio da Emenda Constitucional nº 6, foi autorizado o investimento estrangeiro no setor elétrico brasileiro. No período anterior à emenda em questão, basicamente todas as concessões do setor elétrico eram detidas por pessoa física brasileira ou pessoa jurídica controlada por pessoa(s) física(s) brasileira(s) ou pelo Governo Federal;

• A partir de 1995, uma parcela das participações representativas do bloco de controle de geradoras e distribuidoras detidas pela Eletrobrás, pela União e por vários Estados foi vendida a investidores privados;

• A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a ANEEL com suas atribuições de órgão regulador e, em 6 de agosto de 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE por meio da Lei nº 9.478. Antes de 1997, o setor elétrico no Brasil era totalmente regulado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, que atuava por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. O DNAEE, além de outras, possuía competência para outorgar concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e desempenhava importante papel no processo de fixação de tarifas. Atualmente, a competência para fixação de tarifas é atribuída à ANEEL, uma autarquia independente por força da lei que a criou. Já a outorga de concessões compete ao Governo Federal, como Poder Concedente, que atua por meio do MME. Entretanto, o exercício de tal competência também foi delegado à ANEEL por meio de Decreto Presidencial nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003;

• Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei do Setor Elétrico, destinada a reformar a estrutura básica do setor elétrico que dispôs sobre as seguintes matérias:

(i) criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (substituído pela atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) e pela determinação dos preços de curto prazo;

(ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras firmassem os Contratos Iniciais, teoricamente, compromissos de take-or-pay, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais foi assegurar que as distribuidoras tivessem acesso ao fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às geradoras de energia elétrica durante o período de transição (2002-2005) que culminaria no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;

(iii) criação do Operador Nacional do Sistema - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN;

(iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica;

(v) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização);

(vi) estabelecimento de restrições de concentração a titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e

(vii) a nomeação do BNDES, como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

• Em 2000, o Decreto n° 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, criou o Programa Prioritário de Termeletricidade – PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os benefícios conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluíam:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

(i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com a regulamentação do MME;

(ii) garantia de repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termoelétricas até o limite do valor normativo, de acordo com a regulamentação da ANEEL, e

(iii) acesso garantido a programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico;

• Ainda em 2000, a Lei n° 9.991/00, determinou que concessionárias e autorizatárias do serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica passassem a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico - P&D. As empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e PCHs estão isentas desta obrigação;

• Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Como consequência desta crise, o Governo Federal implementou medidas que incluíram:

(i) a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e

(ii) a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE (por meio da Medida Provisória nº 2.198- 5/2001), que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões afetadas pelo racionamento, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução. As metas para redução do consumo das classes residenciais e industriais chegavam a 20%;

• Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa de Racionamento, em razão do aumento da oferta (graças à elevação significativa dos níveis dos reservatórios) e da redução moderada da demanda. Em 29 de abril de 2002, o Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438/02, conforme alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, promulgou novas medidas, tais como:

(a) previsão da RTE, com vistas a ressarcir as distribuidoras e geradoras das perdas financeiras provenientes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;

(b) criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA, com o objetivo de criar certos incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e biomassa. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes alternativas durante o período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as quais se incumbem de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, à exceção dos consumidores de baixa renda. Em sua fase inicial, o PROINFA está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300MW. A maioria dos projetos que se qualificaram para os benefícios oferecidos pelo PROINFA entraram em operação a partir de 30 de dezembro de 2008; e

(c) estabelecimento de regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, que consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50Kw, em tensão inferior a 2,3 kV, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas as condições regulamentares exigidas. A ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da concessionária distribuidora. Os recursos provenientes das multas impostas serão aplicados prioritariamente no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL.

(d) mudança nas condições de enquadramento dos consumidores residenciais de baixa renda;

• Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor, tendo por meta precípua proporcionar, aos consumidores, fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi regulamentada por decretos presidenciais dentre os quais o Decreto nº 5.163/04, o qual dispôs, principalmente, sobre a comercialização de energia elétrica.

Concessões

A Lei das Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com o regulamento vigente do setor elétrico.

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 30 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 1 MW e igual ou inferior e 30 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. Concessões 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 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitada a prorrogação dentro do prazo estabelecido.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas às respectivas concessionárias, inclusive a Companhia, serão prorrogadas pelo Poder Concedente.

As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida, abaixo.

• Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.

• Servidões. O Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa ou de desapropriação, em benefício de uma concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária ou do Poder Concedente.

• Responsabilidade Objetiva. A concessionária é a responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa.

• Mudanças no controle societário. O Poder Concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária.

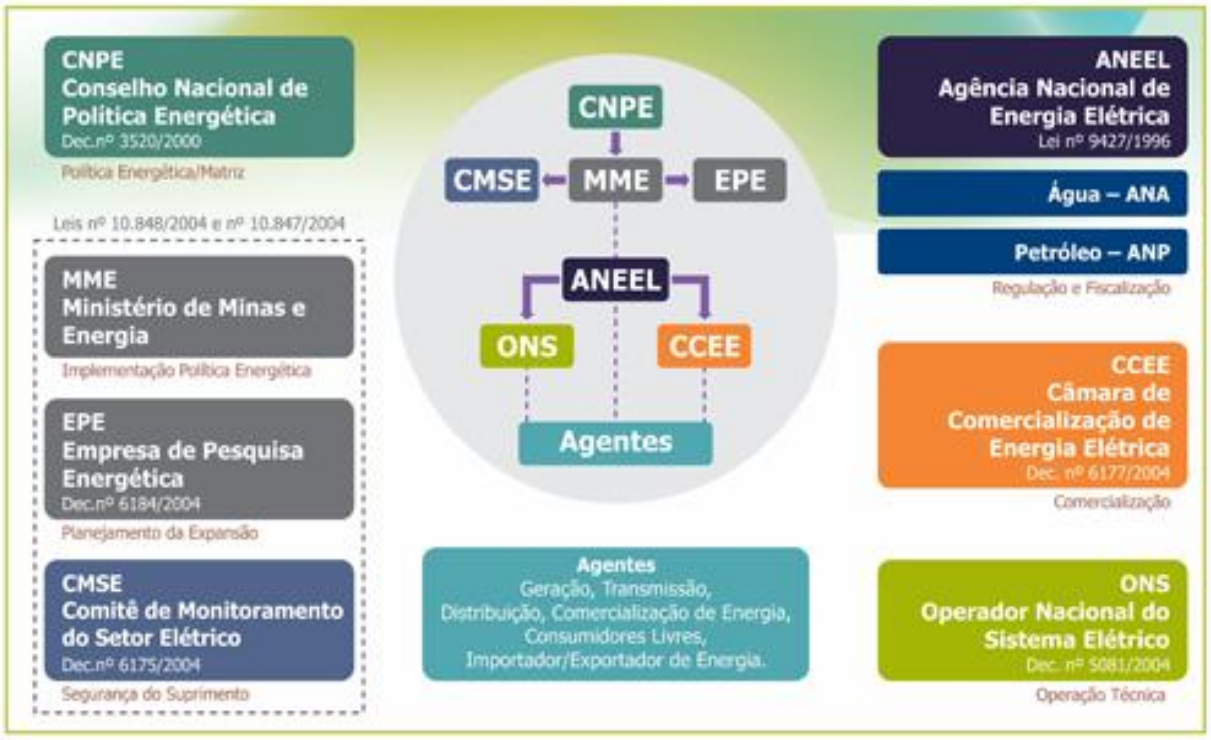
• Intervenção do Poder Concedente. O Poder Concedente poderá intervir na concessão com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das condições contratuais, obrigações regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias contado da intervenção, um representante do Poder Concedente deverá iniciar um procedimento administrativo no qual é assegurado à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado por decreto do Poder Concedente ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído em 180 dias após a entrada em vigor do decreto, cessa a intervenção e a concessão retorna à concessionária. A administração da concessão também retornará à concessionária caso o interventor decida pela não extinção da concessão e o seu termo contratual ainda não tenha expirado.

• Extinção antes do Termo Contratual. A extinção do contrato de concessão poderá ser determinada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a retomada do serviço pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão, por razões relativas ao interesse público, as quais deverão ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. A caducidade deverá ser declarada pelo Poder Concedente após a ANEEL ou o MME terem expedido um ato normativo indicando: (i) a falha da concessionária em cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão; (ii) que a concessionária não tem mais a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) que a concessionária não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados. Nos casos de caducidade, deverão ser descontados da indenização os valores das multas contratuais e dos danos por ela causados.

• Termo contratual. Quando do advento do termo contratual, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica, serão revertidos ao Poder Concedente. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.

• Penalidades. 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, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, licenças, autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% do faturamento da concessionária (deduzido o ICMS), no período de 12 meses imediatamente anterior à notificação de aplicação da sanção. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da ANEEL, relativos a: (i) celebração de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) 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; ou (iii) alterações no controle do detentor da autorização, permissão ou concessão. No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a agência pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades



Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para prestar assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão do setor energético brasileiro, atuando como Poder Concedente em nome do Governo Federal e tendo como sua principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da ANEEL, incluindo 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. Entretanto, por meio de Decreto Presidencial, o exercício efetivo de tais atribuições foi delegado à ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Respeitada a competência do MME, o setor elétrico brasileiro é regulado também pela ANEEL, autarquia federal autônoma. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e com as atribuições a ela delegadas pelo Governo Federal, por meio do MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentação 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; (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradoras de energia elétrica; (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de distribuição e transmissão; e (v) supervisionar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor multas aplicáveis.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998. O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, formada pelos Consumidores Livres e empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar 3 membros da Diretoria do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no SIN, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação da geração e transmissão; (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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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); e (vi) a proposição de normas para operação do sistema de transmissão para posterior aprovação pela ANEEL, e a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Em 2004, o Governo Federal editou decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, a partir de 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades, ativos e passivos.

A CCEE foi criada por força da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, sob a forma de pessoa jurídica de direito privado e sob a regulação e fiscalização da ANEEL. A finalidade da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, promovendo, desde que delegado pela ANEEL, os leilões de compra e venda de energia elétrica. A CCEE será responsável: (i) pelo registro de todos os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR e os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como dos montantes de potência e energia dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre – ACL; e (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado, dentre outras atribuições.

A CCEE é integrada pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica e pelos Consumidores Livres e o seu conselho de administração será composto de 5 membros, sendo 4 indicados pelos referidos agentes e um pelo MME, que ocupa o cargo de presidente.

Em 26 de outubro de 2004, por meio da Resolução Normativa nº 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.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou um decreto que criou a EPE e aprovou o seu Estatuto Social. A EPE é uma empresa pública federal, cuja criação foi autorizada por lei, sendo responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados (carvão mineral, fontes energéticas renováveis, dentre outros), bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Em agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que cria o CMSE, que é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE consistem em: (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhado-as ao CNPE.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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 com tarifas adequadas, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

(a) a criação de 2 ambientes paralelos para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos, chamado de Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado a atividades não reguladas, do qual podem participar os geradores, Consumidores Livres, PIE e agentes comercializadores e que permitirá um certo grau de competição em relação ao Ambiente de Contratação Regulada, qual seja, o Ambiente de Contratação Livre;

(b) obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% (cem por cento) da sua demanda;

(c) restrições a determinadas atividades das distribuidoras, que incluir a proibição de venda de eletricidade aos Consumidores Livres a preços não regulamentados e de desenvolver atividades de geração e transmissão de energia elétrica, de forma a assegurar que estas se concentrem somente em sua atividade principal, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos;

(d) existência de Garantia Física de lastro de geração para toda energia comercializada em contratos, sendo que Garantia Física de Lastro é a capacidade declarada de geração de energia declarada pela usina, de geração para toda energia comercializada em contratos;

(e) proibição das distribuidoras venderem energia a Consumidores Livres a preços não regulamentados e desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica;

(f) eliminação da auto-contratação (self-dealing), de forma a proporcionar um incentivo a que as distribuidoras comprem energia aos mais baixos preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes relacionadas; e

(g) respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a proporcionar estabilidade às transações efetuadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Privatização criado pelo Governo Federal em 1990 visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

A Desverticalização no Âmbito do 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; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários à prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam (i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados; (ii) ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh/ano; e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou à sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração 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.

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, paralelamente, em 2 diferentes segmentos de mercado: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por entidades não-reguladas, tais como Consumidores Livres e comercializadoras.

A energia gerada por (i) projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo ("Geração Distribuída"); (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e (iii) Usina Hidrelétrica de Itaipu Binacional ("Itaipu"), não estarão sujeitas a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e comprada pelas distribuidoras do Sul e Sudeste do País. A ANEEL é responsável pelo cálculo das cotas de Itaipu que cabem a cada distribuidora, sendo tais cotas proporcionais ao mercado de cada distribuidora. O preço da energia de Itaipu é dado é em Dólar, consequentemente, os preços estão sujeitos à variação cambial. Vale lembrar que os custos de aquisição de energia são meramente repassados às tarifas.

A aquisição pelas distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas, PCHs devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

O Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, as empresas de distribuição compram suas necessidades projetadas de energia para a distribuição a seus consumidores cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica (referidos em conjunto como "Agentes Vendedores") por meio de 2 espécies de acordos 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 e assumem o risco no caso de o fornecimento ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, ou das variações de preços dos combustíveis (geradores térmicos), e demais riscos inerentes à geração, sendo então

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

[illegible] que sejam necessárias para cumprir seus compromissos contratuais.

De outra forma, nos termos de um Contrato de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Neste caso, a receita da geradora é garantida e os custos variáveis de despacho são assumidos pelas distribuidoras.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa de demanda por parte das distribuidoras é o principal fator levado em conta quando da determinação da quantidade de energia que o sistema como um todo deverá contratar. De acordo com o modelo, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia. A insuficiência de energia para suprir todo o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras.

As contratações entre as distribuidoras e empreendimentos de geração existentes poderão prever entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 3 e, no máximo, 15 anos. As contratações entre as distribuidoras e novos empreendimentos de geração poderão prever entrega da energia a partir do 3° ou do 5° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos.

As distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia adquirida por meio de leilões. Nesse repasse, determinados desvios de volumes para maior e para menor são admitidos em virtude da impossibilidade das distribuidoras de declararem montantes exatos e com antecedência em relação à sua demanda de energia elétrica para um determinado período.

As distribuidoras possuem diversos mecanismos para ajustar seu portfólio de contratos ao requisito de carga. As distribuidoras contam com leilões de ajuste e a possibilidade de compra de energia de pequenos geradores localizados dentro de sua área de concessão, podendo ainda ceder e adquirir contratos entre si. Além disso, no caso da saída de consumidores livres podem reduzir seus contratos junto aos geradores.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as licitações para novas instalações de geração hidrelétrica indiquem, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ACR.

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 Ambiente de Contratação Livre é realizada a compra e venda de energia entre concessionárias de geração, PIE, Autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e Consumidores Livres.

O mercado livre compreende atualmente cerca de 25% da carga do país. Seus contratos são livremente negociados, as negociações podem ser simplesmente bilaterais, licitações privadas, ou através de leilões privados promovidos tanto por ofertantes (geradores ou comercializadoras), quanto demandantes (consumidores livres e comercializadoras). Os contratos são negociados com diversos prazos de fornecimento, de curto, médio e longo prazos, com distintas condições de entrega, desde o fornecimento contínuo ao fornecimento com montantes variáveis ao longo do ano e ainda flexíveis para um determinado mês, de maneira que os contratos estão permanentemente refletindo características do consumo, assim como as restrições físicas e econômicas dos fornecedoras. Os preços bilaterais refletem tanto as condições conjunturais como estruturais, sendo bastante relacionados às expectativas de preços spot e às condições de suprimento futuro.

Eliminação da Auto-Contratação (*Self-Dealing*)

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a consumidores cativos é efetuada no ACR, a autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica adquirida de partes relacionadas não é mais permitida (self-dealing), exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras podem, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas, quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no ACR e a geradora vencedora da licitação for uma parte relacionada da distribuidora.

Regras Específicas do Ambiente de Contratação Regulada - ACR

As regras sobre a comercialização de energia elétrica no ACR requerem que as distribuidoras atendam à totalidade de seu mercado, principalmente por meio dos leilões de compra de energia. Cabe ao MME a definição do montante total de energia a ser contratado no ACR e a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões a cada ano.

Em linhas gerais, a partir de 2005, todo agente de distribuição, gerador, comercializador, autoprodutor ou Consumidor Livre deve declarar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, para cada um dos 5 anos subsequentes. Cada agente de distribuição deve declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes ou de energia proveniente de novos empreendimentos, os montantes de energia que deve contratar nos leilões. Além disto, as distribuidoras devem especificar a parcela de contratação que pretendem dedicar ao atendimento a consumidores potencialmente livres, quais sejam, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração têm ocorrido: (i) 5 anos antes do início da entrega da energia (denominados leilões "A-5"); e (ii) 3 anos antes do início da entrega (denominados leilões "A-3"). Haverá, ainda, leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia (leilões "A-1") e para ajustes de mercado, com início de entrega em até 4 meses posteriores ao respectivo leilão. Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, especialmente no que diz respeito à utilização do critério de menor tarifa no julgamento.

Os vencedores de cada leilão de energia realizado no ACR devem firmar os CCEAR com cada distribuidora, em proporção às respectivas declarações de necessidade das distribuidoras. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste, no qual os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição interessado. Os CCEAR provenientes dos leilões "A-5" ou "A-3" terão prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEAR provenientes dos leilões "A-1" terão prazo de 5 a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste terão prazo máximo de 2 anos.

Para os CCEAR decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, há 3 possibilidades de redução das quantidades contratadas, quais sejam: (i) compensação pela saída de consumidores potencialmente, livres do Ambiente de Contratação Regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4% ao ano do montante anual contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação às variações de montantes de energia estipuladas nos contratos de geração firmados antes de 17 de março de 2004, desde que previstas anteriormente a tal data ou relativas a ampliações de PCHs.

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, foi criado o valor de referência anual ("Valor de Referência Anual"), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3", calculado para o conjunto de todas as distribuidoras, o qual será o limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para a contratação de geração distribuída.

O Valor de Referência Anual é um estímulo para que as distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões "A-5", cujo custo de aquisição é, teoricamente, inferior ao da energia contratada nos leilões "A-3" e o Valor de Referência Anual é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos 3 primeiros anos de vigência dos contratos de energia provenientes de novos empreendimentos. A partir do quarto ano, os custos individuais de aquisição são repassados integralmente. Há de se ressaltar a existência das seguintes limitações ao repasse dos custos de aquisição de energia pelas distribuidoras:

• impossibilidade de repasse dos custos referentes à contratação de energia elétrica correspondente a mais de 103% de sua demanda real, com o objetivo de incentivar as distribuidoras a sobre-contratarem e, admitindo o nível de incerteza na previsão de suas necessidades, o MME estabeleceu que as distribuidoras terão o direito de repassar integralmente a seus respectivos consumidores os custos relacionados à energia elétrica por elas adquirida, inclusive a um nível de sobre-contratação de até 10%;

• quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em 2% a demanda, o direito de repasse deste excedente estará limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos aos leilões "A-5" e "A-3";

• caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação – correspondente a 96% da quantidade de energia elétrica dos contratos que se extinguirem no ano dos leilões, subtraídas eventuais reduções, o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor;

• no período compreendido entre 2005 e 2008, a contratação de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões "A-1" não poderá exceder a 1% da demanda das distribuidoras, observado que o repasse do custo referente à parcela que exceder este limite estará limitado a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2005 até 2008;

• O MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes;

• caso as distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua necessidade no ano civil, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) e o Valor de Referência Anual, sem prejuízo da aplicação de penalidades.

Outra opção de gerenciar os riscos de desvios de mercado é o Mecanismo de Sobras e Déficits (MCSD) no qual as distribuidoras podem trocar contratos a preço de custo. Neste mecanismo as distribuidoras deficitárias poderão absorver: (i) CCEAR de energia existente associados prioritariamente a redução de CCEAR por distribuidoras que tiverem saída de consumidores para o mercado livre; (ii) redução de CCEAR por distribuidoras que tiverem novos contratos bilaterais iniciando, desde que firmados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou relativos à ampliação de PCHs; e (iii) redução de CCEAR por distribuidoras que apresentaram variação de mercado acima do previsto. Também está previsto a modalidade de MCSD após o final do ano, momento em que as distribuidoras deficitárias cederiam contratos, a preço de custo, àquelas que estejam com déficit, sem causar perdas para as cedentes.

Leilões de Energia já realizados nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Leilões de Energia Existente

Entende-se por energia existente a energia elétrica produzida por empreendimentos de geração que não sejam classificados como empreendimentos de geração de energia nova, conforme descrito no item abaixo.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 7 de dezembro de 2004, foi realizado o 1º leilão de energia existente, com preços médios de R$57,51/MWh para entrega de energia entre 2005 e 2012, R$67,33/MWh para energia entregue entre 2006 e 2013 e R$75,46/MWh para energia entregue entre 2007 e 2014. O volume de energia vendido foi de 9.054 MW médios para entrega entre 2005 e 2012, 6.782 MW médios para entrega entre 2006 e 2013 e 1.172 MW médios para entrega entre 2007 e 2014.

• 2º Leilão de Energia Existente

Nos dias 2 e 3 de abril de 2005, foi realizado o 2º leilão de energia existente, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Foi vendido no leilão um total de 1.325MW médios, correspondente a apenas 23% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008. Tal energia foi vendida a um preço médio de R$83,13/MWh. A energia que seria vendida para entrega em 2009 foi automaticamente excluída do leilão, em conformidade com as regras estabelecidas pelo MME, tendo em vista que o preço para tal produto, durante o leilão, ficou abaixo das expectativas de mercado, resultando na retirada das ofertas por parte das geradoras.

• 3º e 4º Leilões de Energia Existente

Em 11 de outubro de 2005, foram realizados o 3º e 4º leilões de energia existente, com preços médios de R$63,00/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R$95,00/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102MW médios para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166MW médios para entrega entre 2009 e 2016.

• 5º Leilão de Energia Existente

Em 14 de dezembro de 2006, foi realizado o 5º leilão de energia existente, com preço médio de R$104,74/MWh para entrega de energia entre 2007 e 2015. O volume de energia vendido foi de 204 MW médios para entrega entre 2007 e 2015.

• 6º Leilão de Energia Existente

Em 06 de dezembro de 2007, haveria o 6º leilão de energia existente, no entanto, este não foi realizado pois não houve oferta de energia.

• 7º Leilão de Energia Existente

Em 28 de novembro de 2008, haveria o 7º leilão de energia existente, no entanto, este não foi realizado porque os vendedores não apresentaram Garantia Financeira.

• 8º Leilão de Energia Existente

Em 30 de novembro de 2009, foi realizado o 8º leilão de energia existente, com preço médio de R$ 98,91/MWh para início de suprimento em janeiro de 2010. O volume total de energia vendida foi de 84 MW médios com prazo de 5 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos e térmicos.

• 9º Leilão de Energia Existente

Em 10 de dezembro de 2010, foi realizado o 9º leilão de energia existente, com preço médio de R$ 105,04/MWh para início de suprimento em janeiro de 2011. O volume total de energia vendida foi de 98 MW médios com prazo de 3 anos de duração para Empreendimentos Hidrelétricos e Térmicos.

• 10º Leilão de Energia Existente

Em 30 de novembro de 2011, foi realizado o 10º leilão de energia existente, com preço médio de R$ 79,99/MWh para início de suprimento em janeiro de 2012. O volume total de energia vendida foi de 195 MW médios com prazo de 3 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

Leilão de Energia Existente A-1

Realizado em 05 de dezembro de 2014, onde foram negociados 622 MW.médios, o que representa 80% de frustração. Com início de fornecimento em 01 de janeiro de 2015, com prazos de 3 anos. As Companhias do Grupo Enel (Ampla e Coelce) compraram 39 MWm.

Leilões de Energia Nova

Entende-se por energia nova a energia elétrica produzida por empreendimentos de geração que até a data de publicação do respectivo edital de leilão (i) não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou (ii) sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 16 de dezembro de 2005, foi realizado o 1º leilão de energia nova. O resultado foi a comercialização de um total de 3.284MW médios por meio de contratos com duração de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos e de 15 anos para os empreendimentos termelétricos. No primeiro leilão de energia nova, 64% dos participantes foram empresas do setor público, tendo a Petrobras representado 38% e a Eletrobrás 20%. Somente 855MW médios negociados referem-se aos novos empreendimentos que não tinham concessão ou autorização previamente outorgadas pela ANEEL. Desses 855MW médios, somente 29% refere-se a investimentos do setor privado. Um dos fatores que contribuiu para a baixa participação de investidores privados foi o preço mínimo estipulado pelo Governo Federal para a contratação de energia hidrelétrica: R$116,00/MWh. Tal valor foi considerado insuficiente para o retorno do investimento em praticamente todos os empreendimentos, segundo os investidores.

• 2º Leilão de Energia Nova

Em 29 de junho de 2006, foi realizado o 2º leilão de energia nova. Este leilão teve energia proveniente de 2 tipos de fontes geradoras: Hidrelétrica e Termoelétrica. O primeiro teve o preço médio negociado em R$126,77/MWh e um volume vendido de 1.028 MW médios para início de suprimento em 2009 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R$132,39/MWh e um volume vendido de 654 MW médios para início de suprimento em 2009 e com 15 anos de duração.

• 3º Leilão de Energia Nova

Em 10 de outubro de 2006, foi realizado o 3º leilão de energia nova. Este leilão teve energia proveniente de 2 tipos de fontes geradoras: Hidrelétrica e Termoelétrica. O primeiro teve o preço médio negociado em R$120,86/MWh e um volume vendido de 569 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R$137,44/MWh e um volume vendido de 535 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 15 anos de duração.

• 4º Leilão de Energia Nova
Em 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º leilão de energia nova. Este leilão foi de energia proveniente de Termoelétrica. O preço médio negociado foi de R$134,67/MWh e um volume vendido de 1.034 MW médios para início de suprimento em 2010 e com 15 anos de duração.

• 5º Leilão de Energia Nova

Em 16 de outubro de 2007, foi realizado o 5º leilão de energia nova. Este leilão teve energia de Hidrelétricas e Termoelétricas. O primeiro teve o preço médio negociado em R$129,14/MWh e um volume vendido de 715 MW médios para início de suprimento em 2012 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R$128,37/MWh e um volume vendido de 1.597 MW médios para início de suprimento em 2012 e com 15 anos de duração.

• 6º Leilão de Energia Nova

Em 17 de setembro de 2008, foi realizado o 6º leilão de energia nova. Este leilão foi de energia proveniente de Outras Fontes. O preço médio negociado foi de R$128,42/MWh e um volume vendido de 1.076 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 15 anos duração.

• 7º Leilão de Energia Nova

Em 30 de setembro de 2008, foi realizado o 7º leilão de energia nova, com preço médio de R$141,78/MWh para início de suprimento em janeiro de 2013. O volume de energia vendido foi de 3.125 MW médios com prazo de duração de 15 (outras fontes) a 30 (hidrelétricas) anos.

• 8º Leilão de Energia Nova

Em 27 de agosto de 2009, foi realizado o 8º leilão de energia nova, com preço médio de R$144,50/MWh para início de suprimento em janeiro de 2012. O volume total de energia vendido foi de 11.000 MW com prazo de duração de 15 (outras fontes) a 30 (hidrelétricas) anos.

• 9º Leilão de Energia Nova

Em 21 de dezembro de 2009, haveria o 9º leilão de energia nova, no entanto, este não foi realizado porque os vendedores não apresentaram Garantia Financeira.

• 10º Leilão de Energia Nova

Em 30 de julho de 2010, foi realizado o 10º leilão de energia nova, com preço médio de R$ 99,48/MWh para início de suprimento em janeiro de 2015. O volume total de energia vendida foi de 327 MW médios com prazo de 30 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

• 11º Leilão de Energia Nova

Em 17 de dezembro de 2010, foi realizado o 11º leilão de energia nova, com preço médio de R$ 67,31/MWh para início de suprimento em janeiro de 2015. O volume total de energia vendida foi de 968 MW médios com prazo de 30 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

• 12º Leilão de Energia Nova

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 31 de dezembro de 2010, foi realizado o 12º leilão de energia nova, com preço médio de R$ 102,07/MWh para início de suprimento em março de 2014. O volume total de energia vendido foi de 1.536 MW médios com prazo de duração de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

• 13º Leilão de Energia Nova

Em 20 de dezembro de 2011, foi realizado o 13º leilão de energia nova, com preço médio de R$ 102,18/MWh para início de suprimento em janeiro de 2016. O volume total de energia vendido foi de 555 MW médios com prazo de duração de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

• 14º Leilão de Energia Nova

O certame foi cancelado pelo Ministério de Minas e Energia – MME. O cancelamento foi oficializado pela Portaria MME 602/2012, publicada em 30/11/2012, no Diário Oficial da União.

• 15º Leilão de Energia Nova

Em 14 de dezembro de 2012, foi realizado o 15º Leilão de Energia Nova, com preço médio de 91,25 R$/MWh para início de suprimento em janeiro de 2017. O volume total de energia vendida foi de 303,5 MW médios com prazo de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

Leilão de Energia Nova A-3

Em 06 de junho de 2014, foi realizado o Leilão de Energia Nova A-3 onde foram negociados 395 MW.médios de 22 usinas com preço médio de R$ 126,18 R$/MWh. O início do fornecimento será em 01 de janeiro de 2017, com prazos de 30 e 20 anos. As Companhias do Grupo Enel (Ampla e Coelce) compraram 31 MWm, resultado de 58% de frustração do certame.

Leilão de Energia Nova A-5

Realizado em 28 de novembro de 2014, foram negociados 2.743 MW.médios de 51 usinas com preço médio de R$ 196,11 R$/MWh. O início do fornecimento será em 01 de janeiro de 2019, com prazos de 30 e 25 anos. As Companhias do Grupo Enel (Ampla e Coelce) compraram 187 MWm, 4% acima da quantidade declarada.

Leilões de Ajuste

Os Leilões de Ajuste são realizados para possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. Em tal modalidade, os leilões têm prazo de suprimento de até 2 anos e o montante total de energia contratado nos mesmos não poderá exceder a 1% da carga total contratada de cada agente de distribuição, exceto nos anos de 2008 e 2009, quando este limite de contratação será de 5%.

• 1º Leilão de Ajuste

Em 31 de agosto de 2005 haveria o 1º leilão de ajuste, mas este não foi realizado por ausência de comprador.

• 2º Leilão de Ajuste

Em 1º de junho de 2006, foi realizado o 2º leilão de ajuste, com preço médio de R$29,12/MWh (para contratos de 3 meses) e R$34,39 /MWh (para contratos de 6 meses). O volume de energia vendido foi de 17,5 MW médios para início de suprimento em 01 de julho de 2006 com prazo de 3 a 6 meses de duração.

• 3º Leilão de Ajuste

Em 29 de outubro de 2006, foi realizado o 3º leilão de ajuste, com preço médio de R$75,96/MWh. O volume de energia vendido foi de 10 MW médios com prazo de 3 meses de duração.

• 4º Leilão de Ajuste

Em 29 de Março de 2007, foi realizado o 4º leilão de ajuste, com preço médio de R$53,93/MWh. O volume de energia vendido foi de 189 MW médios com prazo de 4 a 9 meses de duração.

• 5º Leilão de Ajuste

Em 28 de junho 2007, seria realizado o 5º leilão de ajuste, mas este não foi realizado por ausência de proponentes (vendedores).

• 6º Leilão de Ajuste

Em 27 de setembro de 2007, foi realizado o 6º leilão de ajuste, com preço médio de R$138,24/MWh para entrega de energia entre outubro de 2007 a janeiro de 2008. O volume de energia vendido foi de 477 MW médios com prazo de 3 a 12 meses de duração.

• 7º Leilão de Ajuste

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 19 de setembro de 2008, foi realizado o 7º leilão de ajuste, com preço médio de R$140,21/MWh para entrega de energia entre julho e outubro de 2008. O volume de energia vendido foi de 109 MW médios com prazo de 3 a 6 meses de duração.

• 8º Leilão de Ajuste

Em 23 de setembro de 2008, foi realizado o 8º leilão de ajuste, com preço médio de R$164,55/MWh para entrega de energia entre outubro de 2008 e janeiro de 2009. O volume de energia vendido foi de 233 MW médios com prazo de 3 a 6 meses de duração.

• 9º Leilão de Ajuste

Em 20 de fevereiro de 2009, foi realizado o 9º leilão de ajuste, com preço médio de R$145,67/MWh para entrega de energia entre março a junho de 2009. O volume de energia vendido foi de 1.536 MW médios com prazo de 4 a 10 meses de duração.

• 10º Leilão de Ajuste

Em 17 de fevereiro de 2011, foi realizado o 10º leilão de ajuste, com preço médio de R$ 109,84/MWh para entrega de energia entre março a dezembro de 2011. O volume de energia vendido foi de 310 MW médios com prazo de 4 a 10 meses de duração.

• 11º Leilão de Ajuste

Em 30 de setembro de 2011, foi realizado o 11º leilão de ajuste, com preço médio de R$ 63,88/MWh para entrega de energia entre outubro de 2011 a dezembro de 2012. O volume de energia vendido foi de 2.105 MW médios com prazo de 3 a 12 meses de duração.

• 12º Leilão de Ajuste

Em 29 de março de 2012, foi realizado o 12º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 13,48 MW médios com prazo de três a nove meses de duração. O preço médio do leilão foi de R$ 142,46/MWh.

• 13º Leilão de Ajuste

Em 14 de junho de 2012, foi realizado o 13º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 36,67 MW médios com prazo de três a seis meses de duração. Os preços deste leilão variam entre R$ 114,51/MWh a R$ 128,04/MWh.

• 14º Leilão de Ajuste

Em 29 de setembro de 2012, foi realizado o 14º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 16,12 MW médios com prazo de três a doze meses de duração. Os preços deste leilão variam entre R$ 130,73/MWh a R$ 139,13/MWh.

Leilões de Fontes Alternativas

• 1º Leilão de Fontes Alternativas

Em 18 de junho de 2007, foi realizado o 1º leilão de fontes alternativas, com preço médio de R$137,32/MWh para início de entrega de energia em 1º de janeiro de 2010. O volume de energia vendido foi de 186 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos e 15 anos para outras fontes.

• 2º Leilão de Fontes Alternativas

Em 26 de agosto de 2010, foi realizado o 2º Leilão de Fontes Alternativas, comercializado ao preço de R$135,48/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2013. O volume de energia vendido foi de 714,3 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos e 20 para térmicos.

Leilão UHE Santo Antônio

Em 10 de dezembro de 2007, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Santo Antônio, comercializado ao preço de R$78,87/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2012.

Leilão UHE Jirau

Em 19 de maio de 2008, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Jirau, comercializada ao preço de R$71,37/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2013.

Leilão UHE Belo Monte

Em 24 de abril de 2010, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Belo Monte, comercializada ao preço de R$77,97/MWh para entrega de energia a partir de fevereiro de 2015. O volume de energia vendido foi de 3.031,20 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos.

Contratos celebrados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico expressamente determina que os contratos celebrados pelas distribuidoras de energia elétrica e aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos, aumento de preços ou quantidades de energia elétrica já contratadas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

Após a criação da ANEEL, em 1997, a agência passou a regular as tarifas praticadas pelas distribuidoras, tendo por base seu Contrato de Concessão que estabelece, dentre outros, as tarifas a serem praticadas e os respectivos critérios de reajuste/revisão destas tarifas. Nesse ambiente regulatório, a tarifa é diferenciada de acordo com o tipo de consumidor (classe de consumo) e a tensão do fornecimento (grupo/subgrupo).

Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso da rede e fornecimento) são reajustados anualmente pela ANEEL ("Reajuste Tarifário Periódico"), a cada 4 ou 5 anos ("Revisão Tarifária Periódica"), dependendo do contrato de concessão e, por fim, podem ser revistos em caráter extraordinário ("Revisão Extraordinária").

No dia 15 de abril de 2015, ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário da COELCE, com impacto positivo de € +2 milhões (R$ 5,4 milhões) em 2014 no orçamento. O índice de ajuste médio percebido pelos consumidores é de +16,77%.

A ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em 2 parcelas correspondentes aos seguintes custos: (i) custos não-gerenciáveis pela distribuidora, chamados custos da Parcela A; e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B.

Os custos da Parcela A incluem, os seguintes itens:

• custos de aquisição de energia elétrica obtidos dos leilões públicos promovidos pela ANEEL;

• custos de aquisição de energia elétrica de Itaipu (apenas nas concessionárias que adquirem energia da usina de Itaipu);

• custos de aquisição de energia elétrica, conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;

• custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; e

• encargos setoriais: CCC, CDE, RGR, TFSEE, PROINFA, ONS, ESS.

O repasse do custo de aquisição de energia elétrica sob contratos de fornecimento celebrados antes da vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico às tarifas está sujeito a um limite máximo baseado no Valor Normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia (tais como energia hidrelétrica, energia termelétrica ou fontes alternativas de energia). O Valor Normativo é reajustado anualmente para refletir aumentos nos custos incorridos pelas geradoras. Este reajuste leva em consideração: (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda estrangeira (Dólar e inflação americana); e (iii) os custos de combustível (tal como gás natural). Os custos incorridos em moeda estrangeira não podem ultrapassar 25% dos custos das geradoras.

A Parcela B compreende os custos que estão sob o controle das concessionárias (custos operacionais, remuneração do capital e quota de reintegração regulatória). A cada reajuste, a Parcela B é obtida como resultado da subtração da Parcela A da Receita total auferida no período de Referência, que é definido como o período transcorrido entre o último reajuste e o que está em processamento, ou seja, a Parcela B é obtida residualmente.

