Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis 1

1.1 – Declaração do Diretor Presidente 2

1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores 3

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores 4

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores 5

2.3 - Outras informações relevantes 7

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 8

3.2 - Medições não contábeis 9

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras 10

3.4 - Política de destinação dos resultados 11

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 13

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 14

3.7 - Nível de endividamento 15

3.8 - Obrigações 16

3.9 - Outras informações relevantes 17

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 18

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado 27

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 28

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 38

4.5 - Processos sigilosos relevantes 39

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 40

4.7 - Outras contingências relevantes 41

Índice

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 42

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos 43

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado 44

5.3 - Descrição dos controles internos 49

5.4 - Alterações significativas 50

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos 51

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 52

6.3 - Breve histórico 53

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 54

6.6 - Outras informações relevantes 55

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas 56

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 57

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 58

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 61

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 62

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 84

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 85

7.8 - Políticas socioambientais 86

7.9 - Outras informações relevantes 87

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários 89

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 90

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 91

Índice

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord. 92

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 93

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 95

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis 96

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 97

9.2 - Outras informações relevantes 98

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 99

10.2 - Resultado operacional e financeiro 112

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 114

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 115

10.5 - Políticas contábeis críticas 120

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 122

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 123

10.8 - Plano de Negócios 124

10.9 - Outros fatores com influência relevante 126

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 127

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 128

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 129

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 131

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 133

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 134

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 135

12.7/8 - Composição dos comitês 141

Índice

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 142

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 143

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 151

12.12 - Práticas de Governança Corporativa 152

12.13 - Outras informações relevantes 154

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 155

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 157

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 161

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 162

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária 163

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatuária 164

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária 165

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 166

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 167

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 168

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 169

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 170

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 171

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 172

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 173

13.16 - Outras informações relevantes 174

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 175

Índice

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 178
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 179
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 180
14.5 - Outras informações relevantes 181

15. Controle e grupo econômico

15.1 / 15.2 - Posição acionária 182
15.3 - Distribuição de capital 209
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico 210
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 211
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 212
15.7 - Principais operações societárias 214
15.8 - Outras informações relevantes 216

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 217
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 218
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 222
16.4 - Outras informações relevantes 223

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 224
17.2 - Aumentos do capital social 225
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 226
17.4 - Informações sobre reduções do capital social 227
17.5 - Outras informações relevantes 228

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 229

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 230

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 231

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 232

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 233

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 237

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 238

18.8 - Títulos emitidos no exterior 239

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 240

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 241

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 242

18.12 - Outras infomações relevantes 243

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 244

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 245

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 246

20.2 - Outras informações relevantes 247

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 252

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 253

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 255

21.4 - Outras informações relevantes 256

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

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 **AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A. ("Companhia")**, 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.

Niterói, 31 de maio de 2016.

ABEL ALVES ROCHINHA

Diretor-Presidente

1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores

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 **AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A. ("Companhia")**, 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.

Niterói, 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	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 e auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Em 2014, a remuneração total dos auditores independentes foi de R$559.463,26 , relativos aos serviços de 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 e auditoria dos projetos de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética
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
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$ 110.789,00 Auditoria externa independente das demonstrações contábeis regulatórias (DCR) para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2016 R$ 40.817,00
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 31/12/2016	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 e pertinentes a este tópico 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	2.515.661.000,00	2.563.172.000,00	2.480.825.000,00
Ativo Total	7.818.528.000,00	6.234.801.000,00	5.712.410.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	5.177.380.000,00	4.513.920.000,00	3.849.432.000,00
Resultado Bruto	129.361.283,93	753.779.669,08	748.261.000,00
Resultado Líquido	-35.233.767,66	194.830.115,13	515.059.067,25
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	3.922.515.918.446	3.922.515.918.446	3.922.515.918.446
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	0,000064	0,000061	0,000412
Resultado Básico por Ação	0,000000	0,000050	0,000131

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 Ampla Energia S.A 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	-35.234	194.830	515.059
(+) Tributo sobre o Lucro	567	102.952	263.094
(+) Resultado Financeiro	164.028	415.802	-29.892
(=) EBIT	129.361	713.584	748.261
(+) Depreciações e Amortizações	222.095	213.700	219.347
(=) EBITDA	351.456	927.284	967.608

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[1].

1. **Finalização do processo de grupamento de ações, com leilão das frações remanescentes após o grupamento, realizado dia 29/01/16.**

Com o objetivo de manter os valores mobiliários de emissão da Companhia admitidos à negociação nos Mercados Organizados administrados pela BM&FBOVESPA cotados dentro dos valores mínimos por ela estabelecidos, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária, em 15 de dezembro de 2015, operação de grupamento de ações, na proporção de 40.000 ações para 1 (uma) ação, sem redução de capital social.
As ações passaram a ser negociadas na forma agrupada a partir do dia 15 de janeiro de 2016. Nessa data o capital social da Companhia passou a ser representado por 98.062.897 (noventa e oito milhões, sessenta e duas mil, oitocentos e noventa e sete) ações ordinárias nominativas, sem valor nominal. A Companhia optou por oferecer aos seus acionistas período para livre ajuste de posição de 30 dias, conforme Instrução CVM 323/00, e o leilão das frações remanescentes após o grupamento foi efetuado dia 29/01/16 na BM&FBovespa com a venda das 459 ações relativas ao somatório das frações remanescentes da Companhia.
O valor pago por ação foi de R$ 43,9912854, e foi disponibilizado proporcionalmente aos acionistas detentores das frações de ações em 15/02/2016.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4. Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais:

O disposto abaixo se aplica aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

Nome	2015	2014	2013
a) Regras sobre retenção de lucros	Letra a. do documento	Letra a. do documento	Letra a. do documento
a.i) Valores das retenções de lucros	R$ 0,00	R$ 104.394.069,26	R$ 548.308.979,44
b) Regras sobre distribuição de dividendos	Letra b. do documento	Letra b. do documento.	Letra b. do documento.
c) Periodicidade das distribuição de dividendos	Anual	Anual	Anual
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.	Letra d. do documento	Letra d. do documento	Letra d. do documento

a) regras sobre retenção de lucros:

O Estatuto Social da Companhia estabelece que do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda. O Estatuto estabelece, ainda, que 5% do lucro do exercício serão aplicados na constituição da Reserva Legal, que não excederá de 20% do capital social. Após, será realizada a distribuição do dividendo não inferior a 25% do lucro líquido ajustado nos termos da Lei nº 6.404/76. O lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da assembleia geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder 80% do valor do capital subscrito.

Complementando as informações acima, conforme deliberado em AGE no dia 26 de novembro de 2013 o limite especificado para à formação de reserva de reforço de capital de giro foi modificado para 100% do valor do capital subscrito.

Compete ao Conselho de Administração, em cada exercício, submeter à decisão da Assembléia Geral, a proposta de destinação do lucro.

A Companhia poderá, ainda, registrar como reserva os juros sobre investimentos, realizados mediante a utilização de capital próprio, nas obras em andamento; bem como poderá constituir outras reservas, na forma e limites legais. Além disso, o valor dos juros pagos ou creditados, a título de juros sobre o capital próprio nos termos do art. 9º, § 7º da Lei n.º 9.249/95, sem prejuízo do disposto pelos §§ 1º e 2º do mesmo artigo, e da legislação e regulamentação pertinentes, poderá integrar o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

b) regras sobre distribuição de dividendos:

A Companhia não possui uma política de distribuição de dividendos formalizada. A distribuição de dividendos da Companhia é feita exclusivamente de acordo com o seu estatuto social, no qual estão definidas as seguintes regras.

O dividendo mínimo estabelecido no Estatuto Social da Companhia, no patamar de 25% do lucro líquido não será obrigatório no exercício em que os órgãos da administração informarem à Assembleia Geral ordinária ser ele incompatível com a situação financeira da AMPLA. O Conselho Fiscal dará parecer sobre essa informação. Os lucros que deixarem se der distribuídos em função do exposto, serão registrados como reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subseqüentes, deverão ser distribuídos tão logo o permita a situação financeira da Companhia.

A Companhia também poderá levantar balanços semestrais ou em períodos menores e declarar, por deliberação do Conselho de Administração, dividendos à conta do lucro apurado nesses balanços, por conta do total a ser distribuído ao término do respectivo exercício, observadas as limitações previstas em lei. Os dividendos assim declarados constituem antecipação do dividendo obrigatório estabelecido no Estatuto Social.

Por fim, por deliberação do Conselho de Administração, a Companhia pode pagar aos seus acionistas dividendos à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes de exercícios sociais anteriores, bem como juros sobre o capital próprio nos termos da legislação pertinente, os quais poderão ser imputados ao valor do dividendo obrigatório, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

c) Periodicidade das distribuições de dividendos:

O dividendo mínimo obrigatório é distribuído anualmente.

Poderá ocorrer, durante o ano, a distribuição de dividendos, por deliberação do Conselho de Administração, à conta do lucro apurado em balanços semestrais ou períodos menores do exercício social corrente ou à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes de exercícios sociais anteriores.

3.4 - Política de destinação dos resultados

d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicáveis ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.

A Companhia celebrou contratos de financiamento em que há restrições à distribuição de dividendos:

Empréstimos ELETROBRÁS, art. 12, alínea i) das Condições Gerais:
"(i) não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento."

Escritura de emissão de Debêntures 6ª emissão (junho/2011), obrigações adicionais da emissora –clausula quinta:

"5.1.17. A Emissora não poderá realizar o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio e/ou outros pagamentos de qualquer natureza a seus acionistas, ressalvado pagamentos feitos conforme previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações: (a) caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de quaisquer valores devidos aos Debenturistas em virtude das Debêntures e essa mora não tiver acarretado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta Restrita, cessando esta proibição tão logo seja purgada a mora; ou (b) caso seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta Restrita, nos termos desta Escritura de Emissão, cessando esta proibição tão logo a Emissora tenha realizado o pagamento integral de todos e quaisquer valores devidos e não pagos aos Debenturistas em virtude das Debêntures objeto da Oferta Restrita, inclusive encargos, se devidos."

Escritura de emissão de Debêntures 7ª emissão (junho/2012), obrigações adicionais da emissora –clausula quinta:

"5.1.17. A Emissora não poderá realizar o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio e/ou outros pagamentos de qualquer natureza a seus acionistas, ressalvado pagamentos feitos conforme previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações: (a) caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de quaisquer valores devidos aos Debenturistas em virtude das Debêntures e essa mora não tiver acarretado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta Restrita, cessando esta proibição tão logo seja purgada a mora; ou (b) caso seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta Restrita, nos termos desta Escritura de Emissão, cessando esta proibição tão logo a Emissora tenha realizado o pagamento integral de todos e quaisquer valores devidos e não pagos aos Debenturistas em virtude das Debêntures objeto da Oferta Restrita, inclusive encargos, se devidos."

Escritura de emissão de Debêntures 8ª emissão (junho/2014), obrigações adicionais da emissora – clausula sétima:

"7.1, XVIII. A Companhia não poderá realizar o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio e/ou outros pagamentos de qualquer natureza a seus acionistas, ressalvado pagamentos feitos conforme previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações: (a) caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de quaisquer valores devidos aos Debenturistas em virtude das Debêntures e essa mora não tiver acarretado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta, cessando esta proibição tão logo seja purgada a mora; ou (b) caso seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta, nos termos desta Escritura de Emissão, cessando esta proibição tão logo a Companhia tenha realizado o pagamento integral de todos e quaisquer valores devidos e não pagos aos Debenturistas em virtude das Debêntures objeto da Oferta, inclusive encargos, se devidos"

Há também a restrição prevista no parágrafo 4º do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, de que o dividendo mínimo não será obrigatório no exercício social em que os órgãos da administração informarem à assembleia geral ser ele incompatível com a situação financeira 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	-35.233.767,66	185.622.479,60	645.784.113,89
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	0,000000	25,000000	25,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	0,000000	7,510000	26,030000
Dividendo distribuído total	0,00	46.405.619,90	161.446.028,47
Lucro líquido retido	0,00	104.394.069,26	25.752.953,36
Data da aprovação da retenção	26/04/2016	29/04/2015	22/04/2014

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	0,00	31/12/2016	46.405.619,90	31/12/2015	161.446.028,47	31/12/2014

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

3.6 – Dividendos – Lucros Retidos/Reservas referentes aos 3 últimos exercícios sociais

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	5.481.113.911,93	Índice de Endividamento	2,18000000	

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		116.198.196,85	230.344.055,98	148.691.462,71	45.680.331,79	540.914.047,33
Títulos de dívida	Quirografárias		1.701.596.618,99	221.735.334,86	0,00	1.013.727.000,00	2.937.058.953,85
Títulos de dívida	Outras garantias ou privilégio	Recebíveis	85.111.727,96	504.125.405,98	227.522.460,36	0,00	816.759.594,30
Total			1.902.906.543,80	956.204.796,82	376.213.923,07	1.059.407.331,79	4.294.732.595,48
Observação							

3.9 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

a) Riscos Relacionados à Companhia

A insuficiência de indenização por parte do Governo Federal na hipótese de extinção da concessão e bens reversíveis da Emissora, pode causar um efeito relevante adverso sobre os negócios, resultados e situação financeira da Emissora, 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 Emissora antes do seu término em caso de falência ou dissolução da Emissora. 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 Emissora. Adicionalmente, em caso de descumprimento do Contrato de Concessão ou da legislação aplicável, a Emissora 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 Emissora, bem como sobre seu valor de mercado e sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

A Emissora está sujeita a riscos relacionados a disputas judiciais e administrativas, as quais podem afetar de forma adversa os seus resultados e/ou sua condição financeira.

a) Riscos trabalhistas

Englobam reclamações de ex-funcionários próprios e empregados de empresas terceirizadas que pleiteiam vínculo empregatício com a Companhia e posterior equiparação em direitos aos empregados desta ou eventuais verbas inadimplidas por suas empresas.

b) Riscos cíveis

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

c) Riscos fiscais

Os principais riscos fiscais os quais a Companhia está exposta são:

O Estado de Rio de Janeiro ajuizou execução fiscal para cobrar débito tributário decorrente de suposto pagamento a menor no período de fevereiro de 1999 a setembro de 2000, no valor atualizado em 31 de dezembro de 2015 de R$ 12.326 (R$ 11.694 em 2014).

Auto de Infração e Execução Fiscal apresentados pelo Estado do Rio de Janeiro para cobrança de ICMS, relativos ao período de dezembro de 1996 a novembro de 1998 e novembro de 1998 a março de 1999, sob o argumento de que os bens adquiridos para o ativo fixo não estavam relacionados à atividade fim da Companhia. Encontra-se provisionado pelo valor de R$ 4.991 (4.771 em 2014)

d) 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:

4.1 - Descrição dos fatores de risco

	31/12/2015	31/12/2014
Trabalhistas	**505.324**	438.632
Cíveis	**762.230**	527.325
Fiscais	**1.809.217**	1.732.992
Juizados especiais	**128.526**	176.450
	3.205.297	2.875.399

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

Imposto de renda retido na fonte - Emissão de Fixed Rate Notes (FRN)

Auto de infração de 2005 lavrado pela Receita Federal do Brasil em razão de ter entendido que houve perda do benefício fiscal de redução a zero da alíquota do imposto de renda na fonte - IRRF incidente sobre os juros e demais rendimentos remetidos ao exterior, em decorrência de Fixed Rate Notes (FRN) emitidos pela Companhia em 1998. Na presente data a Companhia segue discutindo o tema através de ação judicial. O valor envolvido neste processo, atualizado em 31 de dezembro de 2015 é de R$ 1.127.837 (R$ 1.068.018 em 2014).

COFINS

Execução fiscal originada de auto de Infração lavrado pela Receita Federal do Brasil em 2003 para cobrar débitos de COFINS decorrentes de supostos pagamentos a menor no período de dezembro de 2001 a março de 2002. O valor envolvido neste processo, atualizado em 31 de dezembro de 2015 é de R$ 149.174 (R$ 142.141 em 2014).

ICMS - Prazo de recolhimento

A Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro lavrou em 2005 auto de infração em razão de recolhimento espontâneo, fora do prazo legal estipulado pelo Decreto 31.632/02, de ICMS e do adicional de ICMS destinado ao Fundo Estadual de Combate à Pobreza sem o pagamento dos acréscimos legais. Na presente data a Companhia segue discutindo o tema através de ações judiciais. O valor envolvido nestes processos, atualizados em 31 de dezembro de 2015 é de R$ 284.798 (R$ 268.912 em 2014).

ICMS - Diversos temas

No âmbito estadual, a Companhia discute, ainda, diversos temas referentes ao ICMS que totalizam o montante de R$ 187.062 em 31 de dezembro de 2015 (R$ 199.158 em 2014), e tratam de: (i) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; (ii) compensação de créditos; (iii) saída de bens para reparação; saídas de bens sem a tributação; e (iv) comparação entre informes gerenciais e livros fiscais e cancelamentos de meses anteriores.

Temas municipais

No âmbito municipal, a Companhia discute com os Municípios de Niterói, Rio Bonito e Rio das Ostras, temas referentes à Taxa de Uso de Solo e com o Município de Niterói referente à Taxa de empachamento, juntos somam o valor de R$ 37.485 em 31 de dezembro de 2015 (R$ 35.773 em 2014). Quanto ao ISS há auto de infração lavrado pelo Município de Cabo Frio e execução fiscal apresentada pelo Município de Niterói, no montante de R$ 10.830 e 1.887, respectivamente, em 31 de dezembro de 2015 (R$ 10.296 e R$ 1.739 em 2014, respectivamente).

A Companhia, além dos processos antes mencionados, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de IR, PIS, COFINS, ICMS, IPTU e ISS no valor total atualizado até 31 de dezembro de 2015 de R$ 10.144 (R$ 6.955 em 2014)

Ativo contingente não registrado

No âmbito de ação rescisória apresentada pela Fazenda Pública foi confirmada em março de 2010 a decisão transitada em julgado em Mandado de Segurança que reconheceu a imunidade da Companhia quanto à COFINS até o ano de 2001 . A companhia pleiteia em ação específica a restituição dos valores pagos no período de abril de 1992 a junho de 1996. A probabilidade de perda é remota, já que o objeto único do processo é a restituição dos valores pagos indevidamente (assim reconhecido por força da imunidade declarada), não havendo nada mais que possa representar obstáculo ao direito da Ampla à restituição. O valor atualizado do processo em 31 de dezembro de 2015 é de R$ 166.758 (R$ 161.686 em 2014).

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Depósitos judiciais

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

	31/12/2015	31/12/2014
Trabalhistas	**173.993**	157.979
Cíveis	**46.549**	35.198
Fiscais	**3.071**	2.877
Total	**223.613**	196.054

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

A Emissora sofre 2 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 Emissora no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 foram de 20,86%, 20,11% e 19,76%, respectivamente. A Emissora 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 Emissora.

Adicionalmente, devido às perdas técnicas e comerciais, o montante de eletricidade comprado pela Companhia é superior ao montante entregue e cobrado dos consumidores. Tal fato aumenta os custos de aquisição de eletricidade da Companhia, o que gera um efeito adverso nas margens operacionais da Companhia em razão de a Companhia poder não conseguir repassar integralmente aos consumidores tais custos adicionais.