O Reajuste Anual das tarifas baseia-se em uma fórmula paramétrica, definida no Contrato de Concessão. Nele, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. Em outubro de 2001, foi criado o mecanismo da CVA, para compensação das variações de valores de itens dos custos não gerenciáveis ocorridas entre reajustes tarifários anuais das distribuidoras de energia. A CVA é contabilizada no balanço patrimonial das distribuidoras e o seu saldo corrigido mensalmente pela taxa de juros Selic, podendo ser um ativo ou passivo regulatório. Na data do reajuste anual, se o saldo da CVA indicar um direito a receber para a distribuidora, a ANEEL deverá homologar o respectivo acréscimo para as tarifas. Se o saldo da CVA indicar uma obrigação a ressarcir o consumidor, a ANEEL deverá homologar o respectivo decréscimo para as tarifas.

A Revisão Tarifária Periódica ocorre a cada 4 ou 5 anos (cada contrato de concessão tem um período distinto). Essas revisões são realizadas pela ANEEL tendo como princípios: as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

Desta forma, nos processos de Revisão Tarifária Periódica implementados pela ANEEL, todos os custos da Parcela B são recalculados com vistas a assegurar que a Parcela B seja suficiente para: (i) a cobertura dos custos operacionais eficientes; e (ii) a remuneração adequada dos investimentos prudentes considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora. É ainda na Revisão Tarifária que se determina o Fator X.

O Fator X é utilizado para ajustar o IGP-M empregado nos reajustes anuais subsequentes. Até o 2ª ciclo de Revisão Tarifária, o Fator X é calculado com base em 2 componentes: (i) Xa, estabelecido a cada ano, é calculado considerando a diferença entre os índices de inflação IPCA e o IGP-M multiplicada pelos custos totais com pessoal, material e serviços da distribuidora (uma vez que esses aumentos se baseiam no IPCA e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M); e (ii) Xe, estabelecido a cada revisão periódica para os reajustes tarifários anuais subsequentes, é um fator baseado em ganhos de produtividade da concessionária devido ao crescimento de mercado.

A partir do 3º ciclo de Revisão Tarifária, a abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme fórmula **Fator X = Pd + Q + T**, onde:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
Q = Qualidade do serviço; e
T = Trajetória de custos operacionais.

O Componente Pd do Fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica e foi estimado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica. O Componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes.

Os componentes Pd e T serão definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária do 3º ciclo de revisão tarifária.

Ademais, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a Revisão Tarifária Extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar o equilíbrio financeiro de seus contratos de concessão e a compensação por custos imprevistos que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Histórico Recente de Revisão Tarifária da Companhia

Conforme estabelecido no Contrato de Concessão, os reajustes tarifários anuais entram em vigor a partir do dia 22 de abril de cada ano, e as revisões tarifárias periódicas ocorrem a cada 4 anos, também na mesma data. O primeiro ciclo de revisão tarifária da Companhia ocorreu em 2003, o segundo ciclo ocorreu em 2007, e o terceiro ciclo está previsto para ocorrer em 2011.
Em abril de 2007, foram homologados os resultados da revisão tarifária da Companhia, com o estabelecimento do reposicionamento tarifário provisório de -7,20% e o componente Xe de 2,82%.

Em abril de 2008, a ANEEL homologou a alteração nos resultados da segunda revisão tarifária da Companhia, em decorrência da validação da base de remuneração da concessionária, bem como a incorporação, provisória, de alguns dos aprimoramentos metodológicos submetidos. As alterações resultaram em um reposicionamento tarifário de -8,66% e um componente Xe de 0,77%. Após o recebimento de aportes e contribuições por meio de Consulta Pública, a ANEEL homologou em 31 de março de 2009, o resultado definitivo da segunda revisão tarifária da Companhia. A empresa obteve um reposicionamento tarifário de - 8,89%. Também foi definido para o componente Xe do Fator X um índice de 0%.

Em abril de 2008, a ANEEL homologou o reajuste tarifário anual contratual em 8,43%, sendo 6,04% desse percentual relativo ao processo de reajuste e 2,39% referente aos componentes financeiros pertinentes.

O reajuste tarifário anual de 2009 da Coelce homologado pela ANEEL, vigente a partir de 22 de abril de 2009, resultou no índice total de 13,93%, sendo 9,88% relativo ao cálculo econômico e 4,05% referente aos componentes financeiros.

O reajuste tarifário anual de 2010 homologado pela ANEEL, vigente a partir de 22 de abril de 2010, resultou no índice total de 8,95%, sendo 4,19% relativo ao cálculo econômico e 4,76% referente aos componentes financeiros. O reajuste percebido pelo cliente foi de 3,32%.

4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária, com data base em 22 de abril de 2015, conforme previsto no contrato de concessão. A ANEEL definiu as tarifas, através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%, que tem a seguinte composição:
(i) Reposicionamento tarifário de 4,50%;
(ii) Adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 6,67%;
(iii) Exclusão do componentes financeiros do reajuste de 2014, um impacto positivo de 0,52%.

Revisão Tarifária Extraordinária

Foi aprovada a Revisão Extraordinária da COELCE no dia 27 de fevereiro de 2015. A revisão teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e a cobertura tarifárias do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos custos de compra de energia. O reajuste médio aprovado para a COELCE foi de 10,28% e passou a vigorar a partir de 02 de março de 2015.

3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

O Contrato de Concessão nº 01/98, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Coelce, define a data de 22 de abril de 2011 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

As metodologias aplicáveis ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP) foram aprovadas em novembro de 2011 por meio das Resoluções 457/2011 e 464/2011.

Devido à extensão das discussões relativas às metodologias para o 3CRTP, não houve tempo hábil para se proceder com a revisão tarifária da Coelce na data definida no Contrato de Concessão. De acordo com a disciplina definida pela Resolução 433/2011, que

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

veio a ser substituída pela Resolução 471/2011, as tarifas vigentes em 22 de abril de 2011 foram prorrogadas, não tendo o consumidor percebido qualquer movimentação tarifária naquela oportunidade.

Embora processada em atraso, a revisão tarifária da Coelce tem vigência desde a data prevista no Contrato de Concessão, de 22 de abril de 2011. Com o objetivo de tornar neutro para distribuidora e consumidores a postergação da revisão tarifária, será apurado um componente financeiro a partir da diferença entre as tarifas prorrogadas (que foram aplicadas) e aquelas definidas na revisão tarifária (que deveriam ter sido aplicadas), aplicadas sobre o mercado de referência do próximo reajuste tarifário.

Em 18 de janeiro de 2012 foi concedida Liminar Judicial à ABRADEE cuja decisão obriga a ANEEL a deixar de considerar, em prol da modicidade tarifária, a redução da WACC a ser aplicada sobre a base de remuneração, em decorrência do benefício fiscal auferido pelas distribuidoras que atuam nas regiões Norte e Nordeste que quando gozam do direito que lhes foi outorgado recolhem somente 15,25% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL), enquanto as distribuidoras que atuam nas demais regiões do País pagam 34%.

Com a concessão desta Liminar, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Coelce em razão da revisão tarifária era de -10,89%.

No entanto, no dia 10 de abril de 2012, o Ministro do Superior Tribunal de Justiça – STJ, Ari Pargendler suspendeu a referida Decisão Liminar. A partir dessa decisão, a ANEEL volta a definir o WACC conforme metodologia aprovada pela Diretoria, o que significa dizer que os consumidores da Coelce teriam uma redução tarifária maior. Consequentemente, no dia 17 de abril de 2012, a ANNEL aprovou de maneira definitiva o resultado da 3RTCP da Coelce. Aplicando-se a metodologia aprovada pela ANEEL, o efeito médio para o consumidor que era de -10,89% passa a ser de -12,20%, aplicado a partir de 22 de abril de 2012.

No dia 1 de junho de 2012, a liminar judicial voltou a vigorar por decisão do presidente do STF e, em 26 de junho de 2012, a ANEEL aprovou o novo valor do 3º ciclo de revisão tarifária periódica da Coelce, passando de -12,20% para -10,89%, com aplicação imediata.

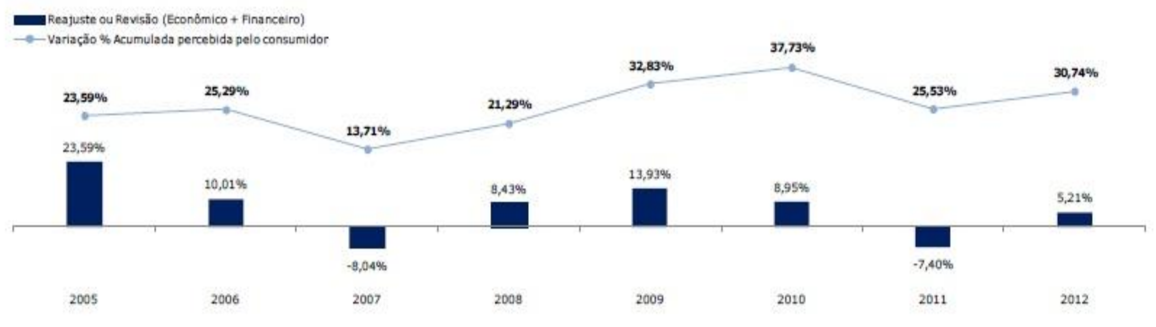
Reajuste Tarifário Anual de 2012

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é manter o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, exceto no ano da revisão tarifária periódica. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos da Parcela A. Os outros custos, constantes da Parcela B, são corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da Parcela B ainda depende do Fator X, índice fixado pela ANEEL por ocasião da revisão tarifária periódica. Sua função é compartilhar com o consumidor os ganhos de eficiência e competitividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

Assim, no dia 17 de abril de 2012 a ANEEL aprovou o índice de reajuste tarifário anual médio de 5,21%, a ser aplicado às tarifas da Companhia. O valor combinado oriundo da aplicação destes dois mecanismos tarifários (revisão e reajuste) foi um efeito médio de -7,61% nas tarifas da Coelce, a partir do dia 22 de abril de 2012.

Este resultado refletia a queda da liminar judicial que impedia a ANEEL de capturar o benefício fiscal da SUDENE via WACC regulatória. No entanto, após a decisão do presidente do STF e da aprovação pela ANEEL do valor da revisão tarifária, em 26 de junho de 2012, o efeito médio do novo valor da revisão e do reajuste tarifário passa de -7,61% para o valor definitivo -6,76%, até que a causa judicial tenha o seu mérito julgado.

A tabela abaixo apresenta um resumo das revisões e reajustes tarifários da Companhia para os períodos lá indicados, conforme dados fornecidos pela Companhia:



Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

São os custos decorrentes da contratação da energia de reserva que serão pagos mensalmente por todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo consumidores livres e autoprodutores, por intermédio de EER, que corresponde a aluguel a ser pago a usinas por estas apresentarem disponibilidade de geração.

Reserva Global de Reversão - RGR

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

As companhias distribuidoras de energia elétrica são indenizadas por certos ativos utilizados em razão das concessões na hipótese de a concessão ser revogada ou deixar de ser renovada. Por meio da Lei n° 5.655, de 20 de maio de 1971, o Congresso Nacional criou a RGR, um fundo de reserva destinado a prover recursos especificamente para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança da quota da RGR, que atualmente exige que companhias de eletricidade do setor público façam recolhimentos mensais à RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% do ativo imobilizado líquido em operação no exercício, respeitado o limite máximo equivalente a 3% da receita operacional total deste exercício. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A Lei nº 10.438/02 previu a expiração da RGR em 2010, o que resultará em diminuição da tarifa para os consumidores.

Fundo de Uso de Bem Público

O Governo Federal também impôs um encargo aos PIE que se utilizem de recursos hídricos (com exceção das PCHs), o chamado Fundo de Uso de Bem Público, muito similar à RGR, calculado anualmente pela ANEEL com base no uso do bem público por cada PIE e pago mensalmente. Os Produtores Independentes estão obrigados a fazer contribuição ao Fundo de Uso de Bem Público, a partir de uma data estipulada até o final do prazo da concessão. A Eletrobrás recebeu os pagamentos deste fundo até 31 de dezembro de 2002, a partir de quando os pagamentos passaram a ser feitos para o MME. Todos os pagamentos subsequentes foram efetuados diretamente ao Governo Federal.

Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, criada em 1973, arrecada recursos junto às concessionárias de energia elétrica do sistema interligado para cobrir os custos de aquisição de óleo diesel em usinas térmicas dos Sistemas Isolados.

Os recursos da CCC são administrados pela Eletrobrás. O papel da ANEEL é o de fixar os valores das cotas anuais da CCC que são recolhidos nas contas de luz pelas distribuidoras de energia elétrica. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário às usinas térmicas para o ano subsequente.

O CCC incide, ainda, sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com o consumidor final por produtor independente que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado, bem como nos Sistemas Isolados.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal estabeleceu a eliminação gradual da CCC. Os subsídios da CCC foram extintos no decorrer do período de 2003 a 2006, em relação a usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998 e, atualmente, pertencentes ao SIN. As usinas termelétricas construídas após essa data não terão direito a subsídios da CCC. Entretanto, em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas térmicas localizadas em Sistemas Isolados durante um período de 20 anos com o fim de promover a geração de energia elétrica nessas regiões.

Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

A proteção contra riscos hidrológicos para usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica, determinando que geradoras hidrelétricas compartilhem os riscos hidrológicos do SIN. De acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende da energia efetivamente gerada e sim da energia assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando do respectivo contrato de concessão. As diferenças entre a energia gerada e a energia assegurada são então cobertas pelo MRE, cujo principal propósito é mitigar os riscos hidrológicos a que estão sujeitas as geradoras hidroelétricas, assegurando que todas as usinas hidráulicas participantes do SIN recebam pelo seu nível de energia assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram quantidades superiores às suas energias asseguradas para aqueles que geraram quantidades de energia insuficientes para atender à energia assegurada. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, tem o seu preço fixado por uma tarifa chamada "Tarifa de Energia de Otimização" – TEO, que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta é paga pelos geradores deficitários aos geradores que cederam energia no âmbito do MRE. O MRE é contabilizado mensalmente pela CCEE, fazendo parte das Regras de Comercialização daquela câmara.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Em abril de 2002, o Governo Federal criou a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, objetivando promover: (i) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelo SIN; e (ii) a universalização do serviço de energia elétrica. A CDE terá a duração de 25 anos e seus recursos serão movimentados pela Eletrobrás.

Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bens públicos, penalidades e multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e dos encargos pagos por todos os agentes que comercializem energia com consumidores finais.

Os recursos da CDE poderão ser utilizados, ainda, para subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária de fornecimento de energia aos consumidores da subclasse residencial baixa renda quando os recursos provenientes do adicional de dividendos devidos à União pela Eletrobrás, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras de serviço público com a comercialização de energia elétrica nos leilões públicos não forem suficientes. São considerados consumidores de baixa renda aqueles atendidos por circuito monofásico, com consumo mensal situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprove sua inscrição no cadastro único do Governo Federal ou sua condição de beneficiário do programa Bolsa Família do Governo Federal até 27 de fevereiro de 2006.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - As empresas que prestam serviços de energia elétrica. Essa taxa é denominada Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE. A TFSEE foi criada pela Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto n° 2.410, de 28 de novembro de 1997, e é equivalente a 0,5% do benefício econômico anual realizado pelo agente ou concessionária. A determinação do "benefício econômico" tem como base a capacidade instalada de concessionárias de geração e transmissão autorizadas ou a faturamentos anuais das concessionárias de distribuição.

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Os primeiros contratos de concessão obrigavam as concessionárias de geração a investirem em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica, anualmente, um percentual mínimo de 0,25% de sua receita operacional líquida. Para as concessionárias de distribuição esse percentual era de 1%.

Com a criação da Lei nº 9.991/00, esses percentuais mínimos foram alterados e a obrigatoriedade foi estendida a todas as empresas de energia elétrica, de acordo com a sua área de atuação. De acordo com tal lei, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, no mínimo 0,75% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética. Com a alteração da Lei nº 9.991/00, pela Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, as concessionárias e companhias autorizadas a participar das atividades de distribuição, geração e transmissão de energia passaram a aplicar, anualmente, o mínimo de 0,50% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica, com exceção das companhias que geram energia por meio de fontes eólica, biomassa e PCHs.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

Os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, bem como os órgãos da administração direta da União, recebem uma compensação financeira das geradoras pelo aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. Os valores da CFURH se baseiam na energia elétrica produzida e são pagos para os Estados e os Municípios nos quais a planta ou o reservatório se localiza. Ressalte-se que esse encargo não é aplicável às PCH's, em virtude da isenção estabelecida na Lei do Setor Elétrico.

Encargo de Capacidade Emergencial – ECE

O ECE foi criado nos termos da Lei nº 10.438/02 e incidiu até dezembro de 2005 proporcionalmente ao montante de consumo individual final dos consumidores atendidos pelo sistema interligado, sendo classificado como encargo tarifário específico. A ANEEL determinava como base a ser rateada o custo referente à contratação de capacidade de geração ou potência previsto pela CBEE para determinado ano.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica), privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da Eletrobrás, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela Eletrobrás, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, são rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

A Resolução Normativa ANEEL n° 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo do PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

ONS – Operador Nacional do Sistema

As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

O ESS é um encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

Os ESS são pagos pelas distribuidoras e consumidores livres, sendo os mesmos apurados mensalmente pela CCEE e repassados aos agentes de geração que tiverem prestado tais serviços não remunerados pelo PLD.

A inadimplência com os encargos regulatórios implica na (i) inclusão da companhia no cadastro de inadimplentes da ANEEL; (ii) proibição de participação em processos de revisão/reajuste tarifário; (iii) suspensão de recebimento de subvenções por parte do Governo Federal; e (iv) autuação por parte do órgão regulador.

Tarifas e Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A ANEEL estabelece as tarifas e encargos pelo uso e acesso a tais sistemas. As tarifas são a TUSD (tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora) e a TUST (a tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão). Além disso, as distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos pelo transporte da energia de Itaipu e algumas distribuidoras que acessam o sistema de transmissão de uso compartilhado pagam encargos de conexão. Segue abaixo maior detalhamento desses custos e receitas.

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

A TUSD é paga por geradoras e Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta principalmente 2 fatores: a inflação verificada no ano e os investimentos em expansão, manutenção e operação da rede verificadas no ano anterior. 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. A Companhia recebe a TUSD dos Consumidores Livres dentro de sua área de concessão e de algumas distribuidoras conectadas aos seus sistemas de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com a inflação e com as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas da transmissão. Os usuários de rede assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de tarifas publicadas pela ANEEL. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não são consideradas parte integrante da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica.

Encargo de Conexão

Algumas empresas distribuidoras, especialmente no Estado de São Paulo, não acessam diretamente a Rede Básica, mas utilizam-se de um sistema de transmissão intermediário entre suas linhas de distribuição e a Rede Básica. Esse sistema intermediário é chamado Sistema de Conexão. Para se conectar a essas instalações de conexão, os acessantes deverão assinar Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCTs, com as concessionárias de transmissão que detêm essas instalações. A remuneração das transmissoras é definida em função dos ativos disponibilizados, sejam estes de propriedade exclusiva ou de uso compartilhado entre os agentes. Essa remuneração também é definida e regulada pela ANEEL e reajustada anualmente de acordo com os índices de inflação e com o custo dos ativos disponibilizados.

Encargo de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu utiliza-se de rede exclusiva de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua. Esse sistema não é considerado parte da Rede Básica e tampouco da Rede de Conexão e sua utilização é remunerada através de encargo específico denominado Transporte de Itaipu, pago pelas empresas que detêm quota-parte de Itaipu, rateado entre essas empresas na proporção de suas quotas-partes.

Racionamento de 2001 – Causas e Consequências

A baixa quantidade de chuvas na estação úmida 2000/2001 resultou em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidroelétricas do Brasil. Tal fato, aliado à restrição de investimentos em projetos de geração e transmissão nos anos que antecederam a esse período, levou o Governo Federal a adotar restrições no atendimento ao consumo de energia no ano de 2001. Em maio de 2001, o Presidente da República criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, posteriormente transformada na Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções imprevistas de suprimento.

A CGSE estabeleceu regimes especiais de cobrança de tarifas, limites de uso e fornecimento de energia e outras medidas visando à redução do consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Em virtude da melhoria nas condições hídricas no País e do êxito na política de contenção do consumo de energia elétrica, que propiciaram aumento significativo dos níveis nos reservatórios das usinas hidroelétricas, o Governo Federal anunciou, em fevereiro de 2002, o fim das medidas de racionamento.

Contudo, o impacto de um eventual racionamento pode ser estimado a luz do ocorrido no racionamento de 2001:

• o consumo de energia elétrica em 2001 apresentou uma retração de 7,7% em relação a 2000, em função do racionamento;

• a classe residencial, que detinha uma participação de 26,0% do mercado nacional, apresentou um decréscimo de 11,8% no ano, com o maior engajamento no racionamento, em relação às demais categorias;

• influenciado pelo racionamento, que contribuiu fortemente para o baixo crescimento da produção industrial brasileira, o segmento industrial, que respondia por 43,2% do consumo total de eletricidade brasileiro, apresentou redução de 6,6% em 2001;

• a categoria comercial, que representava 15,7% do consumo total, a exemplo das demais, apresentou uma retração em seu consumo de eletricidade fechando o ano de 2001 com uma queda de 6,3%;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

• as outras classes de consumo, que respondiam por cerca de 15,1% do consumo total, registraram, em seu conjunto, uma variação de -4,7%, em relação ao valor verificado no ano 2000;

• o consumo total de energia elétrica brasileiro somente recuperou o mesmo patamar verificado no ano anterior ao racionamento, em 2000, no ano de 2003;

• o consumo médio por consumidor residencial, em nível nacional, após ter crescido à taxa média de 4,8% ao ano no período 1994/1998, situou-se em 146 kWh/mês no ano de 2001, ficando 15,6% abaixo do verificado em 2000; e

• a manutenção dos hábitos de consumo adquiridos no racionamento, entre os principais motivos, tem mantido o consumo residencial médio praticamente estável desde 2001, sendo que o valor verificado em 2006 é, ainda, mais de 20,0% inferior ao do ano 2000.

Acordo Geral do Setor Elétrico – Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

O Acordo Geral do Setor Elétrico foi o acerto firmado entre geradoras e distribuidoras com o objetivo de definir regras para compensação das perdas financeiras geradas pelo Racionamento de energia 2001/2002. O acordo, fechado em dezembro de 2001, prevê financiamento de até R$7,5 bilhões do BNDES às empresas e reajuste tarifário extraordinário de 2,9% para consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda, e de 7,9% para consumidores de outras classes, a título de recomposição das perdas.

Custo devido ao despacho de recursos energéticos devido à ultrapassagem da CAR – Curva de Aversão a Risco

A Resolução CNPE nº 08/2007 trata do estabelecimento de diretrizes para a utilização da CAR e determina, em seu artigo 2º, que o ONS extraordinariamente poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do CMSE, com vistas à garantia do suprimento energético.

O artigo 3º dessa Resolução estabelece que o Custo Variável Unitário - CVU da UTE despachada por decisão do CMSE ou devido à ultrapassagem da CAR não será utilizado para a determinação do PLD.

Com relação ao despacho de recursos energéticos fora da ordem de mérito por violação da CAR, o § 4º do art. 3º estabelece que o custo adicional do despacho de UTE acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD obtido dos modelos computacionais, deve ser rateado de acordo com normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE, a ser disciplinado pela ANEEL.

A ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 306, de 8 de abril de 2008 aprovou as regras de comercialização de energia elétrica de que trata o artigo 3º da Resolução do CNPE nº 08, de 20 de dezembro de 2007, estabelecendo que o custo adicional do despacho de usina acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, seja rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses contabilizados, inclusive o mês corrente, de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE.

Procedimentos operativos de curto prazo para aumento da segurança energética

A Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002, da CGCE, em seu artigo 8º, § 1º, estabeleceu a incorporação da Curva de Aversão a Risco – CAR nos modelos computacionais de otimização energética.

Posteriormente, a Resolução nº 10, de 16 de dezembro de 2003, do CNPE e a Resolução nº 686, de 24 de dezembro de 2003, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceram que o ONS poderá, para fins de atendimento aos critérios de segurança do SIN, determinar antecipadamente, em relação à violação da CAR, o despacho de usinas térmicas, dentro dos períodos de vigência dos PMO e suas Revisões Semanais.

Com base no exposto, o CMSE aprovou Procedimentos Operativos de Curto Prazo que busquem aumentar a garantia do atendimento energético nos 2 primeiros anos do horizonte quinquenal, considerando hipóteses conservadoras de ocorrência de afluências e de requisitos de níveis mínimos de armazenamento de segurança ao final de cada mês, visando atingir um determinado estoque de segurança ao final do período seco, denominado Nível Meta.

b) política ambiental do emissor 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

Gestão ambiental

O conteúdo da Política Ambiental da Coelce é disseminado constantemente por meio de campanhas de divulgação interna e externa, além de ficar disponível na intranet e no site institucional. Todos os colaboradores são capacitados e assumem compromissos que são reunidos em quatro vertentes: ética ambiental, educação ambiental, compromisso com a legalidade e gestão de resíduos.

Política Ambiental da Coelce

A área de Meio Ambiente é responsável em desenvolver ações que atendam e promovam essa política, além de monitorar o cumprimento de todos os requisitos legais, conscientiza e capacita os colaboradores na redução e eliminação dos riscos de acidentes ambientais. Entre as ações promovidas pela área está o envio de mensagens ambientais através de e-mails aos colaboradores, contendo Dicas Ambientais em datas comemorativas, como o Dia Internacional do Planeta Terra (22 de abril), Dia do Controle da Poluição (14 de agosto) e Dia da Amazônia (05 de setembro), dentre outros exemplos.

O Sistema de Gestão Ambiental (SGA) é uma importante ferramenta na prevenção de acidentes e da melhoria contínua no estabelecimento de objetivos, metas e programas de gestão ambiental com base na política citada. A empresa foi certificada inicialmente em outubro de 2006 segundo a norma ISO 14001/2004, pelo Bureau Veritas Certification (BV). Nos anos de 2009 e 2012 a empresa foi recertificada, sempre acrescentando unidades operacionais e administrativas ao escopo, estando hoje da seguinte forma: Construção, operação, manutenção do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica e suas atividades de apoio focado nas seguintes unidades de negócio: Administração Central, Gerência de Distribuição de Fortaleza e Metropolitana, Área de Distribuição Norte e Relacionamento Comercial da Agência Sobral, Sede da Área de Distribuição Sul Relacionamento Comercial da Agência de Juazeiro do Norte, Sede da Área de Distribuição Centro Sul e Relacionamento Comercial da Agência de Iguatú, Sede da Área de Distribuição Centro-Norte, Sede da Área de Distribuição Atlântico (Itapipoca) e 2 Subestações da Área de Distribuição Leste (Limoeiro do Norte)."

As responsabilidades definidas no Sistema de Gestão Ambiental são compartilhadas entre todos os empregados, estagiários e colaboradores parceiros da Coelce. Todos recebem o Guia de Formação Ambiental, contendo explicações detalhadas sobre os benefícios e as ações contidas no SGA. Para o público interno e externo, a Coelce possui os seguintes canais de comunicação: e-mail (meioambiente@coelce.com.br); correspondência (Rua Padre Valdevino, 150/4º andar. Joaquim Távora – Fortaleza CE); meio eletrônico (site coelce: www.coelce.com.br ou intranet – fale com meio ambiente); telefones (0800 2850196 ou (85) 3453 4290) ou pessoalmente (ouvidoria, lojas de atendimento e área de meio ambiente)

A Coelce é a única empresa privada integrante da Comissão Interinstitucional de Educação Ambiental do Estado do Ceará (CIEA) vinculada ao Conselho de Políticas e Gestão do Meio Ambiente. Em março de 2005, a Coelce e todas as demais empresas da Enel Brasil formalizaram sua adesão ao Pacto Global das Nações Unidas. Desde então, a empresa inseriu os 10 princípios do Pacto Global em seu dia-a-dia. A partir de 2006, a Coelce passou a indicar no seu Relatório de Sustentabilidade anual um capítulo exclusivo para os projetos e ações ambientais. Também possui membros na Força Tarefa Meio Ambiente do Pacto Global. Além de intensificar o relacionamento com o poder público, a Coelce auxilia na elaboração de políticas públicas direcionadas para a educação ambiental no Ceará.

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Contrato de Concessão

A Companhia opera, nos termos de um contrato de concessão, o negócio de distribuição de energia elétrica. O contrato de concessão, com término em dezembro de 2028, impõe exigências sobre as operações e os negócios. Estas exigências incluem manutenção e/ou aperfeiçoamento de determinadas normas de serviço, incluindo o número e duração de *blackouts*. Existe, também, a obrigatoriedade de instalar dispositivos e equipamentos (por exemplo, linhas de distribuição e medidores) para fornecer energia a novos clientes ou atender ao aumento de demanda dos clientes existentes.

Como já mencionado anteriormente, em função da implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras assinaram termos aditivos aos respectivos contratos de concessão. Esses aditivos se destinam basicamente a incorporar aos cálculos dos reajustes tarifários anuais os custos de aquisição de energia contratada nos novos leilões, com entrega nos 12 meses subsequentes à data de vigência de novas tarifas.

Estabelecem ainda que a Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) sejam excluídos da Parcela B. Assim, tais encargos foram excluídos do cálculo do reajuste de tarifas de energia elétrica. Na prática, tais tributos passaram a ser incluídos na fatura de energia elétrica de forma segregada em mecanismo análogo ao utilizado para a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS).

Penalidades e Término da Concessão

Caso não sejam cumpridas as obrigações previstas no contrato de concessão e nas leis e normas aplicáveis ao negócio, a ANEEL pode impor penalidades através da instauração de processos administrativos punitivos.

As penalidades que podem ser impostas em caso de violação destas obrigações incluem advertências e imposições de multas podendo atingir até um máximo de 2,0% da receita anual da Companhia por violação, excluído o ICMS.

A ANEEL também pode intervir na concessão por meio de resolução, que indicará seu prazo, objetivos e limites da medida, em função das razões que a ensejaram, designando o interventor. Declarada a intervenção, a ANEEL instaurará, no prazo de 30 dias, procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, assegurado o direito de ampla defesa, devendo o mesmo ser concluído no prazo de até 180 dias, sob pena de considerar-se inválida a intervenção. A ANEEL pode, ainda, em caso de descumprimento, limitar a área de concessão da Companhia, impondo uma sub-concessão ou encampando as ações detidas por seus acionistas controladores e vendendo-as num leilão público.

A ANEEL também tem o poder de propor ao Poder Concedente – a União Federal – a declaração de caducidade da concessão antes de seu prazo o final quando, por exemplo, do descumprimento de obrigações legais ou contratuais. Assim como na intervenção, a declaração de caducidade será precedida de processo administrativo e, caso reste comprovada a inadimplência da Companhia, a ANEEL poderá propor à União Federal a declaração de caducidade da concessão.

Em qualquer caso de término antecipado do contrato de concessão, existe o direito de receber indenização da ANEEL por investimentos efetuados em ativos relacionados aos serviços (bens reversíveis) que não tenham sido amortizados ou depreciados.

Equilíbrio Econômico-Financeiro

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Todo contrato de concessão de serviços públicos exige a manutenção de um equilíbrio entre os custos e receitas durante toda a vigência da concessão. Este princípio é conhecido como equilíbrio econômico-financeiro.

O principal instrumento de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro é a alteração, para mais ou para menos, das tarifas de fornecimento de energia e de uso dos sistemas de distribuição cobradas dos clientes, através de reajustes tarifários anuais, revisões ordinárias a cada quatro anos e revisões extraordinárias a qualquer tempo, desde que comprovado o desequilíbrio. Tais processos são conduzidos pela ANEEL que, ao cabo de seu decurso, procede à homologação das tarifas para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

Toda a receita da Companhia é do país sede da Companhia, ou seja, 100% proveniente do Brasil.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Não aplicável.

7.8 - Políticas socioambientais

b) política ambiental do emissor 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

Gestão ambiental

O conteúdo da Política Ambiental da Coelce é disseminado constantemente por meio de campanhas de divulgação interna e externa, além de ficar disponível na intranet e no site institucional. Todos os colaboradores são capacitados e assumem compromissos que são reunidos em quatro vertentes: ética ambiental, educação ambiental, compromisso com a legalidade e gestão de resíduos.

Política Ambiental da Coelce

A área de Meio Ambiente é responsável em desenvolver ações que atendam e promovam essa política, além de monitorar o cumprimento de todos os requisitos legais, conscientiza e capacita os colaboradores na redução e eliminação dos riscos de acidentes ambientais. Entre as ações promovidas pela área está o envio de mensagens ambientais através de e-mails aos colaboradores, contendo Dicas Ambientais em datas comemorativas, como o Dia Internacional do Planeta Terra (22 de abril), Dia do Controle da Poluição (14 de agosto) e Dia da Amazônia (05 de setembro), dentre outros exemplos.

O Sistema de Gestão Ambiental (SGA) é uma importante ferramenta na prevenção de acidentes e da melhoria contínua no estabelecimento de objetivos, metas e programas de gestão ambiental com base na política citada. A empresa foi certificada inicialmente em outubro de 2006 segundo a norma ISO 14001/2004, pelo Bureau Veritas Certification (BV). Nos anos de 2009 e 2012 a empresa foi recertificada, sempre acrescentando unidades operacionais e administrativas ao escopo, estando hoje da seguinte forma: Construção, operação, manutenção do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica e suas atividades de apoio focado nas seguintes unidades de negócio: Administração Central, Gerência de Distribuição de Fortaleza e Metropolitana, Área de Distribuição Norte e Relacionamento Comercial da Agência Sobral, Sede da Área de Distribuição Sul Relacionamento Comercial da Agência de Juazeiro do Norte, Sede da Área de Distribuição Centro Sul e Relacionamento Comercial da Agência de Iguatú, Sede da Área de Distribuição Centro-Norte, Sede da Área de Distribuição Atlântico (Itapipoca) e 2 Subestações da Área de Distribuição Leste (Limoeiro do Norte).”

As responsabilidades definidas no Sistema de Gestão Ambiental são compartilhadas entre todos os empregados, estagiários e colaboradores parceiros da Coelce. Todos recebem o Guia de Formação Ambiental, contendo explicações detalhadas sobre os benefícios e as ações contidas no SGA. Para o público interno e externo, a Coelce possui os seguintes canais de comunicação: e-mail (meioambiente@coelce.com.br); correspondência (Rua Padre Valdevino, 150/4º andar. Joaquim Távora – Fortaleza CE); meio eletrônico (site coelce: www.coelce.com.br ou intranet – fale com meio ambiente); telefones (0800 2850196 ou (85) 3453 4290) ou pessoalmente (ouvidoria, lojas de atendimento e área de meio ambiente)

A Coelce é a única empresa privada integrante da Comissão Interinstitucional de Educação Ambiental do Estado do Ceará (CIEA) vinculada ao Conselho de Políticas e Gestão do Meio Ambiente. Em março de 2005, a Coelce e todas as demais empresas da Enela Brasil formalizaram sua adesão ao Pacto Global das Nações Unidas. Desde então, a empresa inseriu os 10 princípios do Pacto Global em seu dia-a-dia. A partir de 2006, a Coelce passou a indicar no seu Relatório de Sustentabilidade anual um capítulo exclusivo para os projetos e ações ambientais. Também possui membros na Força Tarefa Meio Ambiente do Pacto Global. Além de intensificar o relacionamento com o poder público, a Coelce auxilia na elaboração de políticas públicas direcionadas para a educação ambiental no Ceará.

Relatório de Sustentabilidade

O Relatório de Sustentabilidade é anualmente disponibilizado no site da Companhia, no seguinte endereço:

https://www.coelce.com.br/coelcesociedade/sustentabilidade.aspx

Em 2014 a Coelce reafirmou seu compromisso com o desenvolvimento socioeconômico do Ceará. Seu planejamento estratégico é executado a partir das perspectivas dos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, colaboradores e sociedade. Para atendimento às necessidades e expectativas das comunidades em que atua a companhia possui implementados projetos e práticas socioambientais direcionadas para educação, geração de renda, eficiência energética e cultura. *Em 2014 foram investidos R$ 30,5 milhões, que beneficiaram mais de 280 mil pessoas no Ceará.*

Com os recursos aplicados permitiu-se oferecer aos cearenses projetos de impacto relevante em suas vidas, especialmente para as comunidades de baixa renda, público-alvo destes projetos. A seguir se apresentam os principais projetos desenvolvidos no período:

- Luz Solidária - subsídios para a troca de equipamentos ineficientes por equipamentos com baixo consumo de energia elétrica, com a participação de clientes doando recursos para projetos de geração de renda como contrapartida do subsídio recebido;
- Troca Eficiente - troca de lâmpadas e geladeiras de clientes de baixa renda, sem ônus;
- Ecoelce - troca de resíduos recicláveis por creditos na conta de energia;
- Coelce Cultural – fomento à cultura cearense por meio do apoio a projetos culturais de música, circo , audiovisual, dança, música, circo, patrimônio material e imaterial e teatro. Além disso a companhia aplica recursos no Fundo Estadual da Cultural que, por sua vez, permite a gestão de equipamentos culturais do Ceará, realizada pela Secretaria de Cultura por meio de editais públicos;
- Coelce nas Escolas – projeto de educação ambiental, com base na metodologia do Procel, que visa a formação educadores, professores, alunos e comunidades nos princípios e procedimentos para o combate ao desperdício de energia elétrica;
- Energia Social – o projeto envolve: a realização de cursos de aprimoramento de técnicas artesanais e gestão para venda de produtos e o incentivo à formação de grupos produtivos, gerando renda alternativa para aumentar o

7.8 - Políticas socioambientais

orçamento familiar dos beneficiados; e atividades de formação de jovens de comunidades com baixa renda para o mercado de trabalho e orientação para o mercado de trabalho. Após a formação, a Coelce encaminha os jovens participantes para processos seletivos de vagas de emprego ou estágio na Coelce ou em empresas contratadas pela companhia. Ambas vertentes promovem a sustentabilidade do serviço de distribuição de energia e do relacionamento com clientes em regiões socialmente mais vulneráveis;

- Coelce nos Bairros - atividades educativas desenvolvidas em espaços comunitários de comunidades de baixa renda que visa promover a adequação do consumo de energia ao orçamento familiar, aumentando a capacidade de pagamento da conta de luz e bem-estar das famílias;
- Baú de Leitura – programa que promove a leitura e a sua democratização por meio da doação de um acervo contendo 400 litros de literatura em geral para crianças e jovens. Para a sensibilização e estímulo à sua utilização, no ato da entrega do acervo, há contação de histórias e roda de leitura. O público é formado por são crianças e adolescente de escolas, creches comunitárias e ONGs e outras instituições sociais inseridas em área de risco social; e
- Coelce Solidária - arrecadação de recursos para entidades sem fins lucrativos a partir de doações de clientes na conta de energia.