O não cumprimento da legislação ambiental aplicável ou de determinações judiciais ou administrativas relacionadas à Emissora 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

O acionista controlador exerce influência significativa sobre a Companhia. A Enel SpA, por meio da Enel Brasil S.A.e da Enersis Américas 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 Acionistas da Companhia

Não aplicável.

d) Riscos Relacionados a suas controladoras e Coligadas

Não aplicável

e) Riscos Relacionados aos seus Fornecedores

A terceirização de parte substancial das atividades da Emissora 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.

As concessionárias de serviços de energia elétrica, tal como a Emissora, 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 Emissora, 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 Emissora 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 Emissora 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

Os recursos alocados pela Companhia para atender às suas obrigações previdenciárias podem ser inferiores ao valor estimado de tais obrigações e, dessa forma, a Companhia talvez precise fazer contribuições adicionais aos planos de previdência complementar de seus empregados.

Os passivos relativos aos planos de previdência complementar dos empregados da Companhia alcançaram R$492 milhões em 31 de dezembro de 2015, estando 100% deste valor provisionado. Contudo, as estimativas atuariais da Companhia podem não estar corretas e pode haver reduções a longo prazo nas taxas de juros, nos valores de mercado dos valores mobiliários mantidos pelos planos ou outras mudanças adversas. Caso isso ocorra, a posição de planos de previdência complementar dos empregados da Companhia pode ser significativamente prejudicada, afetando, portanto, a periodicidade e o nível crescente das contribuições a serem feitas pela Companhia aos planos de previdência de seus empregados, o que por sua vez pode afetar os resultados e a capacidade de pagamento da Companhia.

f) Riscos Relacionados aos seus Clientes

Se a Emissora 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 2015, o saldo total das contas vencidas era de aproximadamente R$831 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 Emissora 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 Emissora 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 Emissora.

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

		Vencidos	Vencidos há	Total	
	Vincendos	até 90 dias	mais de 90 dias	31/12/2015	31/12/2014
Classe de consumidores:					
Residencial	**180.502**	**124.754**	**41.334**	**346.590**	221.364
Industrial	**54.662**	**10.150**	**21.838**	**86.650**	53.091
Comercial	**76.140**	**36.706**	**25.403**	**138.249**	83.017
Rural	**13.347**	**2.856**	**1.181**	**17.384**	13.942
Poder público iluminação pública	**79.331**	**64.502**	**74.509**	**218.342**	86.804
Serviço público	**9.826**	**1.662**	**117**	**11.605**	6.553
Revenda	**11.656**	**89**	**-**	**11.745**	7.477
Fornecimento	**425.464**	**240.719**	**164.382**	**830.565**	472.248
Receita não faturada	**273.637**	**-**	**-**	**273.637**	164.853
Consumidores baixa renda	**6.576**	**-**	**-**	**6.576**	10.586
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	**-**	**-**	**4.136**	**4.136**	4.136
Contas a receber com partes relacionadas (vide Nota 17)	**58**	**-**	**-**	**58**	63
Outros créditos	**71**	**-**	**-**	**71**	121
Subtotal	**705.806**	**240.719**	**168.518**	**1.115.043**	652.007
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a)	**-**	**-**	**(135.253)**	**(135.253)**	(88.777)
Total circulante	**705.806**	**240.719**	**33.265**	**979.790**	563.230
Não circulante					
Parcelamento de débitos	**-**	**-**	**52.796**	**52.796**	76.028
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a)	**-**	**-**	**(48.427)**	**(48.427)**	(54.347)
Total não circulante	**-**	**-**	**4.369**	**4.369**	21.681

g) Riscos Relacionados aos 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) Riscos Relacionados à Regulação dos Setores em que a Companhia atua

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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;

• a revisão periódica, realizada a cada 5 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 Emissora.

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 Emissora, 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

Por exemplo, 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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, 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

adversamente a metodologia de revisão e reajuste da Companhia, afetando, consequentemente, o resultado operacional e a condição financeira da Companhia.

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:

4.3 - Pro

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado - R$	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Cível	Vara Federal Única de Angra dos Reis	1ª instância	15/08/2006	MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL DE ANGRA DOS REIS - Ambiental	AMPLA	Indeterminado	210.906,00	Ação Civil Pública, entablada em seguimento à ação cautelar nº 2004.51.11000628-0 (Ministério Público Federal x Ampla, FEEMA e Província de Rio de Janeiro) em vistas da suspensão dos efeitos da Licença de Instalação nº FE006191, pela qual FEEMA autorizou que Ampla instalasse rede de distribuição de energia elétrica em Ilha Grande, municipalidade de Angra dos Reis.	Remoto
Cível	17ª Vara Federal do Rio de Janeiro	2ª instância	14/02/2008	MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL	AMPLA	Indeterminado	-	Trata de Acción Civil Pública que tiene por base la averiguación administrativa de Ampla sobre los medidores electrónicos. Requiere, precautoriamente, que Ampla se abstenga (i) de emitir factura o realizar cualquier cobranza con base en mediciones realizadas por los medidores electrónicos versiones CS 5.0.2, 6.0.1y 6.0.2; (ii) de interrumpir el suministro de energía a los usuarios que estén en débito con relación a facturas emitidas con base en los medidores electrónicos versiones CS 5.0.2, 6.0.1y 6.0.2; (iii) de insertar en registros restrictivos de créditos los nombres de dichos usuarios que estén en débito.	Possivel
Cível	2ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro	2ª instância	24/06/2008	AFCONT – Associação Fluminense do Consumidor e Trabalhador	AMPLA	Indeterminado	35.219,36	Acción civil pública – Aplicación de TOI " ". La demandante pretende que los consumidores no tengan su energía interrumpida bajo la alegación de existencia de irregularidad en su medidor, constatada unilateralmente por la demandada, pidiendo: (i) suspensión inmediata del procedimiento adoptado por la demandada, bajo pena de multa diaria de R$ 500 mil; (ii) indemnización por daños morales y patrimoniales causados a los consumidores del Estado de RJ; y (iii) sea declarada ilegal la conducta de la demandada, con efecto erga omnes para todo el Estado.	Provavel
Cível	5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro	1ª instância	13/11/2009	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembléia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	-	Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada em decorrência do apagão ocorrido em 10/11/2009. Através da presente ação a Comissão – autora aduz que o restabelecimento da energia ocorrido após o apagão do dia 10/11/2009 gerou danos aos produtos eletrônicos dos consumidores. Requer, liminarmente, que seja fixada multa paro descumprimento do pedido principal e, no mérito, que as rés sejam condenadas na obrigação de i) calcularem desde a data da suspensão o valor da tarifa mínima das faturas de cobrança que se referem ao período de fornecimento do serviço de energia elétrica que engloba os dias em que o fornecimento permaneceu suspenso e ii) repararem os danos causados em todos os produtos eletrônicos que tenham sido danificados no evento; e, na impossibilidade de reparo, indenizarem os consumidores prejudicados em valor equivalente ao do bem danificado.	Remoto
Cível	16ª Vara Federal de Rio de Janeiro	1ª instância	10/11/2009	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembléia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	-	Trata-se de Ação Civil Pública, através da qual a Comissão questiona as constantes interrupções de energia elétrica. Para tanto, a Comissão - autora requer (i) a condenação da Ampla e da Light na obrigação de não interromperem o fornecimento de energia elétrica, salvo quando provarem a ocorrência de uma das hipóteses que permitem a suspensão do serviço; (ii) a condenação da ANEEL na obrigação de aplicar a multa prevista no artigo 3º, X, da Lei nº 9.427/96; (iii) a condenação da Ampla e da Light na obrigação de reparem os supostos danos materiais e morais	Possivel
Cível	5ª Vara Federal do Rio de Janeiro	2ª instância	02/03/2006	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembléia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	-	A Demandante ajuizou a presente Ação requerendo basicamente: (i) A revogação da Resolução Autorizadora nº 201, do 30 de maio de 2005, que autorizou a instalação da medição eletrônica para que AMPLA volte a utilizar o antigo sistema de medição de consumo; (ii) Que AMPLA seja proibida de suspender o fornecimento de energia elétrica dos clientes que deixem de efetuar o pagamento das faturas enviadas depois da implementação do novo sistema de medição eletrônica por causa da disparidade entre o consumo medido neste período e a média de consumo verificado anteriormente; (ii) A concessão de medida liminar proibindo a suspensão do fornecimento dos clientes que deixem de efetuar o pagamento das faturas enviadas depois da implementação do novo sistema de medição eletrônica; (d) A condenação de AMPLA ao pagamento em duplicidade dos valores pagos em excesso pelos usuários (g) Que AMPLA seja condenada a indenizar os danos materiais e morais sofridos pelos clientes	Remota

4.3 - Proc

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado - R$	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Cível	3ª Vara Federal da Comarca de Belo Horizonte/MG	1ª instância	27/10/2009	Associação de Defesa de Interesses Coletivos - ADIC	AMPLA	Indeterminado	-	Trata-se se Ação Coletiva, através da qual, baseada em análise do Tribunal de Contas da União, a autora alega que as concessionárias de energia elétrica se apropriam indevidamente de ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda por energia elétrica, em razão da ausência de neutralidade na metodologia da fórmula utilizada para cálculo do reajuste tarifário anual	Possivel
Cível	9ª Vara de Fazenda Pública de Río de Janeiro	2ª instância	01/04/1998	Meridional	AMPLA	1343.754.855,17	-	Em 1º/04/98, a Meridional S.A. Serviços Empreendimentos ("Meridional") propôs Ação Monitória contra o Estado do Rio de Janeiro e a Ampla, objetivando a constituição de título executivo e posterior cobrança de débitos, que teriam origem em uma proposta de acordo entabulada com o Estado do Rio de Janeiro.	Remota
Cível	1ª Vara Civel da Comarca de Itaboraí	1ª instância	02/08/2006	Cibran - Companhia Brasileira de Antibióticos	AMPLA	360.045.697,01	-	Ação ordinária na qual a Demandante requer a indenização por perdas e danos sofridos com a perda de produtos e matérias primas, rotura de maquinaria, entre outros, ocorridos devido ao mau serviço fornecido por Ampla, entre 1987 e maio/1994, bem como indenização por danos morais	Possivel
Cível	Vara Única da Comarca de Guapimirim	1ª instância	13/10/1998	Cibrapel	AMPLA	138.578.961,81	7.827.178,15	A demandante alega nessa ação que: (i) no ano de 1986 a demandada realizou o reajuste das tarifas de energia elétrica, com base nas portarias 38 e 45 do DNAEE (tarifaço), em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil, e que esta ilegalidade afeta inclusive as suas faturas de energia atuais. (ii) a energia eléctrica constitui insumo básico para o funcionamento das atividades industrias da demandante, e que a demandada sempre prestou um serviço de péssima qualidade, caracterizado por reiteradas interrupções desde 1991, o que acarreta a demandante inúmeros prejuízos. Assm requer:(i) a declaração de inexistência de relação jurídica que obrigue a autora ao pagamento da tarifa de energia com a majoração implementada pelas portarias 38 e 45 do DNAEE, com a compensação ou devolução em dobro dos valores pagos, excluindo as majorações das tarifas atuais; (ii) condenação ao pagamento e indenização por perdas e danos no valar de MMR$9; (iii) condenação ao pagamento de danos morais, de acordo com o critério do juízo; (iv) condenação ao pagamento de indenização por lucros cessantes de MMR$4;	Provavel
Cível	4ª Vara Civel da Comarca de Niterói	2ª instância	19/12/2007	Astec Assesoria de Serviço Técnicos e Tributários Ltda.	AMPLA	115.436.816,51	-	Trata de ação judicial, através da qual alega a Demandante que a ré teria descumprido cláusulas contratuais do contrato assinado entre as partes, para prestação de serviços de assessoria. Ainda segundo a Demandante, entre os serviços contratados, estava a assessoria para investigação, identificação e levantamento ou utilização de créditos de ICMS a ceder-se a Ampla, nos termos da lei estadual 3.572/01, sendo iniciada a execução de dito serviço, através de contatos e citações com representantes da Construtora Norberto Odebrecht S.A., detentadora de créditos de ICMS aptos a transferir-se a Ampla. Por fim, alega a Demandante que teria conseguido créditos tributários que efetivamente foram adquiridos e utilizados por Ampla, no valor de R$ 206.141600,83 (custo sem correção plena), sem que lhe fossem pagos os honorários devidos em razão da assessoria prestada.	Remoto

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 - R$	Explicação Sumária	Probabilidade de perda
Cível	2ª Vara Civel da Comarca de Niterói	2ª instância	14/10/1994	Perma Ind. de Bebidas S/A	AMPLA	73.666.683,80	2.222.692,52	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFAÇO. Se trata de ação com o objeto de repetição dos valores que a demandante teria pago mais pela utilização de energia elétrica, por conta do incremento pretensamente ilegal de 20% sobre as tarifas dois clientes industriais (“ tarifaço”).A demandante sustenta que o incremento tarifario determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante ou período de congelamento de preços implementado pelo Governo Federal através do decreto-lei n°2283 de 28/02/1986, é ilegal pois não respecta a politica econômica do Governo, e que este incremento ilegal encontra-se adicionado nas contas futuras de tarifa de energia eletrica	Provavel
Cível	2ª Vara Civel de Itaboraí	1ª instância	14/05/2004	Município de Itaboraí	AMPLA	60.483.155,21	-	A pretensão da demanda é a revisão do valor cobrado pelo fornecimento de energia elétrica ao Demandante, e a devolução em dobro do valor pago em excesso ao longo dos últimos dez anos, para o alumiado público das ruas, as vagas e zonas públicas municipais. A Demandante alega que a cobranza não corresponde ao efetivo consumo, pois a concesionaria não considera corretamente a hora noturna e as lâmpadas apagadas, gerando uma diferença em excesso correspondente ao 21,89% das faturas.	Remota
Cível	9ª Vara Civel da Comarca de Niterói	2ª instância	29/12/2005	SMD - SERVIÇOS DE MEDIÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE DOCUMENTOS LTDA.	AMPLA	720.338.034,95	-	SMD fue contratada por Ampla para prestar servicios de lectura de consumo de energía y entrega de facturas. La Demandante pretende la condena de Ampla por daños morales y lucros cesantes, en virtud de presunta "quiebra del contrato a destiempo y sin preaviso". Ampla alega en defensa que el contrato fue rescindido por culpa de SMD, que no prestaba el servicio según las condiciones pactadas.	Provavel
Cível		2ª instância		MINISTÉRIO PÚBLICO ESTADUAL	AMPLA	58.521560,31		El Ministerio Público Estadual propuso esta Acción Civil Pública en razón de las constantes interrupciones del suministro de energía para los consumidores de los barrios de Boa Vista, Porto da Pedra, Monjolos, Pacheco y otros, situados en el Municipio de São Gonzalo. La demandante solicita, principalmente, la condena de AMPLA a pagar indemnizaciones por daños materiales y morales causados a los consumidores regulares de este Municipio.	

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

Natureza do Process	Juízo	Instância	Data de instauraç	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária
Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	01/12/2006	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	20.141.619,86	-	Ação anulatória de débito fiscal - De acordo com o Auto de Infração, a Ampla não comprovou os valores dos créditos de ICMS registrados por ocasião das entradas de mercadorias destinadas ao ativo fixo.
Fiscal	5ª Vara Civel - Central de Divida Ativa - Niterói	1ª Instância	28/06/1999	Secretaria de Estado da Fazenda	AMPLA	28.289.697,27	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento que a Ampla não comprovou os valores dos créditos de ICMS registrados por ocasião das entradas de mercadorias destinadas ao ativo fixo.
Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	28/06/1999	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	7.156.246,05	4.770.830,70	Lavratura do Auto de Infração nº 01.082243-5 contra a AMPLA, sob a alegação de que a empresa teria creditado indevidamente os valores referentes às entradas de mercadorias ao seu ativo permanente – Fornecimento de energia elétrica.
Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	1999	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	1.629.752,40	407.438,10	Lavratura do Auto de Infração contra a AMPLA, sob a alegação de que a empresa teria creditado indevidamente os valores referentes às entradas de mercadorias ao seu ativo permanente – Fornecimento de energia elétrica.
Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	2ª Instância	18/12/2006	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	14.903.391,47	-	Ação anulatória de crédito fiscal - De acordo com o auto de infração a Ampla efetuou saída de mercadorias sem a devida tributação pelo ICMS.
Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	2ª Instância	25/01/2007	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	16.119.034,40	-	Ação anulatória de créditos fiscais referentes à três autos de infração (E-04/114.362/00, E-04/114.365/00 e E-04/114366/00) - De acordo com os autos de infração, a Ampla efetuou saídas de mercadorias para conserto sem o retorno ao estabelecimento de origem no prazo legal de 180 dias. Após o prazo, não houve recolhimento do ICMS supostamente devido.

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
Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	09/11/2000	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	18.247.459,63	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento de que a Ampla se creditou indevidamente de valores de ICMS consignados no Livro de registro de ICMS (ano 98) sem comprovação documental. Trata-se de aumento da alíquota do imposto determinado pela legislação, em que a empresa aplicou a maior alíquota para todos os clientes, sem considerar as alíquotas diferenciadas por faixa de consumo. No mês seguinte, a Ampla compensou parcela do imposto pago a maior e restituiu os valores pagos pelos usuários mediante crédito financeiro na conta de energia.
Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	26/09/2005	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	34.121.990,95	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento de a Ampla ter recolhido o ICMS relativo ao Fundo Estadual de Combate à Pobreza - FECP, espontaneamente, fora do prazo legal e sem os acréscimos legais.
Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	26/09/2005	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	234.789.560,49	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento de a Ampla ter recolhido o ICMS, espontaneamente, fora do prazo legal e sem os acréscimos legais.
Fiscal	CSRF - Câmara Superior de Recursos Fiscais	Instância Superior	07/07/2003	Receita Federal do Brasil	AMPLA	142.140.601,64		Lavratura de Auto de Infração contra a AMPLA, a título de COFINS, sob a alegação de que a empresa teria recolhido a menor a referida contribuição no período de 12/01 a 06/02.
Fiscal	5ª VARA FEDERAL DE NITERÓI	1ª Instância	27/06/2014	Receita Federal do Brasil	AMPLA	1.068.017.541,35	-	Suposta falta de recolhimento do Imposto de Renda na Fonte sobre juros remetidos a pessoa jurídica sediada no exterior, titular de "fixed rate notes" devidamente registradas no BACEN. A Receita Federal interpretou que a suposta remessa de juros não estavam amparados pelo inciso IX do artigo 691 do RIR/99.
Fiscal	Secretaria Municipal de Serviços Públicos do Município de Magé	1ª Instância	20/09/2005	Municipio de Magé	AMPLA	28.807.812,00	-	Cobrança de taxa de licença para ocupação do solo nas vias e logradouros públicos, dos postes e demais instalações e equipamentos destinados a distribuição de energia, localizados no Município de Magé, consubstanciado no Auto de Infração nº 1056 lavrado contra a AMPLA.

4.3 - Proc

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária
Fiscal	Cartório da Dívida Ativa	1ª Instância	18/12/2003	Município de Itaborai	AMPLA	8.325.505,50	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Itaboraí.
Fiscal	Secretaria Municipal de Fazenda de Rio Bonito	2ª Instância	2006	Município de Rio Bonito	AMPLA	2.273.150,09	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio Bonito.
Fiscal	7ª Vara Cível de Niterói	1ª Instância	17/08/2009	Município de Niterói	AMPLA	5.351.138,39	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Niterói
Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/04/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	2.954.880,00	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio das Ostras.
Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/04/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	3.278.880,00	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio das Ostras.
Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/04/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	3.421.440,00	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio das Ostras.
Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/04/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	3.576.960,00		Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio das Ostras.
Fiscal	Secretaria Municipal de Fazenda de Cabo Frio	1ª Instância	2003	Município de Cabo frio	AMPLA	10.296.272,54		Auto de Infração lançado para cobrar Imposto Sobre Serviços referente a janeiro de 1997 a maio de 2002
Fiscal	7ª Vara Cível de Niterói	1ª Instância	40058	Município de Niterói	AMPLA	1.739.160,00		Execução Fiscal apresentada pelo município de Niterói para cobrar ISS sobre os serviços acessórios a atividade de distribuição de energia elétrica.

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
Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	02/07/2009	Delegado da Receita Federal	AMPLA	40.616.577,73	-	Compensação de débito de PIS/COFINS/IRPJ/CSLL devidos nos períodos de apuração de abril/2006, maio/2006, julho/2005, agosto/2005, janeiro e fevereiro/2006, pela utilização do direito de compensar o crédito decorrente de pagamento a maior de IR em outubro de 2002 em razão do litígio judicial no qual se alegava a não incidência do IR sobre as operações de Hedge/Swap.
Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	20/10/2009	Delegado da Receita Federal	AMPLA	15.065.266,89		Compensação de débito de IRPJ devida por estimativa no período de apuração de junho de 2006, pela utilização do direito de compensar o crédito decorrente de pagamento a maior deste imposto no período de apuração fechado em 30/06/2006.
Fiscal	STJ	Instância Superior	02/09/2002	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	Indeterminado	-	Reconhecimento do direito líquido e certo de não ser compelida ao recolhimento do ICMS a luz do decreto 31.632/2002, tendo em vista as ilegalidades e inconstitucionalidades por ele trazidas.
Fiscal	7ª Vara Cível de Niterói	1ª Instância	11/06/2007	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	11.693.795,44	11.693.795,44	Trata-se de execução fiscal na qual pretende o Estado de Rio de Janeiro cobrar da Ampla suposta dívida relativa a ICMS pago a menor no período de janeiro a agosto de 1999, janeiro a abril de 2000 e junho a agosto de 2000.
Fiscal	12ª Câmara Cível	2ª Instância	01/06/2009	AMPLA	Município de Niterói	6.250.000,00	-	O município de Niterói notificou a Ampla para o pagamento de "Taxa de Empachamento" em razão da obstrução do caminho público. De acordo com o município, a Ampla teria que pedir autorização prévia para realizar os serviços na rede de distribuição e pagar uma taxa por todos os serviços feitos nas ruas do Município de Niterói.
Fiscal	TRF 2	2ª Instância	01/10/1996	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Ação Ordinária de Repetição de Indébito proposta pela Ampla visando à condenação da União Federal a restituir a integralidade das quantias recolhidas pela autora a título de COFINS nos anos de 1992 a 1995, devidamente corrigidos e acrescidos dos encargos legais a partir dos recolhimentos indevidos, com base na decisão transitada em julgado, proferida nos autos do Mandado de Segurança nº 92.0113489-4.

4.3 - Proc

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária
Fiscal	2ª Vara Federal de Niterói	1ª Instância	14/10/1996	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Ação Ordinária pela qual a Ampla pretende que a União Federal seja condenada a restituir a diferença entre o valor pago de acordo com os Decretos-Leis ns° 2.445 e 2.449, de 1988 e o devido de acordo com a Lei Complementar n° 7/70, acrescido de encargos legais.
Fiscal	STJ	Instância Superior	02/10/1996	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Ação Ordinária na qual a Ampla pretende obter a declaração da inexistência de relação jurídico-tributária que a obrigue ao pagamento do FINSOCIAL incidente sobre a sua receita bruta mensal ou, ao menos, para declarar incidentalmente a inconstitucionalidade das majorações do FINSOCIAL para além de 0,5%, das empresas sociais e mistas. Pretende, ainda, que a União seja condenada a restituir a integralidade das quantias recolhidas nos últimos cinco anos, com fundamento do § 3º do artigo 155 da Constituição Federal.
Fiscal	STJ	Instância Superior	17/12/1998	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal em Niterói que procurar assegurar à Ampla o direito a compensar integralmente os prejuízos fiscais para fins de determinação da base de cálculo do IRPJ, e as bases de cálculo negativas para fins da CSLL, para os anos 1993, 1995 e 1996, com os lucros gerados nos anos-base 1998 e seguintes, sem submeter-se ao limite de 30% do lucro tributável.
Fiscal	TRF 2	2ª Instância	17/12/1998	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Mandado de Segurança com o objetivo de assegurar à empresa o direito de deduzir imediata e integralmente os efeitos da diferença de correção monetária do balanço no ano 1990 sobre as depreciações, amortizações e baixas dos ativos permanentes, para a determinação da base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro – CSL (Lei N° 7.689/88), relativa ao ano-calendário de 1988 e seguintes. Se defende a tese da inconstitucionalidade e ilegalidade da Lei N º 7.689/88 e o Decreto N º 332/91, ante a ofensa à autorização constitucional para a tributação da renda (ou lucro), à infração ao princípio da irretroatividade da lei.
Fiscal	02ª Vara Federal de Niterói	1ª Instância	19/12/2008	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	A ação objetiva a exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuciones ao PIS e à COFINS.

4.3 - Proc

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária
Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª e 2ª instâncias	Diversos	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	54.677.953,98	-	A Secretaria de Fazenda do Rio de Janeiro vem lavrando notas de lançamento (o valor mencionado envolve 164 notas de lançamento) com o objetivo de impedir a decadência do seu direito de constituir créditos de ICMS e ICMS-FECP referentes a valores que, por decisão judicial, a Ampla foi obrigada a deixar de incluir nas faturas dos clientes e consequentemente de recolher ao Estado. As decisões judiciais foram concedidas em processos em que litigam o Estado do Rio de Janeiro e determinados clientes da Companhia acerca da ilegalidade da incidência do ICMS sobre o valor da demanda contratada ou da alíquota de ICMS aplicável.
Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª Instância	21/12/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	138.387.738,73		Auto de Infração lavrado para cobrança do ICMS supostamente devido em razão da quebra do diferimento no furto de energia. O Estado entende que em razão do furto de energia, a cadeia do diferimento do ICMS foi quebrada sendo devido o recolhimento do ICMS pela distribuidora.
Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª Instância	21/12/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	7.688.207,92		Auto de Infração lavrado para cobrança do ICMS supostamente devido em razão da quebra do diferimento no furto de energia. O Estado entende que em razão do furto de energia, a cadeia do diferimento do ICMS foi quebrada sendo devido o recolhimento do ICMS pela distribuidora.
Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª Instância	30/08/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	53.868.293,52		Auto de Infração lavrado em razão de alegado creditamento de ICMS pela Empresa, no período de janeiro de 2007 a dezembro de 2011, relativo a notas fiscais de entrada de bens do ativo fixo alheios à sua atividade fim, bem como em razão da utilização de parâmetros incorretos para a apuração do "Fator de Ajuste CIAP".
Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	2ª Instância	30/08/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	27.856.403,84		Auto de infração lavrado em razão de alegado creditamento a maior do ICMS, no livro de apuração (RAICMS), relativo ao estorno de ICMS decorrente de cancelamento de cobranças feitas em contas de energia elétrica, referentes a meses anteriores, no período de janeiro de 2007 a janeiro de 2009

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 1: Ampla e Eduardo dos Santos Machado

a) Juízo:

Reclamação Trabalhista: 0000916-74.2010.0246
6ª Vara do Trabalho de Niterói.

b) Instância:

1ª instância.

c) Data de instauração:

31/05/2010 (Data da autuação).

d) partes no processo (*Em relação aos processos judiciais sujeitos à apreciação da Justiça do Trabalho, devem ser indicadas apenas as iniciais dos nomes das partes*):

Reclamante: EDUARDO DOS SANTOS MACHADO
Reclamada: AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.

e) Valores, bens ou direitos envolvidos:

Reclamação Trabalhista onde o reclamante pleiteia o reconhecimento dos seguintes direitos: Equiparação salarial e seus decorrentes reflexos (projeção nos depósitos do FGTS; 13º vencidos e vincendos e demais parcelas); adicional de periculosidade; dano moral e horas de sobreaviso.

f) Principais fatos:

O reclamante foi admitido em 23/03/1979 aos quadros da AMPLA e atualmente é presidente do STIEEN (Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói). Através da referida reclamação requer equiparação salarial ao ex-empregado, o Sr. JAIRO DA ROCHA MAIA, por alegar que sempre exerceu as mesmas funções deste. Ademais, pleiteia também o pagamento do adicional de periculosidade durante um período de seu contrato de trabalho, qual seja: 01/07/2005 a 30/06/2007. Ainda, faz pedido de indenização decorrente de dano moral, tendo em vista a alegação de assédio moral por conduta discriminatória por parte do Sr. ALBINO MOTTA DA CRUZ, atual Diretor Técnico da AMPLA. Por fim, requer o pagamento de horas de sobreaviso sob a alegação que durante todo o período contratual esteve submetido ao referido sobreaviso.

g) Se a chance de perda é:

Provável

h) Análise do impacto em caso de perda:

Pagamento do valor provisionado bem como majoração do salário do reclamante por conta dos direitos pleiteados.

i) valor provisionado, se houver provisão

R$ 410.757,27.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5. Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos

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

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:

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

	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	Civel	Acidente	Ações ajuizadas contra a Ampla, 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.	350	229,78	25,36
2	Civel	Ações Patrimoniais	Se tratam de ações ajuizadas pela Ampla para i) obter desapropriação plena, quando forem necessárias para a implantação das substações de energia elétrica, ou ii) para fins de servidão, para passagem de linhas de transmissão de energia elétrica.	77	49,91	34,95
3	Civel	Tarifaço	Ações ajuizadas contra a Ampla, 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.	34	258,14	20,72
4	Civel	Aneel	Processos contra a Ampla no âmbito Regulatório.	5	17,49	10,85
				Total	**555,32**	**91,88**

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 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 financeiros. 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 específica. 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 Ampla 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) 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 e pelo patrimônio líquido da Companhia.
O índice de endividamento no exercício findo em 31 de dezembro de 2015 é de 49% e em 2014 de 39%.

d) 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. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía 90,1% da dívida total indexada a taxas variáveis, sendo que 13,7% 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, 6,6% das dívidas variáreis (5,96% do total) tiveram suas taxas fixadas através de contrato de swap.
Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados nas demonstrações financeiras. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R$ 7.297 (R$ 10.640 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$ 3.683 (R$ 2.709 em 2014).

e) Risco de liquidez

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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:

	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	**2.091**	**4.123**	**18.261**	**86.725**	**25.897**	**137.097**
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	**9.545**	**18.810**	**114.037**	**2.202.595**	**45.219**	**2.390.206**
Debêntures	**22.852**	**-**	**275.176**	**1.085.561**	**-**	**1.383.589**
	34.488	**22.933**	**407.474**	**3.374.881**	**71.116**	**3.910.892**
31 de dezembro de 2014						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	2.609	5.661	24.321	109.437	48.529	190.557
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	8.059	21.129	99.547	508.706	23.950	661.391
Debêntures	17.112	-	138.818	1.267.793	-	1.423.723
	27.780	26.790	262.686	1.885.936	72.479	2.275.671

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos financeiros derivativos que estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos abaixo:

	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
31 de dezembro de 2015			
"Swaps" de juros 03/09/12	(2.850)	(1.632)	(4.482)
"Swaps" de juros 08/11/12	(1.726)	-	(1.726)
	(4.576)	(1.632)	(6.208)
31 de dezembro de 2014			
"Swaps" de juros 03/09/12	(2.765)	(1.871)	(4.636)
"Swaps" de juros 08/11/12	(2.574)	-	(2.574)
	(5.339)	(1.871)	(7.210)

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor a opção de utilizar, no curto prazo, limites de contas garantidas no valor de R$ 50.000 e linhas comprometidas no valor de R$ 170.000 contratadas em 31 de dezembro de 2015.

Valorização dos instrumentos financeiros

O método de mensuração utilizado para cômputo 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	**134.126**	**134.126**	114.774	114.774
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	**107.359**	**107.359**	18.152	18.152
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	**40.923**	**40.923**	27.854	27.854
Consumidores	Empréstimos e recebíveis	2	**984.159**	**984.159**	563.230	563.230
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Empréstimos e recebíveis	2	**7.297**	**7.297**	10.640	10.640
Empréstimos com Partes relacionadas em moed	Empréstimos e recebíveis	2	**8.594**	**8.594**	-	-
Valores a receber de parcela A e outros itens fina	Empréstimos e recebíveis	2	**537.780**	**537.780**	415.789	415.789
Ativo indenizável (concessão)	Disponivel para venda	3	**1.832.491**	**1.832.491**	1.342.255	1.342.255
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacior	Outros passivos financeiros	2	**1.551.289**	**1.442.068**	685.647	683.667
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	**1.133.331**	**1.101.586**	1.122.888	1.124.638
Fornecedores	Outros passivos financeiros	2	**916.038**	**916.038**	660.965	660.965

As aplicações financeiras registradas nas demonstrações financeiras (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

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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 de mercado	Diferença
Swap DI x PRÉ 03.09.12 HSBC Bank Brasil S.A.	205	5.591	5.386
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil S.A.	135	1.706	1.571

A estimativa de valor de mercado das operações de swap foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela BM&F na posição de 31 de dezembro de 2015.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2015 havia 2 (dois) contratos de swap CDI para taxa fixa, a fim de diminuir a exposição às flutuações dos índices de mercado, conforme demonstrado abaixo:

					Valores de referência	
					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.	03/09/2012	16/06/2017	CDI + 1,02%aa 10,05% aa	(5.591)	(6.235)
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	15/06/2016	CDI + 1,20%aa 9,59% aa	(1.706)	(4.405)

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.

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
CDI	**215.701**	**259.670**	**43.969**	**302.368**	**86.667**
IPCA	**95.502**	**112.794**	**17.292**	**125.983**	**30.481**
TJLP	**32.767**	**37.805**	**5.038**	**42.781**	**10.014**
FIXO	**6.500**	**6.500**	**-**	**6.500**	**-**
Total	**350.470**	**416.769**	**66.299**	**477.632**	**127.162**

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:

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

		Cenário + 25%		Cenário + 50%	
Contrato	31/12/2015	Cenário	Efeito líquido no resultado	Cenário	Efeito líquido no resultado
Debênture 1ª série - 6ª, 7ª e 8ª emissões	**19.073**	**23.177**	**4.104**	**27.162**	**8.089**
Swap ponta ativa	**(19.073)**	**(23.177)**	**(4.104)**	**(27.162)**	**(8.089)**
Swap ponta passiva	**11.084**	**11.084**	**-**	**11.084**	**-**
Total	**11.084**	**11.084**	**-**	**11.084**	**-**

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.

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge de fluxo de caixa representado por contrato de swap, visando proteção parcial a exposição da taxa CDI produzida por suas debêntures. A parcela eficaz do hedge de fluxo de caixa é reconhecida diretamente no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e posteriormente reclassificado para o resultado quando o item de hedge afetar o resultado.

Hedge de fluxo de caixa

Fornece proteção contra a variação nos fluxos de caixa que seja atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável e que possa afetar o resultado.

No reconhecimento inicial de uma relação de hedge, a Companhia classifica formalmente e documenta a relação de hedge à qual a Companhia deseja aplicar contabilidade de hedge, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o hedge. A documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, o item ou transação objeto de hedge, a natureza do risco objeto de hedge, a natureza dos riscos excluídos da relação de hedge, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de hedge e a forma como a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de hedge para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de hedge ou fluxos de caixa relacionados ao risco objeto de hedge. Quanto ao hedge de fluxos de caixa, a demonstração do caráter altamente provável da transação prevista objeto do hedge, assim como os períodos previstos de transferência dos ganhos ou perdas decorrentes dos instrumentos de hedge do patrimônio líquido para o resultado, são também incluídos na documentação da relação de hedge. Espera-se que esses hedges sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo ou fluxos de caixa, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram, de forma efetiva, altamente eficaz ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

Se o instrumento de hedge expirar ou for vendido, encerrado ou exercido sem substituição ou rolagem (como parte da estratégia de hedging), ou se a sua classificação como hedge for revogada, ou quando a cobertura deixar de cumprir os critérios de contabilização de hedge, os ganhos ou perdas anteriormente reconhecidos no resultado abrangente permanecem separadamente no patrimônio líquido até que a transação prevista ocorra ou o compromisso firme seja cumprido.

Cobertura de seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional do Grupo Enel. A Companhia também mantém um seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel.

	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de indenização
Riscos	De	Até		
Risco operacional	01/11/2015	31/10/2016	R$ 1.505.861	R$ 192.195
Responsabilidade civil	01/11/2015	31/10/2016	N/A	R$ 768.780

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.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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 e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

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	03/06/1909
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade Anônima
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	15/08/1969

6.3 - Breve histórico

A Ampla Energia, controlada pelo Grupo Enel, foi criada em setembro de 2004 como reflexo de um profundo Plano de Transformação, iniciado em março do mesmo ano.

Como empresa privada, sua trajetória iniciou-se em novembro de 1996, quando ela ainda se chamava Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (Cerj) e foi adquirida por um consórcio de empresas de energia elétrica formado pelo Grupo Endesa (Espanha), Chilectra e Enersis (Chile) e EDP Brasil (Portugal). Ela é uma das dezenas de empresas brasileiras que participaram do processo de privatização ocorrido na década de 90 a partir da sanção da Lei nº 8.031/1990, que cria o Programa Nacional de Desestatização (PND).

No entanto, o começo da operação da empresa no setor elétrico se mistura remonta o início do século passado, quando em 1908 foi inaugurada a hidrelétrica de Piabanha, em Entrerios, município conhecido como Três Rios. Nesta época, Cândido Gaffrée e Eduardo Palassin Guinle criaram a Guinle e Companhia. A empresa, que passa a se chamar Hidrelétrica Alberto Torres, torna-se a principal fornecedora de energia elétrica dos Estado do Rio de Janeiro, abastecendo Niterói, São Gonçalo e Petrópolis.

Um ano mais tarde, em 1909, a Guinle e Companhia passa a ser comandada pela recém-fundada Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), que é adquirida em 1927 pela American and Foreign Power Company Inc. A nova empresa inicia suas atividades no país adquirindo dezenas de concessionárias, principalmente no interior do Estado de São Paulo. Em 1930, ela interliga seu sistema às empresas Rio de Janeiro Trainway, Light and Power Company Limited e Rio Light a fim de aumentar sua capacidade de atendimento.

Paralelamente à história da CBEE, é iniciado o processo de consolidação do setor elétrico, com a fundação da empresa Centrais Elétricas Fluminense Sociedade Anônima (Celf), holding composta pela Empresa Fluminense de Energia Elétrica (Efe), o Centro Fluminense de Eletricidade (Cefe), a Empresa Força e Luz Iber-Americana e a Companhia Norte Fluminense de Eletricidade. A Celf incorpora, quatro anos mais tarde, as empresas sobre as quais tinha influência, passando a fornecer energia a 62,7% do Estado.

No ano do Golpe Militar, a CBEE é estatizada e passa a ser controlada pela administração estadual. Próximo ao fim da ditadura, já em 1979, ela assume também os serviços de eletrificação rural antes realizados pelas Centrais Elétricas Fluminenses Sociedade Anônima. No dia 17 de abril do ano seguinte, a CBEE passa a se chamar companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (Cerj).