Além disso, a empresa manteve seus processos certificados pelas normas ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001.

Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)

O ISE tem como objetivo medir o retorno de ações de empresas que tem comprometimento com a responsabilidade social, ambiental e econômica. Pela nona vez consecutiva, a Coelce esteve presente na carteira de ações, que vigorou de jan/2015 a dez/2015.

7.9 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas a este item foram divulgadas nos itens acima.

8.1 - Negócios extraordinários

8.1. Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor nos 3 últimos exercícios sociais:

Não aplicável.

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

8.2. Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor nos 3 últimos exercícios sociais:

Não aplicável.

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

8.3. Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais nos 3 últimos exercícios sociais:

Não aplicável.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

Todas as informações relevantes a este item foram divulgadas nos itens acima.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9.1. Descrever os bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:

a) ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização

A Companhia possui diversos imóveis próprios, alguns destinados à prestação dos serviços concedidos nos termos do Contrato de Concessão e outros desvinculados à prestação desses serviços.

Os principais imóveis da Emissora consistem em linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição, todos localizados na área da concessão. O valor contábil do ativo imobilizado em serviço líquido da Emissora em 31 de dezembro de 2015 era de R$ 3.504.790.882,16 bilhões. Nesta mesma data, a Emissora possuía cerca de 134.457 km de linhas de transmissão e distribuição em alta e baixa tensão.

A Emissora é ainda proprietária de 108 subestações, cujos terrenos somam o valor aproximado de R$ 11.163.564,48 milhões. Suas mais valiosas propriedades encontram-se em Fortaleza, Sobral e Maracanaú. A tabela abaixo apresenta uma descrição dos imóveis de valor mais relevante da Emissora:

Endereço	Cidade	Utilização	Valor da Edificação (R$ mil)	Próprio / Alugado
Av.Barão de Studart, 1475	Fortaleza	SE Aldeota	3.896	Próprio
R. Ângelo Figueiredo, 51	Fortaleza	SE Mucuripe	3.800	Próprio
Des Lauro Nogueira, 1456	Fortaleza	SE Papicu	2.026	Próprio
José Severiano, 315	Fortaleza	SE Água Fria	4.000	Próprio
Sargento Hermínio, 2645	Fortaleza	Edificação não Operacional	1.165	Próprio
Av. do Contorno, s/n°	Maracanaú	Edificação/ Almoxarifados	1.560	Próprio
Av. José Ermírio de Moraes, 8	Sobral	Agência de Atendimento	513	Próprio
Rua Padre Valdevino, 150	Fortaleza	Administração Central	32.319	Alugado
Total			**49.279**	

b) patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, informando:

i. duração

10 anos contados a partir da data de concessão de seu registro, prorrogáveis por períodos sucessivos.

ii. território atingido

Todo o território nacional.

iii. eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos

Em relação aos registros de marca já concedidos, não é possível assegurar que terceiros (ou o próprio INPI) não tentem prejudicar os registros da Companhia (com processos de nulidade ou caducidade, por exemplo). Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento das devidas taxas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.

iv. possíveis consequencias da perda de tais direitos para o emissor

Não obstante, as atividades da Emissora não dependem diretamente de marcas e/ou patentes de sua propriedade, sendo que eventual não aprovação dos pedidos de marcas e/ou patentes não causará impactos nas atividades da Companhia. Além disso, as marcas mais estratégicas para a principal atividade desenvolvida pela Companhia já possuem registro deferido junto ao INPI. Para informações sobre o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, vide item 7.5 (c) deste Formulário.

c) as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar:

i. denominação social;
ii. sede;

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

iii. atividades desenvolvidas;
iv. participação do emissor;
v. se a sociedade é controlada ou coligada;
vi. se possui registro na CVM;
vii. valor contábil da participação;
viii. valor de mercado da participação conforme a cotação das ações na data de encerramento do exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados de valores mobiliários;
ix. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor contábil;
x. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor de mercado, conforme as cotações das ações na data de encerramento de cada exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados;
xi. montante de dividendos recebidos nos 3 últimos exercícios sociais;
xii. razões para aquisição e manutenção de tal participação ;

A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

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
Linhas de Transmissão	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Própria
Subestações	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Própria
Terrenos	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	Alugada
Terrenos	Brasil	CE	Diversos (Área de Concessão Coelce)	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
Marcas	Marcas - Todo o território nacional	10 anos	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. Ademais, mesmo em relação aos registros de marca já concedidos, não é possível assegurar que terceiros (ou o próprio INPI) não tentem prejudicar os registros da Companhia (com processos de nulidade ou caducidade, por exemplo). Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento das devidas taxas de também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	Não obstante, as atividades da Emissora não dependem diretamente de marcas e/ou patentes de sua propriedade, sendo que eventual não aprovação dos pedidos de marcas e/ou patentes não causará impactos nas atividades da Companhia. Além disso, as marcas mais estratégicas para a principal atividade desenvolvida pela Companhia já possuem registro deferido junto ao INPI. Para informações sobre o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, vide item 7.6 (c) deste Formulário.

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

9.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes a este item foram divulgadas nos itens acima.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10.1. Os diretores devem comentar sobre:

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

A diretoria entende que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. Considerando os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três anos, conforme tabela abaixo, a Administração está confortável com o nível de endividamento da Companhia que permaneceu em patamares conservadores. A Companhia encerrou 2015 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta /(Dívida Bruta+ PL) de 0,45 e com o índice Dívida Bruta / EBITDA (EBITDA e Encargo de Dívida acumulado nos últimos 12 meses) em 1,99.

O índice que relaciona a Dívida líquida pelo EBITDA (Lucro operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização), demonstra que nos anos de 2014 e 2013 a Companhia apresentou uma redução. Em 2014, em função principalmente, da assinatura do aditivo ao contrato de concessão, que permitiu a Coelce contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), e no regime de competência, os valores a receber da parcela A e outros itens financeiros constituídos verificou-se um incremento no EBITDA da ordem de 74,5%, o que levou a reduzir um pouco este índice. Deste modo, encontra-se em patamares conservadores.

A Companhia dispõe de caixa suficiente que viabiliza a liquidez para cobertura financeira de suas operações, bem como realização de investimentos planejados, pagamento de dívidas e outras obrigações. No caso de alavancagem, a diretoria
está segura de que a Companhia apresenta excelentes condições para contratar empréstimos e financiamentos para realização de suas atividades e/ou investimentos futuros.

Em 17 de março de 2016, a Standard & Poor's Rating Services ("S&P") reafirmou os ratings na Escala Nacional Brasil de longo e curto prazos 'brAA-/brA-1', respectivamente, atribuídos à Companhia. A perspectiva do rating de longo prazo é negativa. Foi reafirmado também o rating 'brAA-' atribuído à terceira emissão de debêntures da Companhia.
De acordo com a S&P, a manutenção do *rating* da Coelce, deve-se principalmente a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente, o que permitiu apresentar métricas de crédito moderadas e liquidez adequada, apesar do cenário desafiador pelo qual as companhias de distribuição enfrentaram em 2015.

Ao final do exercício de 2015, a Coelce obteve um custo da dívida de 13,09% a.a., que correspondeu a CDI + 0,47% a.a., custo este que é refletido pela composição do portfólio de empréstimos e financiamentos da Companhia, onde 27% são financiamentos firmados com bancos de fomento (BNB e BNDES) e com a Eletrobrás, que oferecem taxas abaixo da média praticada pelo mercado financeiro.

Indicadores de Endividamento	**2015**	**2014**	**2013**
Dívida Bruta / EBITDA	1,99	1,81	2,33
Dívida Líquida / EBITDA	1,90	1,54	2,06
EBITDA / Encargos de Dívida	5,15	8,12	5,79
Dívida Bruta /(Dívida Bruta+ PL)	0,39	0,42	0,37
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,38	0,38	0,34
Indicadores de liquidez	**2015**	**2014**	**2013**
Liquidez Geral (Ativo Circulante+ativo não circulante)/(Passivo circulante+Passivo não circulante)	1,77	1,74	1,87
Liquidez Corrente (Ativo circulante/Passivo Circulante)	1,15	1,48	1,06
Liquidez Imediata (Caixa e equivalentes e Aplicações financeira/Passivo Circulante)	0,04	0,23	0,13

b) estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

i. hipóteses de resgate
ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Estrutura de capital – calculada considerando relação: divida bruta/(dívida bruta + patrimônio líquido):

	Exercício findo em 31/12/2015	**Exercício findo em 31/12/2014**	**Exercício findo em 31/12/2013**
Capital Próprio = PL (R$ mil)	2.005.047	1.715.844	1.566.323
Capital de Terceiros = Dívida Líquida (R$ mil)	1.229.676	1.079.625	827.534
TOTAL (R$ mil)	3.234.723	2.795.469	**2.393.857**
Capital Próprio (%)	61,99%	61%	65,43%
Capital de Terceiros (%)	38,01%	39%	34,57%

A Companhia não possui ações resgatáveis, portanto, o item 10.1.b.i e 10.1.b.ii não são aplicáveis.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Ao final do exercício de 2015, considerando o fluxo de caixa, a situação de liquidez das disponibilidades e o balanço patrimonial da Companhia, observam-se capacidade de pagamento dos compromissos financeiros que são refletidos no cumprimento de todos os covenants financeiros assumidos pela Companhia em contratos de financiamentos e emissão
e debêntures, conforme apresentados abaixo:

	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2015
Repasse BNDES		
Endividamento Financeiro Líquido ÷ LAJIDA (Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, depreciações e amortizações)	3,50	1,02
Endividamento Financeiro Líquido ÷ (Endividamento Financeiro Líquido + Patrimônio Líquido)	0,60	0,24

Escritura da 2ª e 3ª emissão de debêntures (atualizar com as novas emissões de 2015)	Limite Contratual	Exercício findo em 31/12/2015
Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA	2,50	1,73
EBITDA ÷ Despesa Financeira Líquida	2,75	4,54

A Companhia tem desenvolvido uma estratégia financeira com os objetivos principais de: (i) buscar a captação de empréstimos para financiamentos de longo prazo, para financiar de forma adequada os investimentos; (ii) equilibrar o custo financeiro total da dívida; e (iii) melhorar sua flexibilidade estratégica, financeira e operacional. Considerando o seu perfil de endividamento de longo prazo e a sua capacidade financeira de captação de recursos e geração de caixa, a Companhia não deverá encontrar dificuldades em honrar os seus compromissos financeiros atualmente contratados ou em financiar investimentos futuros.

d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

As necessidades de caixa da Companhia compreendem: (i) pagamento dos custos operacionais; (ii) realização de investimentos; (iii) pagamento de encargos e amortizações de dívidas; e (iv) dividendos aos acionistas.

As fontes de liquidez da companhia correspondem principalmente a: (i) receita do fornecimento de energia elétrica aos clientes; (ii) subvenções dos recursos federais do programa Baixa Renda; (iii) linhas de financiamento para capital de giro, contratadas com diversos bancos; e (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos CAPEX (*Capital Expenses*) através do Sistema BNDES e ELETROBRÁS.

Os fluxos de caixa provenientes das atividades operacionais são suficientes para a cobertura das necessidades de recursos financeiros. Todavia, a companhia geralmente busca financiamento por meio de operações bancárias, operações no mercado de capitais através de emissões de debêntures e de notas promissórias, dentre outras, com a finalidade de financiar sua necessidade de recursos para realização de investimentos.

e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Para eventuais coberturas do caixa, a companhia poderá utilizar-se de linhas de crédito disponíveis, já contratadas e imediatamente disponíveis.

Para execução de investimentos, a Companhia utiliza linhas de financiamento de longo prazo através de instituições financeiras de desenvolvimento, tais como BNDES, BANCO DO NORDESTE e outras entidades de fomento, como ELETROBRÁS e SUDENE.

f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

As informações sobre as operações de empréstimos e financiamentos em moedas nacionais e estrangeiras são:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Saldo das operações financeiras (Valores em R$ mil):

	31/12/2015			31/12/2014			31/12/2013		
		Principal			Principal			Principal	
	Encargos	Circulante	Não circulante	Encargos	Circulante	Não circulante	Encargos	Circulante	Não circulante
Moeda estrangeira									
União Federal - Bônus de Capitalização (a)	-	-	-	-	-	-	3	163	-
União Federal - Bônus de Desconto (a)	30	-	4.534	6	-	3.031	8	-	2.673
União Federal - Bônus ao Par (a)	185	-	6.497	56	-	4.344	49	-	3.831
Total moeda estrangeira	215	-	11031	62	-	7.375	60	163	6.504
Moeda nacional									
Eletrobrás (c)	-	9.396	30.543	16	10.212	52.006	13	11.177	68.315
União Federal - Lei 8.727 (Caixa Econômica Federal) (d)	-	-	-	-	-	-	1	76	-
União Federal - Lei 8.727 (Eletrobrás) (d)	-	-	-	-	-	-	25	3.092	-
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar)	-	-	-	-	-	-	2	936	-
Banco do Nordeste - Proinfa (e)	232	21237	47.784		21237	69.022	412	61315	90.259
BNDES Finem 2007 (Sindicalizado) (f)	-	-	-	-	-	-	171	49.106	-
BNDES FINAME 2012-2013 (v)	39	4.121	27.818	46	4.121	30.909	46	2.061	35.031
BNDES FINEM 2012-2013 A (v)	217	12.975	48.657	238	12.960	58.318	244	6.480	71278
BNDES FINEM 2012-2013 B (v)	241	12.975	48.657	268	12.960	58.319	273	6.480	71278
BNDES (Capex 2014-2015) A	20	2.501	25.008	-	-	-	-	-	-
BNDES (Capex 2014-2015) B	54	2.501	25.005	-	-	-	-	-	-
Working Capital Santander Coelce	-	50.474	-	-	-	-	-	-	-
ITAÚ CCB (vi)	6.299	-	150.000	5.070	-	150.000	-	-	-
Banco do Brasil (BB Agropecuário) (vii)	6.298	75.000	225.000	-	-	300.000	-	-	-
Total moeda nacional	13.400	191.180	628.472	5.638	61490	718.574	1187	140.723	336.161
Custos de transação	-	-	-	-	-	-		-193	
Total moeda nacional líquido dos custos de transação	**13.400**	**191.180**	**628.472**	**5.638**	**61.490**	**718.574**	**1.187**	**140.530**	**336.161**
Total de empréstimos e financiamentos	**13.615**	**191.180**	**639.503**	**5.700**	**61.490**	**725.949**	**1.247**	**140.693**	**342.665**

Características das operações financeiras:
a) União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) - dívida de médio e longo prazo (DMLPs) – Confissão de dívida a União Federal em 15 de agosto de 1997. O contrato está dividido em 7 (sete) subcréditos (três deles já liquidados), remunerados a base de variação cambial (dólares norte-americanos).

b) Eletrobrás - Empréstimo contratado para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica - Luz para Todos, do Ministério das Minas e Energia - MME, com recursos originários da RGR e CDE.

c) União Federal - Lei 8.727- Cessão de crédito, que fez a Eletrobrás e a Caixa Econômica Federal à União Federal.

d) Banco do Nordeste do Brasil - Programa de incentivo as fontes alternativas de energia (Proinfra) - A Companhia celebrou contrato com o Banco do Nordeste do Brasil para o financiamento de inversões fixas, através de recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE)/Proinfa.

e) BNDES FINEM: Financiamento para o plano de investimento 2007/2009 da Companhia contratado em 28 de abril de 2008, no montante total de R$ 330.000, junto ao sindicato liderado pelo Itáu BBA, com repasse de recursos do BNDES. A Companhia captou 74% do total do contrato.

O principal dos empréstimos e financiamentos não circulante, excluindo os efeitos das operações de swap contratados e dos custos de transação, tem sua curva de amortização distribuída da seguinte forma:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Curva de Amortização dos Empréstimos e Financiamentos	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
2013	-	-	-
2014	-	-	-
2015	-	-	62.456
2016	191.750	136.230	62.184
2017	194.686	185.412	61.366
2018	194.093	184.820	60.773
Após 2018	250.154	219.487	95.886
	830.683	**725.949**	**280.209**

Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador (sem os efeitos das operações de swap contratados e dos custos de captação:

Moeda (equivalente em R$)/indexador	31/12/2015	%	31/12/2014	%	31/12/2013	%
Moeda estrangeira						
Dólares norte-americano	10.940	100	6.936	100	6.727	100
Moeda nacional						
IGP-M	x	x	x	x	3.117	0,65
TJLP	145.051	17,4	161.851	27,07	206.248	43,14
RGR	x	x	x	x	x	x
CDI	513.073	61,56	150.412	25,15	x	x
SELIC	27.560	3,31	x	x	x	x
TR	x	x	x	x	77	0,02
R$ Fixo	147.816	17,73	196.753	32,9	268.629	56,19
Total moeda nacional	833.500	100	509.016	85,12	478.071	100
Total	**844.440**	**-**	**515.952**	**-**	**484.798**	**-**

Os saldos de financiamentos em moeda estrangeira captados pela Companhia, referem-se aos contratos de DMLP - Dívida de Médio e Longo Prazo, contratado com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro. Embora sua exposição cambial não seja anulada por instrumentos de *hedge*, o percentual desprotegido está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 0,59% da dívida total, na posição de 31 de dezembro de 2015.

Debêntures

Saldo das debêntures emitidas (Valores em R$ mil):

	31/12/2015			31/12/2014			31/12/2013		
		Principal			Principal			Principal	
	Encargos	Circulante	Não circulante	Encargos	Circulante	Não circulante	Encargos	Circulante	Não circulante
2ª Emissão									
2ª Série	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3ª Emissão									
1ª Série	1.576	52.000	-	2.613	52.000	52.000	2.219	-	104.000
2ª Série	5.538	131.522	263.073	5.105	-	356.970	4.698	-	334.764
(-) Custo de transação	-	-344	-475	-	-377	-820	-	-652	-924
Total sem efeito de swap	**7.114**	**183.178**	**262.598**	**7.718**	**51.623**	**408.150**	**6.917**	**-652**	**437.840**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Resultado das operações de swap	-	-3.156	-	-	-585	-4.984	-	-229	-6.463
Total de debentures	**7.114**	**180.022**	**262.598**	**7.718**	**51.038**	**403.166**	**6.917**	**-881**	**431.377**

Características das emissões:

Características	**3ª Emissão 1ª Série**	**3ª Emissão 2ª Série**
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	10.400 debêntures simples	29.600 debêntures simples
Valor nominal	R$ 10	R$ 10
Data de emissão	15 de outubro de 2011	15 de outubro de 2011
Vencimento inicial	15 de outubro de 2015	15 de outubro de 2016
Vencimento final	15 de outubro de 2016	15 de outubro de 2018
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+0,97%aa	6,85%aa
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Em duas parcelas Anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2015 e 2016	2016, 2017 e 2018

2ª Emissão

A emissão foi realizada em 15 de julho de 2009, com 24.500 (vinte e quatro mil e quinhentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R$ 10 na data de emissão, no montante total de R$ 245.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 9.050 (nove mil e cinquenta) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,95% a.a., exigíveis semestralmente e amortização única ao final do segundo ano, realizada em 15 de julho de 2011.

A segunda série foi emitida com 15.450 (quinze mil quatrocentos e cinquenta) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 7,5% a.a., exigíveis anualmente, a mesma foi liquidada na data 25/09/2013.

3ª Emissão

A 3ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de outubro de 2011, com 40.000 (quarenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R$ 10 na data de emissão, no montante total de R$ 400.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 10.400 (dez mil e quatrocentos) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,97% a.a., exigíveis semestralmente e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de outubro de 2015 e 2016.

A segunda série foi emitida com 29.600 (vinte e nove mil e seiscentos) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 6,85% a.a., exigíveis anualmente e amortizadas em 03 (três) parcelas anuais em 15 de outubro de 2016, 2017 e 2018.

Em 26 de setembro de 2014 foi realizada a Assembleia Geral de Debenturistas da 3ª Emissão, na qual foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de modificar a metodologia de cálculo do EBITDA*, incluindo em sua composição ajustes positivos e negativos da CVA (ativos e passivos regulatórios), e a eliminação da condição de vencimento antecipado automático para o descumprimento de índices financeiros por dois trimestres consecutivos. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados econômicos da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão desses ajustes positivos e negativos da CVA, no cálculo do EBITDA para fins de aferição dos índices financeiros exigidos. Em 31 de dezembro de 2014, os ativos e passivos regulatórios foram reconhecidos pela companhia (vide Nota 10 e 26 das demonstração financeira).

* Conforme definido na escritura de emissão das debêntures, o EBTIDA significa o lucro ou prejuízo da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação e amortização e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional (informações não auditadas).

Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia atendeu todos os indicadores requeridos pelas respectivas escrituras de emissão.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas Demonstrações Financeiras. Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia cumpriu com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

Obrigações especiais financeiras	Índice
Dívida financeira líquida/EBITDA (máximo)	**2,50**
EBITDA/Despesa financeira líquida (mínimo)	**2,75**

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

	2016	2017	2018	Total
1ª série - 3ª emissão	-	-	-	-
2ª série - 3ª emissão	-	131.522	131.551	263.073
(-) Custo de transação	-	(253)	(222)	(475)
Total a amortizar	**-**	**131.269**	**131.329**	**262.598**

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém contratos de financiamento de longo prazo com BNDES, BANCO DO NORDESTE, ItaúBBA e BANCO DO BRASIL. A Companhia não possui outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item anterior.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há condição de subordinação entre as dívidas contraídas pela Companhia.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, 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

A Companhia mantém contratos de financiamento e escritura de emissão de debêntures com estabelecimento de *covenants* financeiros (Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA ≤ 2,5; EBITDA ÷ Despesa Financeira Líquida ≥ 2,75 – para as debêntures; e Endividamento Financeiro Líquido ÷ LAJIDA <= 3,5; Endividamento Financeiro Líquido ÷ (Endividamento Financeiro Líquido + PL) <= 0,6 – para o Contrato de Repasse BNDES). Pelos contratos de financiamento de Repasse BNDES, BNB e Eletrobrás, há restrições quanto a distribuição de dividendos em caso de default contratual.

Nos contratos de Repasse BNDES e BNB, há outorga de anuência prévia ao credor para realização de mudança do controle acionário da companhia.

Até esta data, a Companhia não havia descumprido nenhum dos índices econômico-financeiros (*covenants* financeiros) mencionados acima, nem apresenta risco de descumprimento. Adicionalmente, não há registro de qualquer default contratual por parte da companhia

Os contratos relativos à maior parte das dívidas de longo prazo da Companhia contêm cláusulas de vencimento antecipado cruzado (*cross acceleration*), de modo que o vencimento antecipado de um dos contratos poderá acarretar a antecipação do vencimento de outros contratos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

g) limites de utilização dos financiamentos já contratadosContratos

Objeto	Valor Total	Plano de Investimento	Desembolsado	Garantias
Financiamento do CAPEX	215.126	2014/2015	26%	Recebíveis

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Demonstrativo de Resultado	Exercício social findo em 31/12/2015		Exercício social findo em 31/12/2014		Exercício social findo em 31/12/2013		Var. % 2015 x 2014	Var. % 2014 x 2013
Análise Vertical e Horizontal	**R$ Mil**	**%**	**R$ Mil**	**%**	**R$ Mil**	**%**		
Receita Operacional Bruta	**6.314.514**	**100,00 %**	**4.638.147**	**100,00 %**	**3.729.859**	**100,00 %**	**36,14%**	**24,35%**
Fornecimento de energia elétrica	4.758.742	75,36%	3.562.219	76,80%	3.032.634	81,31%	33,59%	17,46%
Subsídio baixa renda	185.946	2,94%	213.143	4,60%	191.799	5,14%	-12,76%	11,13%
Valores a receber da parcela A e outros itens financiados	557.910	8,84%	306.409	6,61%	-	0,00%	0,82%	-
Suprimento de energia elétrica	-	-	-	-	1.890	0,05%	-	-100,00%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	100.909	1,60%	76.343	1,65%	82.040	2,20%	32,18%	-6,94%
Receita operacional IFRIC – 12	412.799	6,54%	254.981	5,50%	253.841	6,81%	61,89%	0,45%
Subvenção CDE - Desconto tarifário	222.857	3,53%	167.573	3,61%	123.272	3,31%	32,99%	35,94%
Outras Receitas	75.351	1,19%	57.479	1,24%	44.383	1,19%	31,09%	29,51%
Deduções da Receita	**- 2.184.350**	**-34,59%**	**- 1.020.808**	**-22,01%**	**-880.116**	**-23,60%**	**113,98%**	**15,47%**
ICMS	- 1.231.703	-19,51%	-837.752	-18,06%	-722.153	-19,36%	47,02%	16,01%
COFINS	-472.537	-7,48%	-112.648	-2,43%	-101.736	-2,73%	319,48%	10,73%
PIS	-102.600	-1,62%	-24.456	-0,53%	-23.267	-0,62%	319,53%	5,11%
Quota reserva global de reversão – RGR	0	0,00%	0	0,00%	6.667	0,18%	-	-100,00%
Conta de consumo de combust. Fósseis – CCC	0	0,00%	0	0,00%	-5.012	-0,13%	-	-100,00%
Programa de eficiência energética e P&D	-32.159	-0,51%	-30.761	-0,66%	-26.904	-0,72%	4,54%	14,34%
Encargo de capacidade/Aquisição emergencial/Outros	-345.351	-5,47%	-15.191	-0,33%	-7.711	-0,21%	2173,39 %	37,66%
Receita Operacional Líquida	**4.130.164**	**65,41%**	**3.617.339**	**77,99%**	**2.849.743**	**76,40%**	**14,18%**	**27,10%**
Custo do Serviço / Despesa Operacional	**- 3.625.637**	**-57,42%**	**- 3.106.207**	**-66,97%**	**- 2.600.696**	**-69,73%**	**16,72%**	**19,38%**
Custos e despesas não gerenciáveis	**- 2.513.595**	**-39,81%**	**- 2.194.226**	**-47,31%**	**- 1.688.761**	**-45,28%**	**14,55%**	**30,20%**
Energia Elétrica Comprada para Revenda	- 2.315.396	-36,67%	- 2.103.840	-45,36%	- 1.620.555	-43,45%	10,06%	29,82%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	0	0,00%	0	0,00%	-4.770	-0,13%	-	-4,07%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	-198.199	-3,14%	-90.386	-1,95%	-63.436	-1,70%	119,28%	42,48%
Custos e despesas gerenciáveis	**- 1.112.042**	**-17,61%**	**-911.981**	**-19,66%**	**-911.935**	**-24,45%**	**21,94%**	**-0,65%**
Pessoal	-171.001	-2,71%	-140.114	-3,02%	-141.853	-3,80%	22,04%	-1,23%
Material e Serviços de Terceiros	-276.989	-4,39%	-264.883	-5,71%	-244.426	-6,55%	4,57%	8,37%
Depreciação e Amortização	-144.262	-2,28%	-184.425	-3,98%	-152.904	-4,10%	-21,78%	20,61%
Custos de Desativação de Bens	-16.544	-0,26%	-12.934	-0,28%	-45.682	-1,22%	27,91%	-71,69%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	-29.465	-0,47%	-3.401	-0,07%	-33.088	-0,89%	766%	-89,72%
Provisões para Contingências	-18.521	-0,29%	-5.957	-0,13%	-3.359	-0,09%	210,91%	77,34%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	-412.799	-6,54%	-254.981	-5,50%	-253.841	-6,81%	61,89%	0,45%
Outras Despesas Operacionais	-42.461	-0,67%	-45.286	-0,98%	-36.782	-0,99%	-6,24%	6,78%
EBITDA	**648.789**	**10,27%**	**695.557**	**15,00%**	**401.951**	**10,78%**	**-6,72%**	**74,54%**
Resultado do Serviço	**504.527**	**7,99%**	**511.132**	**11,02%**	**249.047**	**6,68%**	**-1,29%**	**107,65%**
Resultado Financeiro	**-64.175**	**-1,02%**	**-271.877**	**-5,86%**	**-82.805**	**-2,22%**	**-76,40%**	**235,59%**
Receita Financeira	**188.994**	**2,99%**	**68.236**	**1,47%**	**98.026**	**2,63%**	**176,97%**	**-137,48%**
Renda de Aplicações Financeiras	14.379	0,23%	10.201	0,22%	22.749	0,61%	40,96%	-55,16%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	62.372	0,99%	41.041	0,88%	37.976	1,02%	51,97%	8,07%
Receita/Despesa ativo indenizável	-		-		22.000	0,59%	-	-577,17%
Outras	25.815	0,41%	16.994	0,37%	15.301	0,41%	51,91%	11,06%
Despesa Financeira	**-253.169**	**-4,01%**	**-340.113**	**-7,33%**	**-180.831**	**-4,85%**	**-25,56%**	**33,35%**
Encargo de Dívidas	-126.081	-2,00%	-85.690	-1,85%	-69.432	-1,86%	47,14%	23,42%
Variações Monetárias	-41.587	-0,66%	-22.888	-0,49%	-25.547	-0,68%	81,70%	-10,41%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	-34.620	-0,55%	-43.723	-0,94%	-47.091	-1,26%	-20,82%	-7,15%
IOF e IOC	-		-		-813	-0,02%	-	1330,01 %
Despesa do Ativo Indenizável	0	0,00%	-104977	-2,26%			-100,00%	
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	-15.327	-0,24%	-30111	-0,65%	-709	-0,02%	-49,10%	4146,97 %
Outras	-35.554	-0,56%	-52.724	-1,14%	-37.239	-1,00%	-32,57%	26,50%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	**440.352**	**6,97%**	**239.255**	**5,16%**	**166.242**	**4,46%**	**84,05%**	**43,92%**
Tributos e Outros	**-77.281**	**-1,22%**	**12.304**	**0,27%**	**-9.686**	**-0,26%**	**-728,08%**	**-227,03%**
IR e CSLL	-143.911	-2,28%	-63.806	-1,38%	-60.597	-1,62%	126%	5,30%
Incentivo fiscal SUDENE	74.679	1,18%	84.904	1,83%	60.520	1,62%	-12,04%	40,29%
Beneficio fiscal - ágio incorporado	-8.049	-0,13%	-8.793	-0,19%	-9.609	-0,26%	-8,46%	-8,48%
Lucro Líquido do Período	**363.070**	**5,75%**	**251.559**	**5,42%**	**156.556**	**4,20%**	**44,33%**	**60,68%**

Comparativo do Resultado de 2015 x 2014

A Coelce encerrou o ano de 2015 com 3.757.580 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,7 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2014. Esse crescimento representa um acréscimo de 132.443 novos consumidores à base comercial da Companhia no ano de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 82.090 novos consumidores.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R$ 164 milhões.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 2015 com um crescimento de 2,5% em relação a 2014.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce em 2015 teve um acréscimo de 1,2% em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A venda de energia no mercado cativo da Companhia teve uma evolução de 1,9% em 2015 quando comparado a 2014. Os principais fatores que ocasionaram esse resultado no consumo foram (i) crescimento vegetativo do mercado cativo, compensado parcialmente pelo (ii) o decréscimo de 1,0% na venda de energia per capita no mercado cativo.

Quase todas as classes apresentaram retração de consumo per capita, em função, principalmente, da desaceleração da economia, inflação elevada, desemprego e salários reais em queda, associados aos incrementos significativos pelos quais as tarifas de energia sofreram desde janeiro de 2015. As

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

únicas duas classes que apresentou incremento foi a classe residencial convencional (em função da migração dos consumidores da classe residencial baixa renda que deixaram de atender à certas exigências) e comercial (em função do aquecimento do turismo em função da desvalorização cambial).

A receita operacional bruta da Coelce apresentou um incremento de 36,1%% em relação ao ano de 2014 (+R$ 1.6 milhões). Esse incremento é resultado do s seguintes principais efeitos:

- Incremento de 31,1% na receita pelo fornecimento de energia elétrica, em razão principalmente dos seguintes fatores:

(i) Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 01 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,3% em média;

(ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% em média;

(iii) Descadastramento de aproximadamente 34,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até dezembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento (em termos contábeis, isso significa que houve uma "reclassificação" da rubrica Subsidio Baixa Renda para Fornecimento de Energia Elétrica).

- Redução de R$ 288 milhões na rubrica de Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros, como resultado da adoção do regime de competência na contabilização dos ativos e passivos regulatórios constituídos nos seus resultados e balanços societários (IFRS), após assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão (processo nº 48500.0005603/2014-05, publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014).

- Tendo em vista que a Revisão Tarifária Periódica da Coelce, aplicada a partir de 22 de abril de 2015, não refletia integralmente a metodologia final definida para o 4º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2015 – 2019), já que nesta data a metodologia ainda não se encontrava completamente concluída e homologada pelo órgão regulador (ANEEL), a Coelce passou a constituir um ativo regulatório, a partir de maio de 2015, relativo à melhor estimativa da Companhia referente aos valores a receber, a partir de 22 de abril de 2016, em função da aplicação retroativa dos efeitos da metodologia final do 4º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas. Em 2015, o montante total constituído foi de aproximadamente R$ 80,7 milhões. Este valor transita no resultado da Companhia na rubrica de Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros.

As deduções da receita tiveram um incremento de R$ 1.116 milhões em relação ao mesmo período de 2014. Esse incremento se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Incremento de R$ 832 milhões em tributos: Esta variação é resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados. Além disso para as linhas de PIS e COFINS além do incremento da receita bruta da Companhia, houve o reconhecimento no resultado societário (IFRS) dos valores a receber da parcela A e outros itens financeiros, a partir de dezembro de 2014, por força de aditivo ao contrato de concessão, e que passaram a entrar para a base de cálculo, além da publicação da Lei 12.973/14, que a partir de 2015 mudou o regime de competência destas rubricas e passaram a ser tributados por competência e não mais por regime de caixa.

- Acréscimo de R$ 332 milhões nos encargos setoriais: O incremento se deve, principalmente, à elevação substancial da cota para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função do término dos aportes do Tesouro Nacional para o fundo e a necessidade de cobertura deste déficit.

Os custos e despesas operacionais sofreram acréscimo de 16,7% (R$ 519 milhões). Este aumento ocorreu, principalmente, pelas seguintes variações:

- Acréscimo de 14,6% nos custos e despesas não gerenciáveis (R$ 319 milhões), impactado pricipalmente pelo aumento em 10,1% na rubrica de energia elétrica comprada para revenda (R$ 211 milhões).

- Acréscimo de R$ 98 milhões na rubrica de Encargo do Uso da Rede Elétrica: Com a redução do preço teto do PLD a partir de janeiro de 2015, uma maior quantidade de térmicas foram despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS.

Incremento de 21,9% nos custos e despesas gerenciáveis (R$ 200 milhões),excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no final de 2015, alcançaram o montante de -R$ 699 milhões, o que representa um acréscimo de 6,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R$ 657 milhões, explicado por:

- Aumento de 22% (-R$ 171 milhões versus -R$ 140 milhões) nas despesas com pessoal (-R$ 31 milhões): Essa variação se deve, principalmente, ao efeito do dissídio coletivo aplicativo em outubro de 2015 (INPC + 0,5%).

- Incremento de -R$ 26 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa (-R$ 29 milhões versus -R$ 3 milhões), justificado principalmente, pelo aumento da inadimplência entre o período comparado em função dos seguintes efeitos:

(i) Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 02 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,28% em média;

(ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% em média;

(iii) Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o último trimestre de 2015 manteve a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO), incluindo aquelas em função de segurança energética, ter sido superior a R$ 388,48 MWh;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(iv) Descadastramento de aproximadamente 34,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até dezembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento, fazendo com que estes clientes perdessem o benefício da Tarifa Social;

(v) Impacto do aumento da inflação real e do cenário de desaceleração econômica sobre as finanças dos clientes.

O EBITDA da Coelce, em dezembro de 2015, atingiu o montante de R$ 649 milhões*, o que representa uma redução de R$ 47 milhões em relação ao ano de 2014.

O resultado financeiro da Coelce, ao término de 2015, teve uma redução de R$ 208 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado das seguintes variações relevantes:

- Incremento de R$121 milhões nas receitas financeiras, explicadas principalmente por:

(i) Incremento de 52% (R$ 21 milhões) na rubrica de acréscimo moratório sobre conta de energia: A variação reflete, principalmente, um maior pagamento de faturas em atraso pelos consumidores, reflexo dos aumentos tarifários observados no período, associados à desaceleração econômica do país.

(ii) Incremento de R$ 12 milhões na rubrica Variação Monetária Parcela A e outros itens financeiros: Essa variação se deve, principalmente, à atualização financeira dos ativos a receber da parcela A e outros itens financeiros, devido à assinatura do aditivo ao contrato de concessão, alteração que permitiu à Coelce e demais distribuidoras contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), pelo regime de competência, os ativos e passivos regulatórios constituídos. O termo aditivo ao contrato de concessão, processo nº 48500.0005603/2014-05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

- Redução de 25,6% nas despesas financeiras (R$ 90 milhões), principalmente, por:

(i) Incremento de 47,1% (-R$ 126 milhões versus -R$ 86 milhões) em encargos de dívidas (R$ 40 milhões): Este incremento deve-se principalmente ao aumento da dívida bruta da companhia entre o período comparado, em conjunto com a variação de +3,16 p.p. do CDI médio entre o 4T15 e o 4T14.

(ii) Redução de R$ 15 milhões em multas decorrente do recálculo realizado pela ANEEL sobre a multa aplicada pela ARCE (Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará) referente a serviços de manutenção e iluminação pública prestados pela Companhia às prefeituras.

(iii) Incremento de R$ 18 milhões na rubrica de variações monetárias: Esta variação é explicada principalmente pelo aumento em 10,5% das dívidas indexadas em IPCA entre os trimestres comparados, incidente sobre uma maior base de cálculo para as variações monetárias neste trimestre, em comparação com o mesmo período do ano anterior.

Colchão de Liquidez

No ano de 2014, foi autorizada pela Aneel a realização de operações de mútuo da Enel Brasil para a Coelce, com o objetivo de assegurar a liquidez da companhia em caso de necessidade, no montante de até R$ 200 milhões e prazo máximo de 2 anos. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor R$ 190 milhões em linhas de crédito abertas com bancos, em caráter irrevogável (linhas comprometidas), para utilização com prazo máximo de captação de 2 anos, além de R$ 50 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo.

A dívida bruta da Coelce encerrou o ano de 2015 em R$ 1.294 milhões, um incremento de R$ 34 milhões em relação a 2014. Esta variação deve-se, basicamente, a novas captações de dívidas (R$ 87 milhões em linhas bancárias e R$ 55 milhões de recursos oriundos do BNDES), compensada, em parte, por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R$ 155 milhões.

A Companhia encerrou 2015 com o custo médio da dívida de 13,09% a.a., equivalente a cerca de CDI + 0,47% a.a.

Comparativo do Resultado de 2014 x 2013

A Coelce encerrou o ano de 2014 com 3.625.208 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,6 % superior ao número de consumidores registrado ao final de 2013. Esse crescimento representa um acréscimo de 124.985 novos consumidores à base comercial da Companhia no ano de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 81.372 e 28.043 novos consumidores, respectivamente.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R$ 142 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou 2014 com um crescimento de 3,3% em relação a 2013. A Companhia fechou 2014 com 1.271 clientes livres.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2014 apresentou um incremento de 498 GWh em relação ao ano de 2013. Este crescimento é o efeito de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 561 GWh, parcialmente compensado, por (ii) um menor volume de energia transportada para os clientes livres no ano de 2014, que foi 63 GWh inferior ao registrado em 2013. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A receita operacional bruta da Coelce alcançou um incremento de R$ 908 milhões em relação ao ano de 2013. Este aumento é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores, destacados abaixo:

Fornecimento de Energia Elétrica (incremento de R$ 529 milhões): Este incremento está associado, principalmente aos seguintes fatores:

- Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2014, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 16,77% em média;

- Aumento de 6,0% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.960 GWh em 2014 versus 9.399 GWh em 2013).

A receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo ainda se encontra negativamente impactada pela:

- Devolução da segunda parcela da receita extraordinária obtida pela Companhia entre abril de 2011 e março de 2012, em função da não aplicação do resultado do 3º ciclo de revisão tarifária da Coelce em abril de 2011, fato ocasionado pela não conclusão das discussões em torno da metodologia definitiva. A devolução está sendo efetuada, via tarifa, em duas parcelas, nos reajustes de 2013 e de 2014, Para o reajuste de 2014, a devolução da segunda parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -4,6% (R$ 138 milhões durante 12 meses).

- Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros (+R$ 306 milhões): Este incremento está associado a assinatura do aditivo ao contrato de concessão, essa assinatura permitiu a Coelce contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), e no regime de competência, os ativos e passivos regulatórios constituídos. A alteração do Contrato se deu conforme o Despacho ANEEL 4.621, de 25 de novembro de 2014.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2014, alcançou o montante de R$ 4.383 milhões, o que representa um incremento de 26,1% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R$ 3.476 milhões (+R$ 907 milhões).

As deduções da receita em 2014 apresentaram incremento de R$ 136 milhões em relação ao ano anterior. Este aumento é o efeito das seguintes variações:

- Os Tributos (incremento de R$ 128 milhões): Esta variação ocorreu devido ao incremento da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função dos efeitos anteriormente expostos, na seção Receita Operacional Bruta.

Os custos e despesas operacionais em 2014 alcançaram -R$ 3.105 milhões, um incremento de R$ 504 milhões em relação ao ano de 2013. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Energia Elétrica comprada para Revenda (aumento de R$ 483 milhões):

- Incremento de 0,5% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre os anos de 2014 e 2013;

- Reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA, indicador que reajusta os CCEARs);
- Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada, já incluindo aqueles que oriundos do leilão A-0, vigentes a partir de maio de 2014;

- Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;

- Maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de descontratação involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e/ou por projetos térmicos postergados ou cancelados, em conjunto com a elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) entre os anos comparados.

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

- Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante o Decreto e 8.221/14. Os itens (iv) e (v) foram compensados pelos repasses oriundos da CONTA-ACR. A compensação contabilizada alcançou o montante R$ 412 milhões em 2014.

- Encargo de Uso da Rede Elétrica (acréscimo de R$ 34 milhões): Este incremento se deve, principalmente, à modificações na metodologia de cálculo do custo com transporte de energia, conforme procedimento definido na Audiência Pública Nº 017/2014 e homologado pela Resolução Nº 1.758/14. Todos os incrementos oriundos

desta mudança de metodologia serão repassados à tarifa na próxima revisão tarifária da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Custos de Desativação de Bens (redução de R$ 33 milhões): A redução observada deve-se, principalmente, a dois efeitos extraordinários registrados no ano de 2013: (i) ajuste de R$ 33 milhões para adequação dos saldos contábeis dos ativos da Companhia aos seus respectivos montantes físicos em campo e (ii) constituição de provisão no valor de R$ 13 milhões para baixa de bens com Valor Novo de Reposição (VNR) igual a zero.

- Pessoal (redução de R$ 2 milhões): Essa variação se deve, principalmente, a um resultado favorável à Coelce em ação judicial em disputa desde 2000, que considerava indevido o pagamento de INSS sobre os valores pagos às cooperativas de saúde, parcialmente compensado, pela variação do INPC, que é o indicador de reajuste para os custos com pessoal.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (redução de R$ 30 milhões): Esta redução se deve, principalmente, por grande constituição de provisão de liquidação duvidosa no 4T13, devido ao atraso de pagamento dos clientes livres.

Depreciação e amortização (acréscimo de R$ 31 milhões): O incremento se deve, basicamente, a uma maior base de cálculo, devido aos investimentos e ativações ocorridas no ano de 2014.

Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12 e o efeito da depreciação e amortização, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2014, alcançaram o montante de -R$ 467 milhões, o que representa uma redução de 7,6% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de -R$ 505 milhões (+R$ 38 milhões).

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no ano de 2014, atingiu o montante de R$ 702 milhões, o que representa um acréscimo de R$ 300 milhões em relação ao ano de 2013. A margem EBITDA da Companhia em 2014 foi de 19,37%, com incremento de 5,27 p.p. em relação a 2013. A margem EBITDA ex custo de construção da Companhia em 2014 foi de 20,84%, o que representa um incremento de 5,36 p.p. em relação a 2013.

O resultado financeiro da Coelce, no ano de 2014, ficou em -R$ 278 milhões, um incremento de -R$ 195 milhões em relação ao ano anterior. Esta redução o é o efeito líquido das seguintes variações:

Receita/Despesa do ativo indenizável (redução de R$ 127 milhões): A redução observada se deve, basicamente, ao recálculo do ativo indenizável, em função do refinamento metodológico pelo qual a valoração pelo VNR passou ao longo do terceiro ciclo de revisões tarifárias.

Multas (incremento de R$ 29 milhões): Esta variação reflete, basicamente, ao (i) ingresso de multas regulatórias em 2014, devido a não conformidades operacionais, em conjunto com (ii) a reclassificação de atualizações financeiras de multas, anteriormente classificadas como multas, para a linha de atualizações de impostos, provisões e multas em 2013.

Encargo de Dívidas (aumento de R$ 16 milhões): Este incremento deve-se, basicamente, ao aumento da dívida bruta da companhia entre os períodos comparados.
IOF e IOC (incremento de R$ 11 milhões): Este incremento se deve, principalmente, a captações realizadas no ano de 2014, que geraram aproximadamente R$ 9 milhões de IOF.
Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou em 2014 um lucro líquido de R$ 252 milhões, valor R$ 95 milhões superior ao registrado no ano de 2013. A Margem Líquida em 2014 alcançou 6,94%. Excluindo-se a receita de custo de construção, a Margem Líquida da Companhia apresentou 7,47%,

A dívida bruta da Coelce encerrou o ano de 2014 em R$ 1.260 milhões, um incremento de R$ 325 milhões em relação a 2013. Esta variação deve-se, basicamente, novas captações de dívidas (no valor de R$ 450 milhões); compensados, em parte, por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R$ 160 milhões.

A Coelce encerrou o 2014 com o custo da dívida médio de 10,20% a.a., ou CDI - 0,41% a.a.

Colchão de Liquidez

No ano de 2014, foi autorizada junto a Aneel, a aprovação do mútuo da Coelce junto a Enel Brasil, o montante de captação pode chegar até R$ 200 milhões, com prazo de até 2 anos para pagamento quando efetuado o contrato. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor a opção de utilizar, no curto prazo, limites de conta garantida que tem contratados em 31 de dezembro de 2014, no valor de R$ 240 milhões, dos quais R$ 190 milhões em linhas de crédito com acesso irrestrito (estabelecido em contratos com bancos de 1ª linha), com prazo de utilização por período de até 2 anos.

Em 2014, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com a manutenção do *rating* corporativo da Companhia de brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a manutenção do *rating* da Coelce, deve-se principalmente a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente, o que permitiu apresentar métricas de crédito moderadas e liquidez adequada, apesar do cenário desafiador pelo qual as companhias de distribuição enfrentaram, particularmente no primeiro trimestre de 2014.

Os investimentos realizados pela Coelce em 2014 alcançaram R$ 275 milhões, uma redução de R$ 18 milhões em relação ao ano anterior. O maior volume de investimentos em 2014 foi direcionado a novas conexões, que representaram cerca de 52% de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R$ 265 milhões em 2014.

Comparativo do Resultado de 2013 x 2012

A Coelce encerrou o ano de 2013 com 3.500.155 unidades consumidoras ("consumidores"), 4,9% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2012. Esse crescimento representa um acréscimo de 161.992 novos consumidores à base comercial da Companhia no ano de 2013. O

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente) e rural, com mais 113.952 novos consumidores.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial pelos investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT). Juntos, esses investimentos totalizaram o montante de R$ 130 milhões em 2013.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2013 com 3.188.268 consumidores, um incremento de 3,9% em relação ao ano de 2012. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2013 com 68 clientes livres, um acréscimo de 25 novos clientes em relação ao número registrado no fechamento de 2012.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2013 foi de 10.732 GWh, o que representa um incremento de 9,3% (+914 GWh) em relação ao ano de 2012, cujo volume foi de 9.818 GWh. Esta variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 8,5% (+733 GWh) em 2013 com relação a 2012 (9.398 GWh versus 8.665 GWh), impulsionado ainda por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante em 2013, de 1.334 GWh, foi 15,7% superior ao registrado em 2012 (+181 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, em 2013, R$ 3.730 milhões, uma redução de 7,4% em relação ao ano de 2012, de R$ 4.027 milhões (-R$ 297 milhões). Essa redução é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores:

- *Fornecimento de Energia Elétrica (Mercado Cativo) (redução de 7,1%; -R$ 257 milhões)*: Esta redução está associada, principalmente à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Coelce e demais distribuidoras brasileiras em 20% em média e à (ii) devolução de parte da receita extraordinária obtida pela Companhia entre abril de 2011 e março de 2012, em função da não aplicação do resultado do 3º ciclo de revisão tarifária da Coelce em abril de 2011, fato ocasionado pela não conclusão das discussões em torno da metodologia definitiva. A devolução será efetuada, via tarifa, em duas parcelas, nos reajustes de 2013 e de 2014. Para o reajuste de 2013, a devolução da primeira parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -5,6%. Estes efeitos foram compensados, parcialmente, pelos seguintes fatores: (iii) efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que incrementou as tarifas da Coelce em 3,92% em média e (iv) aumento de 8,5% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.398 GWh em 2013 versus 8.665 GWh em 2012). Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídios existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. No ano de 2013, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R$ 123 milhões.

- *Suprimento de Energia Elétrica (redução de 97,6%; -R$ 78 milhões)*: Em função do cenário de déficit contratual involuntário (subcontratação) para as distribuidoras do país, reflexo da alocação não integral de cotas de energia em função das geradoras que não aderiram à renovação das concessões pela Lei 12.783/13, a Coelce praticamente não
apresentou, para o ano de 2013 (com exceção do mês de junho), receita relacionada à liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo.

- *Receita pela disponibilidade da rede elétrica (redução de 30,9%; -R$ 37 milhões)*: A redução verificada deve-se, principalmente, à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu a TUSD dos consumidores livres da Coelce em 39% em média e pelo (ii) Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que reduziu a TUSD dos consumidores livres da Coelce em 28% em média. Este efeito foi parcialmente compensado pelo (iii) aumento de 15,7% no volume de energia transportada para os clientes livres (1.334 GWh em 2013 versus 1.153 GWh em 2012).

- Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12*, a receita operacional bruta da Companhia, em 2013, alcançou o montante de R$ 3.476 milhões, o que representa uma redução de 9,9% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R$ 3.858 milhões (-R$ 382 milhões).

*A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero *(contabilizando-se o mesmo valor na receita e na despesa)*, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

As deduções da receita apresentaram redução de 22,3% em relação ao ano anterior, alcançando -R$ 880 milhões em 2013, contra -R$ 1.133 milhões no ano de 2012 (+R$ 253 milhões). Essa redução é o efeito das seguintes variações:

- *Tributos ICMS/COFINS/PIS (redução de 11,9%; +R$ 114 milhões)*: Esta variação reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função dos efeitos anteriormente expostos, na seção Receita Operacional Bruta. O percentual destes tributos sobre a base de cálculo continua em linha com percentual de 2012 (24%).

- *Encargos setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (redução de 80,8%; +R$ 139 milhões)*: A redução mencionada se deve, principalmente, aos seguintes fatores: (i) extinção do encargo Reserva Global de Reversão – RGR, (ii) extinção do encargo Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e (iii) a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, todos estes fatores em função da Lei 12.783/13. Destaca-se, ainda, o lançamento de R$ 6,7 milhões na conta da RGR no 2T13. Este valor refere-se à reversão do saldo provisionado (passivo) até dezembro de 2012, em função da extinção do referido encargo pela mesma referida Lei.
Os custos e despesas operacionais em 2013 alcançaram -R$ 2.601 milhões, um incremento de 10,6% em relação ao ano de 2012, de -R$ 2.351 milhões (-R$ 250 milhões). Este incremento é o efeito das seguintes variações:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *Energia Elétrica comprada para Revenda (aumento de 12,3%; -R$ 178 milhões)*: O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores: (i) incremento de 8,5% no volume de energia comprada (CCEARs, Bilaterais e Mercado de Curto Prazo) entre 2013 e 2012, (ii) reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA; 75% dos contratos são CCEARs), (iii) a uma maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada, (iv) aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais, (v) maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de descontratação involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e por projetos térmicos postergados ou cancelados, e (vi) repasse do risco hidrológico das geradoras com concessões renovadas pela Lei 12.783/13 para o consumidor final. Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela redução das tarifas de compras de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13 e os itens (v) e (vi), especialmente, foram parcialmente compensados pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R$ 69 milhões no ano de 2013.

- *Encargo do Uso da Rede Elétrica e Encargo do Sistema (ESS) (redução de 64,7%; +R$ 103 milhões)*: Esta variação decorre da (i) redução do encargo de uso da rede elétrica, tendo em vista a renovação das concessões de transmissão pela Lei 12.783/13, que promoveu uma significativa redução no custo de transmissão para as distribuidoras. Esta redução foi parcialmente compensada por um (ii) incremento no encargo de serviço do sistema (ESS), em função do maior despacho pelo ONS de usinas térmicas fora da ordem de mérito no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais. O item (ii) foi compensado pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R$ 79 milhões no ano de 2013. Em 2013, adicionalmente, foram registrados, na rubrica de encargos de serviço do sistema (ESS), os repasses, via CDE, de CVAs passadas, que seriam recuperadas via tarifa, no montante de R$ 32 milhões (sendo todo este valor registrado no 1T13).

- *Custos de Desativação de Bens (aumento de 158,3%; -R$ 28 milhões)*: O aumento observado deve-se, principalmente, a dois efeitos extraordinários registrados no 3T13: (i) ajuste de R$ 33 milhões para adequação dos saldos contábeis dos ativos da Companhia aos seus respectivos montantes físicos em campo e (ii) constituição de provisão no valor de R$ 13 milhões para baixa de bens com Valor Novo de Reposição (VNR) igual a zero.

- *Depreciação e Amortização (aumento de 33,5% -R$ 38 milhões)*: O acréscimo observado deve-se, principalmente, às mudanças introduzidas pela aplicação da Resolução ANEEL nº 474/2009, que modificou a estimativa de vida útil dos ativos de distribuição, ocasionando redução das taxas de depreciação. Desde dezembro de 2012, o diferencial de depreciação entre as taxas novas e antigas era calculado com base em uma estimativa fixa. Em setembro 2013, as novas taxas foram imputadas a cada ativo individualmente e foi recalculado o diferencial correto do valor da depreciação de janeiro de 2013 à setembro de 2013. Este evento gerou um ajuste na despesa de depreciação na ordem de R$ 19 milhões.

  Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12 e o efeito da depreciação e amortização, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2013, alcançaram o montante de -R$ 505 milhões, o que representa um incremento de 11,3% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de -R$ 454 milhões (-R$ 51 milhões). Excluindo-se os efeitos não recorrentes mencionados no item Custos de Desativação de Bens (R$ 46 milhões em 2013), o incremento seria de 1,2%, percentual abaixo da inflação registrada no período, medida pelo IPCA, de 5,91%. Este resultado é consistente com a gestão eficaz de custos operacionais da Companhia e com a execução eficiente de suas operações em campo.

  Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no ano de 2013, atingiu o montante de R$ 402 milhões, o que representa uma redução de 38,8% em relação ao ano de 2012, cujo montante foi de R$ 657 milhões (-R$ 255 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2013 foi de 14,10%, o que representa uma redução de 8,67 p.p. em relação a 2012, de 22,71%. Excluindo-se os efeitos não recorrentes mencionados no item Custos de Desativação de Bens (R$ 46 milhões em 2013), a redução do EBITDA seria de 31,8%.

  O resultado financeiro da Coelce, no ano de 2013, ficou em -R$ 83 milhões, uma redução de R$ 141 milhões em relação ao ano anterior, de R$ 58 milhões. Esta redução o é o efeito líquido das seguintes variações:

- *Receita do Ativo Indenizável (redução de 87,8%; -R$ 158 milhões)*: A redução observada se deve, basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira no montante de R$ 180 milhões no ano de 2012, tendo em vista da mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, após a promulgação da Lei 12.783 que tornou definitiva a Medida Provisória n° 579 de 11 de setembro de 2012. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição – VNR, adotando-se o banco de preços homologados pela ANEEL.

- *Multas (ARCE, ANEEL, outras) (redução de 58,8%; +R$ 26 milhões)*: A redução observada reflete: (i) multas recebidas em 2012, de aproximadamente R$ 52 milhões, sendo R$ 31 milhões de multas diversas aplica pela Agencia Reguladora do Estado do Ceará (ARCE), R$ 6,8 decorre de multa de auto de infração de ICMS e R$ 11,2 milhões refere-se à provisão de auto de infração emitido pela ANEEL (não conformidades em processos detectados durante revisão tarifaria). As multas aplicadas pela ARCE são decorrentes de autos de infrações recebidos pela Coelce oriundos de ações fiscalizadoras, como por exemplo, em relação à medição dos indicadores de qualidade do fornecimento e ao cumprimento das metas dos programas de universalização e Luz para Todos na área de concessão da Companhia. Esses autos estão em fase de defesa pela Companhia.

  Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou em 2013 um lucro líquido de R$ 157 milhões, valor 62,7% inferior ao registrado no ano de 2012, que foi de R$ 420 milhões (-R$ 259 milhões). A Margem Líquida em 2013 alcançou 5,49%. Excluindo-se os efeitos não recorrentes mencionados na rubrica Custos de Desativação de Bens (R$ 46 milhões em 2013) e na rubrica Receita do Ativo Indenizável (R$ 180 milhões em 2012), a redução do Lucro Líquido seria de 22,5%.

  A dívida bruta da Coelce encerrou o ano de 2013 em R$ 935 milhões, uma redução de 3,8% em relação a 2012, que foi de R$ 972 milhões (-R$ 37 milhões). Esta redução deve-se, basicamente, à liquidação da 2ª séria da 2ª emissão de debêntures no valor de $ 130 milhões (sendo R$ 67 milhões realizados através de evento de resgate antecipado total), à amortização de financiamentos de R$ 125 milhões; compensados, em parte, por captações de dívidas com o BNDES no valor de R$ 150 milhões para financiar investimentos da companhia.

  A operação de pré-pagamento das debêntures teve como objetivo a redução dos custos financeiros para a companhia, uma vez que os custos das debêntures estavam acima do custo médio de captação de dívida e das taxas praticadas no mercado no período. A Coelce encerrou 2013 com o custo da dívida médio de 9,81% a.a., ou CDI + 1,73% a.a.

  Em setembro de 2013, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com o upgrade

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

do *rating* corporativo da Companhia de brAA+ para brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a elevação do *rating* da Coelce, deve-se principalmente a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente, o que permitiu apresentar métricas de crédito moderadas e liquidez adequada, apesar do cenário desafiador pelo qual as companhias de distribuição enfrentaram, particularmente no primeiro trimestre de 2013.

Os investimentos realizados pela Coelce em 2013 alcançaram R$ 293 milhões, um acréscimo de 18,7% (+R$ 46 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R$ 247 milhões. Este incremento se deve em grande parte do aumento de aproximadamente R$ 31 milhões em: i) projetos de ICT, devido à licença de software, sistemas comerciais e técnicos, SAP e RH, telecomunicações, além de compra de equipamentos (R$11 milhões); ii) maior realização de obras do governo do Estado, principalmente em função da Copa do Mundo (R$ 5 milhões) e iii) LDAT Aquiraz II – Cascavel , LT Aquiraz II - Eusébio (R$ 8 milhões). O maior volume de investimentos, em 2013, foi direcionado aos investimentos em novas conexões, que representou R$ 92 milhões de todo o valor investido no período mencionado. Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R$ 258 milhões em 2013, montante 40,9% superior ao realizado em 2012, que foi de R$ 183 milhões.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Os diretores devem comentar:

a) resultados das operações do emissor, em especial:
i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita
ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

A receita da Companhia é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia dos consumidores da área de concessão, somando R$ 6.314 milhões em 2015. A tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de calculo das tarifas podem afetar a receita da Coelce. Além disto, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete as mudanças na economia do Estado do Ceará (área de concessão da Coelce). O consumo e a demanda de energia elétrica na área de concessão e as tarifas de energia elétrica são fatores fundamentais que influenciam os resultados,
uma vez que são diretamente dependentes do desempenho da economia. O consumo de energia apresenta forte correlação com a atividade econômica, produção industrial, nível de renda e disponibilidade de crédito e condições climáticas (principalmente no caso de temperaturas elevadas). Os mecanismos de reajustes e revisões das tarifas consideram variáveis macroeconômicas, principalmente a inflação, medida pelos índices IGP-M e IPCA. Estes indicadores, entre outros, também reajustam boa parte dos contratos de prestação de serviços da Companhia. Além destes indicadores, a evolução das taxas de juros impacta o resultado financeiro.

Os resultados das operações da Companhia são significativamente afetados por inúmeros fatores, inclusive: alteração nos custos da Companhia, incluído o preço de energia; alterações nas tarifas de energia que a Companhia poderá cobrar de seus clientes decorrente de revisão e reajustes tarifários homologados pela ANEEL; disponibilidade de energia para atendimento sem restrições ao mercado; condições econômicas no Brasil em geral e na área de concessão da Companhia mudanças na regulação e legislação do setor elétrico; resultados das disputas judiciais e contingências.

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 da Companhia podem ser impactadas por oscilações no consumo e demanda de energia elétrica, e pelas tarifas de energia, reajustadas segundo os mecanismos previstos no Contrato de Concessão da Coelce e regulados pela Aneel. Tais mecanismos prevêem revisões tarifárias a cada quatro anos, em que as tarifas são calculadas visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, cobertura de seus custos e retorno sobre investimentos. Entre as revisões tarifárias, ocorrem reajustes tarifários anuais, que visam a repassar para as tarifas as variações nos custos não gerenciáveis da concessionária, e garantir o repasse da inflação.

Ainda, as receitas da Companhia podem ser impactadas por variações no mix de vendas em função do crescimento diferenciado entre as classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e outras), que apresentam tarifas diferenciadas.

Além desses fatores, alterações no ambiente regulatório também podem impactar a receita da Companhia.

Decreto 8.203/14 e 8.221/14

Em 07 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14 que alterou o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2014, de forma a incluir a neutralização da exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo decorrentes da compra frustrada no leilão de dezembro de 2013, estendendo a cobertura do repasse dos recursos da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético para a competência de janeiro de 2014.

Em 2 de abril de 2014 foi publicado o Decreto 8.221/2014, instituindo a criação da, denominada, “CONTA-ACR”, e normatizando o que se previa em normas anteriores que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) procedesse à contratação de empréstimos junto a bancos, para obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras, do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16/4/2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612 e em 22/4/2014 a mesma emitiu o Despacho 1.256, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR, e homologando os valores a serem repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro/2014.

Bandeiras Tarifárias

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis.

Até 28/02/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos,
A partir de 01/03/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R$ 2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

Até 28/02/2015 - A tarifa sobre acréscimo de R$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos,
De 01/03 até 31/08/2015 - A tarifa sobre acréscimo de R$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos e
A partir de 01/09/2015 - A tarifa sobre acréscimo de R$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos.

Revisão Tarifária Extraordinária

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Foi aprovada a Revisão Extraordinária da COELCE no dia 27 de fevereiro de 2015. A revisão teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e a cobertura tarifárias do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos custos de compra de energia. O reajuste médio aprovado para a COELCE foi de 10,28% e passou a vigorar a partir de 02 de março de 2015.

Revisão Tarifária Ordinária

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária, com data base em 22 de abril de 2015, conforme previsto no contrato de concessão. A ANEEL definiu as tarifas, através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%, que tem a seguinte composição:
(i) Reposicionamento tarifário de 4,50%;
(ii) Adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 6,67%;
(iii) Exclusão do componentes financeiros do reajuste de 2014, um impacto positivo de 0,52%.

A Revisão Tarifaria foi aprovado em caráter provisório e seus resultados definitivos serão conhecidos juntos ao processo tarifário de 2016.

Redução do Preço-Teto do PLD

Em 25 de novembro, a ANEEL aprovou novos limites do PLD de 2015 (redução do limite máximo de R$/MWh 823 para 388 R$/MWh como limite máximo e incremento do limite mínimo de 16 R$/MWh para 30 R$/MWh). A decisão foi o resultado de um amplo debate, que teve início com a Consulta Pública n. 09/2014 e, posteriormente, a Audiência Pública n. 54/2014. Os novos preços passaram a vigorar a partir da 1ª semana de janeiro de 2015.

Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão

Diretoria da ANEEL aprovou no dia 25 de novembro de 2013, durante Reunião Pública, o resultado da Audiência Pública Nº 61/2014, que discutiu o aprimoramento da proposta de aditivo aos Contratos de Concessão das Empresas de Distribuição de Energia. A Agência discutiu o assunto devido ao fato de cada contrato de concessão de distribuição ter uma data própria de reajuste tarifário, que, em sua maioria, não está alinhada com a data de término do contrato de concessão.

Para sanar o problema, a ANEEL decidiu que as distribuidoras serão indenizadas em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão. “Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária”.

O termo aditivo ao contrato de concessão da Coelce, processo nº 48500.0005603/2014- 05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

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 do emissor

Além dos itens referentes aos volumes e mix de consumo e demanda de energia elétrica, e dos efeitos das variações das tarifas elencados no item 10.2. b, o resultado operacional da Coelce é influenciado pelo impacto da inflação e variação de preços de commodities sobre os custos e despesas operacionais da Companhia, notadamente com os custos de pessoal e com contratos de prestação de serviços e aquisição de materiais. A inflação e a taxa de juros afetam os negócios,
essencialmente, pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de algumas dívidas serem corrigidos pela inflação e/ou estarem atrelados à taxa de juros básica.

A situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação, pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada. As oscilações nos preços da energia comprada e os encargos setoriais ambos homologados anualmente pela ANEEL são reconhecidas nas tarifas cobradas dos consumidores. Desta forma, a maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de inflação. A companhia possui um contrato de compra de energia bilateral, cuja tarifa tem entre seus índices de reajuste o dólar. Contudo, as variações da taxa de câmbio desse contrato
também são reconhecidas nas tarifas de distribuição. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui divida significativa denominada em moeda estrangeira.

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

10.3. Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a) introdução ou alienação de segmento operacional
b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária
c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável

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

10.4. Os diretores devem comentar:

a) mudanças significativas nas práticas contábeis

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2015 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS). As demonstrações financeiras foram elaboradas com apoio em diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor
presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas.

As demonstrações financeiras são preparadas em reais (R$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

Na elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data de transação a data das demonstrações financeiras são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2015

Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2015

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1° de janeiro de 2015. Dada à natureza das modificações que foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

- Alterações na IAS 19 - Plano de Benefícios Definidos: Contribuições por Parte do Empregado

O propósito destas alterações é simplificar o tratamento contábil para as contribuições por empregados ou terceiros que não são determinados com base no ano de serviço, tais como contribuições de funcionários
calculados de acordo com uma percentagem fixa do salário.

- Melhorias Anuais – (Ciclo 2010-2012 e 2011-2013)

Conjunto de melhorias necessárias, porém não urgentes, e que alteraram as seguintes normas: IFRS 2, IFRS 3, IFRS 8, IFRS 13, IAS 16, IAS 24, IAS 38 and IAS 40.

Pronunciamentos novos, mas que não estavam em vigor em 31 de dezembro de 2015

As normas e interpretações emitidas, mas ainda não adotadas até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia são abaixo apresentadas. A Companhia pretende adotar essas normas, se aplicável, quando entrarem em vigência.

- IFRS 9: Instrumentos Financeiros - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2018.

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros e que completa o projeto do IASB para substituir o IAS 39 – "Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração". Esse projeto foi dividido em 3 fases:

Fase 1 – Classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros.
Este introduz um enfoque lógico para a classificação dos ativos financeiros de acordo com as características de fluxo de caixa e do modelo de negócios. Esse novo modelo também resulta em um único modelo de impairment sendo aplicado para toda a demonstração financeira.

Fase 2 – Perdas por redução ao valor recuperável ("impairment").
O objetivo deste é o reconhecimento das esperadas perdas de valor de forma tempestiva. A norma requer que as entidades registrem contabilmente as perdas esperadas a partir do momento em que os instrumentos financeiros são inicialmente reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Fase 3 – Contabilidade de Hedge.
Este estabelece um novo modelo visando refletir um melhor alinhamento entre a contabilidade de hedge e as atividades de gerenciamento de riscos.
Inclui também aprimoramentos nas divulgações requeridas.
Essa versão final do IFRS 9 substitui a versão anterior da norma.

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

Alterações no IFRS 11: Acordos Conjuntos: Contabilização de Aquisições de Partes Societárias - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

- As alterações à IFRS 11 define que as normas contábeis contidas no IFRS 3 e outras normas pertinentes a contabilização de combinações de negócios devem ser aplicadas para a aquisição de participação societária em uma operação conjunta na qual a atividade da operação conjunta constitua um negócio.

IFRS 15: Receita de contratos com clientes - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2018.
Esta nova norma é aplicável a todos os contratos com clientes exceto leases, instrumentos financeiros e contratos de seguro. O objetivo é tornar a informação financeira mais comparável e prover um novo modelo para o reconhecimento de receitas e requerimentos mais detalhados para contratos com múltiplas obrigações. Também requer uma informação mais detalhada. Essa norma substitui as normas IAS 11 e IAS 18 assim como suas interpretações (IFRIC 13, IFRIC 15, IFRIC 18 e SIC 31).

- Alterações à IAS 16 e à IAS 38 – Esclarecimento de Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

As alterações ao IAS 16 proíbe o uso do método baseado na receita de depreciação para imobilizado. A alteração ao IAS 38 introduz a presunção refutável de que, para os ativos intangíveis, o método de amortização baseado nas receitas é inadequado e estabelece duas exceções limitadas.

- Melhorias Anuais - Ciclo 2012-2014 - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

Conjunto de melhorias necessárias, porém não urgentes, e que alteraram as seguintes normas: IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 e IAS 34.

- Alterações na IFRS 10 e na IAS 28: Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e uma Associada ou Empreendimento Controlado em Conjunto - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

A alteração corrige a inconsistência entre o IFRS 10 e o IAS 28, referente ao tratamento contábil da venda ou contribuições de ativos entre um investidor e sua associada ou empreendimento conjunto.

- Alterações na IAS 1 - Iniciativa de Divulgação - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

O IASB emitiu alterações ao IAS 1, como parte da iniciativa principal de esclarecer a apresentação e divulgação das informações nas demonstrações financeiras. Essas alterações destinam-se as
companhias que aplicam julgamento profissional para determinar que tipo informação devem ser divulgada nas demonstrações financeiras.

2014

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS). As demonstrações financeiras foram elaboradas com apoio em diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor
presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas.

As demonstrações financeiras são preparadas em reais (R$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

Na elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data de transação a data das demonstrações financeiras são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

O Pronunciamento Técnico CPC 22 - Informações por segmento (“CPC 22”), requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da Companhia que sejam regularmente revisados pelo mais alto tomador de decisões *(“chief operating decision maker”*), com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances.

A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera com um único segmento - distribuição de energia - não sendo aplicável à divulgação específica de uma nota explicativa de “informações por segmento”.

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

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa ("CPC 03"), bem como as demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado ("CPC 09").

Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2014

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1° de janeiro de 2014. Dada a natureza das modificações que
foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Entidades de investimentos (alterações ao CPC 36 (R3), CPC 45 e CPC 35 (R2)) - Essas alterações contemplam uma exceção à exigência de consolidação para que entidades atendam à definição de uma entidade de investimento de acordo com o CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas e devem ser aplicadas retrospectivamente, podendo usufruir de certa desobrigação no período de transição. A exceção à consolidação exige que entidades de investimento contabilizem as operações das controladas a valor justo por meio do resultado. Essas alterações não têm impacto sobre a Companhia, visto que esta não se qualifica para ser uma entidade de investimento, de acordo com o CPC 36 (R3).
Compensação de ativos financeiros e passivos financeiros – alterações ao CPC 39 - Essas alterações esclarecem o significado de "atualmente goza de direito legalmente exequível de compensação" e dos critérios para mecanismos de liquidação não simultânea de câmaras de compensação, sendo aplicadas retrospectivamente. Essas alterações não têm impacto material sobre a Companhia.

Renovação de derivativos e continuação da contabilização de hedge – alterações ao CPC 38 - Essas alterações contemplam a desobrigação de contabilizar hedges descontinuados quando a novação de um derivativo designado como instrumento de hedge atender a determinados critérios e a aplicação retrospectiva for exigida. Essas alterações não causam impacto sobre a Companhia.

ICPC 19 / IFRIC 21 – Tributos - A ICPC 19 esclarece que uma entidade reconhece os tributos de um passivo quando ocorre a atividade que dá origem ao pagamento, conforme previsto na legislação pertinente. No caso de um tributo originado ao se atingir um limite mínimo, a interpretação esclarece que nenhum passivo deve ser previsto antes de se atingir o limite mínimo especificado. A aplicação retrospectiva é exigida pela IFRIC 21 e não tem impacto sobre a Companhia, visto que esta aplicou os princípios de reconhecimento de acordo com o CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, alinhados com as exigências da IFRIC 21 em exercícios anteriores.

Pronunciamentos emitidos mas que não estão em vigor em 31 de dezembro de 2014

O International Accounting Standards Board - IASB emitiu e revisou as seguintes normas que ainda não haviam entrado em vigor até a data da emissão das demonstrações financeiras da Companhia:

- **IFRS 9 – Instrumentos Financeiros**

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros, que reflete todas as fases do projeto de instrumentos financeiros e substitui a IAS 39 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. A norma introduz novas exigências sobre classificação e mensuração, perda por redução ao valor recuperável e contabilização de hedge. A IFRS 9 está em vigência para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2018 ou após essa data, não sendo permitida a aplicação antecipada. É exigida aplicação retrospectiva, não sendo obrigatória, no entanto, a apresentação de informações comparativas. A aplicação antecipada de versões anteriores da IFRS 9 (2009, 2010 e 2013) é permitida se a data de aplicação inicial for anterior a 1º de fevereiro de 2015. A adoção da IFRS 9 terá efeito sobre a classificação e mensuração dos ativos financeiros da Companhia, não causando, no entanto, nenhum impacto sobre a classificação e mensuração dos passivos financeiros da Companhia.

- **IFRS 14 – Contas Regulatórias Diferidas**

A IFRS 14 é uma norma opcional que permite a uma entidade cujas atividades estão sujeitas a regulação de tarifas continuar aplicando a maior parte de suas políticas contábeis para saldos de contas regulatórias diferidas no momento da primeira adoção das IFRS. As entidades que adotam a IFRS 14 devem apresentar contas regulatórias diferidas como rubricas em separado no balanço patrimonial e apresentar movimentações nesses saldos contábeis como rubricas em separado no balanço patrimonial e outros resultados abrangentes. A norma exige divulgações sobre a natureza e os
riscos associados com a regulação de tarifas da entidade e os efeitos dessa regulação sobre as demonstrações financeiras. A IFRS 14 está em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 ou após essa data.