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. Estudar, planejar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, bem como serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, podendo administrar e/ou incorporar outros sistemas de energia, prestar serviços técnicos de sua especialidade, organizar subsidiária, ou incorporar outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seus objetivos;

ii. Participar de pesquisas vinculadas ao setor energético, notadamente nas áreas de geração, transmissão e formação de pessoal técnico e a preparação de operários qualificados, através de programas de treinamento e cursos especializados;

iii. Participar de organizações regionais, nacionais e internacionais, voltadas ao planejamento, operação, intercâmbio técnico e desenvolvimento empresarial, relacionadas com a área de energia elétrica; e

iv. Participar de outras empresas do setor elétrico como sócia ou acionista, inclusive no âmbito de programas de privatização, no Brasil e no exterior.

A Ampla fornece energia elétrica a 66 municípios distribuídos em 32.188 km², o que corresponde, aproximadamente, a 73% do território do Estado do Rio de Janeiro. A base comercial da Companhia compreende, aproximadamente, 2,9 milhões de unidades consumidoras e envolve uma população estimada de 7,7 milhões de habitantes.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia encerrou o ano com 2.976.003 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,00% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2014. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado nas classes residencial (conjuntamente convencional e baixa renda), com mais 44.690 novos consumidores.
Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R$ 194 milhões nos últimos 12 meses.

Número de Clientes	Exercícios Sociais findos em 31 de dezembro de					
	2015	Var. %	**2014**	Var. %	**2013**	Var. %
Mercado Cativo	**2.606.447**	**1,76%**	**2.561.451**	**3,00%**	**2.487.210**	**3,70%**
Residencial - Convencional	2.234.129	9,27%	2.044.608	3,60%	1.972.861	3,90%
Residencial - Baixa Renda	134.344	-51,88%	279.175	-0,20%	279.658	3,80%
Industrial	4.507	-3,14%	4.653	-0,70%	4.653	-0,60%
Comercial	148.588	-0,69%	149.621	0,70%	148.542	1,90%
Rural	66.786	1,32%	65.914	1,80%	64.770	2,70%
Setor Público	18.093	3,51%	17.480	4,50%	16.726	3,40%
Clientes Livres	**54**	**1,89%**	**53**	**4,20%**	**48**	**17,10%**
Industrial	35	0,00%	35	6,30%	32	10,30%
Comercial	19	5,56%	18	-	16	33,30%
Revenda	12	-7,69%	13	-	13	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	**2.606.513**	**1,76%**	**2.561.517**	**3,00%**	**2.487.271**	**3,70%**
Consumo Próprio	327	0,62%	325	1,90%	319	-12,60%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	369.163	12,58%	327.901	0,90%	324.856	3,60%
Total - Número de Consumidores	**2.976.003**	**3,00%**	**2.889.743**	**2,70%**	**2.812.446**	**3,70%**

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)	5.177.380	4.589.054	3.849.432

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)	-35.234.000	194.830	515.059

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a) características do processo de produção

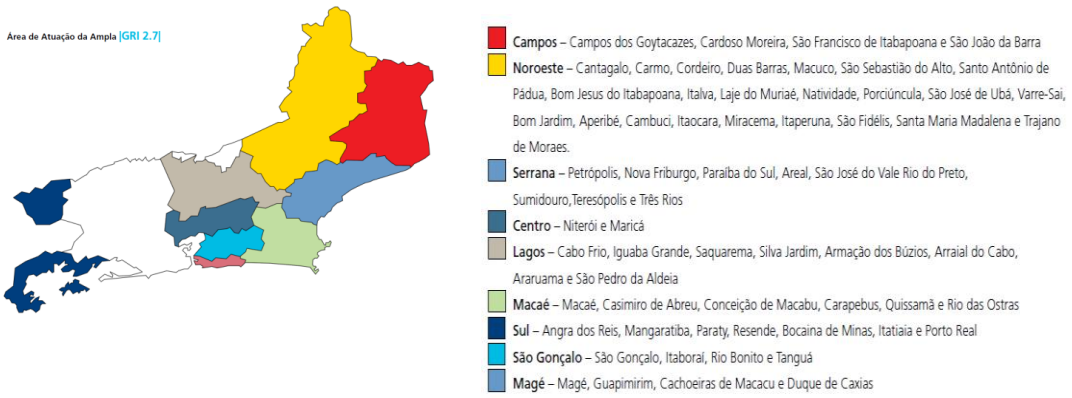
Por ser uma distribuidora de energia elétrica, a Companhia depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas companhias de geração de energia elétrica. Os principais fornecedores de energia da Companhia são Furnas, CHESF e Itaipu. A partir de 2005, conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica brasileiras passaram a comprar energia elétrica por meio de contratos regulados de compra e venda de energia elétrica em leilões promovidos pelo governo.

A tabela abaixo resume o total de energia elétrica que a Companhia comprou de seus fornecedores durante os períodos indicados (em GWh):

	2015		2014		2013	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Itaipu	2.247	1,22%	2.220	4,62%	2.122	17,35%
Centrais Elétricas – FURNAS	1.370	-7,18%	1.476	-0,47%	1.483	12,12%
Cia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	1.925	-2,53%	1.975	0,20%	1.971	16,11%
Companhia Energética de São Paulo – CESP	414	20,00%	345	-27,22%	474	-51,70%
Eletronorte	308	-35,02%	474	47,66%	321	-51,10%
COPEL	145	-21,62%	185	-26,59%	252	0,00%
CEMIG	314	>100%	108	-68,24%	340	2,78%
PROINFA	247	1,23%	244	3,39%	236	1,93%
Petrobrás	718	42,18%	505	25,31%	403	-0,20%
Eletronuclear	398	-0,75%	401	-0,50%	403	-
Outros	4.554	18,25%	3.851	13,80%	3.384	35,98%
Total – Compra de Energia s/ CCEE	**12.640**	7,26%	**11.784**	3,47%	**11.389**	92,73%
Liquidação na CCEE	584	-60,30%	1.471	74,91%	841	-14,51%
Total – Compra de Energia	**13.224**		**13.255**		**12.230**	

b) características do processo de distribuição

Área da Concessão – Estado do Rio de Janeiro.
A Ampla fornece energia elétrica a 66 municípios distribuídos em 32.188 km², o que corresponde, aproximadamente, a 73% do território do Estado do Rio de Janeiro. A base comercial da Companhia compreende, aproximadamente, 2,9 milhões de unidades consumidoras.
O mapa abaixo ilustra as áreas do Estado do Rio de Janeiro onde a Companhia opera:



7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Rede de Distribuição

A distribuição de energia elétrica consiste no transporte da energia da fronteira com a rede básica e com outros sistemas de distribuição até o ponto de entrega aos consumidores finais.

As linhas de transmissão da Companhia transmitem energia elétrica dos pontos de fronteira(rede básica e outros sistemas) para as subestações de energia, entre subestações e de subestações para consumidores. Todos os clientes que se conectam a essas linhas de distribuição e ao restante do sistema elétrico de média e baixa tensão, sejam Consumidores Livres ou outras concessionárias, devem pagar uma tarifa pelo uso do sistema.

A Companhia tem uma rede de distribuição que consiste de uma vasta rede em que predominam linhas aéreas e subestações que têm faixas de tensão sucessivamente menores. Os grandes consumidores industriais recebem energia elétrica em faixas de alta tensão, enquanto os consumidores industriais e comerciais de menor porte e os residenciais e os consumidores das demais classes recebem energia elétrica em faixas de tensão menores.

A Companhia encerrou o ano de 2014 com 120 subestações fixas de distribuição, contando com 53.605 km referentes as linhas de distribuição e 3.804 km referentes as linhas de transmissão.

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

ii. condições de competição nos mercados

A Companhia obteve concessões exclusivas para distribuir energia elétrica em 2 áreas nos Estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais, locais em que enfrenta a concorrência de outras geradoras e comercializadoras para Consumidores Livres. Os fornecedores escolhidos pelos Consumidores Livres poderão utilizar as redes e instalações auxiliares das companhias de distribuição e transmissão de energia elétrica, mediante pagamento da taxa TUSD.

d) eventual sazonalidade

O consumo e, consequentemente, a venda de energia elétrica (GWh) oscilam em decorrência da variação de temperatura e da atividade comercial e industrial. Assim, as vendas da Companhia são maiores no primeiro e quarto trimestre devido ao 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	4.061	4.118	3.952
2° TRI	3.277	3.402	3.335	3.338
3° TRI	3.241	3.332	3.343	3.305
4° TRI	3.576	3.853	3.794	3.741

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

O principal insumo da Companhia é a energia elétrica.

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia.

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.

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

7.5. Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando especificamente:

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;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

(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:

(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 destaobrigação;

· 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;

(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; e

(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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 regulamento vigente do setor elétrico.

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 50 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior e 50 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. 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 acapacidade 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.

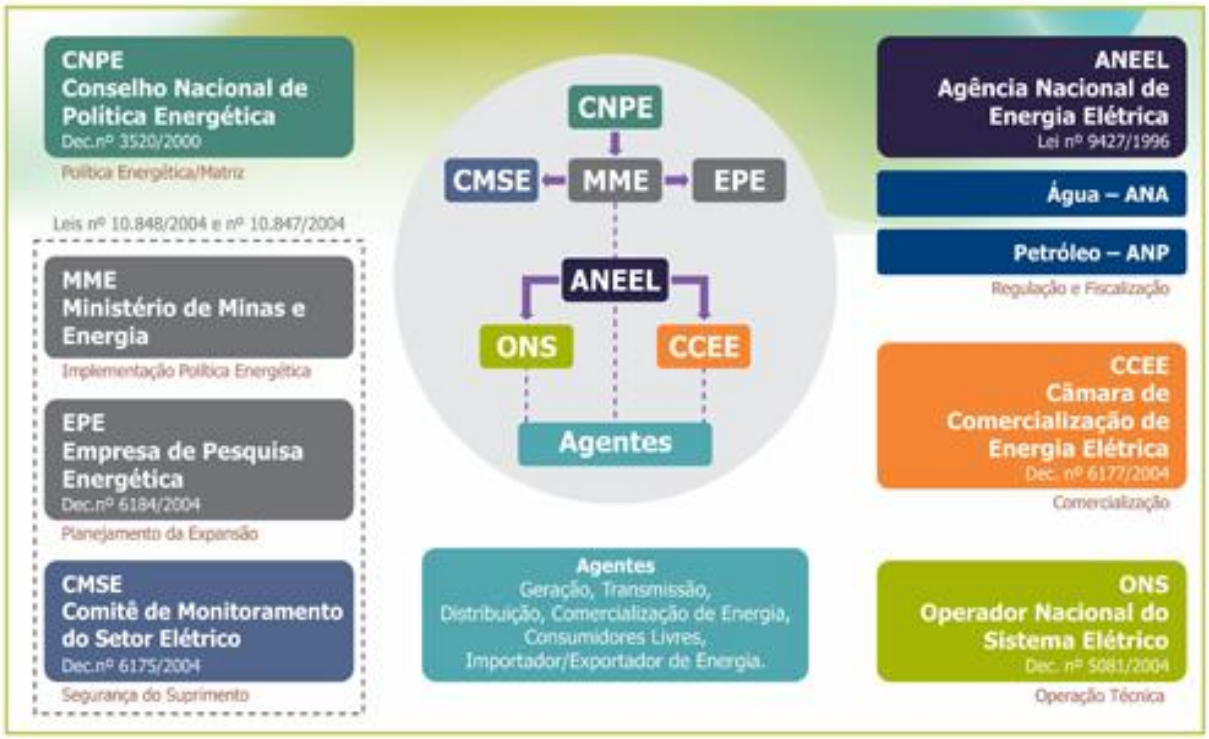
· Termo contratual. Quando do advento do termo contratual, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica, serão revertidos ao Poder concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos reversíveis 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

Principais Entidades Regulatórias



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, 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 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:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

· 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;

· obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;

· 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;

· 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;

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

· 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

· 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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. A energia de Itaipu representa cerca de 20% da energia distribuída pela Ampla. 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 responsáveis por quaisquer compras de energia no mercado de curto prazo 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

Os leilões de compra, pelas distribuidoras, de energia proveniente de novos 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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:

(a) 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 105%;

(b) 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";

(c) 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;

(d) 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;

(e) o MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes; e

(f) 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.

· 1º Leilão de Energia Existente

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

· 1º Leilão de Energia Nova

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Em 01 de fevereiro de 2011, 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 deenergia 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 junho 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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").

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 15 de março de 2015. O reajuste tarifário médio foi de 42,19%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 1.861, de 10 de março de 2015, a qual foi revisado em 07 de abril de 2015, devido a prorrogação do prazo para amortização do financiamento da conta ACR. Com essa nova homologação, de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.869/2015, as novas tarifas têm um efeito médio para os consumidores cativos de 37,34%, e têm a seguinte composição: (i) reposicionamento tarifário de 37,46%; (ii) adição de componentes financeiros para o período 2014-2015 de 5,68%; e (iii) subtração de componentes financeiros do período 2014-2015, correspondentes a 5,95%.

Quanto ao reposicionamento tarifário econômico, o efeito foi de 37,46%, nos quais 37,00% se referem a incrementos na Parcela A, decorrentes do aumento dos encargos setoriais em 25,29% e dos custos de compra e transporte de energia em 11,70%. Os demais 0,47% se referem à correção da Parcela B.

No dia 07 de abril de 2015, ANEEL aprovou a Revisão Tarifária da AMPLA, com impacto no orçamento € +77 milhões para o período de 2014 até 2018. O índice de ajuste médio percebido pelo cliente é de +2,64%

O Fator X é utilizado para ajustar o IGP-M empregado nos reajustes anuais subsequentes. 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:
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.

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 utilizam 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

A ANEEL também cobra uma taxa de fiscalização dos agentes e concessionárias 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e 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 quotaspartes.

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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%;

· 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 NOS 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

A política do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Ampla foi estabelecida a partir do conhecimento dos aspectos de Meio Ambiente e perigos de Segurança e Saúde Ocupacional resultantes dos processos atingidos pelo sistema de gestão. Também foram levadas em consideração as diretrizes coorporativas do Grupo Enel fornecendo estrutura para definição dos objetivos e metas disponíveis em nossos canais de comunicação.

A Ampla adota a seguinte Política:

Consciente da responsabilidade da proteção da vida e do meio ambiente, a Ampla Energia e Serviços S.A., em suas operações de transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica, operando em sessenta e seis municípios no estado do Rio de Janeiro, estabelece os seguintes princípios:

- Assegurar o cumprimento da legislação de Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional e de outros requisitos pertinentes às suas atividades.
- Monitorar e avaliar periodicamente o desempenho em Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional de modo a assegurar a melhoria contínua de seu Sistema de Gestão.
- Prevenir a poluição, lesões pessoais e doenças e gerenciar os riscos de segurança, de modo a controlar os impactos decorrentes de supressão vegetal e riscos de choque elétrico.
- Levar seu compromisso com a Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional a todos os colaboradores.
- Apoiar o desenvolvimento de ações ambientais racionais, dentro do conceito de desenvolvimento sustentável, buscando o compromisso na excelência da gestão ambiental e ações de proteção de câmbio climático e a biodiversidade.

Planejamento, Aspectos ambientais e Cumprimento da legislação ambiental

A Ampla considera como itens do Planejamento do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde a identificação dos aspectos ambientais e perigos de segurança e saúde ocupacional associados às atividades, serviços e produtos da organização, com a respectiva avaliação da significância dos impactos ambientais e riscos de segurança e saúde ocupacional bem como o levantamento e acompanhamento do atendimento dos requisitos legais e outros requisitos aplicáveis, o planejamento de ações gerenciais para controle operacional, medição e monitoramento, estabelecimento de objetivos e metas para mitigação e os planos de emergência para impactos e danos acidentais.

Os levantamentos de aspectos e impactos, perigos e danos das atividades são realizados de acordo com o procedimento PG-01 – Procedimento Geral de Avaliação de Aspectos/Perigos e Impactos/Riscos e Requisitos Legais que estabelece os critérios para identificação dos aspectos ambientais e perigos de Segurança e Saúde, classificando o grau de significância em significativo e não significativo. Para cada aspecto considerado significativo é definida alguma atuação, como por exemplo, o estabelecimento de medidas de controle operacional e o estabelecimento de objetivos e metas

A Área de Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional é responsável pelo levantamento dos aspectos e impactos ambientais bem como os perigos e riscos a Segurança e Saúde.

A Ampla, através de seu procedimento PG-01 – Procedimento Geral de Avaliação de Aspectos/Perigos e Impactos/Riscos e Requisitos Legais, estabelece a sistemática para identificação, acesso, análise, atualização e avaliação periódica do atendimento aos requisitos legais e outros aplicáveis ao Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde , com base nas atividades,

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

produtos e serviços desenvolvidos, bem como determina como estes requisitos se aplicam aos seus aspectos/ impactos e perigos / riscos. O controle da legislação se dá através de um *software* denominado ProSigNet.

A fim de alcançar os resultados desejados, a Ampla estabelece objetivos, metas e programas baseados na política de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, nos objetivos e iniciativas estratégicas e em seus aspectos ambientais e riscos de segurança e saúde considerados significativos.

Ao estabelecer ou revisar seus objetivos e metas a Ampla considera:

- Os requisitos legais e outros requisitos;
- Seus aspectos e riscos significativos;
- Suas opções tecnológicas;
- Seus requisitos financeiros, operacionais e comerciais;
- Compatibilidade com a política de segurança, meio ambiente e saúde;
- Visão das partes interessadas;
- Comprometimento com a prevenção de poluição; e
- Medidas preventivas.

Os objetivos, metas e programas estabelecidos pela Ampla são de conhecimento de todos, estando disponíveis nos canais de comunicação. O PG-07 Procedimento Geral de Monitoramento e Medição estabelece o monitoramento de tais objetivos.

Estudos Ambientais, Licenças e Autorizações

A Ampla possui unidades (subestações, linhas de distribuição, e redes de distribuição) sujeitas ao licenciamento ambiental e/ou autorização dos órgãos ambientais competentes, demandando sinergia com diversas áreas da empresa, durante as fases de planejamento, projeto, obra e manutenção. Durante o processo de licenciamento, poderá haver necessidade de realização de estudos ambientais que exigem análise multidisciplinar considerando todas as interferências do empreendimento.

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 09 de dezembro de 2026, 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

De acordo com a Lei de Concessões, qualquer concessão para o fornecimento 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.

Marca

A Ampla Energia e Serviços S.A ("Companhia"), comunicou no dia 08 de novembro de 2016, aos seus acionistas e ao mercado em geral que, doravante, passará a utilizar a marca padronizada de seu acionista controlador, qual seja ENEL ou, ainda, ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO. Permanece inalterada a denominação social Ampla Energia e Serviços S.A., bem como seu controle acionário.