- **Alterações na IAS 19 – Planos de Benefícios Definidos**

Contribuições por parte do Empregado: A IAS 19 exige que uma entidade considere contribuições por empregados ou terceiros ao contabilizar planos de benefícios definidos. Sempre que as contribuições estiverem ligadas a serviços, devem ser atribuídas a períodos de serviços como um benefício negativo. Essas alterações esclarecem que, se o valor das contribuições for independente da quantidade de anos de serviço, permite-se que uma entidade reconheça essas contribuições como redução no custo de serviço no período em que o serviço é prestado, em vez de alocar as contribuições aos períodos de serviço. Essa alteração está em vigor para períodos anuais que se iniciam em 1º de julho de 2014 ou após essa data.

2013

Na elaboração das demonstrações financeiras foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2013, bem como com os pronunciamentos, orientações e interpretações técnicos emitidos pelo CPC e regulamentados pela CVM, exceto no que diz respeito aos saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras que foram reapresentados, conforme disposto na Nota Explicativa 4 das Demonstrações Financeiras.

A Companhia classificou como caixa e equivalentes de caixa os saldos mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo

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

ação para investimentos ou outros propósitos. Os equivalentes de caixa possuem conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa, estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor, conforme previsto no Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstrações dos fluxos de caixa ("CPC 03") e foram designados desta maneira na preparação das demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013. A Administração da Companhia efetuou uma revisão adicional dos procedimentos adotados na qualificação de determinadas aplicações financeiras como equivalentes de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e concluiu que a classificação de investimentos registrados como caixa e equivalentes de caixa, corroborada por seus auditores independentes, que, como consequência, emitiram parecer sem ressalva, estava desalinhada com as características de tais investimentos sob a luz das práticas contábeis adotadas no Brasil.

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1° de janeiro de 2013. Dada a natureza das modificações que foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

• *CPC 18 (R2) - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto ("CPC 18"):* A revisão do CPC 18 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 28 - Investments in Associates, emitido pelo IASB - International Accounting Standards Board. O objetivo desse pronunciamento é prescrever a contabilização de investimentos em coligadas e em controladas e definir os requisitos para a aplicação do método da equivalência patrimonial quando da contabilização de investimentos em coligadas, em controladas e em empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures).

• *CPC 45 - Divulgações de Participações em Outras Entidades ("CPC 45"):* O CPC 45 contempla substancialmente a convergência com o texto do IFRS 12 - Disclosure of Interests in Other Entities, emitido pelo IASB - International Accounting Standards Board. O objetivo desse pronunciamento é orientar a entidade quanto à forma de divulgação de informações sobre sua participação em outras entidades. Dessa forma, permite-se aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem os riscos inerentes a essas participações e seus efeitos sobre sua a posição patrimonial e financeira, o seu desempenho financeiro e seus respectivos fluxos de caixa.

• *CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas ("CPC 36"):* A revisão do CPC 36 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 27 - Consolidated and Separate Financial Statements, que resultou na edição pelo IASB - Internacional Accounting Standards Board do IFRS 10 - Consolidated Financial Statements. O objetivo desse pronunciamento é estabelecer princípios para apresentação e elaboração de demonstrações financeiras consolidadas quando uma entidade controla uma ou mais outras entidades.

• *CPC 46 - Mensuração do Valor Justo ("CPC 46"):* O CPC 46 contempla substancialmente a convergência com o texto do IFRS 13 - Fair Value Measurement, emitido pelo IASB - International Accounting Standards Board. O objetivo desse pronunciamento é: (i) definir valor justo; (ii) estabelecer em um único pronunciamento uma estrutura para a mensuração do valor justo; e (iii) estabelecer divulgações sobre mensurações do valor justo.

• *CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados ("CPC 33"):*A revisão do CPC 33 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 19 - Employee Benefits, emitido pelo IASB - International Accounting Standards Board. O objetivo desse pronunciamento é estabelecer a contabilização e a divulgação dos benefícios concedidos aos empregados. Para tanto, o pronunciamento requer que a entidade reconheça: (a) um passivo quando o empregado prestou o serviço em troca de benefícios a serem pagos no futuro; e (b) uma despesa quando a entidade se utiliza do benefício econômico proveniente do serviço recebido do empregado em troca de benefícios a esse empregado.

Pronunciamentos emitidos mas que não estão em vigor em 31 de dezembro de 2013

O International Accounting Standards Board - IASB emitiu e revisou as seguintes normas que ainda não haviam entrado em vigor até a data da emissão das demonstrações financeiras da Companhia:

• *IFRS 9 – Instrumentos Financeiros:* O IFRS 9 introduz novas exigências para a classificação, mensuração e baixa de ativos e passivos financeiros (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que o IFRS 9 tenha impactos materiais em suas demonstrações financeiras.

• *IFRIC 21 – Tributos:* O IFRIC 21 fornece orientações de quando a Companhia deve reconhecer um passivo para um tributo quando o evento que gera o pagamento ocorre (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que o IFRIC 21 tenha impactos materiais em suas demonstrações financeiras.

• *Modificação à IAS 32 – CPC 32 – Compensação de Ativos e Passivos Financeiros:*As revisões clarificam o significado de "atualmente tiver um direito legalmente exequível de compensar os valores reconhecido" e o critério que fariam com que os mecanismos de liquidação não simultâneos das câmaras de compensação se qualificassem para a compensação (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras.

• *Modificações às IFRS 10, IFRS 12 e IAS 12 – CPC 36, CPC 45, CPC 32 – Entidades de Investimentos:* Fornece uma exceção aos requisitos de consolidação para as Companhias que cumprem com a definição de Companhia de investimento de acordo com IFRS10.Essa exceção requer que as Companhias de investimentos registrem seus investimentos em controladas pelos seus valores justos no resultado (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras.

• *Modificação à IAS 39 – CPC 38 – Renovação de Derivativos e Continuação de Contabilidade de Hedge:* As modificações amenizam a descontinuação da contabilidade de hedge quando a renovação de um derivativo designado com hedge atinge certos critérios (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras.

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

Enquanto aguarda a aprovação das normas internacionais pelo CPC, a Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos em suas demonstrações financeiras.

Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio divulgado pela Companhia.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

No exercício de 2015, não houve mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia. As Demonstrações Financeiras foram elaboradas de acordo com as Práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade com as normas
internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). As políticas, práticas e critérios contábeis foram consistentemente adotados no preparo dessas Demonstrações Financeiras, em todos os períodos apresentados.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

2015

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Ceará - Coelce em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2014

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Ceará - Coelce em 31 de dezembro de 2014, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2013

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Ceará - Coelce em 31 de dezembro de 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras requer que a Administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

No processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia, a Administração não identificou julgamentos que têm efeito significativo sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo período financeiro, são discutidas a seguir:

Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos e internos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época dos resultados tributáveis futuros. Dado a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições me que opera. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência de auditorias fiscais anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia.

Imposto de renda diferido ativo é reconhecido na extensão em que seja provável que haja lucro tributável disponível para permitir a utilização dos referidos prejuízos.

Julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto de renda diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Benefícios pós-emprego

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e outros benefícios de assistência médica pós-emprego, e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data-base.

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

Todas as informações estão descritas nos itens anteriores.

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.7 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, os diretores devem comentar:

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 do emissor

b. natureza e o propósito da operação

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não aplicável.

10.8 - Plano de Negócios

Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a) investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Os investimentos em curso não foram aqui apresentados, pois a Companhia os divulga trimestralmente através do item Comentário de Desempenho, integrante das Informações Trimestrais – ITR. Os investimentos previstos para o exercício de 2015 não estão aqui divulgados, uma vez que a Companhia não realiza divulgação de projeções para o mercado.

Investimentos	2015	2014	2013
Novas Conexões	164.315	142.209	143.138
Rede	131.308	103.029	126.132
Combate às Perdas	35.764	30.969	30.585
Qualidade do Sistema Elétrico	64.951	47.113	54.611
Outros	30.593	24.947	40.936
Medidores	6.551	7.805	9.696
Outros (Non - Network)	40.748	23.133	27.879
Variação de Estoque	83.745	-1.387	-13.401
Tota l Investido	**426.667**	**274.789**	**293.444**
Aportes / Subsídios	-25.107	-9.680	-33.640
Investimento Líquido	**401.560**	**265.109**	**259.804**

Crescimento Vegetativo (novas conexões)

Atendimento a clientes de demanda em pontos distintos das instalações de extensão de novas conexões.

Qualidade

Referem-se aos projetos voltados à melhoria da qualidade do fornecimento a clientes, para cumprimento aos padrões estabelecidos pelo órgão regulador mediante regulamentações de qualidade de serviço. Neste caso, fundamentalmente incluem-se os projetos de investimento para melhorar ou aumentar a capacidade das instalações existentes.

Perdas

Projetos orientados a redução das perdas técnicas e das perdas comerciais (fraudes, anomalias em medições, etc.). Tratam-se de projetos para aplicação de novas tecnologias nas construções de redes em substituição das redes existentes, cujo efetivo seja melhorar a efetividade do controle de perdas.

Sistemas
Investimentos necessários a otimização dos processos comerciais das empresas distribuidoras que não estejam incluídos nos sistemas corporativos.

Investimentos em sistemas técnicos necessários para a otimização da exploração da rede (telecontrole, base de dados de exploração, cartografia, etc.) que não estejam incluídos no sistema corporativo.
Investimentos aplicados em vias de comunicação, radiocomunicação, e todos aqueles que não estejam incluídos em sistemas corporativos.
Comunicações

Investimentos aplicados em vias de comunicação, radiocomunicação, e todos aqueles que não estejam incluídos em sistemas corporativos.

Outros

Este conceito se aplica a todos os projetos de investimentos comerciais (diferente dos sistemas informáticos) e projetos gerais como as melhorias nas propriedades, aquisição de móveis, equipamentos de escritório, equipamentos de ar condicionado e qualquer outro projeto que não se inclua nos itens acima.

Com a exclusão dos investimentos no programa Luz para Todos (PLTP) que vigeu de 2004 até 2011, a Companhia possui um portfólio de investimentos estável ao longo dos anos, tendo em vista a maturidade de seus ativos e o estágio
de desenvolvimento (eficiência e benchmark) em que se encontra. Para os próximos anos, a Companhia estima manter este nível médio de investimentos.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

10.8 - Plano de Negócios

A principal fonte de recursos operacionais da Coelce é o fluxo de caixa gerado com suas atividades operacionais, antes das deduções com impostos. Os fluxos de caixa provenientes de suas atividades operacionais são suficientes para suas necessidades de recursos. Todavia, a Coelce geralmente busca financiamento por meio de bancos de fomento como BNDES e BNB, instituições de desenvolvimento como Eletrobrás, bem como instituições financeiras como Banco do Brasil, com a finalidade de financiar sua necessidade de recursos para realização de investimentos.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não aplicável.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Não aplicável.

c) novos produtos e serviços, indicando:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas
ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços
iii. projetos em desenvolvimento já divulgados
iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9. Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Todas as informações foram prestadas nos itens anteriores.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

A Companhia não tem políticas de divulgação de projeções para o mercado.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

Não aplicável.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a) atribuições de cada órgão e comitê

Assembleia de Acionistas

Constituída segundo a Lei 6.404/76, tem a missão de deliberar e verificar a legitimidade e legalidade das ações realizadas pelos demais órgãos da Administração. Responsável por eleger os Conselhos de Administração e Fiscal.

Conselho de Administração

Define a orientação geral dos negócios, além de fiscalizar a observância das diretrizes fixadas e acompanhar a execução dos programas estabelecidos, verificando os resultados alcançados. O Conselho de Administração é constituído por até 11 membros titulares e até igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral , os quais terão mandatos coincidentes de 03 (três) anos, permitida a reeleição, cabendo a um deles a Presidência do Conselho e a outro a Vice-Presidência,cuja nomeação também será feita pela Assembleia Geral. Um dos integrantes é indicado pelos empregados da COELCE e da FAELCE e aposentados assistidos pela FAELCE, em qualquer caso, acionista da COELCE na data da Lei Estadual nº 12.722/97; e outro, pelos acionistas preferenciais. Ao todo são três conselheiros independentes, representantes de públicos interessados da Companhia.
Os acionistas e colaboradores podem se comunicar com o Conselho de Administração por meio de correspondências enviadas para a sede da Companhia, em Fortaleza. Os temas são posteriormente discutidos nas reuniões do Conselho e na Assembleia Geral Ordinária, realizada anualmente até o final de abril; e Assembleia Geral Extraordinária, conforme o caso.

Conselho Fiscal

Sua principal responsabilidade é fiscalizar os atos dos administradores, inclusive as demonstrações financeiras, dando parecer aos acionistas. Órgão independente da administração e da auditoria externa da Companhia, de funcionamento não permanente, formado por três membros efetivos, com igual número de suplentes, sendo um representante de acionistas preferenciais que não pertence ao grupo de controle. O mandato do Conselho Fiscal é de um ano, com possibilidade de reeleição pela assembleia geral. Em 2015, aconteceram 4 reuniões. Todos os integrantes do Conselho Fiscal recebem uma remuneração mensal, que não está vinculada ao desempenho da Companhia.

Diretoria Executiva

Responsável pela administração das operações da Companhia, segundo as diretrizes apontadas pelo Conselho de Administração. A Diretoria Executiva da Coelce é formada por até 12 membros, sendo um Diretor Presidente e onze Diretores conforme designação descrita no item “d” com mandato de três anos e reeleição permitida.

b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

O Conselho Fiscal, de funcionamento não permanente, foi instalado em 27 de abril de 2016.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

Não existem mecanismos formais de avaliação de desempenho dos órgãos da administração. No entanto, os conselheiros indicados pelo controlador são avaliados enquanto executivos do grupo.

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Compete ao Diretor Presidente: (i) a representação da Sociedade, ativa e passivamente, em Juízo ou perante terceiros; (ii) a representação da Companhia perante os órgãos e entidades da Administração Pública, direta ou indireta, federais, estaduais e municipais; e (iii) a gestão e fiscalização das atividades da Companhia e de sua Diretoria, em todas as áreas.
Compete aos demais Diretores, individualmente representar a Companhia dentro da esfera de suas atribuições, conforme se segue: (i) ao Diretor de Operações de Infra-estrutura e Redes: assegurar o desenvolvimento e a operação das redes de distribuição e dos processos comerciais de acordo com as necessidades das atividades de distribuição de energia, como: novas conexões, execuções de obras, cortes e re-ligações, bem como a supervisão do controle de perdas de energia e os processos de arrecadação; (ii) ao Diretor de Planejamento e Engenharia: o planejamento técnico, engenharia, identificação e priorização dos investimentos para operações de rede e iluminação pública, inclusive obras, e implementação e desenvolvimento de novas tecnologias aplicadas à distribuição de energia elétrica; (iii) ao Diretor de Mercado: todos os canais de relacionamento com o cliente e o controle do seguimento dos grandes consumidores, definindo e realizando a estratégia comercial e de marketing e a comunicação comercial para cada segmento de clientes; realizar operações comerciais como faturamento, cobrança e gestão de crédito, gerenciando os processos de atendimento e serviço ao cliente; (iv) ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: o planejamento financeiro e pelas atividades de financiamento, tesouraria, risco financeiro e operações financeiras estruturadas; operações bancárias, linhas de crédito (garantias); celebração e gestão de contratos e obrigações financeiras, gestão de seguros; gestão das relações com instituições financeiras e com credores, investidores, acionistas, analistas de mercado, agências de classificação de riscos, órgãos de regulação e controle e demais instituições relacionadas às atividades envolvendo mercados financeiros e de capitais; (v) ao Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle: as atividades administrativas e de contabilidade, elaborar as demonstrações financeiras da Companhia de acordo com as normas aplicáveis; além de monitorar e apoiar os órgãos de controle interno em suas atividades e fazer a interface com o auditor externo; responsável pelo planejamento estratégico, execução e controle da gestão da Companhia, incluindo formulação, controle e acompanhamento do orçamento e dos indicadores de lucro líquido, dívida líquida, balanço e fluxo de caixa da Companhia; responsável pela coordenação dos assuntos de natureza tributária e fiscal da Companhia e gestão do cumprimento das respectivas obrigações de tal natureza, bem como pela gestão das relações com autoridades fiscais; (vi) ao Diretor de Recursos Humanos e Organização: os assuntos afetos à área de recursos humanos, como

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

definição de políticas salariais; desenvolvimento de competências profissionais; organização e relações sindicais, representando a Companhia perante órgãos e outras entidades do trabalho e da previdência social, além de atividades relacionadas com os fundos de pensão do Brasil e outros benefícios relevantes; (vii) ao Diretor de Relações Institucionais: as atividades de relacionamento institucional da Companhia com órgãos e entidades governamentais, da administração direta ou indireta, e com instituições de classe, bem como pela implementação de ações para preservar a imagem institucional da Companhia; (viii) ao Diretor de Comunicação: o desenvolvimento da estratégia de marca da Companhia no País, coordenando a execução de eventos, promoções, patrocínios, campanhas de publicidade comercial e institucional e outras iniciativas de comunicação externa; e pela promoção das relações com a mídia nacional e emissão de comunicados de imprensa, além de desenvolver e coordenar projetos de comunicação interna e nas mídias sociais; (ix) ao Diretor de Regulação: a definição e promoção dos interesses da Companhia em relação a assuntos e questões regulatórias do setor elétrico e de defesa da concorrência; representação junto aos agentes reguladores e demais órgãos do setor elétrico e da defesa da concorrência; (x) ao Diretor Jurídico: a coordenação, execução e controle dos assuntos afetos à área jurídica, inclusive a defesa da Companhia em todas as esferas judiciais e/ou administrativas, exceto no que se refere a assuntos de natureza tributária e fiscal; (xi) ao Diretor de Compras: a gestão e qualificação de fornecedores, compras de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

a) prazos de convocação

A convocação é feita mediante anúncio publicado por 3 (três) vezes, contendo, além do local, data e hora da assembleia, a ordem do dia, e, no caso de reforma do estatuto, a indicação da matéria. A primeira convocação é publicada com, no mínimo, 15 (quinze) dias de antecedência da data da assembleia e a segunda convocação, se necessária, com 8 (oito) dias, no mínimo, de antecedência da data da assembleia.

b) competências

Compete tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras; deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; eleger, quando for o caso, membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. Além das competências previstas na Lei 6.404/76, conforme o Estatuto Social da Companhia compete, privativamente, à assembleia geral de acionistas deliberar sobre a emissão de debêntures, estabelecendo: I – o valor da emissão ou os critérios de determinação do seu limite, e sua divisão em séries, se for o caso; II – o número e o valor nominal das debêntures; III – as garantias reais ou a garantia flutuante, se houver; IV – as condições de correção monetária, se houver; V – a conversibilidade ou não em ações e as condições a serem observadas na conversão; VI – a época e as condições de vencimento, amortização ou resgate; VII – a época e as condições do pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso, se houver; e VIII – o modo de subscrição e colocação e o tipo das debêntures.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos pertinentes às matérias a serem deliberadas na assembleia geral encontram-se à disposição dos acionistas, na sede da Companhia e por meio de sistema eletrônico da página da CVM.

d) identificação e administração de conflitos de interesses

A Companhia não possui uma política estruturada para a identificação e administração de conflito de interesses.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

Para participar da Assembleia Geral, o acionista deverá apresentar comprovante de propriedade de ações. Caso representado por procurador, estes devem comparecer à Assembleia munidos do instrumento de mandato e demais documentos comprobatórios da representação.

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

A Companhia não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

A Companhia somente admite procurações originais com poderes específicos para participação em Assembleias. Além disso são analisados se os poderes conferidos são permitidos pelo Estatuto Social ou Contrato Social do acionista (em caso de acionistas pessoa jurídica) e se o signatário de fato tem poderes para outorgar tal procuração. Todos estes documentos que são analisados, são solicitados por ocasião da convocação das Assembleias.

Todas as procurações necessitam de reconhecimento de firma, e, quando for o caso de documento oriundo do exterior, de notarização e consularização, acompanhado de tradução juramentada, quando o instrumento de outorga de poderes tiver sido redigido em língua estrangeira.

Adicionalmente, a Companhia também verifica se a procuração segue ao que estabelece o artigo 126, parágrafo 1º a Lei das Sociedades por Ações.

g) formalidades necessárias par aceitação do boletim de voto à distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização e consularização.

A Companhia ainda não regulamentou o procedimento para envio de boletim de voto à distância, tendo em vista o disposto no art. 11, III, da Instrução CVM nº 561, de 7 de abril de 2015.

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

Não há.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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 assembléias.

A Companhia não disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembléias.

k) Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância.

Não há.

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

Foram realizadas 6 Reuniões do Conselho de Administração no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, sendo 4 ordinárias e 2 extraordinária.

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 acionista que estabeleça restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho.

c) regras de identificação e administração de conflito de interesses

O estatuto social da Companhia não tem previsão expressa sobre regras de identificação de conflito de interesses. Para tanto, a Companhia segue as regras estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações, segundo a qual, é vedado ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse.

Adicionalmente, os administradores da Companhia devem ter reputação ilibada, não podendo ser eleitos, salvo dispensa da assembleia geral, aquele que tiver interesse conflitante com os da Companhia ou que ocupar cargo em sociedades consideradas concorrentes da Companhia.

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

Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução de conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem

Não há cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução de conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

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**			
Janaina Savino Vilella Carro	12/02/1980	Pertence apenas à Diretoria	16/12/2015	3 anos	0
088.290.577-54	Jornalista	19 - Outros Diretores	16/12/2015	Sim	0.00%
Diretora de Comunicação na Enel Brasil S.A, na Ampla Energia e Serviços S.A., na CIEN - Companhia de Interconexão Energética, na CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. e na Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.		Diretora de Comunicação			
Margot Frota Conh Pires	13/06/1975	Pertence apenas à Diretoria	16/12/2015	3 anos	0
718.593.303-04	Economista	19 - Outros Diretores	16/12/2015	Sim	0.00%
Diretora de Compras da Enel Brasil S.A., da Ampla Energia e Serviços S.A., da CIEN - Companhia de Interconexão Energética, da CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. e da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.		Diretora de Compras			
Dilma Maria Teodoro		Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
757.955.079-20	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Sim	0%
Francisco Honório Pinheiro Alves	06/04/1954	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	3
041.594.383-34	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Sim	100.00%
Não desempenha função no grupo do emissor.					
Cesario Macedo de Melo		Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
134.372.403-15	Especialista em Gestão Financeira e Mercado de Capitais	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Não	0%
Marcia Massotti Carvalho	01/04/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
043.055.727-29	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Sim	0.00%
Bruno Golebiovski		Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	AGO de 2016	0
021.834.017-61	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Sim	0%
MARIA EDUARDA FISCHER ALCURE	10/04/1975	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
041.664.917-33	Advogada	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Sim	0.00%

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**			
GIANLUCA CACCIALUPI	02/08/1963	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	2
999.999.999-99	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Sim	75.00%
Fernando Augusto Macedo de Melo	13/03/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	AGO de 2016	0
398.907.323-00	Analista de Sistemas	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	27/04/2016	Não	100.00%
Nelson Ribas Visconti	09/09/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
676.823.917-15	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2016	Sim	0.00%
MONICA HODOR	13/09/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
000.000.000-00	Engenheira e Economista	29 - Outros Conselheiros	27/04/2016	Sim	0.00%
Membro efetivo do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A.		Membro titular do Conselho de Administração			
Fernando Antonio de Moura Avelino	13/08/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
108.346.804-91	Eletrotécnico	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	27/04/2016	Não	0.00%
José Alves de Mello Franco	17/11/1957	Pertence apenas ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos	3
283.567.996-00	Engenheiro	29 - Outros Conselheiros	16/12/2015	Sim	66.60%
Ocupa o cargo de Diretor de Regulação da Enel Brasil S.A., da Ampla Energia e Serviços S.A., da CIEN - Companhia de Interconexão Energética, da CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. e da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.		Diretor de Regulação e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
Mario Fernando de Melo Santos	18/07/1938	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2013	AGO de 2016	5
000.541.194-72	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	29/04/2013	Sim	100.00%
Membro do Conselho de Administração da Enel Brasil S.A. e da Ampla Energia e Serviços S.A.					
Roberto Zanchi	14/01/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0

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**			
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
Cristine de Magalhães Marcondes	15/05/1975	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
031.702.246-62	Advogada	39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2016	Sim	0.00%
Diretora Adjunta da Enel Brasil S.A.		Diretora Jurídica e titular do CA			
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	29/07/1968	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	21/03/2016	AGO de 2019	0
002.533.027-65	Contador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	21/03/2016	Sim	0.00%
Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle na Enel Brasil S.A e na Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A; Diretor Administrativo e Financeiro na CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.; e Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle da Ampla Energia e Serviços S.A.		Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle. Membro Efetivo do Conselho de Administração			
Carlos Ewandro Naegele Moreira	17/03/1956	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos	0
391.142.017-04	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	16/12/2015	Sim	0.00%
É membro do Conselho de Administração da Fundação Brasiletros desde 1999. Diretor de Recursos Humanos e Organização da Enel Brasil S.A, da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A, da CIEN - Companhia de Interconexão Energética, Ampla Energia e Serviços S.A.		Diretor de Recursos Humanos e Organização; Membro Suplente so Conselho de Administração			
Teobaldo José Cavalcante Leal	29/01/1968	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos	3
304.786.343-15	Administrador	38 - Conselheiro(Suplente)/ Dir. Rel. Invest.	16/12/2015	Sim	0.00%
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores na Coelce, Ampla Energia e Enel Brasil (Membro Suplente do Conselho de Administração eleito em 27/04/2016 por um mandato de 3 anos).					
José Nunes de Almeida Neto	15/12/1955	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	16/12/2015	3 anos	0
116.258.723-72	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	16/12/2015	Sim	0.00%
Diretor de Relações Institucionais da Enel Brasil S.A., da Ampla Energia e Serviços S.A., da CIEN - Companhia de Interconexão Energética, da CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. e da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.		Diretor de Relações Institucionais; Membro Suplente do Conselho de Administração			
José Távora Batista	17/03/1954	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	6
135.402.623-34	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2016	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**			
		Membro Suplente do Conselho de Administração e Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes			
Olga Jovanna Carranza Salazar	14/12/1972	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	3
058.829.057-29	Economista	39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2016	Sim	0.00%
Diretora de Mercado da Ampla Energia e Serviços S.A..		Diretora de Mercado e Membro Suplente do Conselho de Administração			
Déborah Meirelles Rosa Brasil	17/10/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
025.881.547-78	Advogada	39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2016	Sim	0.00%
Diretora Juridica da Ampla Energia e Serviços S.A. e da Companhia de Interconexão Energética - CIEN, e Membro suplente do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A.		Diretora Jurídica e Suplente do Conselho de Adminsitração			
Ramón Francisco Castañeda Ponce	07/10/1970	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	0
060.764.987-90	Engenheiro Cilvil	39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2016	Sim	0.00%
Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes da Ampla Energia e Serviços S.A..		Membro Titular do Conselho de Administração			
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli	18/05/1967	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2016	3 anos	1
063.741.227-39	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2016	Sim	0.00%
Country Manager da Enel Brasil		Titular do Conslho de Administração			
Jorge Parente Frota Junior	25/05/1945	Conselho Fiscal	27/04/2016	1 ano	0
001.841.793-00	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	27/04/2016	Sim	0.00%
Não desempenha função no grupo econômico do emissor.					
Alciney Corrêa Vieira	25/02/1955	Conselho Fiscal	27/04/2016	1 ano	0
310.875.077-15	Advogado e Contador	44 - C.F.(Efetivo)Eleito p/preferencialistas	27/04/2016	Não	0.00%
Aldemir Ferreira de Paula Augusto	02/05/1972	Conselho Fiscal	27/04/2016	1 ano	0
620.303.374-04	Advogado	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	27/04/2016	Sim	0.00%
José Aldro Luiz de Oliveira	22/03/1947	Conselho Fiscal	27/04/2016	1 ano	0
001.684.403-34	Administrador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	27/04/2016	Sim	0.00%

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**			
Thiago Freitas Rodrigues	09/03/1987	Conselho Fiscal	27/04/2016	1 ano	0
111.917.977-75	Contador	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	27/04/2016	Sim	0.00%
Antonio Cleber Uchoa Cunha	24/10/1953	Conselho Fiscal	27/04/2016	1 ano	11
053.637.133-49	Engenheiro	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	27/04/2016	Sim	100.00%

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Janaina Savino Vilella Carro - 088.290.577-54

Em 2008, passou a exercer a função de responsável pela área de Comunicação Externa da holding Enel Brasil e suas controladas. Em 27/03/2013 foi eleita como Diretora de Relações Institucionais e Comunicação da Ampla Energia e Serviços S.A.. Atualmente, é Diretora de Comunicação em todas as empresas do grupo no Brasil.

Margot Frota Conh Pires - 718.593.303-04

Entre 2005 e 2015 foi responsável pelo setor de aprovisionamentos Brasil. De 2012 a 2015, atuou como subdiretora de compras e materiais Latam.

Dilma Maria Teodoro - 757.955.079-20

De nacionalidade brasileira, 45 anos. Formou-se em economia pela UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina e é pós-graduada em Ciências Econômicas pela UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina. Realizou MBA em Finanças pelo IBMEC Business School e especializações em Engenharia e Avaliação de Custos e Fundação de Ensino e Pesquisa – FEPESE, pela UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina. Iniciou sua trajetória profissional na CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina, em março de 1990, no Departamento Econômico Financeiro – Divisão de Acionistas e Operações Financeiras – Serviço da Dívida. Em agosto de 2002, atuou no Departamento Econômico Financeiro – Divisão de Administração de Contratos de Empréstimo e Financiamento da Eletrobrás, e como integrante do Comitê Gestor das Empresas Federais de Distribuição – CG-EFD. Atualmente, ocupa o cargo de Gerente da Eletrobrás, atuando como responsável pelas informações de governança e acompanhamento dos conselheiros das empresas da Eletrobrás, bem como no desenvolvimento da metodologia de implantação e implementação da avaliação de desempenho do conselho de administração e diretoria executiva das empresas Eletrobrás, coordenando a elaboração dos instrumentos de governança da Eletrobrás, Código das Práticas de Governança Corporativa, Manual de Orientação dos Conselheiros de Administração, Manual de Orientação dos Conselheiros Fiscais e Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração. Coordenou o Portal de Governança da Eletrobrás e atuou como responsável pelas informações de governança nos Relatórios de Administração, Relatórios de Sustentabilidade (GRI), Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISEBOVESPA) e Dow Jones Sustainability (DJSI).

Francisco Honório Pinheiro Alves - 041.594.383-34

Nos últimos 5 anos, atou como empresário do ramo supermercadista. ii. É Diretor-Presidente do Pinheiro Supermercado - O Bom Vizinho, Presidente da CDL de Fortaleza, 1° Vice-Presidente da Federação das Câmaras de Dirigentes Lojistas do Ceará (FCDL), Diretor da Confederação Nacional dos Dirigentes Lojistas (CNDL), Diretor da Associação Cearense de Supermercados e da Super Rede (ACESU). É, também, membro do Conselho Estadual de Desenvolvimento Econômico, do Conselho Universitário da UFC – CONSUNI e do Conselho SESC.

Cesario Macedo de Melo - 134.372.403-15

De nacionalidade brasileira, nascido em 31/08/1958, possui especialização em Gestão Financeira e Mercado de Capitais. Em 1979, finalizou o Curso Técnico em Contabilidade, em 1985 concluiu o Curso Técnico de 2° Grau em Eletrotécnica e possui Certificação ICSS em Finanças e Investimentos na EFPC. Iniciou sua trajetória profissional na Companhia Energética do Ceará em 1982, ocupando o cargo de Eletrotécnico, onde permanece até a presente data. Desde 2002, é integrante do Sindicato dos Eletricitários do Ceará, ocupando atualmente o cargo de Vice Presidente.

Marcia Massotti Carvalho - 043.055.727-29

Brasileira, casada, nascida em 01 de Abril de 1976, graduou-se em Ciências Econômicas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) em 1998. Em 2001, concluiu o curso de pós graduação em Marketing pelo IAG-PUC-RJ. Em 2002, concluiu o curso de pós graduação em Gestão em Telecomunicações pela Fundação Dom Cabral, e em 2004, concluiu o curso de pós graduação em Empreendedorismo pela ESPM, no Rio de Janeiro. Em 2007, concluiu o mestrado de Economia com ênfase em Finanças pelo IBMEC-RJ, onde defendeu a tese “Uso de opções reais para precificação das garantias de contrato: O caso Expresso Aeroporto”. Iniciou suas atividades profissionais como analista em 1997 no Banco BVA S/A, banco de investimentos do Rio de Janeiro, onde ficou até 2001, quando foi aprovada em um processo para Trainee na Embratel S/A, onde permaneceu por 5 anos. Ingressou no grupo Enel em 2006 para trabalhar como especialista em Planejamento e controle da holding Endesa Brasil. Em 2008, assumiu o cargo de responsável pelo planejamento e controle das empresas de Geração do grupo. Em 2009, depois de uma reestruturação das atividades pro processos, assumiu a responsabilidade da área de Reporting, onde ficou por dois anos. Em 2011, assumiu o cargo de responsável pela Secretaria Técnica, área recém criada para suporte à presidência da Endesa Brasil, onde permaneceu por 4 anos. Em Dezembro de 2014, assumiu a responsabilidade pela área de Sustentabilidade de todas as empresas do grupo.

Bruno Golebiovski - 021.834.017-61

De nacionalidade brasileira, nascido em 07 de abril de 1971, graduou-se em Engenharia Elétrica de Produção pela Pontifícia Universidade Católica (PUC/RJ) em 1996. Cursou Especialização em Análise de Projetos pela Fundação Getulio Vargas (FGV/RJ) em 1997 e MBA Executivo pela COPPEAD / UFRJ em 2001. Ingressou no grupo Endesa em 1997 como Engenheiro de Estudo. Em agosto de 2007 foi nomeado responsável pela Área Comercial de Niterói. Em janeiro de 1998 foi designado responsável pelo Centro Operativo de Niterói onde atuou até março de 1999, quando passou a trabalhar como responsável pelo Departamento Comercial da Regional Serrana. Em outubro de 2000 passou ao cargo de Gerente Comercial da Regional Serrana, depois gerente da regional Oceânica e, em novembro de 2002, nomeado Gerente de Recursos Externos até novembro de 2003, quando assumiu o cargo de Gerente de Projetos Integrais onde ficou até dezembro de 2008. EEEm janeiro de 2009 foi designado para o cargo de gerente de Operações Comerciais, onde atuou até setembro de 2011, quando foi eleito Diretor Comercial.

MARIA EDUARDA FISCHER ALCURE - 041.664.917-33

Brasileira, casada, nascida em 10 de Abril de 1975, graduou-se em Direito pela Universidade Estácio de Sá em 1998. Em 2001, concluiu o curso de pós graduação em Direito Empresarial pelo IBMEC. Iniciou suas atividades profissionais no Escritório de Advocacia Gouvêa Vieira, ainda como estagiária, em 1996 onde ficou como sócia até 2006. Ingressou no grupo Enel em 2006 para trabalhar como responsável do jurídico societário da holding Enel Brasil. Em 2008, passou a ser responsável pelo jurídico societário não só da holding, mas de todas as sociedades do Grupo no Brasil, cargo que exerce até hoje.

GIANLUCA CACCIALUPI - 999.999.999-99

Nos últimos 5 anos. desempenhou as seguintes funções no Grupo: De 2009 a 2012, como Responsável Macro da Área Nordeste na Divisão de Infraestrutura e Rede da Enel Itália; de 2012 a 2014, como Subdiretor Geral da Chilectra e Diretor Geral Adjunto da Linha de Negócio da Distribuição da América Latina; e atualmente é Responsável pela Operação e Manutenção da linha de negócios mundial de Infraestrutura e Rede da Enel SpA.
Passaporte nº. YA7037233.

Fernando Augusto Macedo de Melo - 398.907.323-00

É funcionário da Eletrobrás, onde atua como gerente do Departamento de Gestão de Conformidade (Compliance). ii. Gerente de departamento da Eletrobrás.

Nelson Ribas Visconti - 676.823.917-15

De nacionalidade brasileira, nascido em 09 de setembro de 1961. É graduado em Direito pela Universidade Federal Fluminense, realizou diversos cursos de especialização e curso de contabilidade. Com experiência,
principalmente nas áreas de Direito empresarial; societário, tributário e comercial. Membro da Câmara de Comércio Americana, Associação Brasileira de Direito Financeiro (afiliada International Fiscal Association) e Gerente Tributário da Endesa Brasil. Ocupa o cargo de membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. e na Ampla Investimentos e Serviços S.A desde 13/02/2007. Desde dezembro de 2010
exerce o cargo de Diretor de Assuntos Tributários da Coelce.

MONICA HODOR - 000.000.000-00

Em abril de 2011, ingressou no Grupo Enel, tendo exercido a função de CFO para as empresas do Grupo na Romênia (abril/2011 a setembro/2015). Desde outubro de 2015, exerce a função de Chefe de Planejamento e Controle e Infraestrutura e Redes na Enel–Global Infrastructure & Networks, responsável pela coordenação financeira e operacional das atividades das companhias de distribuição do Grupo Enel na Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Itália, Peri, Romênia e Espanha.
Documento:. 267.091.329.316.1

Fernando Antonio de Moura Avelino - 108.346.804-91

É funcionário da Coelce desde 1976, onde atua como gerente de departamento. ii. É Diretor do sindicato dos eletricitários do Ceará.

José Alves de Mello Franco - 283.567.996-00

Desde dezembro de 2002, ocupa o cargo de Diretor de Regulação da Ampla Energia e Serviços S.A. Ocupa o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. desde 29 de abril de 2008. Desde agosto de 2007, ocupa o cargo de Diretor de Regulação da Enel Brasil S.A. e desde junho de 2008 ocupa o cargo de Diretor de Regulação da Coelce. É membro do Conselho Diretor da ABRADEE desde 2002.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

É presidente do Conselho de Administração da Endesa Brasil S.A. desde 2005 e presidente do Conselho de Administração da Ampla desde 29 de abril de 2008, Presidente do Conselho de Administração da Coelce desde 17 de maio de 2006.