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

A Ampla Energia publica anualmente o seu Relatório de Sustentabilidade que é uma importante ferramenta de comunicação da Ampla com seus públicos de relacionamento. Nele estão contidas informações sobre o desempenho econômico - financeiro, social e ambiental da empresa, tais como: demonstrações financeiras, balanço social – Ibase, desempenho dos negócios, estratégia, pesquisa e desenvolvimento, biodiversidade, práticas de disseminação e cumprimento, projetos institucionais, governança corporativa, entre outros. O Relatório de Sustentabilidade da Ampla Energia pode ser encontrado no seguinte endereço eletrônico:

http://www.ampla.com/ampla-e-a-sociedade/relatórios-de-sustentabilidade.aspx

7.9 - Outras informações relevantes

Tarifas

Os valores das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica são reajustados anualmente pela ANEEL, conforme fórmula paramétrica prevista no respectivo contrato de concessão. Ao ajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos de concessionárias de distribuição entre (i) custos "não gerenciáveis", ou Parcela A, e (ii) custos "gerenciáveis", ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros, custos de energia comprada, determinados encargos regulatórios e custos do uso do sistema de transmissão e conexão. A Parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias e incluem, entre outros, retorno sobre o investimento relacionado à área de concessão, custos de depreciação e custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O contrato de concessão de cada distribuidora de energia elétrica estabelece um reajuste de tarifa anual. Neste momento, se busca que todos os custos da Parcela A sejam totalmente repassados aos clientes. Os custos da Parcela B, entretanto, são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um Fator X.

As empresas de distribuição de energia elétrica, conforme os contratos de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que podem variar entre 3 e 5 anos (no caso da Emissora, a cada 5 anos). Nestas revisões (1) todos os custos da Parcela B são recalculados de forma a refletir a incorporação de melhorias de processo e novas tecnologias; (2) 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 formula do fator X acima descrita foi utilizada até o segundo ciclo de revisão tarifária.

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:
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.

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito a revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar seu equilíbrio econômico-financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis, inclusive impostos, que alterem significativamente sua estrutura de custos.

Histórico Recente das Revisões e Reajustes Tarifários da Companhia

Reajuste Tarifário 2007

Em março de 2007, o reajuste tarifário anual definiu um índice médio de aumento de 1,9%. Considerando a diminuição dos custos com a compra e transporte de energia, a redução de encargos setoriais, e ainda à baixa inflação no período, as tarifas foram reduzidas em média 4%, sendo que para o consumidor residencial o reajuste médio percebido foi de -5%.

Reajuste Tarifário 2008

Em 15 de março de 2008, foi definido o reajuste médio de 11,1% das tarifas da Ampla. O impacto médio para os consumidores foi de 10,95%, e para a classe residencial foi de 10,88%. A alta do preço de energia no mercado atacadista foi responsável por um reajuste de 18,5% sobre a compra de energia, representando 6,7 pontos percentuais dos 10,95% de impacto médio para os consumidores. A demora na chegada das chuvas de verão foi uma das principais responsáveis pela elevação do preço da energia elétrica no mercado atacadista.

Revisão Tarifária 2009

Em 13 de Março de 2009 foi publicado no Diário Oficial da União o resultado da segunda revisão tarifaria periódica da Ampla, índice médio de aumento de 3,9%. Os componentes financeiros externos à revisão somaram 57 milhões, e o valor de investimentos da Ampla reconhecido no período de 2009-2013 para o Fator X foi de 1,6 bilhões. A Parcela B também foi afetada positivamente pelo reconhecimento dos investimentos. Foi definida ainda uma trajetória de redução de perdas de 0,7% ao ano.

Reajuste Tarifário 2010

7.9 - Outras informações relevantes

Aneel aprovou uma redução média de 1,37% na tarifa dos consumidores atendidos pela Ampla, a vigorarem a partir de 15 de março de 2010. Para os consumidores atendidos em baixa tensão (em sua maioria, residenciais, comercio e domicílios rurais) a redução foi de 5,09%. A redução da tarifa da Ampla foi impactada pela queda do dólar de 24%, em 2009, o que reduziu os custos de compra de energia de Itaipu pela distribuidora. O índice também foi afetado pela Compensação de Valores da Parcela A (CVA), que teve efeito negativo em 2,9%.

Reajuste Tarifário 2011

Em reunião de 01/03/2011, Aneel aprovou o reajuste anual de Ampla. O reajuste médio foi de 7,43% e está em vigor desde o dia 15/03. O aumento da tarifa foi provocado, em grande parte, pela inflação medida no período pelo IGP-M, que variou 11,30%, e pelo IPCA, de 6,05%.

Ocorreu também incremento dos valores dos encargos setoriais, principalmente no que se refere a CCC (Conta de Consumo de Combustível) e ao ESS (Encargo de Serviço do Sistema), cujos aumentos foram da ordem de 5% e 75%, respectivamente no período.

Adicionalmente, o índice foi reduzido em 0,74% em função do resultado da conta de Compensação de Valores de Parcela A (CVA), uma vez que os pagamentos realizados pela Ampla em 2010 foram menores do que os previstos em seu último reajuste tarifário.

Reajuste Tarifário 2012

O Reajuste Tarifário da Ampla Energia de 2012, com vigência a partir do dia 15 de março de 2012, estabeleceu um incremento nas tarifas de 8,11%, sendo o efeito médio a ser percebido pelo mercado cativo da Companhia de 7,01%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior.

Reajuste Tarifário 2013

O Reajuste Tarifário da Ampla Energia de 2013, com vigência a partir do dia 15 de março de 2013, estabeleceu um aumento nas tarifas de 12,23%, sendo o efeito médio a ser percebido pelo mercado cativo da Companhia foi um aumento de 12,13%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior.

Reajuste Tarifário 2014

O Contrato de Concessão nº 05/1996, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Ampla Energia e Serviços S.A. - Ampla, define a data de 15 de março de 2014 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.
Para o terceiro ciclo, a ANEEL reduziu o WACC de 9,95% para 7,50%, real e líquido de impostos, o que aponta no sentido de reduzir o valor a ser pago pelo consumidor a título de remuneração. Nesse mesmo sentido, o crescimento da BRL foi menor que a variação da receita verificada de Parcela B desde a última revisão tarifária. Esses dois efeitos combinados resultam em uma redução do valor a ser pago pelo consumidor a título de remuneração.
Conforme detalhado na Nota Técnica nº 112/2014-SRE/ANEEL, a revisão tarifária da Ampla conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 2,64% na data do aniversário.
O reposicionamento tarifário calculado foi de -3,49%. Ao reposicionamento tarifário foram adicionados os componentes financeiros, que correspondem 4,52%, e foram subtraídos os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, correspondentes a -1,61%. Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelos consumidores de 2,64% [-3,49% + 4,52% - (-1,61%)].

Reajuste Tarifário 2015

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 15 de março de 2015. O reajuste tarifário médio foi de 42,19%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 1.861, de 10 de março de 2015, a qual foi revisado em 07 de abril de 2015, devido a prorrogação do prazo para amortização do financiamento da conta ACR. Com essa nova homologação, de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.869/2015, as novas tarifas têm um efeito médio para os consumidores cativos de 37,34%, e têm a seguinte composição: (i) reposicionamento tarifário de 37,46%; (ii) adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 5,68%; e (iii) subtração de componentes financeiros do período 2014-2015, correspondentes a 5,8%.

RTE

Em junho de 2009, a Ampla encerrou a amortização do saldo de repasse de Energia Livre e Perda de Receita, e em julho de 2010, encerrou a amortização de Parcela A.

A RTE originou da necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão, devido à crise de oferta de energia elétrica no país, em 2001, por motivo de situação hidrológica crítica.

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 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$ 4.015.021.591,43 bilhões. Nesta mesma data, a Emissora possuía cerca de 55.011 km de linhas de transmissão e distribuição em média e baixa tensão.

A Emissora é ainda proprietária de 116 subestações, cujos terrenos somam o valor aproximado de R$ 10.227.926,96 milhões. A tabela abaixo apresenta uma descrição dos imóveis de valor mais relevante da Emissora:

ENDEREÇO	LOCALIDADE	UTILIZAÇÃO	Valor da Edificação (R$ mil)	Próprio/ Alugado
R. Milton Basílio Pereira, 195	Angra dos Reis	Loja de Atendimento e Pólo Angra dos Reis	1.578	Próprio
R. Oscar Clark, 58 "A" e "B"	Araruama	Pólo Araruama	1.878	Próprio
R. Geraldo de Abreu, s/nº	Cabo Frio	Pólo Cabo Frio	2.625	Próprio
Av. José Alves de Azevedo, 521	Campos dos Goytacazes	Pólo Campos dos Goytacazes	5.637	Próprio
R. 13 de Maio, 150/160, pavtos. e loja C	Campos dos Goytacazes	R. 13 de Maio, 150/160, pavtos. e loja C	2.276	Próprio
R. Belizário de Souza, s/nº - Qd.2, Lt.12	Duque de Caxias	Loja de Atendimento e Pólo Saracuruna	3.171	Próprio
ROD. RJ 104 - Km 27,5	Itaboraí	Oficina Técnica	1.922	Próprio
R. Gastão Henrique Schueller, s/nº	Macaé	Pólo Macaé	1.626	Próprio
R. Télio Barreto, 152	Macaé	Loja de Atendimento Macaé	1.682	Próprio
R. da Conceição, 69	Niterói	Mourão	3.270	Próprio
R. Eduardo Luiz Gomes, 124	Niterói	Santa Bárbara	5.605	Próprio
R. São Lourenço, 17	Niterói	Polo Niterói	1.551	Próprio
R. Visconde do Rio Branco, 429	Niterói	Loja de Atendimento Niterói (RANI)	5.888	Próprio
R. Fonseca Ramos, 105/105-A	Petrópolis	Pólo Petrópolis	1.784	Próprio
Av. Marcílio Dias, 1188	Resende	Pólo Resende	2.057	Próprio
R. Feliciano Sodré, 230	São Gonçalo	Loja de Atendimento São Gonçalo	4.339	Próprio
Praça Leoni Ramos,01	Niterói	Administração Central	48.735	Alugado
Total			**95.624**	

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

A Companhia, no dia 08 de novembro de 2016, comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que, doravante, passará a utilizar a marca padronizada de seu acionista controlador, qual seja ENEL ou, ainda, ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO. Permanece inalterada a denominação social Ampla Energia e Serviços S.A., bem como seu controle acionário.

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.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

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;
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
Subestação	Brasil	RJ		Própria
Subestação	Brasil	RJ		Alugada
Linha de Transmissão	Brasil	RJ		Própria
Linha de Transmissão	Brasil	RJ		Alugada
Terrenos remanescentes da UHE's	Brasil	RJ		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	marca "Ampla" e a respectiva logomarca	10 anos - validade 13/03/2022	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 e pertinentes a este tópico 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. Os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três anos, conforme tabela abaixo, demonstram uma elevação do nível de endividamento [Dívida Líquida/(Dívida Líquida+Patrimônio Líquido)], chegando a 49% em dezembro/15, mas o mesmo ainda se mantém abaixo da referência de mercado e abaixo da média sugerida pela regulamentação do setor elétrico. O Índice Dívida Líquida sobre EBITDA, por sua vez, se elevou fortemente em 2015, demonstrando forte pressão financeira, a qual foi amenizada pelo uso de financiamento intercompanhia da controladora (Enel Brasil), em regime de subordinação às demais dívidas da Companhia, como parte do processo de renegociação de covenants realizado preventivamente pela empresa no último trimestre do ano.

A Companhia apresenta liquidez suficiente para cobrir seus investimentos planejados, suas despesas, suas dívidas e outras obrigações, complementando a geração de caixa com financiamentos no mercado financeiro e respaldando-se adicionalmente com um colchão de liquidez (usando linhas comprometidas e garantidas com bancos, além de autorização da Aneel para elevar o volume de dívidas intercompanhias, caso seja necessário).

Em sua estratégia financeira, a Companhia busca: (i) preservar níveis de liquidez com a contratação de linhas de back-up financeiro e autorização do regulador para usar empréstimos intercompanhia provenientes de outras empresas do Grupo (principalmente seu controlador Enel Brasil); (ii) financiar investimentos com recursos de mais longo prazo disponíveis no mercado, priorizando fontes oficiais que permitam menores custos e vencimentos mais longos; iii) diversificar os indexadores das dividas, de forma a manter um portfolio de dívidas equilibrado face à volatilidade de mercado; (iv) monitorar oportunidades de alongamento da dívida e redução de custos financeiros, por meio de renegociação de contratos ou realização de operações de hedge financeiro.

Em 17 de março de 2016, a Standard & Poor's Rating Services ("S&P") reafirmou os ratings 'BB' na escala global e 'brAA-' na Escala Nacional Brasil atribuídos à Companhia. A perspectiva desses ratings em ambas as escalas permanece negativa. Este nível de rating, e o apoio financeiro do Grupo controlador, mantém a Companhia com capacidade de acesso ao mercado bancário e de capitais.

Também reafirmamou os ratings 'brAA-' atribuídos às 6ª, 7ª e 8ª emissões de debêntures da empresa e retiramos o rating de recuperação '3H' dessas dívidas.

A Ampla Energia encerrou 2015 com o custo da dívida médio em 10,61% a.a., ou CDI; + 0,26% a.a., custo este que reflete uma composição equilibrada do portfólio de financiamentos da Companhia.

Indicadores de Endividamento	**2015**	**2014**	**2013**
Dívida Líquida / EBITDA	6,93	**1,80**	1,33
EBITDA / Encargos de Dívida	1,50	**6,59**	8,78
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,49	**0,39**	0,33
Indicadores de Liquidez		**2014**	**2013**
Liquidez Geral - (Ativo Circulante+Ativo Não Circulante)/(Passivo Circulante+Passivo Não Circulante)	1,51	1,75	1,77
Liquidez Corrente (Ativo Circulante/Passivo Circulante)	1,19	1,37	1,25
Liquidez Imediata (Caixa e Equivalentes e Aplicações Financeiras/Passivo Circulante)	0,13	0,12	0,18

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), nos últimos 3 exercícios:

Situação Patrimonial	**2015**	**2014**	**2013**
Capital Próprio - Patrimônio Líquido	2.513.420	2.593.172	2.480.825
Capital de Terceiros - Dívida Bruta	2.435.836	1.664.968	1.289.040
Capital Total	**4.949.256**	**4.258.140**	3.769.865
% Capital Próprio	51%	61%	66%
% Capital Terceiros	49%	39%	34%

A companhia não possui ações resgatáveis, portanto os itens 10.b.1 e 10.b.2 não são aplicáveis.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Nos financiamentos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, nas operações de capital de giro e debêntures, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015, exceto por um contrato específico de repasse de recursos do BNDES, contratado em 2011, para o qual a Companhia obteve waiver para o fechamento do 4T15 (o qual não foi possível aditar ainda em 2015, no processo de renegociação de covenants realizado preventivamente pela empresa no último trimestre do ano, e que resultou na subordinação de contratos de dívida intercompanhia no valor de cerca de R$ 870 milhões, por um período de 4 anos)..

Obrigações Especiais Financeiras - Covernants	Fonte Exigência	Valor Compromissado	Índice em 31/12/2015
Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	BNDES	3,5	2,95
Dívida Financeira Líquida / (PL + Dívida Financeira Líquida) (máximo)	BNDES	0,6	0,38
Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	Capital de giro	3,5	1,23
EBITDA / Despesas Financeiras Líquidas (mínimo)	Capital de giro	1,75	2,37

Considerando a sua capacidade de geração de caixa, o acesso aos mercados para a captação de recursos e o colchão de liquidez que a companhia mantém, a Companhia deverá manter condições de honrar os seus compromissos financeiros atualmente contratados e financiar investimentos futuros.

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

As principais exigências 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.

Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a companhia utiliza-se principalmente de: (i) receita do fornecimento de energia elétrica aos clientes; (ii) subvenções dos recursos federais, incorporadas na tarifa de energia; (iii) linhas de financiamento para capital de giro, incluindo operações de mútuo financeiro com empresas do próprio Grupo e linhas de crédito bancário; e (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos, prioritariamente BNDES, mas também emissão de debêntures..

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 empresa pode utilizar-se de linhas de crédito bancário, em regime revolving, contratadas como conta-garantida (R$50 milhões) e linhas comprometidas com bancos (plenamente disponíveis por contrato, no valor de R$ 170 milhões). Alternativamente a estas linhas de crédito, a companhia também pode utilizar operações de factoring, captar recursos de curto e médio prazo no mercado bancário, bem como acessar o mercado de capitais através de emissões de debêntures ou de notas promissórias.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

As informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional são:

Exercícios 2015, 2014 e 2013

Saldo das operações contratadas (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
BNDES (Finame) (a)				-	-	-	3	1.884	-
BNDES (Capex 2011) (b)	207	10.139	45.626	245	10.139	55.765	265	10.139	65.904
BNDES (Capex 2011) (b)	185	19.375	29.062	230	19.305	48.263	278	19.305	67.568
BNDES (Capex 2011) (b)	205	19.375	29.062	258	19.305	48.263	311	19.305	67.568
BNDES (Capex 2012) (c)	80	8.256	52.977	92	8.297	61.539	91	4.149	69.836
BNDES (Capex 2012) (c)	398	23.528	82.348	431	23.412	105.356	440	11.706	128.768
BNDES (Capex 2012) (c)	441	23.528	82.348	484	23.412	105.356	495	11.706	128.768
BNDES (Capex 2014-2015) (d)	41	5.165	51.648						
BNDES (Capex 2014-2015) (d)	111	5.165	51.644						
Eletrobrás (d)	-	-	-	2	2.941	10.923	3	2.940	13.865
Eletrobrás (d)	-	-	-	2	2.655	7.268	2	2.650	9.917
Bradesco S.A. 4º, 5º e 6º contratos (f)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Banco do Brasil S.A (g)	1.813	-	100.000	1.384	-	100.000	1142	-	100.000
Banco do Brasil S.A (g)	424	-	30.000	320	-	30.000	251	-	30.000
Mútuo	1.085	-	877.053						
Total	4.990	**114.530**	**1.431.769**	**3.448**	**109.466**	**572.733**	**3.281**	**83.784**	**682.194**

Características das operações contratadas:

	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Garantias	Encargos Financeiros
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2021	Mensal	Recebíveis	8,7%
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2018	Mensal	Recebíveis	TJLP + 2,96%
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2018	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,96%
BNDES (Capex 2012-2013) (c)	16/08/2013	15/05/2023	Mensal	Recebíveis	3%
BNDES (Capex 2012-2013) (c)	16/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis	TJLP + 2,80%
BNDES (Capex 2012-2013) (c)	16/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,80%
BNDES (Capex 2014-2015) (h)	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,10%
BNDES (Capex 2014-2015) (h)	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Recebíveis	SELIC + 3,18%
Banco do Brasil S.A (g)	19/11/2013	14/11/2019	Variável	-	107% CDI
Banco do Brasil S.A (g)	29/11/2013	25/11/2019	Variável	-	107% CDI
MÚTUO SUBORDINADO I	29/12/2015	07/08/2019	Variável	-	CDI + 1,65%
MÚTUO SUBORDINADO II	29/12/2015	07/08/2019	Variável	-	CDI + 2,75%
MÚTUO SUBORDINADO III	29/12/2015	07/08/2019	Variável	-	CDI + 2,75%
MÚTUO SUBORDINADO IV	29/12/2015	07/08/2019	Variável	-	CDI + 1,65%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nos financiamentos junto a bancos para repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e nas operações de capital de giro, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015, exceto por um contrato específico de repasse de recursos do BNDES, contratado em 2011, para o qual a Companhia obteve waiver para o fechamento do 4T15 (o qual não foi possível aditar ainda em 2015, no processo de renegociação de covenants realizado preventivamente pela empresa no último trimestre do ano):