Roberto Zanchi - 000.000.000-00

Atuou como Responsável da área de distribuição das regiões italianas de Puglia e Basilicata e como chefe da unidade de Network Design do Global Infrastructures & Network de 01/06/2010 a 31/12/2014. Atualmente, é diretor das companhias do Grupo no Brasil.
Passaporte nº. YA5532703

Cristine de Magalhães Marcondes - 031.702.246-62

De março de 2015 até a presente data desempenha a função de Legal Assistance Brasil. De agosto de 2010 até fevereiro de 2015 foi Diretora Jurídica da Coelce – Companhia Energética do Ceará.

Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira - 002.533.027-65

Em 2004 passou a desempenhar a função de Diretor de Planejamento, Controle e Contabilidade das empresas de geração do Grupo Enel no Brasil, e a partir de 2006 também responsável na mesma função pela Holding do Grupo no Brasil e pelas empresas de distribuição Ampla e Coelce. De 2013 a 2016, ocupou o cargo de CFO na Codensa e na Emgesa, empresas do Grupo Enel na Colombia.

Carlos Ewandro Naegele Moreira - 391.142.017-04

Trabalha na Ampla desde 1977 quando ingressou como estagiário e onde vem exercendo diferentes cargos.

Teobaldo José Cavalcante Leal - 304.786.343-15

É de nacionalidade brasileira, nascido em 29 de Janeiro de 1968, tem formação em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Ceará (UECE), com especialização em finanças e MBA Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Ingressou no Grupo Endesa como Gerente Financeiro da COELCE, cargo no qual esteve de setembro/2003 a maio/2007, depois de 16 anos de atuação no mercado bancário, como responsável de áreas de negociação e controle de operações financeiras, finanças corporativas e mercado de capitais, entre outras funções de gestão financeira e de desenvolvimento econômico. Foi Diretor Administrativo Financeiro e de Relações com Investidores da Coelce de maio de 2007 a junho de 2008, antes de se transferir a Lima (Peru), para exercer o cargo de Diretor Econômico-Financeiro de Endesa naquele país. Regressou ao Brasil em agosto de 2012, para assumir a Direção Financeira e de Relações com Investidores de Endesa Brasil, coordenando estas áreas nas empresas do Grupo no país. Em sua trajetória profissional, participou de Conselhos Deliberativos de fundos de pensão e bolsa de valores no Brasil, além de Conselhos de Administração em empresas do Grupo Endesa, no Brasil e no Peru.

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

Em novembro de 1999 passou a ser Gerente de Projetos Institucionais, trabalhando na otimização do programa de investimentos especiais do Estado do Ceará, em 2015 assumiu a Diretoria de Relações Institucionais do Grupo Enel no Brasil.

José Távora Batista - 135.402.623-34

De nacionalidade brasileira, nascido em 17 de março de 1954. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará (UFC), especialista em Subestações e Sistemas de Distribuição de Energia pela Escola de Engenharia da Universidade de Fortaleza (Unifor), especialista em Engenharia de Distribuição pela Escola de Engenharia da UFC e Master in Business Administration em Gestão de Negócios em Energia Elétrica pela Fundação Getúlio Vargas-FGV. Foi admitido na Coelce em 1980, tendo ocupado as chefias de Divisão de Fiscalização de Consumidores, Divisão de Combate a Fraude, Divisão de Manutenção e Operação do Regional Centro, Departamento Regional Centro, Superintendente de Distribuição de Fortaleza, Chefe do Projeto Qualidade de Serviço e Gerente de Distribuição Sul. Ocupa a Diretoria Técnica desde dezembro de 2001.

Olga Jovanna Carranza Salazar - 058.829.057-29

Olga Carranza é diretora de Mercado da Enel Brasil desde abril de 2013.

Déborah Meirelles Rosa Brasil - 025.881.547-78

Em setembro de 2004 iniciou na AMPLA Energia e Serviços S/A como Líder de Processo da área de Unidade de Negócios da Diretoria Jurídica (responsável pela área de consumidor, contratos, criminal e ambiental). Em 27 de novembro de 2006 foi eleita Diretora Jurídica da Ampla.

Ramón Francisco Castañeda Ponce - 060.764.987-90

Em abril de 2008, foi eleito Diretor de Planjemento e Controle e Linhas de Negócios de Distribuição. Em janeiro de 2012, foi eleito Diretor Técnico Latinoamérica.

Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli - 063.741.227-39

Começou a trabalhar no Grupo em 1996. Foi responsável por Operação de Manutenção Itália (OyM) da Enel Green Power, de 2013 a 2015. Atualmente, é o country manager da Enel Brasil.

Jorge Parente Frota Junior - 001.841.793-00

Nos últimos cinco anos, já foi eleito anteriormente para o cargo de membro efetivo do Conselho Fiscal da Coelce. ii. É Vice Presidente da Confederação Nacional da Indústria – CNI desde 2002, Membro do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia desde 2003 e Membro do Conselho Superior da Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, do Ministério da Educação desde 2001.

Alciney Corrêa Vieira - 310.875.077-15

De nacionalidade brasileira, 61 anos. Graduado em Ciências Contábeis pela Faculdade de Ciências Contábeis e Administrativas Moraes Junior e em Direito pela Unigranrio- Universidade do Grande Rio. Possui Pós-Graduação Lato Sensu em Auditoria e Gestão Financeira pela Mackenzie Rio – Faculdade Moraes Júnior. Desde 2004, ocupa o cargo de Gerente Executivo de Operações ligada a Diretoria de Seguridade da Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS. Atuou como Conselheiro de Administração Suplente na Telemar Participações S/A no período de abril a julho de 2015.

Aldemir Ferreira de Paula Augusto - 620.303.374-04

De nacionalidade brasileira, nascido em 02 de maio de 1972. Graduado em Direito pela Universidade Federal de Pernambuco e pós-graduado em Direito e Processo Tributários pela Universidade de Fortaleza (UNIFOR). Associado gerente das filiais de Fortaleza (CE) e Recife (PE) do escritório profissional De Rosa Siqueira, Almeida, Barros Barreto e Advogados Associados S/C, atua como especialista em Direito Tributário, Comercial e Societário.

José Aldro Luiz de Oliveira - 001.684.403-34

De nacionalidade brasileira, nascido em 22 de março de 1947. Mestre em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Ceará (UECE), com dissertação na área de estratégia competitiva de pequenas e médias empresas. Atualmente atuando na área de consultoria pública e empresarial. Exerceu os cargos de Técnico em Desenvolvimento Econômico do Banco do Nordeste, Chefe das Divisões de Projetos Agroindustriais e de Cooperativas do Banco do Nordeste, Gerente de Crédito Rural e Chefe do Departamento de Desenvolvimento Rural do banco do Nordeste, Presidente da Comissão de Reestruturação do Sistema Financeiro da Paraíba, dentre outros.

Thiago Freitas Rodrigues - 111.917.977-75

De nacionalidade brasileira, nascido em 09 de março de 1987. Graduado em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Desde 2015, atua como Assessor de Diretoria de Investimento PETROS – Fundação Petrobras de Seguridade Social, onde também exerceu a função de Analista de Crédito Privado e Assistente de Operação de Crédito.

Antonio Cleber Uchoa Cunha - 053.637.133-49

De nacionalidade brasileira, nascido em 24 de outubro de 1953. É graduado em Engenharia Civil pela Universidade de Fortaleza (UNIFOR). Desde outubro de 1997 é Cônsul Honorário do Chile em Fortaleza. Ocupou o
cargo de Diretor da União das Classes Produtoras do Ceará-UCP e Membro do Conselho Curador da Fundação Apinco de Ciência e Tecnologia Avícolas-FACTA, em Campinas-SP. Foi Membro do Conselho de autoridade portuária do porto do Mucuripe, do Conselho de Desenvolvimento Econômico do Estado do Ceará, do Conselho do SEBRAE, do Conselho de representantes da FIEC, do Pacto de Cooperação do Estado do
Ceará, do Conselho Estadual do Trabalho do Ceará, do Conselho de Administração da Coelce e do Pensamento Nacional das Bases Empresariais – PNBE. Atualmente ocupa o cargo de Vice-Presidente da Federação
das Associações do Comércio, Indústria e Agropecuária do Estado do Ceará-FACIC e é Secretario das Finanças no município do Maracanaú – CE.

12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há comitês formais.

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.

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 31/12/2015

Administrador do Emissor

Mario Fernando de Melo Santos	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Presidente do Conselho de Administração			

Observação

Administrador do Emissor

Janaina Savino Vilella Carro	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
Diretora de Comunicação			

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretora de Comunicação			

Observação

Administrador do Emissor

MONICA HODOR	000.000.000-00	Subordinação	Controlador Direto
Membro Efetivo do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro Efetivo do Conselho de Administração			

Observação

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			
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	002.533.027-65	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração e Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração e Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle			
Observação			
Administrador do Emissor			
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli	063.741.227-39	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Cristine de Magalhães Marcondes	031.702.246-62	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Fernando Antonio de Moura Avelino	108.346.804-91	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			

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			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Francisco Honório Pinheiro Alves	041.594.383-34	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Gianluca Caccialupi		Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Ramón Francisco Castañeda Ponce	060.764.987-90	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo 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			
Administrador do Emissor			
Roberto Zanchi	000.000.000-00	Controle	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Abel Alves Rochinha	606.567.607-10	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Carlos Ewandro Naegele Moreira	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Recursos Humanos e Organização			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Recursos Humanos e Organização			
Observação			
Administrador do Emissor			
Déborah Meirelles Rosa Brasil	025.881.547-78	Subordinação	Controlador Direto

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 suplente do Conselho de Administração e Diretora Jurídica			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro suplente do Conselho de Administração e Diretora Jurídica			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Aldro Luiz de Oliveira	001.684.403-34	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Regulação			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação e Membro efetivo do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Alves de Mello Franco	283.567.996-00	Controle	Controlador Direto
Diretor de Regulação			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Nunes de Almeida Neto	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Relações Institucionais e Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		

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			

Observação

Administrador do Emissor

José Távora Batista | 135.402.623-34 | Subordinação | Controlador Direto

Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes e Membro suplente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A. | 07.523.555/0001-67

Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes e Membro suplente do Conselho de Administração

Observação

Administrador do Emissor

Margot Frota Cohin Pires | 718.593.303-04 | Subordinação | Controlador Direto

Diretora de Compras

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A. | 07.523.555/0001-67

Diretora de Compras

Observação

Administrador do Emissor

Olga Jovanna Carranza Salazar | 058.829.057-29 | Subordinação | Controlador Direto

Diretora de Mercado e Membro suplente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A. | 07.523.555/0001-67

Diretora de Mercado e Membro suplente 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			
Administrador do Emissor			
Teobaldo José Cavalcante Leal	304.786.343-15	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			

Exercício Social 31/12/2014

Administrador do Emissor			
Marcelo Andrés Llévenes Rebolledo	058.686.147-55	Subordinação	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração da Coelce.			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Observação			
Administrador do Emissor			
Teobaldo José Cavalcante Leal	304.786.343-15	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração Coelce.			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Relações com com Investidores			
Observação			
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			
Carlos Ewandro Naegele Moreira	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração Coelce			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Recursos Humanos			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Alves de Mello Franco	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Membro Efetivo do Conselho de Administração da Coelce E Diretor de Regulação na Enel Brasil.			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação na Enel Brasil			
Observação			
Administrador do Emissor			
Abel Alves Rochinha	606.567.607-10	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Nunes de Almeida Neto	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Relações Institucionais e Comunicação			
Pessoa Relacionada			

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			

Observação

Administrador do Emissor

José Távora Batista | 135.402.623-34 | Subordinação | Controlador Direto

Diretor Técnico

Pessoa Relacionada

Observação

Administrador do Emissor

Olga Jovanna Carranza Salazar | 058.829.057-29 | Subordinação | Controlador Direto

Diretora Comercial

Pessoa Relacionada

Observação

Administrador do Emissor

José Alves de Mello Franco | 283.567.996-00 | Subordinação | Controlador Direto

Diretor de Regulação

Pessoa Relacionada

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			
Administrador do Emissor			
Claudio César Weyne da Cunha	721.271.123-34	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Planejamento e Controle			
Pessoa Relacionada			
Observação			
Administrador do Emissor			
Nelson Ribas Visconti	676.823.917-15	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Assessoria Tributária			
Pessoa Relacionada			
Observação			
Administrador do Emissor			
Cristine de Magalhães Marcondes	031.702.246-62	Subordinação	Controlador Direto
Diretora Jurídica			
Pessoa Relacionada			
Observação			
Administrador do Emissor			
Mario Fernando de Melo Santos	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto

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			
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Observação			
Administrador do Emissor			
Cláudio Manuel Riviera Moya	058.540.317-10	Subordinação	Controlador Direto
Membro Efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Observação			
Administrador do Emissor			
GIANLUCA CACCIALUPI	999.999.999-99	Subordinação	Controlador Direto
Membro Efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Observação			

Exercício Social 31/12/2013

Administrador do Emissor			
Nelson Ribas Visconti	676.823.917-15	Subordinação	Controlador Direto
Assessoria Tributária.			

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			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor Vice Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Abel Alves Rochinha	606.567.607-10	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Presidente.			
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Observação			
Administrador do Emissor			
Teobaldo José Cavalcante Leal	304.786.343-15	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Relações com Investidores.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Carlos Ewandro Naegele Moreira	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Recursos Humanos.			
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Recursos Humanos.			

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			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Alves de Mello Franco	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Técnico.			
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Mario Fernando de Melo Santos	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração.			
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Presidente do Conselho de Administração.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marcelo Andrés Llévenes Rebolledo	058.686.147-55	Subordinação	Controlador Direto
Vice Presidente do Conselho de Administração.			
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Presidente.			
Observação			

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

12.11 No caso da existência de apólice de seguro, que preveja o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à companhia, o emissor deverá incluir, além da descrição das disposições do seguro, informação sobre o valor do prêmio de seguro de responsabilidade civil para os administradores.

A Companhia possui Seguro de Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O), contratado com a AIG SEGUROS BRASIL S.A., com vigência de 10/11/2014 a 10/11/2015, com o valor do prêmio de R$ 44.925,87.

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

Governança é norteada por recomendações internacionais

Pautada no compromisso com a transparência na divulgação de informações e a equidade no relacionamento com os acionistas, a atuação da Enel no Brasil é norteada pelas melhores práticas recomendadas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Segue também as determinações da Lei Sarbanes-Oxley e atende às recomendações do Committee of Sponsoring Organizations (Coso – em português Comissão Nacional sobre Fraudes em Relatórios Financeiros).

A Companhia possui ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBovespa) e, portanto, está sujeita às normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A estrutura de governança é formada por Assembleia Geral, Conselho de Administração e Diretoria-Executiva. Com base no planejamento estratégico, esses órgãos avaliam o desempenho dos negócios sob a ótica de resultados econômico-financeiros, sociais e ambientais, de forma a assegurar ganhos de eficiência e a sustentabilidade do negócio.

Comportamento Ético

Por observar a transparência e integridade como essenciais no negócio, a Companhia segue as Normas Éticas da Enel S.A aplicadas a todas as empresas do Grupo no mundo. O material expressa os compromissos éticos e as responsabilidades no desempenho das atividades do negócio e das operações desenvolvidas pelos colaboradores. A atuação ainda é baseada no Plano de Tolerância Zero com a Corrupção e nas Diretrizes 231 adotadas pelo Grupo Enel. Além disso, segue os princípios do Pacto Global – ao qual é signatária –, que abrangem o combate à corrupção em todas as formas, inclusive extorsão e propina.

Normas Éticas: abrangem os princípios da Declaração Universal dos Direitos Humanos, do Pacto Global e das Declarações de Princípios da Organização Internacional do Trabalho (OIT), assim como os Objetivos do Milênio.

Plano de Tolerância Zero à Corrupção: compromisso com o combate à corrupção, de acordo com princípios do Pacto Global e critérios recomendados pela organização não governamental Transparência Internacional.

Decreto italiano 231/01: define as Diretrizes 231 e estabelece um Programa de Cumprimento com a identificação dos comportamentos esperados das partes relacionadas das subsidiárias não italianas da Enel.
Ao longo do processo de seleção de novos colaboradores, os candidatos assinam declaração de conflito de interesses. Caso o candidato indique a existência de algum conflito, é feita uma análise sobre a criticidade e, caso necessário, realizada uma consulta formal à Auditoria Interna. Na contratação de fornecedores, existe uma cláusula nas Condições Gerais de Contratação (CGC) em que é exigida declaração de que o fornecedor não possui conflito de interesse com as empresas Enel.

Disseminação

Em caso de corrupção, os fornecedores têm seus contratos rescindidos, ficando sujeitos a medidas legais, e os colaboradores são desligados. Ao longo do ano 2014, por meio do Canal de Denúncias, foi identificado um caso em que empregado foi demitido por corrupção. Da parte de Security (Inteligência Operacional), oito parceiros foram flagrados por venda de furto a terceiros e demitidos pelas empresas prestadoras de serviço após as constatações.

A Companhia tem no programa Boas-Vindas o primeiro canal para disseminar aos novos colaboradores seu compromisso com o combate à corrupção.

Foi realizado em maio, em todas as regiões de atuação Brasil, o evento Ética – Criando Valor e Sustentabilidade. Organizado pela Auditoria Interna, contou com a presença de 629 pessoas, entre colaboradores da Enel no Brasil e da Enel Green Power, fornecedores e convidados internacionais, como a responsável por Auditoria da Enel e o responsável América Latina de RH e Organização. O evento incluiu palestras de profissionais da Global Reporting Initiative e de escritório de advocacia, e bate-papo com responsáveis pelas empresas do Grupo Enel sobre a ética no dia a dia.

Além do Comitê de Ética, a companhia conta com o Modelo de Prevenção de Riscos Penais; o Protocolo de Recebimento e Oferecimento de Presentes, Lembranças, Favores e Outros de Caráter Similar; e o Protocolo de Atuação no Relacionamento com Funcionários Públicos e Autoridades Públicas.

Ferramentas de controle

A fim de garantir o controle de ações identificadas como antiéticas, a Companhial conta com diferentes ferramentas de avaliação e de correto encaminhamento dessas questões.

Canal Ético – Disponível na intranet e na internet, o Canal recebe denúncias sobre práticas e comportamentos corporativos inadequados, referentes à confidencialidade, conflitos de interesse em auditorias, apropriação indevida, meio ambiente, saúde e segurança e problemas com fornecedores e prestadores de serviço. O Canal atende às exigências da Lei Sarbanes-Oxley.

Ouvidoria Interna – Destinado a receber reclamações dos colaboradores, tem sua gestão realizada desde outubro de 2014 por uma empresa externa e independente, responsável por encaminhar as queixas ou comunicações a Recursos Humanos, garantindo a confidencialidade do autor. A mudança buscou conferir mais autonomia e transparência a esse canal de relacionamento. A partir dali, foram registradas 19 queixas relacionadas a direitos humanos recebidas de colaboradores, das quais 4 consideradas procedentes, relacionadas à conduta de gestores.

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

Auditoria interna – Ligada administrativamente à holding Enel no Brasil, e com dependência funcional à Enel S.A. na Itália, a área de Auditoria Interna avalia o cumprimento de normas e procedimentos e conta com um programa de auditoria anual, coordenado em nível corporativo, de forma a garantir sua autonomia em relação às diretorias da empresa. As auditorias abrangem todas as áreas da companhia e consideram aspectos como fraude e corrupção. Em 2014, 100% das unidades foram avaliadas, de acordo com o Modelo de Prevenção de Riscos Penais (MPRP) – das 21 unidades (total de diretorias), 19 (90%) possuem mapeados riscos relacionados à corrupção. Ao final das auditorias realizadas no Sistema de Controles Internos da Informação Financeira, são elaborados relatórios de processos, em que constam as principais lacunas identificadas, bem como recomendações de melhorias para mitigar os riscos. A partir desse relatório, responsáveis pelo processo formulam um plano de ação, cuja aplicação é acompanhada pela direção e pela Unidade de Controle Interno (UCI). |GRI SO2|

Unidade de Controle Interno – Destinada a auxiliar na avaliação, na validação e na certificação dos controles internos que geram as informações das demonstrações financeiras das empresas da Enel no Brasil, a Unidade foi criada para atender aos requisitos da seção 404 da Lei Sarbanes-Oxley da lei italiana 262/05. A equipe é composta por uma comissão interna, formada por avaliadores (supervisores e analistas técnicos), legitimadores (gerentes) e certificadores (diretores) e utiliza o sistema GRC-PC (Governance Risk Compliance – Process Control) para gerenciamento dos controles internos.

Política de Divulgação de Informações

A Companhia possui uma norma interna (Política de Divulgação – N.001), para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva, presente no seguinte endereço: https://www.ampla.com/a-ampla/relações-com-investidores/governança-corporativa.aspx

Compromissos externos

Além das divulgações legais e regulamentares, os principais canais de divulgação da Companhia são:

Site da Companhia
A Companhia possui site (www.ampla.com), através do qual, as informações mais relevantes do desempenho econômico-financeiro da Companhia são divulgadas, bem como documentos legais, comentários de desempenho, apresentações, entre outros. O site é constantemente atualizado.

Divulgação de Resultados – Earnings Releases
Após o fechamento de cada trimestre, a companhia elabora uma análise detalha do resultado operacional e econômico-financeiro do período encerrado, trazendo ao público as explicações para as variações mais relevantes entre os trimestres e períodos comparados. Este documento, denominado de Earnings Release, e divulgado no site da Companhia.

Canal de Relações com Investidores
A Companhia possui diversos canais de comunicação para os investidores e acionistas entrarem em contato diretamente com a área de relações com investidores. Além dos telefones, que são divulgados diretamente no site, a Companhia também dispõe do e-mail ri@ampla.com, que é direcionado para os analistas da área de relações com investidores.

12.13 - Outras informações relevantes

12.13
Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

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

13.1. Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a) objetivos da política ou prática de remuneração
b) composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles
ii. qual a proporção de cada elemento na remuneração total
iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração
iv. razões que justificam a composição da remuneração

a) objetivos da política ou prática de remuneração:

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o estatuto social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, reunidos em Assembleia Geral Ordinária, fixar, anualmente, o montante global da remuneração dos membros da sua administração.

Adicionalmente, a política de remuneração da Companhia é estipulada considerando, para cada cargo, conhecimentos exigidos, complexidade das atividades e resultados específicos, além de procurar sempre estar em dia com os valores praticados pelo mercado para tais cargos.

b) composição da remuneração:

Conselho de Administração

Dentre os membros do Conselho de Administração da Companhia, apenas o conselheiro representante dos empregados e os conselheiros independentes, fazem retirada, fixa, por reunião participada, de pro-labore.

Diretoria

Os componentes da remuneração da Administração da Coelce estão descritos a seguir:

Salário-base: salário nominal, também definido como a remuneração fixa; e Remuneração variável: bônus baseado em metas corporativas e individuais e pagamento anual.
Benefícios: compõem a remuneração indireta de curto prazo. A Companhia oferece benefícios, tais como: a) Assistência Médico-Hospitalar; b) Assistência Odontológica; c) Seguro de Vida; d) Previdência Complementar; e) Check-up Médico; f) Veículo designado para cargos de alta liderança (apenas Diretoria).

Para a diretoria da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	2013	2014	2015
Remuneração fixa	70%	56%	49%
Remuneração variável	25%	40%	47%
Benefícios	4%	4%	5%

A metodologia de cálculo para o reajuste da remuneração total da Diretoria é definida pelo acionista controlador (Enel Brasil S.A.) considerando os índices de inflação do ano anterior.

Os itens que compõem a remuneração são os informado acima. A remuneração fixa segue padrões de mercado. A remuneração variável está composta por indicadores de desempenho, os quais estão alinhados com os objetivos da Companhia, para garantir a sua sustentabilidade no curto, médio e longo prazo.

Conselho Fiscal

A remuneração dos membros do Conselho Fiscal é constituída em sua totalidade de remuneração fixa mensal.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A remuneração pelo salário-base e benefícios não estão relacionados a indicadores, pois seguem práticas de mercado.

A remuneração variável é baseada em indicadores de desempenho, tais como: geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA; lucro líquido; DEC (Duração Equivalente por Consumidor); FEC (Frequência Equivalente por Consumidor); pesquisa ABRADEE (ISQP); cobrabilidade; dívida vencida; índice de perdas; clima laboral; acidentes - taxas de frequência e gravidade; orçamento (investimento + OYM + pessoal).

d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

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

O salário-base e os benefícios não são alterados, pois seguem práticas do mercado (conforme descrito acima). A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais.

e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo

A remuneração fixa segue padrões de mercado. A remuneração variável está composta por indicadores de desempenho, os quais estão alinhados com os objetivos da Companhia, para garantir a sua sustentabilidade no curto, médio e longo prazo.

f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não aplicável.

g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Não aplicável.

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

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2016 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,00	11,00	3,00	25,00
Nº de membros remunerados	11,00	11,00	3,00	25,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	281.148,50	10.132.519,23	234.154,55	10.647.822,28
Benefícios direto e indireto	0,00	1.034.971,69	0,00	1.034.971,69
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	10.140.538,81	0,00	10.140.538,81
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	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
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				
Total da remuneração	281.148,50	21.308.029,72	239.154,55	21.828.332,79

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,00	11,00	3,00	25,00
Nº de membros remunerados	11,00	11,00	3,00	25,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	126.720,00	5.993.061,78	164.859,88	6.284.641,66
Benefícios direto e indireto	0,00	612.152,73	0,00	612.152,73
Participações em comitês	126.720,00	0,00	0,00	126.720,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	5.997.805,11	0,00	5.997.805,11
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	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
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				
Total da remuneração	126.720,00	12.603.019,62	164.859,88	12.894.599,50

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,00	10,00	3,00	24,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	5.522.581,52	0,00	5.522.581,52
Benefícios direto e indireto	0,00	431.164,45	0,00	431.164,45
Participações em comitês	191.440,00	0,00	0,00	191.440,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	4.039.203,85	0,00	4.039.203,85
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	177.757,44	177.757,44
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
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				
Total da remuneração	191.440,00	9.992.949,82	177.757,44	10.362.147,26

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	11,00	10,00	3,00	24,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	6.686.547,20	0,00	6.686.547,20
Benefícios direto e indireto	0,00	412.157,92	0,00	412.157,92
Participações em comitês	114.621,93	0,00	140.056,20	254.678,13
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.448.443,62	0,00	2.448.443,62
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	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
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				
Total da remuneração	114.621,93	9.547.148,74	140.056,20	9.801.826,87

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

13.3. Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação ao bônus:

i. valor mínimo previsto no plano de remuneração

ii. valor máximo previsto no plano de remuneração

iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas

iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais

d) em relação à participação no resultado:

i. valor mínimo previsto no plano de remuneração

ii. valor máximo previsto no plano de remuneração

iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas

iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais

Não há remuneração variável para os membros do Conselho de Administração, nem para os membros do Conselho Fiscal.

Diretoria Estatutária Coelce	2013	2014	2015
Número de membros	11	10	11
Bônus:	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	3.497.776,60	5.839.812,80	8.996.707,67
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	2.914.813,83	4.866.510,66	7.497.256,39
Valor efetivamente reconhecido no resultado	2.448.443,62	4.039.203,85	5.997.805,11
Em relação à 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 estabelecidas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	-	-	-
Remuneração total da Diretoria Estatutária	2.448.443,62	4.039.203,85	5.997.805,11

Remuneração Variável exercício social findo em 2015

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros	11	11	3	25
Bônus:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	8.996.707,67	-	8.996.707,67
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	7.497.256,39	-	7.497.256,39
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	5.997.805,11	-	5.997.805,11
Paricipação nos resultados	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	-	-	-

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

Remuneração Variável prevista para o exercício social corrente 2016

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros	11	12	3	26
Bônus:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	12.168.646,58	-	12.168.646,58
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	10.140.538,81	-	10.140.538,81
Paricipação nos resultados	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-

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

13.4. Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

a) termos e condições gerais
b) principais objetivos do plano
c) forma como o plano contribui para esses objetivos
d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor
e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo
f) número máximo de ações abrangidas
g) número máximo de opções a serem outorgadas
h) condições de aquisição de ações
i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício
j) critérios para fixação do prazo de exercício
k) forma de liquidação
l) restrições à transferência das ações
m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano
n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Não aplicável.

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

13.5. Em relação à remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão
b) número de membros
c) em relação a cada outorga de opções de compra de ações:
i. data de outorga
ii. quantidade de opções outorgadas
iii. prazo para que as opções se tornem exercíveis
iv. prazo máximo para exercício das opções
v. prazo de restrição à transferência das ações
vi. preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:
· em aberto no início do exercício social
· perdidas durante o exercício social
· exercidas durante o exercício social
· expiradas durante o exercício social
d) valor justo das opções na data de outorga
e) diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas

Não aplicável.

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

13.6. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão
b) número de membros
c) em relação às opções ainda não exercíveis
i. quantidade
ii. data em que se tornarão exercíveis
iii. prazo máximo para exercício das opções
iv. prazo de restrição à transferência das ações
v. preço médio ponderado de exercício
vi. valor justo das opções no último dia do exercício social
d) em relação às opções exercíveis
i. quantidade
ii. prazo máximo para exercício das opções
iii. prazo de restrição à transferência das ações
iv. preço médio ponderado de exercício
v. valor justo das opções no último dia do exercício social
vi. valor justo do total das opções no último dia do exercício social

Não aplicável.

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

13.7. Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão
b) número de membros
c) em relação às opções exercidas informar:
i. número de ações
ii. preço médio ponderado de exercício
iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas
d) em relação às ações entregues informar:
i. número de ações
ii. preço médio ponderado de aquisição
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas

Não aplicável.

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

13.8. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

a) modelo de precificação
b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco
c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado
d) forma de determinação da volatilidade esperada
e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não aplicável.

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

13.9. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

a) modelo de precificação

b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

d) forma de determinação da volatilidade esperada

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não aplicável.

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

13.10. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

a) órgão

b) número de membros

c) nome do plano

d) quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar

e) condições para se aposentar antecipadamente

f) 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

g) valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores

h) se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições

O Conselho de Administração não apresenta plano de previdência diferenciado. Em relação à Diretoria estatutária, informamos o que segue:

	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2015
a) Órgão	Diretoria Estatutária	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração
b) Número de membros	2	2	-
c) Nome do plano	Plano de Benefícios Definidos – Plano BD e Plano de Contribuição Definida – Plano CD	Plano de Benefícios Definidos – Plano BD e Plano de Contribuição Definida – Plano CD	-
d) Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	2	2	-
e) Condições para se aposentar antecipadamente	No Plano de Benefícios Definidos o participante pode aposentar-se pelo plano desde que tenha, no mínimo, 50 anos de idade; 30 anos de contribuição para o INSS, se homem, e 25 anos, se mulher; 15 anos de filiação ao Plano e esteja desligado do empregador; No Plano de Contribuição Definida pode aposentar-se desde que tenha, no mínimo, 10 anos de vínculo com o empregador; 5 anos de filiação ao Plano; idade mínima de 48 anos, se mulher, e 50, se homem, e estar desligado do patrocinador.	No Plano de Benefícios Definidos o participante pode aposentar-se pelo plano desde que tenha, no mínimo, 50 anos de idade; 30 anos de contribuição para o INSS, se homem, e 25 anos, se mulher; 15 anos de filiação ao Plano e esteja desligado do empregador; No Plano de Contribuição Definida pode aposentar-se desde que tenha, no mínimo, 10 anos de vínculo com o empregador; 5 anos de filiação ao Plano; idade mínima de 48 anos, se mulher, e 50, se homem, e estar desligado do patrocinador.	-
f) 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	2.575.281	2.741.680	-
g) Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	149.545	166.399	-
h) se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O resgate é permitido em ambos os Planos, entretanto no Plano BD o participante só terá direito ao total de contribuições vertidas pelo próprio, enquanto que no Plano CD, além de resgatar 100% das suas contribuições, o participante tem direito a uma parcela das contribuições efetuadas pelo empregador. O resgate só é permitido após o desligamento da patrocinadora (COELCE).	O resgate é permitido em ambos os Planos, entretanto no Plano BD o participante só terá direito ao total de contribuições vertidas pelo próprio, enquanto que no Plano CD, além de resgatar 100% das suas contribuições, o participante tem direito a uma parcela das contribuições efetuadas pelo empregador. O resgate só é permitido após o desligamento da patrocinadora (COELCE).	-

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A eficácia do presente item encontra-se suspensa em relação aos associados do IBEF – Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças, do qual o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia é afiliado e, por consequência, às sociedades às quais estejam associados (no caso à Companhia), em razão de liminar deferida pela 5ª Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro no âmbito da ação ordinária nº 2010.5101002888-5, ajuizada pelo IBEF.

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

13.12. Descrever 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, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

Nos casos de dispensa sem justa causa, ou por motivo de reorganização societária, não existe nenhuma previsão contratual de pagamento de indenização nem de manutenção de benefícios.

Entretanto, o pagamento de indenizações, benefícios e/ou consultoria de recolocação profissional, fica a critério e liberalidade da Companhia.

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

13.13. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

Conselho de Administração	2013	2014	2015
Remuneração Total Conselho de Administração	114.621,93	191.440,00	126.720,00
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

Diretoria Estatutária	2013	2014	2015
Remuneração Total Diretoria Estatutária	9.547.148,74	9.992.949,82	12.603.019,62
Remuneração Diretores Coelce (apenas)	8.781.251,89	9.049.269,62	8.279.555,48
Remuneração dos Diretores que também são Diretores da Enel Brasil	765.896,85	943.680,20	4.323.464,14
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	8%	9%	34%

Conselho Fiscal	2013	2014	2015
Remuneração Total Conselho Fiscal	140.056,20	177.757,44	164.859,88
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

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

13.14. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não aplicável.

13.15 - Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais remunerações foram atribuídas

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

Conselho de Administração	2013	2014	2015
Remuneração em:	**-**	**-**	**-**
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Diretoria Estatutária	2012	2013	2014	2015
Remuneração em:				
Controladores Diretos e Indicadores	430.583,49	305.168,29	177.053,41	997.349,35
Fixa	301.144,74	214.815,82	99.337,03	486.093,68
Variável	129.438,75	90.352,47	77.716,38	511.255,67
Sociedades sob Controle Comum	1.825.960,12	1.561.835,36	3.134.898,70	4.356.738,94
Fixa	1.277.053,82	1.099.416,12	1.758.856,34	2.123.411,67
Variável	548.906,30	462.419,24	1.376.042,36	2.233.327,27
Controladas	-	-	-	-
Fixa	-	-	-	-
Variável	-	-	-	-

Conselho Fiscal	2012	2013	2014	2015
Remuneração em:	**-**	**-**	**-**	**-**
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-	-
Fixa	-	-	-	-
Variável	-	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-	-
Fixa	-	-	-	-
Variável	-	-	-	-
Controladas	-	-	-	-
Fixa	-	-	-	-
Variável	-	-	-	-

13.16 - Outras informações relevantes

13.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013
Marco	4	4	4
Acarau	3	3	3
Acopiara	1	1	1
Administracao Central	607	614	632
Antonina do Norte	2	2	2
Aquiraz	5	5	5
Aracati	9	9	9
Araripe	1	1	1
Balanco	-	-	-
Baturite	12	13	13
Boa Viagem	1	1	1
Brejo Santo	1	1	1
Camocim	8	8	8
Campos Sales	6	6	6
Caninde	25	26	26
Cascavel	9	9	9
Caucaia	14	15	15
Cedro	1	1	1
Crateus	12	12	12
Crato	1	1	1
Horizonte	10	10	10
Ico	5	6	6
Iguatu	38	38	38
Itapaje	18	19	19
Itapipoca	27	27	27
Jaguaribe	8	8	8
Juazeiro do Norte	34	34	34
Lavras da Mangabeira	1	1	1
Limoeiro do Norte	30	31	31
Maracanau	21	22	22
Mauriti	2	2	2
Messejana	99	104	104
Milagres	7	7	7
Mombaca	2	2	2
Morada nova	2	2	2
Niteroi	39	41	41
Nova Olinda	3	3	3
Nova Russas	9	10	10
Oros	2	2	2
Pecem	2	2	2
Quixada	6	6	6
Quixeramobim	2	2	2
Russas	7	8	9
Santa Quiteria	3	3	3
Sao Benedito	14	14	15
Senador Pompeu	7	7	7
Sindeletro	4	4	4
Sobral	49	52	53
Taua	7	8	8
Varjota	2	2	2
Varzea Alegre	2	2	2
Vicosa do Ceara	2	2	2
Total geral	**1.186**	**1.213**	**1.234**

14.1 - Descrição dos recursos humanos

	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013
Diretoria	7	7	7
Gerência	84	86	87
Administrativo	525	538	549
Produção	570	582	591
Total geral	**1.186**	**1.213**	**1.234**

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Atividade	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013
Manutenção/Construção	3.178	3.361	3.352
Atendentes e teleatendentes	654	732	581
Luz para todos	0	0	169
Administrativos	503	145	192
Leituristas	484	468	533
Áreas de apoio	914	426	497
Total	**5.733**	**5.132**	**5.324**

	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013
Fortaleza e Metropolitana	3.186	3.004	3.341
Norte	1.652	1.416	1.034
Sul	895	719	949
Total geral	**5.733**	**5.139**	**5.324**

c) índice de rotatividade

	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013
Índice de Rotatividade *(Turnover)*	2,28%	3,61%	5,60%

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas

	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013
Exposição do emissor a passivos e contigências trabalhistas (Valores Provisionados - R$ mil)	39,20	32,70	24,54

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2. Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1

Não há alterações relevantes a serem comentadas.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

a) política de salários e remuneração variável

A Companhia considera sua política de recursos humanos como parte integrante de sua estratégia empresarial. Por meio desta política ela assegura:

• Remuneração alinhada às práticas de mercado em função do valor que agrega à organização;
• Definição de uma estrutura de cargos, carreira e salários adequada e transparente aos processos organizacionais;
• Geração de um conjunto de orientações e regras de remuneração e movimentação de cargo;
• Comunicação interna para que o colaborador conheça com clareza as suas atribuições, responsabilidades e possibilidades de crescimento;
• Pagamento de Bônus para Executivos e PPR para Demais funcionários, anualmente, de acordo com um índice de cumprimento de metas pré-estabelecidas e avaliação comportamental;
• Condições de atrair e reter os profissionais necessários para a Companhia por meio do alinhamento às faixas do mediana de mercado dentro de um painel selecionado

Os diretores não estatutários da Companhia recebem salário base, bônus e benefícios; Os diretores estatutários da Companhia recebem pró-labore, bônus e benefícios e os demais empregados são remunerados com salário base, PPR e benefícios.

b) política de benefícios

A política de benefícios da Companhia visa a assegurar benefícios usualmente concedidos no mercado. Assim, os principais benefícios concedidos são:

• para os Executivos: Veículo, plano de saúde, plano odontológico, previdência privada, seguro de vida e check-up anual; e
• para os demais empregados da Companhia: plano de saúde, plano odontológico, previdência privada e seguro de vida.

Além disso, a Companhia dispõe de uma política de treinamento e desenvolvimento que incentiva o aperfeiçoamento profissional de seus colaboradores.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:
i. grupos de beneficiários
ii. condições para exercício
iii. preços de exercício
iv. prazos de exercício
v. quantidade de ações comprometidas pelo plano

A Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

14.4. Descrever as relações entre o emissor e sindicatos

Os empregados da Emissora são filiados ao Sindicato dos Eletricitários do Ceará – Sindeletro. A Emissora mantém um bom nível de relacionamento com o Sindeletro. No acordo coletivo há a previsão de reuniões entre a Emissora e o Sindeletro, além de reuniões extraordinárias quando solicitadas, a fim de prestar informações de ações relacionadas com os colaboradores. Os acordos coletivos de trabalho da Emissora têm vigência de dois anos. Anualmente, na data-base em novembro, são negociadas as cláusulas de reajuste salarial e benefícios.

Não ocorreram greves nos 3 últimos exercícios sociais.

14.5 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

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 %**			
Fundação Petrobras de Seguridade Social					
34.053.942/0001-50	Brasileira-RJ	Não	Não	16/10/2014	
Não					
0	0,000000%	2.972.867	9,980000%	2.972.867	3,820000%
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0,000000%			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A					
07.523.555/0001-67		Não	Sim	20/01/2015	
Não					
44.061.433	91,660000%	1.770.000	5,940000%	45.831.433	58,870000%
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0,000000%			
Enersis S.A.					
05.717.031/0001-81	Chilena	Não	Sim	19/05/2014	
Não					
3.002.812	6,250000%	8.818.430	29,610000%	11.821.242	15,180000%
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0,000000%			

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 %**			
ONYX LATIN AMERICA EQUITY FUND LP					
15.843.925/0001-71	SP	Não	Não	05/11/2012	
Não					
0	0,000000%	1.478.500	4,960000%	1.478.500	0,950000%
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0,000000%			
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.					
00.001.180/0001-26	Brasileira-RJ	Não	Não	31/12/2009	
Não					
0	0,000000%	5.498.897	18,460000%	5.498.897	7,060000%
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0,000000%			
OUTROS					
1.003.692	2,090000%	9.248.668	31,050000%	10.252.360	14,120000%
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0,000000%			
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL					
48.067.937	100,000000%	29.787.362	100,000000%	77.855.299	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**
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A				**07.523.555/0001-67**	

Chilectra Inversud S.A.

07.294.410/0001-31		Não	Não	31/12/2011	
Não					
10.342.306	5,790000	0	0,000000	10.342.306	5,790000

Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000000

Chilectra S.A.

05.453.583/0001-20		Não	Não	31/12/2011	
Não					
9.275.291	5,190000	0	0,000000	9.275.291	5,190000

Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000000

Edegel S.A.

07.483.028/0001-76		Não	Não	31/12/2011	
Não					
6.597.053	3,890000	0	0,000000	6.597.053	3,890000

Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000000

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**
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A				**07.523.555/0001-67**	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
		Não	Não	31/12/2011	
Não					
60.299.607	33,740000	0	0,000000	60.299.607	33,740000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Enersis S.A.					
05.723.875/0001-35		Não	Não	01/10/2013	
Não					
87.200.363	48,800000	0	0,000000	87.200.363	48,800000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
4.618.305	2,590000	0	0,000000	4.618.305	2,590000
TOTAL					
178.332.925	100,000000	0	0,000000	178.332.925	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**
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.				**00.001.180/0001-26**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1.087.050.297	100,000000	265.583.803	100,000000	1.352.634.100	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**
Enersis S.A.				**05.717.031/0001-81**	
OUTROS					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	100,000000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	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**
Chilectra Inversud S.A.				**07.294.410/0001-31**	
Chilectra S.A					
05.453.583/0001-20	Chilena	Não	Sim	03/04/2013	
Não					
56.901	100,000000	0	0,000000	56.901	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
56.901	100,000000	0	0,000000	56.901	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**
Chilectra S.A.				**05.453.583/0001-20**	
Enersis S.A.					
05.723.875/0001-35	Chilena	Não	Sim	03/04/2013	
Não					
1.140.130.668	99,080000	0	0,000000	1.140.130.668	99,080000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
10.586.599	0,920000	0	0,000000	10.586.599	0,920000
TOTAL					
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	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**
Edegel S.A.				**07.483.028/0001-76**	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
	Chilena	Não	Sim	23/08/2013	
Não					
674.338.567	29,400000	0	0,000000	674.338.567	29,400000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Generandes Perú S.A					
	Peruana	Não	Sim	23/08/2013	
Não					
1.243.168.378	54,200000	0	0,000000	1.243.168.378	54,200000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
376.161.649	16,400000	0	0,000000	376.161.649	16,400000
TOTAL					
2.293.668.594	100,000000	0	0,000000	2.293.668.594	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**
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
Adm. Fundos de Pensão					
		Não	Não	03/04/2013	
Não					
1.307.192.772	15,940000	0	0,000000	1.307.192.772	15,940000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
ADR (Citibank)					
		Não	Não	03/04/2013	
Não					
319.958.940	3,900000	0	0,000000	319.958.940	3,900000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Corretoras de Bolsas de Valores					
		Não	Não	03/04/2013	
Não					
433.872.817	5,290000	0	0,000000	433.872.817	5,290000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

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**
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
Enersis S.A.					
05.723.875/0001-35		Não	Sim	03/04/2013	
Não					
4.919.488.794	59,980000	0	0,000000	4.919.488.794	59,980000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
897.271.951	10,940000	0	0,000000	897.271.951	10,940000
Pessoas Físicas					
		Não	Não		
Não					
323.969.306	3,950000	0	0,000000	323.969.306	3,950000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	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**
Enersis S.A.				**05.723.875/0001-35**	
Enel Iberoamerica SRL					
		Não	Sim	20/01/2015	
Não					
9.967.630.058	20,300000	0	0,000000	9.967.630.058	20,300000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Enel Latinoamérica S.A.					
	Espanhola	Não	Sim	23/10/2015	
Não					
19.794.583.473	40,320000	0	0,000000	19.794.583.473	40,320000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
19.330.559.231	39,380000	0	0,000000	19.330.559.231	39,380000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	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**
Enel Iberoamerica SRL					
Enel S.P.A.					
		Não	Sim	03/04/2013	
Não					
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	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**
Enel Latinoamérica S.A.					
Enel Iberoamerica SRL					
		Não	Sim	29/01/2015	
Não					
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	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**
Generandes Perú S.A					
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
	Chilena	Não	Sim	10/09/2013	
Não					
520.578.464	61,000000	0	0,000000	520.578.464	61,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Southern Cone Power Perú S.A.					
	Peruana	Não	Não	10/09/2013	
Não					
332.850.556	39,000000	0	0,000000	332.850.556	39,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
853.429.020	100,000000	0	0,000000	853.429.020	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**
Chilectra S.A				**05.453.583/0001-20**	
OUTROS					
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	100,000000
TOTAL					
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	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**
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
OUTROS					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	100,000000
TOTAL					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	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**
Enersis S.A.				**05.723.875/0001-35**	
OUTROS					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	100,000000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	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
Enersis S.A.				05.723.875/0001-35	
OUTROS					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	100,000000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000000	0	0,000000	49.092.772.762	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**
Enel S.P.A.					
Cassa Depositi e Prestiti					
		Não	Sim	03/04/2013	
Não					
627.528.282	10,140000	0	0,000000	627.528.282	10,140000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Ministerio de Economía					
		Não	Sim	03/04/2013	
Não					
1.305.237.516	21,100000	0	0,000000	1.305.237.516	21,100000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
4.254.064.541	68,760000	0	0,000000	4.254.064.541	68,760000
TOTAL					
6.186.830.339	100,000000	0	0,000000	6.186.830.339	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**
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
OUTROS					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	100,000000
TOTAL					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	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**
Enel Iberoamerica SRL					
OUTROS					
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	100,000000
TOTAL					
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	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
Cassa Depositi e Prestiti					
OUTROS					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	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**
Ministerio de Economía					
OUTROS					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	27/04/2016
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	1.850
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	105.274
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	178

Ações em Circulação

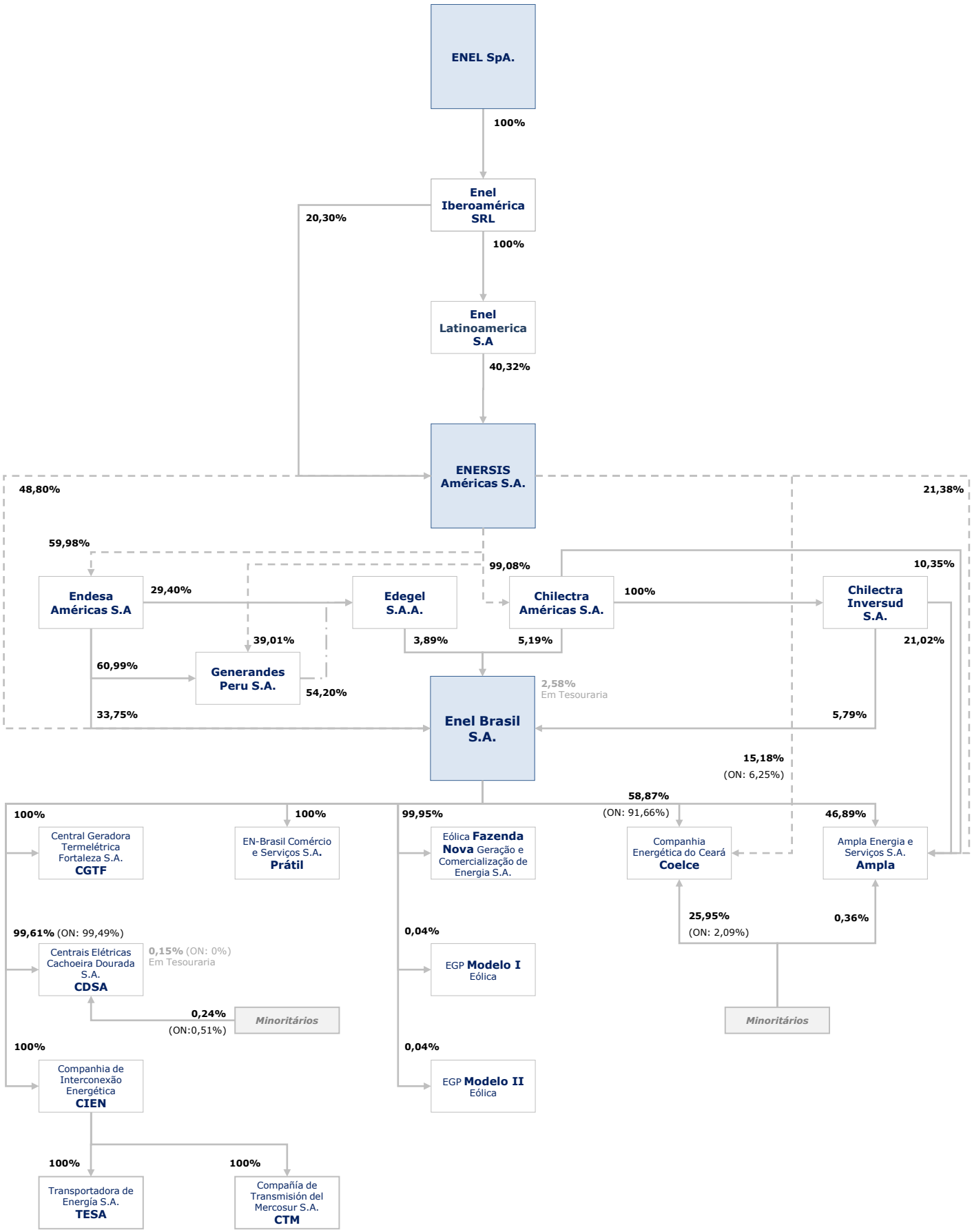
Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	84.289	0,001753%
Quantidade preferenciais (Unidades)	19.173.277	64,367153%
Preferencial Classe A	17.639.039	62,433109%
Preferencial Classe B	1.534.238	99,972372%
Total	19.257.566	24,735074%

Estrutura Acionária 2016

Enel Brasil

Atualizada em 29-fev-16



15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não há acordo de acionistas em relação ao emissor arquivado na sede da Companhia.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

15.6. Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor:

Incorporação da Inversiones Sudamerica pela Enersis S.A.
Em 01 de outubro de 2013, em decorrência de operação ocorrida no Chile, a sociedade Inversiones Sudamerica Limitada foi dissolvida e extinta de pleno direito por haver se tornado uma subsidiária integral da Enersis S.A. Em decorrência desta operação, todos os ativos de propriedade de Inversiones Sudamerica Limitada foram transferidos para a sua única acionista, a Enersis S.A., inclusive suas participações societárias na Endesa Brasil S.A., Ampla Energia e Serviços S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Incorporação da Investluz S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A. pela Endesa Brasil S.A.
Em 21 de novembro de 2013 foi realizada operação de incorporação da Ampla Investimentos e Serviços S.A. e da Investluz S.A. pela Endesa Brasil S.A. Em razão desta operação, a Endesa Brasil S.A. passou a ser a controladora direta da Companhia Energética do Ceará - COELCE, com 58,86% de participação no capital social e 91,66% no capital votante.

Endesa Latinoamérica S.A. e Cono Sur Participaciones S.L.
Em 26 de dezembro de 2012, foi realizada uma operação de cisão parcial entre a Endesa Latinoamérica S.A. e a Cono Sur Participaciones S.L., ambas sociedades com sede na Espanha e ambas controladoras indiretas da Coelce. Através desta cisão, as propriedades da Endesa Latinoamérica foram transferidas, junto com outros ativos, para a Cono Sur. Esta operação tem por objetivo uma mera reestruturação interna de ativos, portanto ela não implicará em alteração da composição do controle ou da estrutura administrativa da Coelce. Além disso, a Cono Sur não detém, direta ou indiretamente, quaisquer ações, bônus ou outros direitos de subscrição de ações, opções de compra de ações ou debêntures conversíveis em ações da Companhia; e não há em vigor qualquer acordo de acionistas ou contrato registrado regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Ampla Energia e Serviços S.A. e Endesa Latinoamerica
Em 04 de agosto de 2011, o, acionista controlador indireto da Ampla Energia e Serviços S.A., Endesa Latinoamérica S.A. (a seguir Endesa Latam), celebrou com a EDP – Energias de Portugal S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva, por meio do qual a Endesa Latam adquiriu as 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social da Ampla Energia e Serviços S.A. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da Ampla Energia e Serviços S.A. Em 03 de novembro de 2011, a Endesa Latam juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária ("Instituição Intermediária"), apresentaram à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") o pedido de registro de oferta pública de aquisição de ações por aumento de participação ("OPA") objetivando a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. em circulação no mercado, nos termos da Instrução CVM 361/2002, ao preço de R$1,07 (um real e sete centavos) por lote de mil ações.
Em 19 de abril de 2012, ocorreu a liquidação da OPA (i.e. no prazo de três dias úteis após a data do Leilão). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam adquiriu 10.354.610 ações ordinárias de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A., pelo preço por lote de mil ações de R$1,07 previsto no Edital, totalizando um valor de R$11.079,43.
Todas essas informações foram devidamente divulgadas, conforme fatos relevantes publicados em 05 de agosto de 2011, 04 de outubro de 2011, 03 de novembro de 2011 e 20 de abril de 2012.

Ampla Investimentos e Serviços S.A. e Endesa Latinoamerica
Em 04 de agosto de 2011, o, acionista controlador indireto da Ampla Investimentos e Serviços S.A., Endesa Latinoamérica, S.A. (a seguir Endesa Latam), celebrou com a EDP – Energias de Portugal, S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva, por meio do qual a Endesa Latam adquiriu as 924.436.885 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social da Ampla Investimentos e Serviços S.A. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da Ampla Investimentos e Serviços S.A. Em 03 de novembro de 2011, a Endesa Latam juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária ("Instituição Intermediária"), apresentaram à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") o pedido de registro de oferta pública unificada de aquisição de ações (i) por aumento de participação e, simultaneamente, (ii) de cancelamento de registro para negociação das ações de emissão da Ampla Investimentos e Serviços S.A. nos mercados regulamentados de valores mobiliários ("OPA") objetivando a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ampla Investimentos em circulação no mercado, nos termos da Instrução CVM 361/2002, ao preço de R$54,76 (um real e sete centavos) por lote de mil ações, e o cancelamento do registro para negociação das ações de emissão da Ampla Investimentos e Serviços S.A.
Em 19 de abril de 2012, ocorreu a liquidação da OPA (i.e. no prazo de três dias úteis após a data do Leilão). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam (“Ofertante”) adquiriu 361.569 ações ordinárias de emissão da Ampla Investimentos e Serviços S.A., pelo preço por lote de mil ações de R$54,76 previsto no Edital, totalizando um valor de R$19.799,44.

Em 28 de maio de 2012, a Ampla Investimentos publicou fato Relevante informando que a CVM cancelou o registro de companhia aberta da companhia. Assim, as ações ordinárias da Ampla Investimentos deixam de ser negociadas na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores. A companhia informou, ainda, que tomará as providências necessárias para que, conforme previsto no §5º do artigo 4º, da Lei 6.404/76, seja realizado o resgate das ações ainda em circulação.
Todas essas informações foram devidamente divulgadas, conforme fatos relevantes publicados em 05 de agosto de 2011, 04 de outubro de 2011, 03 de novembro de 2011, 20 de abril de 2012 e 28 de maio de 2012.

Enel
Conforme os fatos relevantes divulgados pela Companhia em 10 de outubro de 2007 e 27 de fevereiro de 2009, a Enel e a Acciona, então na qualidade de acionistas controladores da Endesa Espanha, sociedade com sede em Madri, Reino da Espanha, e controladora indireta da Companhia, assinaram, em 20 de fevereiro de 2009, um acordo por meio do qual a Enel (diretamente e/ou por meio de sociedades por ela controladas) adquiriria de Acciona (e/ou de suas controladas) ações representativas de 25,01% do capital social e votante da Endesa Espanha. O acordo foi concluído em 25 de junho de 2009, conforme fato relevante divulgado pela Companhia em 26 de junho de 2009, consolidando a posição da Enel como acionista controladora da Endesa Espanha, aumentando sua participação de 67,05% para 92,06% do capital social e votante desta última.

15.7 - Principais operações societárias

Em relação a Cassa Depositi e Prestiti (CDP) – acionista da Enel S.P.A – esclarecemos que trata-se de uma sociedade sob o controle público, sendo o governo italiano detentor de 80,1% das ações e um amplo grupo de fundações de bancos com 18,4%. Os 1,5% das ações restantes estão em tesouraria.

15.8 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

As operações mencionadas no item 16.2 são consideradas pela Emissora como tendo sido realizadas por valor de mercado e em condições não mais favoráveis a que seriam oferecidas a terceiros.

Adicionalmente, todas as operações descritas no item 16.2 foram devidamente aprovadas no âmbito societário de cada uma das partes envolvidas, obedecendo aos dispostos nos respectivos estatutos e/ou contratos sociais, bem como aos termos do artigo 115 da Lei das Sociedades por Ações, que determina que o acionista ou o administrador, conforme o caso, nas assembleias gerais ou nas reuniões da administração, abstenha-se de votar nas deliberações relativas: (i) ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social; (ii) à aprovação de suas contas como administrador; e (iii) a quaisquer matérias que possam beneficiá-lo de modo particular ou que seu interesse conflite com o da Companhia.

Especificamente no caso da Companhia, compete ao seu Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da Companhia, inclusive aqueles relacionados aos contratos a serem firmados com quaisquer dos administradores e acionistas da Companhia, ou sociedades a eles 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
Endesa Fortaleza - CGTF	31/08/2001	0,00	R$ 125.096 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir.	20 anos, contado a partir de 27 de dezembro de 2003.	SIM	0,000000

Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica, por meio do qual a Companhia se obrigou a comprar e adquirir, no ponto de referência do submercado da Companhia, uma quantidade anual de energia equivalente a 2.690 GWh por um período de 20 anos, contado a partir de 27 de dezembro de 2003.
Garantia e seguros	Instrumento de Remuneração Contratual por Prestação de Serviços de Depositário Qualificado e Outras Avenças - firmado com o Banco Bradesco S.A, relativo à gestão de garantias por meio de vinculação de recebíveis tarifários (50% da garantia exigida) do Contrato Bilateral assinado entre a Coelce e Endesa Fortaleza - CGTF; e Contrato de Prestação de Garantia Fidejussória - firmado com União dos Bancos Brasileiros S.A - UNIBANCO, relativo à fiança para complementação de garantia (50%) contratada em favor da Endesa Fortaleza - CGTF.
Rescisão ou extinção	Condições de rescisão ou extinção: A Coelce poderá rescindir antecipadamente o Contrato nas seguintes hipóteses: (a) protocolização pela CGT Fortaleza de um pedido voluntário de falência, ou se a CGT Fortaleza iniciar sua própria liquidação, em quaisquer dos casos, desde que anteriormente e validamente aprovados pelos seus órgãos deliberativos competentes, na forma de seu estatuto social e demais documentos pertinentes; (b) falência ou dissolução e liquidação requerida contra a CGT Fortaleza, desde que o respectivo pedido não seja elidido dentro do prazo legal; (c) de qualquer obrigação do Contrato por parte da CGT Fortaleza, por motivos diferentes das demais hipóteses previstas nesta Cláusula, quando esse descumprimento não for sanado dentro de 180 dias do recebimento pela CGT Fortaleza de notificação enviada pela Coelce, por escrito, informando a esse respeito, observadas cláusulas 11.1 e 11.2 do Contrato. Por outro lado, a CGT Fortaleza poderá rescindir antecipadamente o Contrato nas seguintes hipóteses: (a) qualquer atraso no pagamento das quantias incontroversas das Faturas Mensais superior a 90 Dias Úteis; (b) protocolização por parte da Coelce de um pedido voluntário de falência, ou se a Coelce iniciar sua própria liquidação, em quaisquer dos casos, desde que anteriormente e validamente aprovados pelos seus órgãos deliberativos competentes, na forma de seu estatuto social e demais documentos pertinentes; (c) falência ou dissolução e liquidação requerida contra a Coelce, desde que o respectivo pedido não seja elidido dentro do prazo legal; (d) a Coelce não preste em 60 dias, contados da data da solicitação da CGT Fortaleza e/ou não reponha a garantia conforme prevista no capítulo X e no anexo 2 do Contrato; (e) descumprimento de qualquer obrigação do Contrato por parte da Coelce, por motivos diferentes das demais hipóteses previstas nesta Cláusula, quando esse descumprimento não for sanado dentro de 180 dias do recebimento pela Coelce de notificação enviada pela CGT Fortaleza, por escrito, informando a esse respeito, observadas as Cláusulas 11.1 e 11.3 do Contrato; e (f) caso o Contrato de Compra e Venda de Gás Natural seja rescindido antecipadamente e a CGT Fortaleza não consiga obter uma alternativa comercialmente razoável, à critério exclusivo da CGT Fortaleza de suprimento de gás.
Natureza e razão para a operação	Operações de compra de energia por parte da Companhia cujo preço normativo é estabelecido pela Aneel reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do IGP-M, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado.
Posição contratual do emissor	
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
Enel Energy Europe	01/01/2013	0,00	Saldo nulo em 2015.	Não é possível aferiri.	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Companhia Energética do Ceará - Coelce é uma companhia do Grupo Enel, uma das maiores empresas de energia do Mundo. O Grupo produz, distribui e vende energia sustentável, respeitando as pessoas e o meio ambiente. A Enel fornece energia para mais de 60 milhões de clientes residenciais e corporativos em 40 Países, e cria valor para 1,3 milhão de investidores.						
Objeto contrato	A companhia mantém contrato com a Enel Energy Europe referente a serviços de licenciamento, implementação e manutenção de software. Esse contrato totalizou um montante de R$ 1.476 como custo de serviço no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2013 (nulo em 2012), e o correspondente passivo de R$ 1.610 em 31 de dezembro de 2013 (nulo em 2012).						
Garantia e seguros	-						
Rescisão ou extinção	-						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	04/04/2011	0,00	R$ 193 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir	-	SIM	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Encargo de uso. As Portarias Interministeriais nº 210 e 211, de 4 de abril de 2011, equipararam como Transmissora a CIEN e homologaram a sua RAP (Receita Anual Permitida), a partir da celebração do contrato de prestação de serviço de transmissão (CPST) com o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). A Companhia incorreu em despesas com a Rede Básica junto à CIEN no montante de R$ 1.359 no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 (R$ 2.597 em 31 de dezembro de 2012). Em 31 de dezembro de 2013, o saldo do passivo era de R$ 152 (R$ 297 em 31 de dezembro de 2012).						
Garantia e seguros	não aplicável						
Rescisão ou extinção	não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela a ANEEL mediante despacho.						

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
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Faelce	30/06/1999	46.600.000,00	R$ 2.040 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir	-	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Companhia, como mantenedora da Faelce, realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira da Faelce e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como "Benefício Definido" e "Contribuição Definida".						
Objeto contrato	Consolidação da dívida da Emissora, no valor de R$ 46,6 milhões, correspondendo a consolidação da dívida da Coelce junto a Faelce, correspondendo aos saldos devedores dos termos de compromisso firmados em 31 de dezembro de 1992, em 23 de maio de 1996, em 31 de julho de 1996 e em 31 de janeiro de 1997, incluindo suas parcelas vencidas acrescidas dos seus respectivos encargos, computados até 30 de junho de 1999.						
Garantia e seguros	Em garantia da operação, a Emissora cedeu à Faelce os direitos creditórios que possui ou venha a possuir, representados pela arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas. A Faelce poderá sacar da conta corrente bancária da Emissora, até o montante das parcelas da dívida vencidas e não pagas, após 45 dias de verificação da inadimplência da Emissora, se lhe convier.						
Rescisão ou extinção	Não Aplicável. A Companhia realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como “Beneficio Definido” e “Contribuição Definida”.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Endesa Cachoeira - CDSA	02/04/2005	31.240.000,00	R$ 873 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir.	8 anos, contado a partir de 1 janeiro de 2008.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica, por meio do qual a Companhia se obrigou a comprar e adquirir, no ponto de referência do submercado da Companhia, uma quantidade anual de energia equivalente a 4,04 MW médios por um período de 8 anos, contado a partir de 1 de janeiro de 2008.						
Garantia e seguros	Fiança Bancária						
Rescisão ou extinção	i) Caso seja decretada a falência, a dissolução e ou a liquidação judicial ou extrajudicial da Coelce; ii) Revogação de qualquer autorização legal; iii) Inadinplência; iv) Caso a garantia financeira se torne inexequível; v) Caso o CCG não seja firmado. Operações de compra de energia por parte da companhia oriundos de leilão CCEAR 2º LEE – 2005 ou MCSD 2º LEE 2005.						
Natureza e razão para a operação							

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
Posição contratual do emissor							
Especificar							
EN - Comércio e Serviço S.A (PRÁTIL)	01/01/2013	0,00	R$ 198 mil referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir.	Anual.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enel Brasil S.A. tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	A Companhia mantém contrato com a Prátil para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia, efetuando o repasse após a arrecadação. A “comissão” cobrada pela companhia está estipulado no contrato de serviço de arrecadação. arrecadação. arrecadação.						
Garantia e seguros	-						
Rescisão ou extinção	-						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
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

As operações com partes relacionadas estão sempre sujeitas à aprovação / fiscalização da ANEEL, em caráter prévio ou posterior, conforme regulamentação específica. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do conselho de administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da Companhia, ficando a decisão cabível aos demais membros que não possuem qualquer relação com a matéria em exame.

16.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

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**				
27/04/2016	554.946.885,77		48.067.937	29.787.362	77.855.299

Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações	
Classe de ação preferencial	**Quantidade de ações (Unidades)**	**Título**	**Condições para conversão**
Preferencial Classe A	28.252.700		
Preferencial Classe B	1.534.662		

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
27/04/2016	Assembleia Geral Extraordinaria	28/04/2016	112.000.000,00	Subscrição particular	48.067.977	29.787.322	77.855.299	25,27000000	1,44	R$ por Unidade

Capital social por classe ações

Classe ação preferêncial	Quantidade ação por classe (Unidades)
PNA	28.252.700
PNB	1.534.622

Critério para determinação do preço de emissão Não foi realizado emissão de ações.

Forma de integralização Capitalização parcial do saldo da reserva de reforço de capital de giro, no valor de R$ 112.000.000,00 (cento e doze milhões de reais), tendo em vista que o saldo das reservas de lucros, após a proposta de destinação do lucro deliberada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 01 de fevereiro de 2016, ultrapassará o limite que trata do artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas de 1976 - Lei 6404/76

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Desde 1º de janeiro de 2008, não houve nenhum desdobramento, grupamento ou bonificação de ações de emissão da Companhia.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não ocorreram na Companhia redução de capital nos últimos três exercícios sociais.

17.5 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	**Ordinária**
Tag along	80,000000
Direito a dividendos	Conforme disposto no artigo 29, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A e 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.10
Resgatável	
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.10
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.10

Espécie de ações ou CDA	**Preferencial**
Classe de ação preferencial	Preferencial Classe A
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Conforme disposto no artigo 29, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A e 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	As ações preferenciais classe “A” ou classe “B” não tem direito a voto, mas adquirirão o direito de voto se a Companhia, por um prazo de 3 anos consecutivos, deixar de pagar os dividendos mínimos a que tais ações fazem jus, conforme descritos no item 18.1(a) acima. Adicionalmente, um dos membros efetivos e o respectivo suplente do conselho fiscal poderão ser eleito, em votação em separado, pelos titulares de ações preferenciais, presente à Assembleia Geral.
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.10
Resgatável	

18.1 - Direitos das ações

Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.10
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.10

Espécie de ações ou CDA	**Preferencial**
Classe de ação preferencial	Preferencial Classe B
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Conforme disposto no artigo 29, do estatuto social da Companhia, 25% no mínimo dos lucros líquidos e/ou resultados do exercício serão destinados para pagamento de dividendo aos acionistas, respeitados os percentuais previstos no estatuto social para as ações preferenciais, que são (a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais classe A e 10% para as ações preferenciais classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	As ações preferenciais classe “A” ou classe “B” não tem direito a voto, mas adquirirão o direito de voto se a Companhia, por um prazo de 3 anos consecutivos, deixar de pagar os dividendos mínimos a que tais ações fazem jus, conforme descritos no item 18.1(a) acima. Adicionalmente, um dos membros efetivos e o respectivo suplente do conselho fiscal poderão ser eleito, em votação em separado, pelos titulares de ações preferenciais, presente à Assembleia Geral.
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	i. condições As ações preferenciais classe B poderão ser convertidas em ações preferenciais classe A, a requerimento do interessado. ii. efeitos sobre o capital social Não existem efeitos sobre o capital social para conversibilidade das ações preferenciais classe B em ações preferenciais classe A. A única alteração será no quantitativo de ações e a proporção das mesmas em relação ao total de ações de emissão da Companhia.
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Vide descrição completa em 18.10
Resgatável	
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide descrição completa em 18.10
Outras características relevantes	Vide descrição completa em 18.10

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

O estatuto social da Companhia não contém regras que limitem o direito de voto de acionistas, bem como, não possui regras que os obriguem a realizar oferta pública.

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 previstas no estatuto social da Companhia.

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

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		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	28.257	47,18	34,97	R$ por Unidade	0,00
30/06/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	116.983	43,62	40,00	R$ por Unidade	0,00
30/09/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	62.485	40,00	30,11	R$ por Unidade	0,00
31/12/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	166.479	37,60	32,00	R$ por Unidade	0,00
31/03/2015	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	64.649.928	41,89	34,25	R$ por Unidade	0,00
30/06/2015	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	62.487.861	43,89	40,03	R$ por Unidade	0,00
30/09/2015	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	48.803.265	42,24	33,45	R$ por Unidade	0,00
31/12/2015	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	35.955.987	39,80	33,20	R$ por Unidade	0,00

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)
31/03/2014	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	283.884.388	48,41	35,16	R$ por Unidade	0,00
30/06/2014	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	76.439.740	38,10	34,17	R$ por Unidade	0,00
30/09/2014	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	81.430.966	39,90	33,70	R$ por Unidade	0,00
31/12/2014	Ações	Preferencial	PNA	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	73.048.438	40,00	34,07	R$ por Unidade	0,00
31/03/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	5.098.389	49,35	43,75	R$ por Unidade	0,00
30/06/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.290.290	52,24	39,10	R$ por Unidade	0,00
30/09/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	68.708	38,50	35,10	R$ por Unidade	0,00
31/03/2014	Ações	Preferencial	PNB	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	35,00	35,00	R$ por Unidade	0,00
31/12/2014	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	147.582	49,00	34,00	R$ por Unidade	0,00
30/06/2014	Ações	Preferencial	PNB	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	35,00	35,00	R$ por Unidade	0,00

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

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)
30/09/2014	Ações	Preferencial	PNB	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	35,00	35,00	R$ por Unidade	0,00
31/12/2014	Ações	Preferencial	PNB	Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	35,00	35,00	R$ por Unidade	0,00

Exercício social 31/12/2013

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)
31/03/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	8.690.000	49,90	41,14	R$ por Unidade	0,00
30/06/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	11.004.000	52,85	41,31	R$ por Unidade	0,00
30/09/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	6.450.000	43,88	38,50	R$ por Unidade	0,00
31/12/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	7.386.000	44,70	38,50	R$ por Unidade	0,00
31/03/2013	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	200.381.000	50,90	39,02	R$ por Unidade	0,00
30/06/2013	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	209.845.000	53,05	40,10	R$ por Unidade	0,00
30/09/2013	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	197.532.000	43,90	37,00	R$ por Unidade	0,00
31/12/2013	Ações	Preferencial	PNA	Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	176.620.000	42,34	37,82	R$ por Unidade	0,00

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	3ª emissão de debêntures simples da Companhia
Data de emissão	15/10/2011
Data de vencimento	15/10/2018
Quantidade (Unidades)	40.000
Valor nominal global (Reais)	400.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas entre investidores qualificados, nos termos da Instrução CVM 476/09 e depois de decorridos 90 (noventa) dias da data da respectiva subscrição ou aquisição, nos termos da Instrução CVM 476/09.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide item 18.10 para maiores detalhes.
Características dos valores mobiliários de dívida	ii. juros Sobre o valor nominal das debêntures da 1ª série incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, extragrupo, na forma percentual, calculada e divulgada diariamente pela CETIP no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br), capitalizada de um spread ou sobretaxa de 0,97% ao ano. As debêntures da 2ª série farão jus a juros remuneratórios a uma taxa de 6,85% ao ano. iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto Não há. iv. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado Quirografário v. eventuais restrições impostas ao emissor em relação: Não há. vi. o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A. Avenida das Américas, n.º 500, bloco 13 C, grupo 205 22640-100 Rio de Janeiro, RJ At.: Gustavo Dezouzart Telefone: (21) 3514-0000 Fac-símile: (21) 3514-0099 Correio Eletrônico: gustavo.dezouzart@oliveiratrust.com.br e agente@oliveiratrust.com.br Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 3ª emissão de debêntures da Companhia e seus respectivos aditamentos, observada a Instrução CVM 28/83.

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	A Companhia poderá, observados os termos e condições estabelecidos a seguir e mediante deliberação em Reunião de Conselho de Administração, a seu exclusivo critério: (a) a partir do 36º (trigésimo sexto) mês (exclusive) após a Data de Emissão, para as Debêntures da Primeira Série ("Período de Resgate Antecipado da Primeira Série"); e (b) a partir do 48º (quadragésimo oitavo) mês (exclusive) após a Data de Emissão, para as Debêntures da Segunda Série ("Período de Resgate Antecipado da Segunda Série" e, em conjunto com o Período de Resgate Antecipado da Primeira Série, os "Períodos de Resgate Antecipado"), realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso ("Resgate Antecipado"). As Debêntures adquiridas pela Companhia poderão, a critério da Emissora, ser canceladas, permanecer em tesouraria ou ser novamente colocadas no mercado.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	2ª emissão de debêntures simples da Companhia
Data de emissão	15/07/2009
Data de vencimento	15/07/2014
Quantidade (Unidades)	24.500
Valor nominal global (Reais)	245.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate

A Emissora poderá, observados os termos e condições estabelecidos a seguir e mediante deliberação em reunião de conselho de administração, a seu exclusivo critério: (a) a partir do 12º mês (exclusive) após a data de emissão, para as debêntures da 1ª série ("Período de Resgate Antecipado da 1ª Série"); e (b) a partir do 24º mês (exclusive) após a data de emissão, para as debêntures da 2ª Série ("Período de Resgate Antecipado da 2ª Série" e, em conjunto com o Período de Resgate Antecipado da 1ª Série, os "Períodos de Resgate Antecipado"), realizar o resgate antecipado total ou parcial das debêntures da 1º série e/ou das debêntures da 2ª série, conforme o caso ("Resgate Antecipado Facultativo").