Contratos	Obrigações especiais financeiras	Limite
BNDES	Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	3,5
BNDES	Dívida Financeira Líquida / (PL + Dívida Financeira Líquida) (máximo)	0,6
Capital de giro	Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	3,5
Capital de giro	EBITDA / Despesas Financeiras Líquidas (mínimo)	2

A curva de amortização dos empréstimos e financiamentos do passivo não circulante, nos três últimos exercícios sociais, se apresenta da seguinte forma:

Curva de Amortização dos Empréstimos e Financiamentos	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
2015	-	-	109.462
2016	114.530	109.332	109.332
2017	168.192	152.278	152.278
2018	148.818	131.592	131.592
Após 2018	1.263.576	138.700	179.530
Total	**1.695.116**	**531.902**	**682.194**

Variação dos da dívida acumulados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013:

Indexador	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
IPCA	10,67%	6,41%	5,91%
IGP-M	10,54%	3,69%	5,51%
TJLP	6,25%	5,00%	5,00%
CDI	13,24%	11,37%	8,06%
SELIC	13,27%	10,90%	8,22%

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Contratos	Objeto	Valor Total	Desembolsado	Garantias
BNDES Capex 2011	Financiamento do CAPEX 2010/2011	331.397	97%	Recebíveis
BNDES Capex 2012-2013	Financiamento do CAPEX 2012/2013	450.171	79%	Recebíveis
BNDES Capex 2014-2015	Financiamento do CAPEX 2014/2015	476.613	24%	Recebíveis
Banco do Brasil	Capital de Giro	130.000	100%	-
Enel Brasil	Empréstimo subordinado com partes relacionadas/Capital de Giro	877.053	100%	-

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2013	87.065	682.194	769.259
Captações	-	-	-
Encargos provisionados	59.683	-	59.683
Transferências	109.461	(109.461)	-
Amortizações	(83.780)	-	(83.780)
Encargos pagos	(59.515)	-	(59.515)
Saldos em 31 de dezembro de 2014	**112.914**	**572.733**	**685.647**
Captações	1.897.416	-	1.897.416
Variação monetária	1.178	-	1.178
Conta Garantida		-	-
Encargos provisionados	121.279	-	121.279
Transferências	(859.036)	859.036	-
Amortizações	(1.034.494)	-	(1.034.494)
Encargos pagos	(119.737)	-	(119.737)
Saldos em 31 de dezembro de 2015	**119.520**	**1.431.769**	**1.551.289**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Debêntures

	31/12/2015		31/12/2014		31/12/2013	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
1ª série - 6ª emissão	58.869	-	59.008	58.500	-	117.000
2ª série - 6ª emissão	92.884	164.613	9.638	223.375	-	209.480
1ª série - 7ª emissão	50.624	50.000	428	100.000	-	100.000
2ª série - 7ª emissão	12.593	385.551	11.476	348.788	-	327.093
1ª série - 8ª emissão	11.050	150.000	8.392	150.000	-	-
2ª série - 8ª emissão	11.050	150.000	8.392	150.000	-	-
(-) Custo a amortizar	(1.202)	(2.701)	(1.206)	(3.903)	-1084	(2.929)
Total sem efeito de swap	**235.868**	**897.463**	**96.128**	**1.026.760**	**(1.084)**	**750.644**
Resultado das operações de swap	**(1.912)**	**(5.385)**	**(259)**	**(10.381)**	**(93)**	**(13.256)**
Total de debêntures liquido	**233.956**	**892.078**	**95.869**	**1.016.379**	**(1.177)**	**737.388**

Em 31 de dezembro de 2015, as debêntures são simples e não conversíveis em ações. Os instrumentos financeiros derivativos (swaps) encontram-se registrados no ativo circulante e não circulante nos valores de R$ 1.912 (R$ 259 em 2014) e R$ 5.385 (R$ 10.381 em 2014), respectivamente.

Características das emissões:

Características	6ª emissão 1ª Série	6ª 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	11.700 debêntures simples	18.300 debêntures simples
Valor nominal	R$ 10.000,00	R$ 10.000,00
Data de emissão	15 de junho de 2011	15 de junho de 2011
Vencimento inicial	15 de junho de 2015	15 de junho de 2016
Vencimento final	15 de junho de 2016	15 de junho de 2018
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+1,2% a.a.	IPCA+7,90% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Em duas parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2015 e 2016	2016, 2017 e 2018

Características	7ª emissão 1ª Série	7ª 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	10.000 debêntures simples	30.000 debêntures simples
Valor nominal	R$ 10.000,00	R$ 10.000,00
Data de emissão	15 de junho de 2012	15 de junho de 2012
Vencimento inicial	15 de junho de 2016	15 de junho de 2017
Vencimento final	15 de junho de 2017	15 de junho de 2019
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+1,02% a.a.	IPCA+6,00% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Amortizações	Em duas parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2016 e 2017	2017, 2018 e 2019

Características	8ª emissão 1ª Série	8ª 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	15.000 debêntures simples	15.000 debêntures simples
Valor nominal	R$ 10.000,00	R$ 10.000,00
Data de emissão	16 de julho de 2014	16 de julho de 2014
Vencimento inicial	15 de julho de 2017	15 de julho de 2017
Vencimento final	15 de julho de 2019	15 de julho de 2019
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+1,45% a.a.	CDI+1,45% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	Em três parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2017, 2018 e 2019	2017, 2018 e 2019

6ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 12 de maio de 2011, foi aprovada a 6ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas da Companhia.

7ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2012, foi aprovada a 7ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas, assim como reforçar o capital de giro da Companhia.

8ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 25 de junho de 2014, foi aprovada a 8ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas, assim como reforçar o capital de giro da Companhia.

O quadro abaixo demonstra a curva de amortizações das debêntures:

	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
1ª série - 6ª emissão	-	58.500	-	-	-	58.500
2ª série - 6ª emissão	-	74.459	74.458	74.458	-	223.375
1ª série - 7ª emissão	-	50.000	50.000	-	-	100.000
2ª série - 7ª emissão	-	-	116.263	116.263	116.262	348.788
1ª série - 8ª emissão	-	-	50.000	50.000	50.000	150.000
2ª série - 8ª emissão	-	-	50.000	50.000	50.000	150.000
(-) Custo de transação	-	(1.138)	(972)	(798)	(995)	(3.903)
Total a amortizar	**-**	**181.821**	**339.749**	**289.923**	**215.267**	**1.026.760**

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém relacionamento de longo prazo com vários bancos, que se traduz sobretudo em contratos de financiamento de investimentos com recursos do BNDES. Além disso, a Companhia ainda dispõe de limites previamente aprovados com vários bancos para a realização de novas operações de financiamento de longo prazo.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há condição de subordinação entre as dívidas com o mercado financeiro e de capitais contraídas pela Companhia, que integram as demonstrações financeiras correspondentes aos três últimos exercícios. A Companhia contratou dívidas intercompanhia com seu controlador (Enel Brasil), no valor de R$ 877 milhões, as quais foram subordinadas às demais dívidas da empresa, conforme acordo com os credores no processo de renegociação de covenants financeiros, realizado preventivamente no ultimo trimestre de 2015.

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

Nos financiamentos com bancos repassadores de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, a Companhia comprometeu-se a cumprir anualmente as seguintes obrigações durante a vigência dos contratos:

Contratos	Obrigações especiais financeiras	Limite
BNDES 2011	Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	3,50
BNDES 2011	Dívida Financeira Líquida / (PL + Dívida Financeira Líquida) (mínimo)	0,60
BNDES 2012 e 2014	Dívida Bancária Líquida / EBITDA (máximo)	3,50
BNDES 2012 e 2014	Dívida Bancária Líquida/ (PL + Dívida Bancária Líquida) (máximo)	0,60

Em 31 de dezembro de 2015, as obrigações acima foram atendidas, exceto o indicador "Dívida Financeira Líquida / EBITDA", para o qual a Companhia obteve o waiver com os bancos financiadores para uma operação específica, contrtada em 2011, e está em processo de formalização para modificar o critério de cálculo do covenant.

No caso das debêntures, a Companhia obteve aprovação em dez/15, através de Assembleias de Debenturistas, para modificar a fórmula de cálculo dos covenants. A Companhia está sujeita à manutenção dos seguintes índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas informações trimestrais, os quais foram atingidos em 31 de dezembro de 2015.

	Limites		
Obrigações especiais financeiras	6ª Emissão	7ª Emissão	8ª Emissão
Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	3,75	3,75	3,75
EBITDA / Despesas Financeiras Líquidas (mínimo)	1,75	1,75	-
Dívida Financeira Líquida / (Dívida Financeira Líquida + Patrimônio Líquido) (máximo)	-	-	0,60

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

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Contratos	Objeto	Valor Total	Desembolsado	Garantias
BNDES Capex 2011	Financiamento do CAPEX 2010/2011	331.397	97%	Recebíveis
BNDES Capex 2012-2013	Financiamento do CAPEX 2012/2013	450.171	79%	Recebíveis
BNDES Capex 2014-2015	Financiamento do CAPEX 2014/2015	476.613	24%	Recebíveis
Banco do Brasil	Capital de Giro	130.000	100%	-
Enel Brasil	Empréstimo subordinado com partes relacionadas/Capital de Giro	877.053	100%	-

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

	2015	%	2014	%	2013	%	Var. %2015 x 2014	Var. %2014 x 2013
Receita Operacional	**8.542.303**	**100,00%**	**6.139.919**	**100,00%**	**5.234.954**	**100,00%**	**39,1%**	**17,3%**
Fornecimento de Energia	6.325.972	74,05%	4.731.920	77,07%	4.342.378	82,95%	33,7%	9,0%
Valores a Receber de Parcela A e outros itens financeiros	885.415	10,37%	415.789	6,77%	-	0,00%	> 100,0%	> 100,0%
Baixa Renda	49.851	0,58%	60.769	0,99%	61.198	1,17%	-18,0%	-0,7%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	134.715	1,58%	126.801	2,07%	94.458	1,80%	6,2%	34,2%
Suprimento de Energia Elétrica	66.560	0,78%	54.197	0,88%	39.902	0,76%	22,8%	35,8%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	246.762	2,89%	164.663	2,68%	182.657	3,49%	49,9%	-9,9%
Receita de Construção	761.538	8,91%	508.161	8,28%	444.206	8,49%	49,9%	14,4%
Outras Receitas	71.490	0,84%	77.619	1,26%	70.155	1,34%	-7,9%	10,6%
Deduções da Receita	**(3.364.923)**	**100,00%**	**(1.558.527)**	**100,00%**	**(1.385.522)**	**100,00%**	**> 100,0%**	**11,9%**
ICMS	(1.698.658)	50,48%	(1.211.660)	77,74%	(1.109.834)	80,10%	40,2%	9,2%
PIS	(135.752)	4,03%	(44.675)	2,87%	(48.210)	3,48%	> 100,0%	-7,3%
COFINS	(625.281)	18,58%	(205.776)	13,20%	(167.513)	12,09%	> 100,0%	22,8%
ISS	(3.103)	0,09%	(2.686)	0,17%	(2.832)	0,20%	15,5%	-5,2%
Encargo Setorial CDE	(854.498)	25,39%	(50.554)	3,24%	(34.468)	2,49%	> 100,0%	46,7%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(37.728)	1,12%	(35.514)	2,28%	(33.675)	2,43%	6,2%	5,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(9.903)	0,29%	(7.662)	0,49%	11.198	-0,81%	29,2%	-100,0%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	-	-	-	-	(188)	0,01%	-	-100,0%
Receita Operacional Líquida	**5.177.380**		**4.581.392**		**3.849.432**		**13,0%**	**19,2%**
Custo do Serviço / Despesa Operacional	**(5.048.019)**	**100,00%**	**(3.867.808)**	**100,00%**	**(3.101.171)**	**100,00%**	**30,5%**	**23,7%**
Custos e despesas não gerenciáveis	(3.162.056)	100,00%	(2.438.029)	100,00%	(1.770.875)	100,00%	29,7%	
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.792.124)	88,30%	(2.205.952)	89,48%	(1.509.634)	85,25%	26,6%	46,1%
Encargos de Uso/de Serviço do Sistema	(369.932)	11,70%	(232.077)	10,52%	(253.513)	14,32%	59,4%	38,1%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	-	-	-	-	(7.728)	0,44%	-	-
Custos e despesas gerenciáveis	(1.885.963)	100,00%	(1.429.779)	100,00%	(1.330.296)	100,00%	31,9%	4,5%
Pessoal	(187.871)	9,96%	(162.167)	11,34%	(153.203)	11,52%	15,9%	5,9%
Material e Serviços de Terceiros	(448.293)	23,77%	(313.473)	21,92%	(283.482)	21,31%	43,0%	10,6%
Custo de Desativação de Bens	(18.008)	0,95%	(41.008)	2,87%	(93.242)	7,01%	-56,1%	-56,0%
Depreciação e Amortização	(222.095)	11,78%	(213.700)	14,95%	(219.347)	16,49%	3,9%	-2,6%
Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	(128.153)	6,80%	(51.777)	3,62%	(62.300)	4,68%	> 100,0%	-16,9%
Provisão para Contingências	(49.051)	2,60%	(58.449)	4,09%	(43.860)	3,30%	-16,1%	33,3%
Custo de Construção	(761.538)	40,38%	(508.161)	35,54%	(444.206)	33,39%	49,9%	14,4%
Indenizações DIC / FIC	(44.522)	2,36%	(40.195)	2,81%	-	0,00%	10,8%	-
Outras Despesas Operacionais	(26.432)	1,40%	(40.849)	2,86%	(30.656)	2,30%	-35,3%	33,2%
EBITDA (3)	351.456		927.284		967.608		-62,1%	-0,0%
Margem EBITDA	6,79%		20,24%		25,14%		-13,45 p.p	-4,06 p.p
Margem EBITDA ex-Receita da Construção	7,96%		22,77%		28,42%		-14,81 p.p	-4,71 p.p
Resultado do Serviço	129.361		713.584		748.261		-81,9%	0,7%
Resultado Financeiro	**(164.028)**	**100,00%**	**(415.802)**	**100,00%**	**29.892**	**100,00%**	**-60,6%**	**< -100,0%**
Receita Financeira	370.055	100,00%	127.035	100,00%	361.070	100,00%	> 100,0%	< -100,0%
Renda de Aplicação Financeira	14.228	3,84%	29.556	23,27%	14.252	3,95%	-51,9%	> 100,0%
Receita Ativo Indenizável	171.541	46,36%	-	0,00%	183.165	50,73%	-	< -100,0%
Multas e Acréscimos Moratórios	77.205	20,86%	55.166	43,43%	51.939	14,38%	40,0%	6,2%
Valores a Receber de Parcela A e outros itens financeiros	63.087	17,05%	-	-	-	0,00%	-	-
Outras Receitas Financeiras	43.994	11,89%	42.313	33,31%	111.714	30,94%	4,0%	-62,1%
Despesas financeiras	(534.083)	100,00%	(542.837)	100,00%	(331.178)	100,00%	-1,6%	15,3%
Encargos de Dívidas	(233.973)	43,81%	(140.694)	25,92%	(110.191)	33,27%	66,3%	27,7%
Atualização Financeira de provisão para contingências	(115.169)	21,56%	(81.065)	14,93%	(59.603)	18,00%	42,1%	36,0%
Encargo de Fundo de Pensão	(42.920)	8,04%	(46.522)	8,57%	(45.200)	13,65%	-7,7%	2,9%
Multas	-	0,00%	-	0,00%	(7.257)	2,19%	-	-20,8%
Variações Monetárias	(60.305)	11,29%	(35.594)	6,56%	(36.101)	10,90%	69,4%	-1,0%
Despesa do Ativo Indenizável	-	0,00%	(201.083)	37,04%	-	-	-100,0%	-
IOF	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Despesas Financeiras	(81.716)	15,30%	(37.879)	6,98%	(29.589)	8,93%	> 100,0%	35,8%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	(34.667)		297.782		778.153		< -100,0%	-61,7%
Tributos (IR e CSLL)	(567)		(102.952)		(263.094)		-99,4%	-60,9%
Lucro Líquido do Período	**(35.234)**		**194.830**		**515.059**		**< -100,0%**	**-62,2%**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Resultados 2015 x 2014

A Ampla Energia encerrou o ano de 2015 com um total de 2.976.003 consumidores, o que representa um crescimento de 3,0% em relação ao mesmo período do ano anterior . Esse crescimento representa um acréscimo de 86.260 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, com mais 44.690 novos consumidores.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R$ 194 milhões nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2015 com 2.606.513consumidores, um incremento de 1,8% em relação ao ano de 2014. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2015 com 54 clientes livres, um acréscimo de 1 novo cliente, que representa um incremento de 1,9% em relação ao número registrado no fechamento de 2014.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia em 2015, foi de 11.723 GWh, o que representa uma redução de 0,7% (-80 GWh) em relação a 2014, cujo volume foi de 11.803 GWh.

Esta variação é o efeito combinado de uma retração de 0,6% no mercado cativo da Companhia (-56 GWh) em 2015, em relação ao ano de 2014, impulsionada, ainda, por (i) a redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de 2,3%, (ii) uma redução no volume de energia transportada para os clientes livres, cujo montante no em 2015 foi de 1.584 GWh, 0,3% inferior ao registrado em 2014, de 1.589 GWh (-5 GWh). A energia (transportada) para os clientes livre gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

- Fornecimento de Energia Elétrica para o mercado cativo (incremento de R$ 1,6 bilhões): Este incremento está associado aos seguintes efeitos (i) Efeito do Reajuste Tarifário de 2015, aplicado a partir de 15 de março de 2015, que incrementou as tarifas dos consumidores da Ampla em 37,34% em média, parcialmente compensado pela (ii) Redução de 0,6% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.711 GWh no 2015 versus 9.767 GWh no 2014).

- Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros (evolução de R$ 470 milhões): Esta variação é decorrente, principalmente, (i) do término da vigência do Decreto 8.221/14, que previa a cobertura dos custos com compra de energia (exposição involuntária, risco hidrológico e despacho de térmicas) pela ou Conta-ACR, em conjunto, com a (ii) entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o ano de 2015.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2015, alcançou o montante de R$ 7,8 bilhões, o que representa um incremento de 38,2% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R$ 5,6 bilhões (R$ 2,1 bilhões).

As deduções da receita em 2015 apresentaram incremento de R$ 1,8 bilhões em relação ao ano anterior. Este aumento é o efeito das seguintes variações:

- Os Tributos (incremento de R$ 998 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, ao incremento da base de cálculo para apuração destes tributos, em função do aumento na receita bruta da Companhia os períodos analisados; no caso do PIS/COFINS, além do incremento da receita bruta da Companhia, ocorreram dois outros efeitos que impulsionam a variação acima mencionada: (i) houve o reconhecimento no resultado societário (IFRS) dos valores a receber da parcela A e outros itens financeiros, a partir de dezembro de 2015, por força de aditivo ao contrato de concessão, os quais passaram entrar na base de cálculo destes tributos, e (ii) a publicação da Lei 12.973/14, que a partir de 2015 alterou o regime de tributação, de caixa para competência.