Na comunicação de resgate deverá constar: (a) a Data de Resgate Antecipado respectiva; (b) se o Resgate Antecipado Facultativo será total ou parcial; (c) a menção de que o valor correspondente ao pagamento do valor nominal das debêntures será devidamente atualizado até a Data de Resgate Antecipado (conforme aplicável), observado o disposto no parágrafo acima, acrescido (i) dos juros remuneratórios da 1ª série e/ou dos juros remuneratórios da 2ª série, conforme aplicável, calculados pro rata temporis desde a data de emissão ou da data de pagamento dos juros remuneratórios da 1ª série imediatamente anterior ou da data de pagamento dos juros remuneratórios da 2ª série imediatamente anterior, conforme o caso, até a Data de Resgate Antecipado ("Valor de Resgate") e (ii) de prêmio de resgate a ser calculado de acordo com os parágrafos abaixo; e (d) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do resgate antecipado.

Debêntures da 1ª série: O(s) prêmio(s) de resgate a que farão jus os debenturistas da 1ª série por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo das debêntures da 1ª série será (ão) calculado(s) de acordo com a fórmula abaixo:

P = d/D * 0,0075 * Valor de Resgate

onde:

P = prêmio de resgate, em reais, apurado sobre o valor de resgate, calculado com 2 casas decimais, sem arredondamento;
d = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo e a data de vencimento da 1ª série; e
D = quantidade de dias corridos entre a data de início do Período de Resgate Antecipado da Primeira Série e a data de vencimento da 1ª Série.

Debêntures da 2ª série: O(s) prêmio(s) de resgate a que farão jus os debenturistas da 2ª série por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo das debêntures da 2ª série será (ão) calculado(s) de acordo com a fórmula abaixo:

P = d/D * 0,015* Valor de Resgate

onde:

P = prêmio de resgate, em reais, apurado sobre o Valor de Resgate, calculado com 2 casas decimais, sem arredondamento;
d = quantidade de dias corridos a transcorrer entre a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo e a data de vencimento da 2ª série; e
D = quantidade de dias corridos entre a data de início do Período de Resgate Antecipado da 2ª série e a data de vencimento da 2ª série.

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	As debêntures da 1ª série terão prazo de vencimento de 2 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de julho de 2011 e as debêntures da 2ª série terão prazo de vencimento de 5 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de julho de 2014. ii. juros Sobre o valor nominal das debêntures da 1ª série incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, extragrupo, na forma percentual, calculada e divulgada diariamente pela CETIP no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br), capitalizada de um spread ou sobretaxa de 0,95% ao ano. As debêntures da 2ª série farão jus a juros remuneratórios a uma taxa de 7,50% ao ano. iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto Não há. iv. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado Quirografário v. eventuais restrições impostas ao emissor em relação: • à distribuição de dividendos • à alienação de determinados ativos • à contratação de novas dívidas • à emissão de novos valores mobiliários Não há. vi. o agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. Rua Sete de Setembro, 99, 24º andar 20050-005 Rio de Janeiro, RJ At.: Sr. Carlos Alberto Bacha / Sr. Rinaldo Rabello Ferreira Tel.: (21) 2507-1949 Fax: (21) 2507-1773 www.pavarini.com.br Os direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 2ª emissão de debêntures da Companhia, observada a Instrução CVM 28/83.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	A Companhia poderá, a qualquer tempo, adquirir as debêntures em circulação, por preço não superior ao seu valor nominal, acrescido da remuneração aplicável até a data da aquisição, calculada pro rata temporis, desde a data da emissão ou da última data de pagamento da remuneração, observado o disposto no artigo 55, parágrafo segundo da Lei das Sociedades por Ações. As debêntures objeto de aquisição facultativa poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria ou ser novamente colocadas no mercado.

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

As ações de emissão da Companhia são negociadas na BM&FBovespa e têm como agente custodiante o Banco Itaú S.A., através de sua corretora

As Debêntures da 2ª emissão da Companhia são registradas para negociação no mercado secundário por meio **(a)** do SND - Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas na CETIP; e **(b)** do Sistema Bovespa Fix, administrado pela BM&FBovespa S.A.- Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sendo as negociações liquidadas e as Debêntures custodiadas na BM&FBovespa.

As Debêntures da 3ª emissão da Companhia também são registradas para negociação no mercado secundário por meio **(a)** do SND - Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas na CETIP; e **(b)** do Sistema Bovespa Fix, administrado pela BM&FBovespa S.A.- Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sendo as negociações liquidadas e as Debêntures custodiadas na BM&FBovespa.

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

Não aplicável à Companhia.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável.

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

18.9 Ofertas Públicas de Distribuição

2ª Emissão

A emissão foi realizada em 15 de julho de 2009, com 24.500 (vinte e quatro mil e quinhentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R$ 10 na data de emissão, no montante total de R$ 245.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 9.050 (nove mil e cinquenta) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,95% a.a., exigíveis semestralmente e amortização única ao final do segundo ano, realizada em 15 de julho de 2011.

A segunda série foi emitida com 15.450 (quinze mil quatrocentos e cinquenta) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 7,5% a.a., exigíveis anualmente, a mesma foi liquidada na data 25/09/2013.

3ª Emissão

A 3ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de outubro de 2011, com 40.000 (quarenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R$ 10 na data de emissão, no montante total de R$ 400.000, colocadas através de oferta pública de distribuição.

A primeira série foi emitida com 10.400 (dez mil e quatrocentos) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,97% a.a., exigíveis semestralmente e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de outubro de 2015 e 2016.

A segunda série foi emitida com 29.600 (vinte e nove mil e seiscentos) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 6,85% a.a., exigíveis anualmente e amortizadas em 03 (três) parcelas anuais em 15 de outubro de 2016, 2017 e 2018.

Em 26 de setembro de 2014 foi realizada a Assembleia Geral de Debenturistas da 3ª Emissão, na qual foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de modificar a metodologia de cálculo do EBITDA*, incluindo em sua composição ajustes positivos e negativos da CVA (ativos e passivos regulatórios), e a eliminação da condição de vencimento antecipado automático para o descumprimento de índices financeiros por dois trimestres consecutivos. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados econômicos da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão desses ajustes positivos e negativos da CVA, no cálculo do EBITDA para fins de aferição dos índices financeiros exigidos. Em 31 de dezembro de 2014, os ativos e passivos regulatórios foram reconhecidos pela companhia (vide Nota 10 e 26 das demonstração financeira).

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

18.10 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, indicar:

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

As emissões foram realizadas para reforço do capital de trabalho (plano de investimento de curto prazo e refinanciamento de operações financeiras de curto prazo). Podemos afirmar que não houve desvio de finalidade, dado que o recurso foi aplicado exatamente para reforço do fluxo de caixa da companhia.

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

18.11 Ofertas Publicas de Aquisição

Em 04 de agosto de 2011, o acionista controlador indireto da Ampla Energia e Serviços S.A., Endesa Latinoamérica S.A. (a seguir Endesa Latam), celebrou com a EDP – Energias de Portugal S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva, por meio do qual a Endesa Latam adquiriu as 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social da Ampla Energia e Serviços S.A. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da Ampla Energia e Serviços S.A. Em 03 de novembro de 2011, a Endesa Latam juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária ("Instituição Intermediária"), apresentaram à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") o pedido de registro de oferta pública de aquisição de ações por aumento de participação ("OPA") objetivando a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. em circulação no mercado, nos termos da Instrução CVM 361/2002, ao preço de R$1,07 (um real e sete centavos) por lote de mil ações.

Em 19 de abril de 2012, ocorreu a liquidação da OPA (i.e. no prazo de três dias úteis após a data do Leilão). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam adquiriu 10.354.610 ações ordinárias de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A., pelo preço por lote de mil ações de R$1,07 previsto no Edital, totalizando um valor de R$11.079,43.
Todas essas informações foram devidamente divulgadas, conforme fatos relevantes publicados em 05 de agosto de 2011, 04 de outubro de 2011, 03 de novembro de 2011 e 20 de abril de 2012.

18.12 - Outras infomações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não realizou nenhum plano de recompra nos últimos 3 anos.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui valores mobiliários mantidos em tesouraria.

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

Não aplicável.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**26/11/2012**
Cargo e/ou função	Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa ou, ainda, quem quer que tenham firmado o Termo de Adesão, titulares de valores mobiliários de emissão da Empresa, seja em nome próprio, seja em nome do(a) Cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente; do(a) Companheiro(a); dependente indicado na declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente

Principais características e locais de consulta

Vide item 20.2

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	Nos termos da Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada, a Companhia, os acionistas controladores, os membros do conselho de administração, os diretores e membros do conselho fiscal, os membros dos comitês e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, bem como qualquer outra pessoa que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, são proibidos de negociar com valores mobiliários de emissão da Companhia, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários de emissão da Companhia, antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia. Esta restrição também é aplicável: (A) aos membros do conselho de administração, diretores e membros do Conselho Fiscal que se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão, por um período de seis meses a contar da data em que tais pessoas se afastaram de seus cargos; (B) em caso de existência de intenção de promover operações de fusão, incorporação, cisão total ou parcial, ou reorganização societária envolvendo a Companhia; (C) à Companhia, caso tenha sido celebrado qualquer acordo ou contrato visando à transferência do controle acionário respectivo, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim; (D) durante o período de 15 dias anteriores à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (Formulário de Referência e DFP) exigidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM; e (E) aos acionistas controladores, membros do conselho de administração e diretores da Companhia, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de ações da Companhia pela própria Companhia ou por qualquer controlada, coligada ou outra companhia sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim. Adicionalmente, deverão ser submetidas à prévia aprovação do poder concedente (União) as transferências das ações com direito a voto que impliquem na mudança do controle acionário da COELCE, bem como não poderão ser averbadas transferências de propriedade de ações com direito de voto, que impliquem em alienação do bloco de controle, sem que o novo titular firme, junto com o termo de transferência, declaração que se obriga a observar e a cumprir todas as cláusulas estabelecidas no contrato de concessão.

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Outras informações relevantes

Política de negociação de Valores Mobiliários

1. OBJETIVO
A presente norma tem por objetivo enunciar as diretrizes e condições que regerão de modo ordenado e dentro dos limites das disposições regulamentares em vigor aplicáveis às operações de compra / venda, permuta, aquisição e alienação ou qualquer outra modalidade de negociação de valores mobiliários ou títulos representativos ou conversíveis em ações de emissão da Endesa Brasil S.A. (“Endesa Brasil”) e/ou de suas sociedades Controladas, por parte de seus integrantes que tenham acesso a informação privilegiada, nos termos da Instrução CVM 358/02 (Informação Privilegiada).

2. FUNDAMENTAÇÃO
A presente Norma está fundamentada na Lei n° 6.404/76, nas Instruções CVM N° 358/02, 369/02 e 449/07 e no Código de Ética da Endesa Brasil, bem como de acordo com a Norma de Divulgação de Ato e Fato Relevante da Endesa Brasil e suas Controladas.

3. APLICAÇÃO
Aplica-se esta Norma a todos os indicados no item 5.2, os quais deverão ajustar sua conduta ao disposto nesta Norma.
A Endesa Brasil e as empresas em que esta detenha o controle, seja direta ou indiretamente, ou seja, titular de direitos de sócios que lhe assegurem, de modo permanente, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos administradores (“Controladas”), atuarão em consonância com a presente Norma, procurando incorporá-la ao seu corpo normativo próprio.
Em qualquer caso, esta Norma observará a legislação vigente, as normas estatutárias e regulamentares da Endesa Brasil e suas Controladas e, ainda, as resoluções soberanas dos órgãos societários de cada empresa.

4. CONCEITOS

Administradores:

São os membros do Conselho de Administração e da Diretoria eleitos por meio de Assembléia Geral e/ou de Reunião do Conselho de Administração da Endesa Brasil e de suas Controladas.

Controladas:

Todas as sociedades organizadas sob a forma de sociedade anônima, ou não, cujo controle, direto ou indireto, seja da Endesa Brasil S.A,. ou, ainda, quando a Endesa Brasil seja titular de direitos de sócios que lhe assegurem, de modo permanente, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos Administradores.

Empregados:

Todo aquele que componha o quadro de pessoal próprio da Endesa Brasil e suas Controladas, incluindo Responsáveis, Especialistas, Analistas e outros profissionais próprios de quaisquer das empresas mencionadas.

Informação Privilegiada ou Informação Relevante:

Fica caracterizada como Informação Privilegiada ou Informação Relevante toda informação relacionada à Endesa Brasil ou as suas Controladas, ainda não divulgada ao público investidor, capaz de influir de modo ponderável na (1) cotação dos Valores Mobiliários, (2) na decisão dos investidores de comprar/vender/manter valores mobiliários e (3) na decisão de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários.

Pessoas com acesso a Informação Privilegiada ou Relevante:

Fica caracterizado como pessoa com acesso a Informação Privilegiada ou Relevante, todo aquele que, em virtude de seu cargo, função, posição ou atividades realizadas na Endesa Brasil ou nas suas Controladas, tenha acesso a informação relacionada a tais sociedades que se enquadre na condição de Informação Privilegiada ou Relevante. De modo específico, serão considerados como tendo acesso a Informação Privilegiada todos aqueles Empregados que compuserem os quadros ou terceiros que prestem serviços nas áreas de Relações com Investidores, Societária, Planejamento e Controle, Desenvolvimento e Planejamento Energético, Regulação, Finanças, Contabilidade, Secretaria Técnica ou outra área que, eventualmente, esteja tratando de algum assunto cujo objeto possa acarretar quaisquer das 3 hipóteses previstas no item “Informação Privilegiada ou Informação Relevante” acima.

Pessoas Ligadas:

Corresponde às pessoas que mantenham os vínculos indicados a seguir com Diretores, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal e membros dos órgãos com funções técnicas ou consultivas da Endesa Brasil ou de suas Controladas: (i) o cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, (ii) o (a) companheiro(a); (iii) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda do Administrador, Conselheiro Fiscal ou membro dos órgãos com

20.2 - Outras informações relevantes

funções técnicas ou consultivas, ou de seu cônjuge ou companheiro; e (iv) as sociedades controladas direta ou indiretamente, seja pelos Administradores, Conselheiros Fiscais ou membros dos órgãos com funções técnicas ou consultivas, seja pelas Pessoas Ligadas.

Valores Mobiliários:

Abrange ações, debêntures, bônus de subscrição, recibos e direitos de subscrição, notas promissórias, opções de compra e/ou venda, índices e derivativos de qualquer espécie ou, ainda, quaisquer outros títulos ou contratos de investimento coletivo de emissão da companhia ou a eles referenciados, que por definição legal ou contratual sejam considerados valores mobiliários.

5. CONTEÚDO

5.1 Origem da Norma - Compromisso e Limitações

O ato de trabalhar e ser parte de uma empresa implica em compromissos para as pessoas e para a organização. A vida laboral e o êxito empresarial dependem de compromissos de lealdade e desempenho estabelecidos entre a empresa e as pessoas que nela desempenham alguma função.

Alguns destes compromissos são tácitos e não se encontram registrados em normas escritas, o que pode constituir uma fonte potencial de conflitos de interesse entre as partes supra mencionadas.

As atividades de compra e venda e qualquer negociação de valores mobiliários, por parte de qualquer Pessoa com acesso a Informação Privilegiada ou Relevante conforme acima definido, é uma atividade que se encontra entre os compromissos tácitos antes enumerados.

Qualquer Pessoa com acesso a Informação Privilegiada ou Relevante deve evitar conduta que possa caracterizar tráfico de Informação Privilegiada e manipulação de mercado, incluindo prevenção de atos desta natureza praticados por terceiros.

Esta Norma não se contrapõe às obrigações e limitações que, fruto da realização das negociações de valores mobiliários, sejam estabelecidas em cada caso pelas leis pertinentes e as autoridades de controle em relação com as negociações em si mesmas e/ou a necessidade de informar sobre elas.

5.2 Pessoas Sujeitas a esta Norma

Estão sujeitas a esta Norma as seguintes pessoas:

a) Os membros do Conselho de Administração, os Diretores e os membros do Conselho Fiscal da Endesa Brasil e suas Controladas.

b) Os Empregados e membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas com acesso a Informação Privilegiada ou Relevante.

c) Qualquer pessoa física ou jurídica que atue em representação de alguma das pessoas relacionadas nas alíneas “a“ e “b”, salvo quando seja notória a inexistência da capacidade de influência na determinação das operações de compra ou venda de valores mobiliários (Ex.: Fundos de Investimentos, Fundos Mútuos Acionários e etc.).

d) Quaisquer pessoas que, em virtude de seu cargo, função, posição ou atividades realizadas na Endesa Brasil ou nas sociedades Controladas, Coligadas, ou sob controle comum em relação à Endesa Brasil, tenham conhecimento de Informação Privilegiada ou Relevante, relacionada à Endesa Brasil ou a suas Controladas, tais como: auditores, advogados, estagiários, consultores, empregados de empresas parceiras, ex-empregados e ex-administradores, e, ainda, quaisquer pessoas que por qualquer circunstância, incluídas aquelas de tipo conjuntural e alheias a seu desempenho funcional tiverem acesso a Informação Privilegiada ou Relevante, nos termos do disposto no § 4º, art. 155 da Lei n° 6.404/76.

e) Pessoas Ligadas;

Todas as pessoas indicadas neste item ficam sujeitas ao cumprimento dos deveres de Comunicação de Operações com Valores Mobiliários, os quais estão definidos no item 5.4.

5.3 Limitações de Uso de Informação Privilegiada

As pessoas indicadas no item 5.2 que tiverem acesso a Informação Privilegiada ou Relevante em função de seu cargo, ou por qualquer outra circunstância, incluídas aquelas de tipo conjuntural e alheias a seu desempenho funcional:

- Não poderão fazer uso destas informações para realizar operações sobre/com os valores mobiliários da Endesa Brasil ou suas Controladas. Esta limitação estende-se à quaisquer outras empresas com as quais a Endesa Brasil ou qualquer

20.2 - Outras informações relevantes

de suas Controladas esteja negociando a alienação ou a aquisição de participação societária, associações, parceiras comerciais, joint-ventures, ou quaisquer outras operações que possam impactar no valor/cotação dos valores mobiliários de alguma dessas empresas.

- Não poderão difundir ou utilizar a Informação Privilegiada ou Relevante de nenhuma forma, devendo manter, acerca desta, a reserva e prudência que o caso demande.
- Acompanharão, pessoalmente, para que nenhuma pessoa física ou jurídica, relacionada no item 5.2, realize qualquer operação que possa ser interpretada como fruto do uso de Informação Privilegiada ou Relevante. Em especial deverão zelar para que seus contatos comerciais/profissionais e/ou de confiança não negociem valores mobiliários da companhia quando tenham acesso, por qualquer meio, a Informações Privilegiadas ou Relevantes, em especial Auditores Independentes, Analistas de Valores Mobiliários, Consultores, Advogados e integrantes do sistema de distribuição, devendo comunicar imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores quando identifiquem tais ocorrências.

5.4 Dever de Comunicação sobre Negociações com Valores Mobiliários

Os procedimentos de comunicação de informações sobre negociação de Valores Mobiliários de emissão da Endesa Brasil e de suas Controladas previstos nesta seção são baseados no artigo 11 da Instrução CVM n° 358/02.

As pessoas sujeitas a esta Norma, descritas em 5.2, deverão comunicar a titularidade de Valores Mobiliários de emissão da Endesa Brasil e suas Controladas, seja em nome próprio, ou de cônjuge do qual não se está separado judicialmente, de companheiro (a), ou de qualquer dependente incluído em sua declaração anual de imposto sobre a renda e de sociedades por eles controladas, direta ou indiretamente. As alterações nestas posições também deverão ser igualmente comunicadas.

Esta comunicação deverá abranger as negociações com derivativos ou quaisquer outros valores mobiliários referenciados nos valores mobiliários de emissão da Endesa Brasil e de suas Controladas, desde que se trate de companhias abertas.

A comunicação deverá ser encaminhada à área de Relações com Investidores da Endesa Brasil, conforme modelo que constitui o Anexo I desta Norma. Caberá ao Diretor de Relações com Investidores enviar à CVM e à Bolsa de Valores em que as ações da companhia sejam admitidas à negociação, as informações relativas estas comunicações conforme Instrução CVM 358/2002.

5.4.1 Procedimentos para Comunicação

A comunicação deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

nome e qualificação do comunicante, indicando o número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ou no Cadastro de Pessoas Físicas;

II. quantidade, por espécie e classe, no caso de ações, e demais características no caso de outros valores mobiliários, além da identificação da companhia emissora e do saldo da posição detida antes e depois da negociação; e

III. forma de aquisição ou alienação, preço e data das transações.

As pessoas sujeitas a esta norma deverão efetuar a referida comunicação:

I. No prazo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio; e

II. No primeiro dia útil após a investidura no cargo ou contratação ou transferência, quando se trate de áreas consideradas como de acesso a informação privilegiada.

5.5 Divulgação de informação sobre negociações acionárias relevantes

As pessoas sujeitas a esta Norma, que atingirem participação, direta ou indireta, que corresponda a 5% (cinco por cento) ou mais de espécie ou classe de ações representativas do capital de companhia aberta, deve enviar à CVM e à bolsa de valores, declaração contendo as seguintes informações, nos termos do artigo 12 da Instrução CVM 358/2002:

- nome e qualificação do adquirente, indicando o número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ou no Cadastro de Pessoas Físicas;
- objetivo da participação e quantidade visada, contendo, se for o caso, declaração do adquirente de que suas compras não objetivam alterar a composição do controle ou a estrutura administrativa da sociedade;
- número de ações, bônus de subscrição, bem como de direitos de subscrição de ações e de opções de compra de ações, por espécie e classe, já detidos, direta ou indiretamente, pelo adquirente ou pessoa a ele ligada;
- número de debêntures conversíveis em ações, já detidas, direta ou indiretamente, pelo adquirente ou pessoa a ele ligada, explicitando a quantidade de ações objeto da possível conversão, por espécie e classe; e

20.2 - Outras informações relevantes

- indicação de qualquer acordo ou contrato regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da companhia.

A cada vez que a referida participação se eleve em 5% (cinco por cento) da espécie ou classe de ações representativas do capital social da companhia, as mesmas informações deverão ser prestadas.

As obrigações aqui previstas se estendem também à aquisição de quaisquer direitos sobre as ações e demais valores mobiliários ali mencionados.

5.6 Vedação à Negociação

Os procedimentos de Não Negociação de Valores Mobiliários de emissão da Endesa Brasil e de suas controladas previstos nesta Seção são baseados no artigo 13 da Instrução CVM n° 358/02.

É vedada a negociação de valores mobiliários da empresa:

I. Antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da companhia. Esta vedação aplica-se também a quem quer que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo-se que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, em especial àqueles que tenham relação profissional, pessoal ou de confiança com a companhia, tais como Analistas, Auditores, Consultores e etc;

II. Por força de comunicação via e-mail do Diretor de Relações com Investidores da Endesa Brasil ou de suas Controladas, determinando período de não-negociação (Blackout Period). O Diretor de Relações com Investidores da Endesa Brasil ou de suas Controladas não está obrigado a justificar a decisão de determinar o Blackout Period;

III. No período de 15 dias anteriores a divulgação de Informações Trimestrais – ITR's e Demonstrações Financeiras Anuais da Companhia - DFP's;

IV. Aos administradores que se afastem da administração de quaisquer das companhias antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão e se estenderá pelo prazo de 6 meses após seu afastamento;

V. Se existir intenção de promover Incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária;

VI. Em relação aos diretores e membros do conselho de administração e membros do Conselho Fiscal, da Endesa Brasil e suas Controladas, sempre que estiver em curso a aquisição ou alienação de ações de emissão da companhia por ela própria, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim.

As vedações referenciadas nos itens I, IV e V, deixarão de vigorar tão logo a Companhia divulgue o fato relevante ao mercado, salvo se a negociação interferir nas condições do referido negócio, em prejuízo dos acionistas da companhia ou dela própria.

6. REGIME DISCIPLINAR

O não cumprimento do disposto nesta Norma será considerado Infração Grave, apurável e punível nos termos da legislação brasileira aplicável ao caso, ficando, o infrator, ainda, sujeito ao regime interno disciplinar da sociedade.

7. DISPOSIÇÃO TRANSITÓRIA

A partir da data de vigência desta Norma, as pessoas sujeitas disporão de três meses para informar sua condição de titular de valores mobiliários ou de certificados representativos daquelas, emitidas pela Endesa Brasil ou suas Controladas, devendo informar no ato, a respeito, inclusive, de valores mobiliários ou certificados representativos das mesmas que encontrem-se entregues a um corretor de BOLSA ou agente de valores em virtude de um contrato de administração de carteira. A comunicação far-se-á por escrito a Área de Relações com Investidores da Endesa Brasil S.A., conforme modelo em anexo.

8. RESPONSABILIDADES

É de responsabilidade das pessoas sujeitas a esta Norma cumprir os princípios de atuação estabelecidos na presente Norma, sem prejuízo do devido respeito às resoluções soberanas dos órgãos societários da Empresa e à legislação vigente.

O(s) Diretor(es) de Relações com Investidores da Endesa Brasil S.A. e suas Controladas é a pessoa responsável pela verificação da execução e acompanhamento das políticas de (i) divulgação e uso de informações e de (ii) negociação de valores mobiliários da Endesa Brasil e suas Controladas.

É dever do detentor dos valores mobiliários atender aos requisitos desta Norma.

20.2 - Outras informações relevantes

9. APROVAÇÂO

Reunião do Conselho de Administração da Coelce S.A – 26 de novembro de 2012

Reunião do Conselho de Administração da Ampla S.A – 28 de novembro de 2012

Reunião do Conselho de Administração da Endesa Brasil – 03 de dezembro de 2012

10. ENTRADA EM VIGOR E VIGÊNCIA

A presente Norma entrará em vigor a partir do primeiro dia útil seguinte da data de sua divulgação e permanecerá vigente enquanto não seja modificada ou substituída por outra posterior, relativa à mesma matéria, ou enquanto o Conselho de Administração da sociedade não alterá-la ou revogá-la.

Teobaldo José Cavalcante Leal

Diretor Relações com Investidores

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

A Companhia possui uma norma interna (Política de Divulgação – N.001), para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva, conforme descrita no item 21.2 deste Formulário.

Não obstante, de acordo com a legislação do mercado de valores mobiliários, devemos informar à CVM e à BM&FBovespa a ocorrência de qualquer ato ou fato relevante que diga respeito aos nossos negócios. A Instrução CVM 358 dispõe sobre a divulgação e uso de informações sobre ato ou fato relevante relativo às companhias abertas, regulando o seguinte: (i) estabelece o conceito de fato relevante, estando incluído nesta definição qualquer decisão de acionistas controladores, deliberação de assembleia geral ou dos órgãos da administração de companhia aberta, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos negócios da companhia, que possa influir de modo ponderável na (a) cotação dos valores mobiliários; (b) decisão de investidores em comprar, vender ou manter tais valores mobiliários; e (c) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titulares de valores mobiliários emitidos pela companhia; (ii) dá exemplos de ato ou fato potencialmente relevante que incluem, entre outros, a assinatura de acordo ou contrato de transferência do controle acionário da companhia, ingresso ou saída de sócio que mantenha com a companhia contrato ou colaboração operacional, financeira, tecnológica ou administrativa, incorporação, fusão ou cisão envolvendo a companhia ou sociedades ligadas; (iii) obriga o diretor de relações com investidores, os acionistas controladores, diretores, membros dos conselhos de administração e fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas a comunicar qualquer fato relevante à CVM; (iv) requer a divulgação simultânea de fato relevante em todos os mercados onde a companhia tenha as suas ações listadas para negociação; (v) obriga o adquirente do controle acionário de companhia aberta a divulgar fato relevante, incluindo a sua intenção de cancelar o registro de companhia aberta no prazo de 1 ano da aquisição; (vi) estabelece regras relativas à divulgação de aquisição ou alienação de participação relevante em companhia aberta; e (vii) restringe o uso de informação privilegiada.

Nos termos da Instrução CVM 358, em circunstâncias excepcionais, podemos submeter à CVM um pedido de tratamento confidencial com relação a um ato ou fato relevante, quando nossos acionistas controladores ou nossos administradores entenderem que a divulgação colocaria em risco interesse legítimo da Companhia.
Além das divulgações legais e regulamentares, os principais canais de divulgação da Companhia são:

Site de Relações com Investidores (RI)

A Companhia possui site especializado em Relações com Investidores no endereço **www.coelce.com.br/ri.htm**. Através deste canal, as informações mais relevantes para o desempenho econômico-financeiro para a Companhia são divulgadas, bem como documentos legais, comentários de desempenho, apresentações, entre outros. O site é constantemente atualizado.

Mailing List

A Companhia dispõem de ferramenta conhecida com *Mailing List*, que consiste em uma base de dados de investidores e acionistas cadastrados através do site de relações com investidores, e que, quando oportuno, recebem comunicados, informes, relatórios e notícias relevantes para o desempenho econômico-financeiro para a Companhia.

Divulgação de Resultados – Earnings Releases

Após o fechamento de cada trimestre, a companhia elabora uma análise detalha do resultado operacional e econômico-financeiro do período encerrado, trazendo ao público as explicações para as variações mais relevantes entre os trimestres e períodos comparados. Este documento, denominado de Earnings Release, e divulgado no site de Relações com Investidores e enviados por *Mailing List* para todos os investidores cadastrados em nossa base de comunicação.

Canal de Relações com Investidores

A Companhia possui diversos canais de comunicação para os investidores e acionistas entrarem em contato diretamente com a área de relações com investidores. Além dos telefones, que são divulgados diretamente no site, a Companhia também dispõe do e-mail **investor@coelce.com.br**, que é direcionado para os analistas da área de relações com investidores..

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 Companhia mantém a seguinte norma de política de divulgação de ato ou fato relevante:

1 OBJETIVO

A presente Norma tem por objetivo estabelecer critérios de divulgação de Ato e Fato Relevante, os quais deverão ser observados dentro da COELCE.

2 ALCANCE

Aplica-se esta Norma as pessoas abaixo relacionadas, onde devem firmar, nos exatos termos dos artigos 15, § 1º, inciso I e 16, § 1º da Instrução CVM nº 358/02 e, ainda, conforme o modelo constante do Anexo I, o Termo de Adesão anexo à presente Norma:

(i) Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal e, ainda, integrantes dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa;

(ii) Executivos e Funcionários com acesso a Informação Relevante;

(iii) por quem quer que tenha conhecimento de informação relativa a Ato ou Fato Relevante sobre a Empresa, em razão de cargo, função ou posição na Empresa.

3. CONCEITOS

• “Acionistas Controladores” ou “Controladora” - o acionista ou grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum que exerça o poder de controle da COELCE, nos termos da Lei n.º 6.404/76 e suas alterações posteriores.

• “Administradores” - os diretores e membros do conselho de administração, titulares e suplentes, da COELCE.

• “Conselheiros Fiscais” - os membros do conselho fiscal da Empresa, titulares e suplentes, eleitos conforme deliberação da assembleia geral ordinária.

• “Corretoras Credenciadas” - as corretoras de valores mobiliários credenciadas pela Empresa para negociação de seus valores mobiliários por parte das pessoas sujeitas a este Norma.

• “Ex-Administradores” - os ex-diretores e ex-conselheiros, que deixarem de integrar a administração da Empresa.

• “Funcionários e Executivos com acesso a informação relevante” - os empregados da Empresa que, em virtude de seu cargo, função ou posição na Empresa tenham acesso a qualquer Informação Privilegiada.

• “Informação Privilegiada” ou “Informação Relevante” - toda informação relevante relacionada à Empresa capaz de influir de modo ponderável na cotação dos Valores Mobiliários e ainda não divulgada ao público investidor.

• “Instrução CVM nº 358/02” - a Instrução CVM nº 358, de 03 de janeiro de 2002, que dispõe sobre a divulgação e uso de informações sobre Ato ou Fato Relevante relativos às Empresas abertas, bem como sobre a negociação de valores mobiliários de emissão de Empresa aberta na pendência de fato relevante não divulgado ao mercado, dentre outras matérias.

• “Pessoas Ligadas” - as pessoas que mantenham os vínculos indicados a seguir com diretores, membros do conselho de administração, Conselheiros Fiscais e membros dos Órgãos com Funções Técnicas ou Consultivas da Empresa: (i) o cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, (ii) o(a) companheiro(a); (iii) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda e (iv) as sociedades controladas direta ou indiretamente, seja pelos administradores e assemelhados, seja pelas Pessoas Ligadas.

• “Sociedades Coligadas” - as sociedades em que a Empresa participe, com 10% (dez por cento) ou mais, sem controlá-las.

• “Sociedades Controladas” - as sociedades nas quais a Empresa, diretamente ou através de outras controladas, é titular de direitos de sócia que lhe assegurem, de modo permanente, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos administradores.

• “Valores Mobiliários” - A expressão “Valores Mobiliários” é empregada neste Norma abrangendo quaisquer ações, debêntures, bônus de subscrição, recibos e direitos de subscrição, notas promissórias, opções de compra ou de venda, índices e derivativos de qualquer espécie ou, ainda, quaisquer outros títulos ou contratos de investimento coletivo de emissão da Empresa, ou a eles referenciados, que por determinação legal, sejam considerados valor mobiliário.

4 CONTEÚDO

4.1 Critérios Gerais

4.1.1 - Ato ou Fato Relevante, nos termos do artigo 155, § 1º, da Lei nº 6.404/76 e do artigo 2º da Instrução CVM nº 358/02 é: qualquer decisão de Acionista(s) Controlador(es), deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da Empresa 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 percepção de valor da Empresa;
II - na cotação dos Valores Mobiliários;
III - na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles Valores Mobiliários; ou
IV - na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular dos Valores Mobiliários.

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

4.1.1.1 - São exemplos de Ato ou Fato Relevante aqueles constantes do Art. 2o da Instrução CVM nº 358/02.

4.1.2 - Fica impedido o uso indevido de informações privilegiadas no mercado de valores mobiliários pelas pessoas que as tenham acesso, em proveito próprio ou de terceiros e em detrimento dos investidores em geral, do mercado e da própria Empresa.

4.1.3 - As informações acerca dos negócios e das atividades da Empresa, resultantes de deliberações de seus Acionistas Controladores e Administradores, as quais possam repercutir nas negociações dos valores mobiliários da Empresa, serão divulgadas em conformidade com as orientações da CVM e em especial a Instrução CVM nº 358/02 e, ainda, ao disposto nesta Norma, e sempre através de informe denominado "ATO RELEVANTE ou FATO RELEVANTE".

4.2 - Comunicação e Divulgação de Ato ou Fato Relevante

4.2 1 - A informação sobre Ato ou Fato Relevante deverá ser simultaneamente comunicada à CVM e às Bolsas de Valores.

4.2.2 - A divulgação de Ato ou Fato Relevante dar-se-á por meio de publicação nos jornais de grande circulação, usualmente utilizados pela Empresa, de forma resumida mas com a indicação do endereço na Internet onde a informação completa estará disponível a todos os investidores.

4.3 - Sigilo do Ato ou Fato Relevante

4.3.1 - Objetivando preservar interesse legítimo da Empresa, nos termos do art. 6º da Instrução CVM nº 358/02, o Ato ou Fato Relevante, excepcionalmente, deixará de ser comunicado e divulgado.

4.3.2 - Na hipótese da informação escapar ao controle ou havendo oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos Valores Mobiliários da Empresa, os Administradores e Acionistas Controladores, ainda que tenham decidido pela não divulgação de Ato ou Fato Relevante, devem divulgar imediatamente o Ato ou Fato Relevante, diretamente ou através do Diretor de Relações com Investidores.

4.3.3 - Os Administradores e Acionistas Controladores poderão solicitar à CVM que, excepcionalmente, decida pelo sigilo do Ato ou Fato Relevante, cuja divulgação caracterize risco aos interesses legítimos da Empresa.

4.4 - Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas

4.4.1 - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa ou, ainda, quem quer que tenham firmado o Termo de Adesão, titulares de valores mobiliários de emissão da Empresa, seja em nome próprio, seja em nome do(a) Cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente; do(a) Companheiro(a); dependente indicado na declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente, deverão informar à Empresa, à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores, a quantidade, as características e a forma de aquisição de valores mobiliários de sua titularidade, bem como as alterações em suas posições acionárias.

4.4.1.1 - A informação deverá ser encaminhada observando o disposto no § 2º do art. 11 da Instrução CVM nº 358/02.

5. RESPONSABILIDADES

5.1 - Compete ao Diretor de Relações com Investidores:
(i) administrar todas as informações relativas a Ato ou Fato Relevante da Empresa;
(ii) responder pela divulgação e comunicação de Ato ou Fato Relevante;
(iii) observar os prazos de informação e divulgação estabelecidos nos arts. 3º e 5º da Instrução CVM nº 358/02; e
(iv) responder pela execução e acompanhamento da presente Norma.

5.2 - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Empresa ou, ainda, quem quer que tenha firmado o Termo de Adesão, ficam obrigados a:

i) guardar sigilo das informações relativas a Ato ou Fato Relevante às quais tenham acesso privilegiado até sua divulgação ao mercado;

II) zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento do dever de sigilo.

III) comunicar qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao Diretor de Relações com Investidores;

IV) agir, invariavelmente, com lealdade e veracidade, objetivando assegurar aos investidores informações necessárias às suas decisões de investimento;

V) assegurar que a divulgação de informações acerca da situação patrimonial e financeira da Empresa seja precisa e completa, tudo na forma prevista nesta Norma e na regulamentação vigente;

VI) comunicar, imediatamente, o Ato ou Fato Relevante à CVM, na hipótese em que, no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, e não se configurando a decisão de manter sigilo, na forma do art. 6o da Instrução CVM nº 358/02, o Diretor de Relações com Investidores seja omisso.

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

Diretor de Financeiro e de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.