- Encargos Setoriais, especialmente o CDE (aumento de R$ 809 milhões): O incremento se deve à elevação substancial da cota para a Conta deDesenvolvimento 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 em 2015 alcançaram -R$ 5,0 bilhões, um incremento de R$ 1,1 bilhões em relação ao ano de 2014. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

- Energia Elétrica comprada para Revenda (aumento de R$ 586 milhões):

(i) 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);

(ii) 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-1 de 2014, vigentes a partir de janeiro de 2015, e leilão de ajuste, vigentes a partir de fevereiro de 2015;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(iii) Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia em 2014, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14,

- Encargos de Uso/de Serviço do Sistema (incremento de R$ 138 milhões): Este incremento se deve, principalmente, à redução do preço teto do PLD, o que ocasionou uma maior quantidade de térmicas sendo despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS, e em razão, de no ano de 2014 terem sido efetuados repasses pela CDE (ou Conta-ACR) para cobrir os custos com ESS.

- Material e Serviços de Terceiros (incremento de R$ 135 milhões): O incremento se deve a maiores operações em campo (principalmente serviços de cobrança para combate à inadimplência e serviço de manutenção da rede de distribuição) e aos reajustes contratuais entre os períodos comparados.

- Provisões para créditos de liquidação duvidosa (incremento de R$ 76 milhões): Este incremento se deve ao aumento da inadimplência entre os trimestres comparados em função dos seguintes efeitos:

(i) Efeito do Reajuste Tarifário de 2015, aplicado a partir de 15 de março de 2015, que incrementou as tarifas dos consumidores da Ampla em 37,34% em média;

(ii) Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 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;

(iii) Descadastramento de aproximadamente 51,9% (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);

(v) Impacto da desaceleração da economia, inflação elevada, desemprego e salários reais em queda sobre a capacidade de pagamento dos clientes.

Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2015, alcançaram o montante de -R$ 1,1 bilhões, o que representa um incremento de 22,0% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de -R$ 921 milhões (-R$ 203 milhões).

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia atingiu o montante de R$ 351 milhões no ano de 2015, o que representa redução em relação ao ano de 2014, cujo montante foi de R$ 927 milhões. A margem EBITDA da Companhia em 2015 foi de 7,96%, o que representa uma redução de 14,81 p.p. em relação a 2014, de 22,77%.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT 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.

Resultados 2014 x 2013

A Ampla Energia encerrou o ano de 2014 com um total de 2.889.740 consumidores, o que representa um crescimento de 2,7% em relação ao mesmo período do ano anterior . Esse crescimento representa um acréscimo de 77.246 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, com mais 71.747 novos consumidores.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R$ 154 milhões nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2014 com 2.561.514 consumidores, um incremento de 3,0% em relação ao ano de 2013. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2014 com 50 clientes livres, um acréscimo de 2 novos clientes, que representa um incremento de 4,2% em relação ao número registrado no fechamento de 2013.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia em 2014, foi de 3.025 GWh, o que representa um incremento de 5,7% (+162 GWh) em relação a 2013, cujo volume foi de 2.863 GWh.

Esta variação é o efeito combinado de (i) uma evolução de 6,3% no mercado cativo da Companhia (+148 GWh) em 2014, em relação ao ano de 2013 (2.494 GWh* versus 2.346 GWh*), impulsionada, ainda, por (ii) um maior volume de energia transportada para os clientes livres, cujo montante no em 2014 foi de 418 GWh, 2,7% superior ao registrado em 2013, de 407 GWh (+11 GWh). A energia (transportada) para os clientes livre gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

O mercado cativo da Companhia apresentou crescimento de 6,3% quando comparado ao ano anterior. O principal fator que ocasionou o aumento do consumo no mercado cativo foi (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,0%, impulsionado, pelo (ii) incremento na venda de energia

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

per capita no mercado cativo, de 3,3%.A receita operacional bruta da Ampla Energia alcançou, R$ 6.139 milhões, um acréscimo de 17,3 % em relação a 2013 de R$ 5.234 milhões. Esse acréscimo é, basicamente, o efeito combinado dos seguintes fatores:

- Fornecimento de Energia Elétrica (incremento de R$ 390 milhões): Esta incremento está associado à (i) revisão tarifária de 2014, que incrementou as tarifas em 2,64% em média, a partir de 15 de abril de 2014, em conjunto com (ii) o aumento de 6,3% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.767 GWh no 2014 versus 9.192 GWh no 2013).

- Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros (evolução de R$ 416 milhões): Este incremento está associado a assinatura do aditivo ao contrato de concessão, essa alteração permitiu a Coelce contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), e no regime de competência, os ativos e passivos setoriais 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$ 5.632 milhões, o que representa um incremento de 17,5% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R$ 4.791 milhões (R$ 841 milhões).

As deduções da receita apresentaram incremento de 11,9 % em relação ao mesmo período no ano anterior, alcançando -R$ 165 milhões. Este aumento é o efeito das seguintes variações:

- Os Tributos (incremento de R$ 136 milhões): ICMS - Esta variação , se deve, principalmente ao incremento da base de cálculo para apuração deste tributos (atrelada à receita da Companhia), em função dos efeitos anteriormente expostos, na seção Receita Operacional Bruta. PIS/COFINS – Neste caso, houve redução da base de cálculo, pois a mesma é líquida dos custos de compra de energia. Ademais, houve aproveitamento de crédito de PIS/COFINS, em função da decisão judicial definitiva na ação ordinária que defendeu a inconstitucionalidade do art. 3°, § 1º da Lei nº 9.718/98 ao majorar a base de cálculo do PIS e COFINS.

- Encargos Setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (aumento de R$ 29 milhões): O incremento acima mencionado se deve basicamente, ao novo valor homologado pela Resolução Nº 1.703/2014 da Aneel (em conjunto com o resultado da revisão tarifária da Ampla), para o encargo setorial CDE. Destaca-se, ainda, o lançamento de R$ 11,2 milhões na conta da RGR em 2013. Este valor refere-se à reversão do saldo provisionado (passivo) até dezembro de 2012, em função da extinção do referido encargo pela Lei 12.783/13.

O EBITDA da Ampla Energia no ano de 2014, atingiu o montante de R$ 967 milhões, o que representa estabilidade em relação ao ano de 2013, cujo montante foi de R$ 968 milhões. A margem EBITDA da Companhia em 2014 foi de 21,08%, o que representa uma redução de 4,06 p.p. em relação a 2013, de 25,14%. Excluindo o efeito da receita de construção, a margem EBITDA da Companhia em 2014 foi de 23,71%, o que representa uma redução de 4,71 p.p. em relação a 2013, de 28,42%.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT 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.

Resultados 2013 x 2012

A Ampla Energia encerrou o ano de 2013 com 2.812.446 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,7% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2012. Esse crescimento representa um acréscimo de 100.087 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente), com mais 83.966 novos consumidores.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R$ 141 milhões nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2013 com 2.487.271 consumidores, um incremento de 3,7% 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 48 clientes livres, um acréscimo de 7 novos clientes, que representa um incremento de 17,1% em relação ao número registrado no fechamento de 2012.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia no ano de 2013 foi de 10.790 GWh, o que representa um incremento de 3,0% (+318 GWh) em relação ao ano de 2012, cujo volume foi de 10.472 GWh. Esta variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 2,5% (+224 GWh) em 2013 em relação a 2012 (9.192 GWh versus 8.968 GWh), impulsionado, ainda, por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, em 2013, foi de 1.598 GWh, 6,3% superior ao registrado em 2012 (+94 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Esta variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 4,4% (+377 GWh) em 2012 em relação a 2011 (8.968 GWh versus 8.591 GWh), impulsionado, ainda, por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, em 2012, foi de 1.504 GWh, 9,5% superior ao registrado em 2011 (+131 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 2,5% no ano de 2013 quando comparado ao ano de 2012. Somente a classe industrial apresentação retração de consumo, em função da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

A receita operacional bruta da Ampla Energia alcançou, em 2013, R$ 5.235 milhões, uma redução de 4,2% em relação ao ano de 2012, de R$ 5.465 milhões (-R$ 230 milhões). Esse incremento é o efeito líquido dos seguintes fatores:

- *Fornecimento de de Energia Elétrica (redução de 5,9%; R$ 275 milhões)*: Esta redução está associada 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 Ampla Energia e demais distribuidoras brasileiras em 20% em média. Este efeito foi parcialmente compensado pelo (ii) Reajuste Tarifário Anual de 2013, que incrementou as tarifas em 12,13% em média, a partir de 15 de abril de 2013 e pelo (iii) aumento de 2,5% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.192 GWh no 2013 versus 8.968 GWh no 2012). Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídio existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. O valor contabilizado, referente ao recebimento desta subvenção, foi de R$ 26 milhões no 4T13. No ano de 2013, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R$ 94 milhões.

- *Receita pela disponibilidade da rede elétrica ((redução de 27,6%; -R$ 69 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 Ampla.

- Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2013, alcançou o montante de R$ 4.791 milhões, o que representa uma redução de 5,3% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R$ 5.062 milhões (-R$ 271 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 21,9% em relação ao ano anterior, alcançando -R$ 1.386 milhões em 2013, contra -R$ 1.774 milhões no ano de 2012 (-R$ 389 milhões). Esse incremento é o efeito das seguintes variações:

- *ICMS, PIS e COFINS (redução de 9,7%; R$ 143 milhões):* Esta variação deve-se, principalmente ao crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira em ação judicial com trânsito em julgado que reconheceu a inconstitucionalidade do art. 3º, § 1º, da Lei nº 9.718/98, ao majorar a respectiva base de cálculo. Além disso, reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função, basicamente, da redução das tarifas pela RTE oriunda da Lei 12.783/13, a partir de 24 de janeiro de 2013. O percentual destes tributos sobre a base de cálculo continua em linha com o ano de 2012.

- *Encargos Setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (redução 81,2%; de R$ 246 milhões)*: A redução acima mencionada se deve, principalmente, a extinção dos encargos Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função da Lei 12.783/13. Destaca-se, ainda, o lançamento de R$ 11,2 milhões na conta da RGR em 2013. 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.

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia no ano de 2013, atingiu o montante de R$ 968 milhões, o que representa um incremento de 9,6% em relação ao ano de 2012, cujo montante foi de R$ 883 milhões (+R$ 85 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2013 foi de 25,14%, o que representa uma evolução de 1,22 p.p. em relação a 2012, de 23,92%.

O resultado financeiro da Ampla Energia, no ano de 2013, ficou em R$ 30 milhões, uma redução de 48,9% em relação ao ano anterior, de R$ 58 milhões (-R$ 28 milhões). Esta redução é o efeito líquido das seguintes variações:

- *Receita do Ativo Indenizável (redução de 40,4%; R$ 124 milhões)*: A redução observada se deve, basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira, tendo em vista a mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, pela Medida Provisória nº 579, citada anteriormente. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição – VNR. Além desse efeito, teve-se um incremento significativo das ativações no período, por conta da revisão tarifária de 2014 e atualização da base pelo IGPM, o que também gera um incremento da base de ativo indenizável.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *Outras Receitas Financeiras (incremento de R$ 101 milhões)*: O incremento deve-se, principalmente, a atualização financeira no valor de R$ 77 milhões sobre o crédito de PIS/ COFINS reconhecido em decisão judicial definitiva na ação ordinária que defendeu a inconstitucionalidade do art. 3°, § 1º da Lei nº 9.718/98 ao majorar a base de cálculo do PIS e COFINS.

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla Energia registrou em 2013 um lucro líquido de R$ 515 milhões, valor 4,4% superior ao registrado no ano de 2012, que foi de R$ 493 milhões (+R$ 22 milhões). Desta forma, a Margem Líquida em 2013 alcançou 13,38%.

A dívida financeira bruta da Ampla Energia encerrou o ano de 2013 em R$ 1.526 milhões, um incremento de 12,5% em relação ao ano de 2012, que foi de R$ 1.356 milhões (+R$ 170 milhões). Este incremento deve-se, basicamente, à: (i) captação de R$ 130 milhões com o Banco do Brasil para reforçar o Capital de Giro, (ii) captações de dívidas com o BNDES no valor de R$ 355 milhões, (iii) resgate antecipado total referente à 2ª série da 5º emissão de debêntures no valor de R$ 167 milhões, e (iv) amortização e liquidações de dividas bancárias no montante de R$ 186 milhões. A Ampla Energia encerrou o 2013 com o custo médio da dívida em 10,77% a.a., ou CDI + 2,62% a.a.

Em setembro de 2013, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com o upgrade do *rating* corporativo da Companhia de brAA- para brAA (escala nacional) e de BB para BB+ (escala internacional) ambas com perspectiva estável, refletindo a melhora do perfil de risco financeiro da Companhia, bem como uma política financeira prudente e uma flexibilidade financeira adequada.

Os investimentos realizados pela Ampla Energia em 2013 alcançaram R$ 462 milhões, um acréscimo de 0,5% (+R$ 2 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R$ 460 milhões. O maior volume, em 2013, foi direcionado aos investimentos em novas conexões, que representou R$ 141 milhões de todo o valor investido no período mencionado. Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Ampla Energia atingiram R$ 458 milhões em 2013, montante 3,9% superior ao realizado em 2012 (de R$ 440 milhões).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Comentário dos Diretores

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$ 8.542 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 Ampla. Além disto, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete as mudanças na economia do Estado do Rio de Janeiro (área de concessão da Ampla Energia). 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, e eles são diretamente dependentes do desempenho da economia da região. 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, incluindo 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, além de 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 Ampla Energia e regulados pela Aneel. Tais mecanismos prevêem revisões tarifárias a cada cinco 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.

Em 09 de dezembro de 1996 foi firmado o Contrato de Concessão nº 005/1996 entre a União, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, e a Ampla Energia e Serviços S/A. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que esta é titular. O mencionado contrato estabelece, na Segunda Subcláusula da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Quarta Subcláusula da Cláusula Sétima.

Decreto 8.203/14 e Decreto 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 pagamento 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.

Reajuste Tarifário

10.2 - Resultado operacional e financeiro

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 15 de março de 2015. O reajuste tarifário médio foi de 42,19%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 1.861, de 10 de março de 2015, a qual foi revisado em 07 de abril de 2015, devido a prorrogação do prazo para amortização do financiamento da conta ACR. Com essa nova homologação, de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.869/2015, as novas tarifas têm um efeito médio para os consumidores cativos de 37,34%, e têm a seguinte composição: (i) reposicionamento tarifário de 37,46%; (ii) adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 5,68%; e (iii) subtração de componentes financeiros do período 2014-2015, correspondentes a 5,8%.
Quanto ao reposicionamento tarifário econômico, o efeito foi de 37,46%, nos quais 37,00% se referem a incrementos na Parcela A, decorrentes do aumento dos encargos setoriais em 25,29% e dos custos de compra e transporte de energia em 11,70%. Os demais 0,47% se referem à correção da Parcela B.

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

Os ativos e passivos regulatórios foram reconhecidos conforme o Comunicado Técnico CTG 08 de 05 de dezembro de 2014 que dispõe sobre o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados. O reconhecimento desses ativo e passivos devem ser para as empresas que realizaram o aditivo no contrato de concessão onde prevê que esta remuneração será garantida no fim concessão. O termo aditivo ao contrato de concessão, processo nº 48500.005603/2014-05, 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 Ampla Energia 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 afeta os negócios, essencialmente, pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas a serem corrigidos pela inflação.
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 nas tarifas cobradas dos consumidores e os encargos setoriais ambos homologados anualmente pela ANEEL, sendo que as variações 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 medição da inflação. 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. Comentários dos Diretores sobre:

a) Mudanças significativas nas práticas contábeis

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.

- 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.

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

- 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".
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

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

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

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 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

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

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".

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 2013

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 define 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. Para maiores detalhes vide Nota 2.18.

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

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

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.
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, 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, 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, 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.
Não houve ressalvas e ênfases nos pareceres dos auditores no período.

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.

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. 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.

10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

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:

Os investimentos em andamento não foram aqui apresentados, pois a Companhia somente os divulga trimestralmente através do item Comentário de Desempenho, integrante das Informações Trimestrais – ITR. Ademais, os investimentos previstos para o exercício de 2016 não estão aqui divulgados por que a Companhia não realiza divulgação de projeções para o mercado.

Investimentos	2013	2014	2015
Demanda	220.231	213.106	265.676
Novas Conexões	141.466	154.104	194.186
Crescimento Vegetativo / Outros	78.765	59.002	71.490
Qualidade do Sistema Elétrico	108.155	124.327	157.712
Combate às Perdas	99.809	183.421	223.061
Outros	34.232	44.489	157.418
Investimentos Totais	**462.427**	**565.343**	**803.867**

Demanda

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.

Outros

Este conceito se aplica a todos os projetos de investimentos comerciais e projetos gerais como as melhorias nas propriedades, aquisição de móveis, equipamentos de escritório, informática e comunicação, outros equipamentos de uso geral e qualquer outro projeto que não se inclua nos itens acima.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

A Companhia entende que os fluxos de caixa provenientes de suas atividades operacionais são suficientes para suas necessidades de recursos. Todavia, a Companhia financia parcialmente seus investimentos em demanda, extensão da rede, qualidade do sistema elétrico e combate às perdas, por meio da utilização de empréstimos bancários (principalmente, BNDES), operações no mercado de capitais e outras formas de financiamento.

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.

10.8 - Plano de Negócios

c) novos produtos e serviços:

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. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, 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

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1 Divulgação de Projeção

A divulgação de projeções e estimativas pela Companhia é facultativa nos termos do artigo 20 da Instrução CVM nº 480/09.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

A Companhia não tem a prática de divulgar projeções.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a) atribuições de cada órgão e comitê, identificando se possuem regimento interno próprio

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 o Conselho de Administração.

Conselho de Administração

Compete ao Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da AMPLA, através de diretrizes fundamentais de administração, bem como o controle superior da AMPLA, pela fiscalização da observância das diretrizes por ele fixadas, acompanhamento da execução dos programas aprovados e verificação dos resultados obtidos. No exercício de suas atribuições, cabe também ao Conselho de Administração deliberar sobre o seguinte, sem prejuízo de outras competências que lhe tenham sido atribuídas por lei pelo Estatuto da Companhia: (i) eleição e destituição dos Diretores e fixação de suas atribuições; (ii) convocação da Assembleia Geral quando julgar conveniente, ou no caso do art. 132 da Lei nº 6.404/76; (iii) escolha e destituição dos auditores independentes; (iv)aprovação do orçamento anual e suas alterações; (v) proposta de alteração do Estatuto Social, a ser submetida à Assembleia Geral; (vi) celebração de acordos estratégicos, especialmente no campo da inovação e novas tecnologias; (vii) contratos de venda de energia de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 50.000.000,00 (cinqüenta milhões de euros); (viii) contração de operações financeiras e bancárias ou relativas ao mercado de valores mobiliários, inclusive renovações, renegociações, prestação de garantias e pré-pagamentos, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 50.000.000,00 (cinquenta milhões de euros); (ix) a realização de investimentos não previstos no orçamento anual, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de euros) e investimentos de caráter estratégico não previstos no orçamento anual, qualquer que seja seu valor; (x) compra de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 12.000.000,00 (doze milhões de euros); (xi) contratação de investimentos imobiliários e serviços de manutenção em instalações imobiliárias da Companhia e de segurança patrimonial, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 12.000.000,00 (doze milhões de euros); (xii) patrocínios em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xiii) contratação de consultorias de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xiv) contratação de publicidade e marketing de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xv) doações de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xvi) celebração de transações judiciais e extrajudiciais que impliquem desembolsos de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros), e de atos que importem em renúncia de direitos pela Companhia, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00 (um milhão de euros); (xvii) quaisquer propostas, protocolos, justificativas e documentos similares a serem submetidos à Assembleia Geral, envolvendo operações de transformação, dissolução, fusão, cisão ou incorporação da Companhia ou em que a mesma seja parte; (xviii) aquisição; alienação ou oneração de bens a serem ou já registrados no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% (cinco por cento) do valor total do ativo permanente no último Balanço publicado; (xix) emissão de debêntures, nos termos do disposto no art. 59 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/76, e de notas promissórias para distribuição pública, nos termos da legislação em vigor. O Conselho de Administração, em cada exercício, examinará e submeterá à decisão da Assembleia Geral Ordinária, o Relatório da Administração, balanço patrimonial, a demonstração dos lucros ou prejuízos acumulados, a demonstração do resultado do exercício, a demonstração das origens e aplicações dos recursos, bem como a proposta de distribuição de dividendos e de aplicação dos valores excedentes, anexando o parecer do Conselho Fiscal e o parecer dos auditores independentes. O Conselho de Administração da Companhia não possui regimento interno próprio.

Diretoria Executiva

A Diretoria é responsável pela administração das operações da Companhia, assegurando seu funcionamento regular, segundo as diretrizes apontadas pelo Conselho de Administração. A Diretoria Executiva da Ampla é formada por até 12 (doze) Diretores, cujas designações estão descritas no item "d" com mandato de três anos e reeleição permitida. A Diretoria Executiva da Companhia não possui regimento interno próprio.

b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

A Companhia tem um conselho fiscal, de funcionamento não permanente, podendo ser instalado nos exercícios sociais a pedido de acionistas que representam, no mínimo, 10% com direito a voto, ou 5% das ações sem direito a voto. Nos últimos 3 exercícios sociais, o Conselho Fiscal da Companhia não foi instalado.

O conselho fiscal será composto de 3 membros eleitos pela assembleia geral, na forma da lei, tendo a competência que lhe é atribuída pelo artigo 163 da Lei das Sociedades por Ações.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê e de seus membros, identificando o método utilizado

Não existem mecanismos formais de avaliação de desempenho dos órgãos da administração ou de seus membros. No entanto, os conselheiros indicados pelo controlador são avaliados enquanto executivos do grupo.

Em 04 de junho de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a criação do Comitê para a Supervisão do Modelo de Prevenção de Riscos Penais e seu respectivo regulamento.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Além de outras funções que lhe forem determinadas pelo Conselho de Administração, os Diretores da Companhia terão as seguintes atribuições e responsabilidades:

Diretor Presidente: responsável pela gestão e fiscalização das atividades da Companhia e de sua Diretoria, em todas as áreas;

Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes: responsável por 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;

Diretor de Planejamento e Engenharia: responsável pelo 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;

Diretor de Mercado: responsável por 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

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: responsável pelo 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;

Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle: responsável pelas 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;

Diretor de Recursos Humanos e Organização: responsável pelos assuntos afetos à área de recursos humanos, como 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;

Diretor de Relações Institucionais: responsável pelas 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;

Diretor de Comunicação: responsável pelo 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;

Diretor de Regulação: responsável pela 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;

Diretor Jurídico: responsável pela 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;

Diretor de Compras: responsável pela 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 Companhia não adota prática diferenciada em relação ao previsto na legislação societária. 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 em relação à data da Assembleia e a segunda convocação, se necessária, com, no mínimo,8 (oito) dias de antecedência em relação à data da Assembleia.

b) competências

A Assembleia Geral Ordinária realizar-se-á dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social, em dia e hora previamente fixados, para: 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, os membros do Conselho de Administração; fixar os honorários dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal. As demais matérias cuja competência é legalmente atribuída à Assembleia Geral de Acionistas são deliberadas em Assembleia Geral Extraordinária, conforme art. 131 da Lei n.º 6.404/76, competindo, ainda, 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 a 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. A Assembleia Geral de Acionistas poderá, caso a caso, em conformidade com o artigo 59, §1º da Lei n.º 6.404/76, delegar ao conselho de administração a deliberação sobre a época e as condições de vencimento, amortização ou resgate das debêntures; a época e as condições do pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso das debêntures, se houver; o modo de subscrição e colocação e o tipo das debêntures; e sobre a oportunidade da emissão de 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 ordinária encontram-se à disposição dos acionistas, na sede da Companhia e por meio de sistema eletrônico da página da CVM. Encontram-se, ainda, disponíveis no endereço eletrônico da Companhia na *internet*.

d) identificação e administração de conflitos de interesses

A Companhia não possui uma política estrutura para a identificação e administração de conflitos de interesse.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

O edital de convocação poderá solicitar ao acionista que deseje ser representado por procurador na Assembleia Geral, que deposite o respectivo instrumento na sede da Companhia com 72 horas de antecedência do dia marcado para a realização da respectiva Assembleia Geral.

f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas 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

Conforme o art. 25, § 2º, do Estatuto Social da Companhia, o edital de convocação poderá condicionar a representação, por procurador, do acionista, na Assembleia Geral, a que o depósito do respectivo instrumento seja efetuado na sede da Companhia, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência do dia marcado para a realização da Assembleia Geral.
Todos os documentos relacionados às procurações para representação de acionistas nas Assembleias Gerais, devem ser enviados à Companhia, conforme orientação constante do respectivo edital de convocação.

A Companhia somente admite procurações originais com poderes específicos para participação em Assembleias. Além disso, é analisado 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. Adicionalmente, a Companhia também verifica se a procuração segue ao que estabelece o artigo 126, parágrafo 1º a Lei das Sociedades por Ações.

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.

A Companhia não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização e consularização

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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.

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 7 Reuniões do Conselho de Administração no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, sendo 4 ordinárias e 3 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 existe acordo de acionistas da Companhia.

c) regras de identificação e administração de conflitos 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

12.4 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos 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**			
Márcia Sandra Roque Vieira Silva	14/09/1968	Pertence apenas à Diretoria	22/07/2016	15/12/2018	0
275.382.303-00	Engenheira Civil	19 - Outros Diretores	22/07/2016	Sim	0.00%
É Diretora de Mercado da Coelce.		Diretora de Mercado			
Ramón Francisco Castañeda Ponce	07/10/1970	Pertence apenas à Diretoria	15/12/2015	3 anos	0
060.764.987-90	Engenheiro	19 - Outros Diretores	15/12/2015	Sim	0.00%
Membro do Conselho de Administração da COELCE - Companhia Energética do Ceará		Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes			
Teobaldo José Cavalcante Leal	29/01/1968	Pertence apenas à Diretoria	15/12/2015	3 anos	3
304.786.343-15	Administrador	12 - Diretor de Relações com Investidores	15/12/2015	Sim	0.00%
Diretor inanceiro e de Relações com Investidores e membro suplente do Conselho de Administração da Coelce - Companhia Energética do Ceará					
Roberto Zanchi	14/01/1962	Pertence apenas à Diretoria	22/07/2016	15/12/2018	0
063.682.037-81	Engenheiro	19 - Outros Diretores	22/07/2016		0.00%
		Diretor de Planejamento e Engenharia			
Abel Alves Rochinha	21/01/1961	Pertence apenas à Diretoria	15/12/2015	3 anos	2
606.567.607-10	Engenheiro	10 - Diretor Presidente / Superintendente	15/12/2015	Sim	0.00%
É Diretor-Presidente da Companhia há mais de cinco anos. ii. Diretor-Presidente na CIEN - Companhia de Interconexão Energética e Diretor-Presidente da Ampla Energia e Serviços S.A					
Janaína Savino Villela	12/02/1980	Pertence apenas à Diretoria	15/12/2015	3 anos	2
088.290.577-54	Jornalista	19 - Outros Diretores	15/12/2015	Sim	0.00%
Diretora de Comunicação na Enel Brasil S.A, na COELCE - Companhia Energética do Ceará, na CIEN - Companhia de Interconexão Energética, na CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. e na Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.		Diretora de Comunicação			
José Nunes de Almeida Neto	15/12/1955	Pertence apenas à Diretoria	15/12/2015	3 anos	0
116.258.723-72	Engenheiro	19 - Outros Diretores	15/12/2015	Sim	0.00%
Diretor de Relações Institucionais da Enel Brasil S.A., da COELCE - Companhia Energética do Ceará, 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			

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**			
Margot Frota Conh Pires	13/06/1975	Pertence apenas à Diretoria	15/12/2016	3 anos	0
718.593.303-04	Economista	19 - Outros Diretores	15/12/2016	Sim	0.00%
Diretora de Compras da Enel Brasil S.A., da COELCE - Companhia Energética do Ceará, da CIEN - Companhia de Interconexão Energética, da CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. e da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.		Diretora de Compras			
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli	18/05/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	0
063.741.227-39	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2016	Sim	0.00%
Não há.					
Claudio César Weyne da Cunha	28/04/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	0
721.271.123-34	Contador	23 - Conselho de Administração (Suplente)		Sim	0.00%
Diretor de Planejamento e Controle da CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.					
José Távora Batista	17/03/1954	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	4
135.402.623-34	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2016	Não	100.00%
Membro Suplente do Conselho de Administração da COELCE - Companhia Energética do Ceará e Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes da COELCE - Companhia Energética do Ceará					
LUIZ CARLOS FRANCO CAMPOS	09/02/1950	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	0
101.634.847-91	Engenheiro Eletricista	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	26/04/2016	Não	0.00%
Não há.					
Marcia Massotti Carvalho	01/04/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	0
043.055.727-29	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)		Sim	0.00%
Membro suplente do Conselho de Administração da COELCE - Companhia Energética do Ceará, e Diretora de Sustentabilidade da Enel Brasil S/A					
Mario Fernando de Melo Santos	18/07/1938	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	8
000.541.194-72	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	26/04/2016	Sim	0.00%
Membro do Conselho de Adminitração da Enel Brasil S.A. e da COELCE - Companhia Energética do Ceará.					
MONICA HODOR	13/09/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	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	Engenheira	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	26/04/2016	Sim	0.00%
Membro efetivo do do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A.					
Otacilio de Souza Junior	10/11/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	0
705.797.097-87	Analista de Sistemas	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)		Não	0.00%
Não há.					
FLAVIA DA SILVA BARAUNA	21/02/1977	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	0
047.486.047-78	Contadora	23 - Conselho de Administração (Suplente)		Sim	0.00%
Diretora de Serviços e Segurança Patrimonial da Enel Brasil S.A.					
Gabriel Maluly Neto	25/11/1976	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	0
003.513.229-90	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)		Sim	0.00%
Diretor de Tecnologia da Informação e Telecomunicações da Enel Brasil S/A.					
Carlos Ewandro Naegele Moreira	17/03/1956	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	15/12/2015	3 anos	4
391.142.017-04	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	15/12/2015	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 e da CIEN - Companhia de Interconexão Energética e COELCE - Companhia Energética do Ceará.		Diretor de Recursos Humanos e Organização e Membro Suplente do Conselho de Administração			
Déborah Meirelles Rosa Brasil	17/10/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	15/12/2015	3 anos	0
025.881.547-78	Advogada	39 - Outros Conselheiros / Diretores	15/12/2015	Sim	0.00%
Diretora Jurídica da COELCE - Compnhia Energética do Ceará e Diretora Jurídica da CIEN - Companhia de Interconexão Energética e membro suplente do Conselho de Administração da COELCE - Companhia Energética do Ceará.		Diretora Jurídica e Membro Suplente do Conselho de Administração			
José Alves de Mello Franco	17/11/1957	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	26/04/2016	3 anos	6
283.567.996-00	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	26/04/2016	Sim	71.00%
Ocupa o cargo de Diretor de Regulação da Enel Brasil S.A., da COELCE - Companhia Energética do Ceará, da CIEN - Companhia de Interconexão Energética, da CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. e da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.		Membro Efetivo do Conselho de Administração e Diretor de Regulação			
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	29/07/1968	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	29/03/2016	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**			
002.533.027-65	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	29/03/2016	Sim	71.00%
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 COELCE - Companhia Energética do Ceará.		Membro efetivo do Conselho de Administração e Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle			

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Márcia Sandra Roque Vieira Silva - 275.382.303-00

De 2010 a 2012 atuou na gestão de desenvolvimento de pessoas, na Enel Brasil. De 2012 a 2014, na Endesa España, ocupou o cargo de Gerente de RH. De 2014 até 2016 ocupou o cargo de Gerente de RH na Enel Green Power.

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.

Teobaldo José Cavalcante Leal - 304.786.343-15

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 Enel naquele país. Regressou ao Brasil em agosto de 2012, para assumir a Direção Financeira e de Relações com Investidores de Enel 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 Enel, no Brasil e no Peru.

Roberto Zanchi - 063.682.037-81

Nos últimos 5 anos, trabalhou na divisão de infraestrutura e rede da Enel S.p.A. como responsável de distribuição territorial nas regiões de Puglia e Basilicata.

Abel Alves Rochinha - 606.567.607-10

No grupo Enel desde Abril de 2004, foi Presidente da Coelce de Maio de 2007 a Março de 2013, posteriromente foi responsável pela Distribuição Brasil (Ampla e Coelce) de Abril de 2013 a Setembro de 2014 e atualmente é é o responsável pelas atividades de Infraestrutura e Redes no grupo Enel Brasil (ii): Diretor-Presidente na COELCE -Companhia Energética do Ceará; e Diretor-Presidente na CIEN - Companhia de Interconexão Energética

Janaína Savino Villela - 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.

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

Assumiu o cargo de Diretor de Operação, em janeiro de 1995, participando do Projeto de preparação para privatização da Coelce. 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.

Margot Frota Conh Pires - 718.593.303-04

Ingressou no grupo Enel em 1998, como analista de compras.De 2005 a 2012 foi responsável pela área de aprovisionamentos Brasil. Atualmente é Diretora de Compras do Grupo.

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.

Claudio César Weyne da Cunha - 721.271.123-34

De maio de 2007 até janeiro de 2008 atuou no Gerenciamento de Projeto Luz para Todos da COELCE – Companhia Energética do Ceará. De 2008 até 2011 atuou como Chefe de Planejamento e Controle da Enel Brasil S/A, também já ocupou os cargos de Diretor de Planejamento e Controle da AMPLA Energia e Serviços S.A. e da COELCE – Companhia Energética do Ceará, e atualmente ocupa o cargo de Diretor de Planejamento e Controle da CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.

José Távora Batista - 135.402.623-34

Ocupa a Diretoria Técnica desde dezembro de 2001. (

LUIZ CARLOS FRANCO CAMPOS - 101.634.847-91

Em 1998 ingressou no Grupo Enel, na Ampla Energia e Serviços , como engenheiro, e perdurou até 2005. Atualmente é Membro Efetivo do Conselho de Administração - representante dos trabalhadores.

Marcia Massotti Carvalho - 043.055.727-29

Ingressou no Grupo Enel em 2006 para trabalhar como especialista em Planejamento e Controle da holding Enel Brasil. Em 2008, assumiu o cargo de responsável pelo Planejamento e Controle pelas empresas de geração do Grupo. Em 2009, depois de uma reestruturação das atividades pró-processos, assumiu a responsabilidade da área de reporte, onde ficou por 2 anos. Em 2011, assumiu o cargo de responsável pela secretaria técnica, área criada para suporte à presidência da Enel Brasil S/A, onde permaneceu por 4 anos. Em dezembro de 2014, assumiu a responsabilidade pela área de Sustentabilidade de todas as empresas do Grupo.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

É presidente do Conselho de Administração da Enel 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.

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.

Otacilio de Souza Junior - 705.797.097-87

Ingressou na antiga CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro em 23 de novembro de 1977 através de concurso público, na área de Serviços Gerais, passando pela Diretoria Comercial, na qual se encontra até a presente data. Em 18 de dezembro de 2006 assumiu a Presidência do Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense – STIEENNF, cumprindo seu mandato até 2010 quando foi reeleito para mais um mandato de 4 anos.

FLAVIA DA SILVA BARAUNA - 047.486.047-78

Ingressou no Grupo Enel em 2000. De 2009 a 2012 atuou no centro de serviços compartilhados, no setor de finanças, onde ficou como responsável pelo estudo de caso de negócio e implementação do Centro de Serviços Compartilhados da, então, Endesa Brasil. Em 2013 teve experiência na área de administração de RH, contas a pagar, tesouraria, entre outros, que durou até 2014. Atualmente é chefe dos Serviços e Segurança Brasil, é responsável por Serviços Gerais e Facility Management.

Gabriel Maluly Neto - 003.513.229-90

Ingressou no grupo Enel em novembro de 2004, na operação do sistema comercial da distribuidora de energia elétrica Ampla (RJ). Em 2011, se tornou gerente de Operações Comerciais da distribuidora. Também foi um dos responsáveis pelo lançamento do projeto Ecoampla, no período em que atuou em Pesquisa & Desenvolvimento e Inovação em 2008. O executivo migrou para a área de ICT em 2013, como o responsável pela área de ICT no grupo Enel no Brasil, cargo que ocupa atualmente, e no qual vem implementando projetos de impacto para a redução de despesas operacionais da holding do grupo Enel no país.

Carlos Ewandro Naegele Moreira - 391.142.017-04

Trabalha na Ampla desde 1977 quando ingressou como estagiário e onde vem exercendo diferentes cargos. É membro do Conselho de Administração da Fundação Brasiletros desde 1999.

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.

José Alves de Mello Franco - 283.567.996-00

É membro do Conselho Diretor da ABRADEEE desde 2002. A. Ocupa o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. desde 29 de abril de 2008.

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. Ocupa o cargo de Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle na Ampla Energia e Serviços S.A.

12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há.

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

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

José Alves de Mello Franco	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Regulação			

Pessoa Relacionada

Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação			

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			
Teobaldo José Cavalcante Leal	304.786.343-15	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Observação			
Administrador do Emissor			
Janaína Savino Villela	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			
José Nunes de Almeida Neto	116.258.723-72	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Relações Institucionais			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Relações Institucionais			
Observação			
Administrador do Emissor			
Déborah Meirelles Rosa Brasil	025.881.547-78	Subordinação	Controlador Direto
Diretora Jurídica			
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. Diretora Jurídica **Observação**	07.523.555/0001-67		
Administrador do Emissor			
MARGOT FROTA COHN PIRES Diretora de Compras **Pessoa Relacionada**	718.593.303-04	Subordinação	Controlador Direto
Enel Brasil S.A. Diretora de Compras **Observação**	07.523.555/0001-67		
Administrador do Emissor			
Olga Jovanna Carranza Salazar Diretora de Mercado **Pessoa Relacionada**	058.829.057-29	Subordinação	Controlador Direto
Enel Brasil S.A. Diretora de Mercado **Observação**	07.523.555/0001-67		
Administrador do Emissor			
Ramón Francisco Castañeda Ponce Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes **Pessoa Relacionada**	060.764.987-90	Subordinação	Controlador Direto
Enel Brasil S.A. Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes **Observação**	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			
Administrador do Emissor			
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			
José Távora Batista	135.402.623-34	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			
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			
Carlo Federico Vladimir Il‘ic Zorzoli	063.741.227-39	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 efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Membro efetivo do Conselho de Administração Atualmente, é o country manager da Enel Brasil.			
Observação			
Administrador do Emissor			
MONICA HODOR	000.000.000-00	Subordinação	Controlador Direto
Vice - Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Vice - Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Gabriel Maluly Neto	003.513.229-90	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração.			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Tecnologia da Informação e Telecomunicações da Enel Brasil S/A.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marcia Massotti Carvalho	043.055.727-29	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente 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		
Responsável pela área de Sustentabilidade de todas as empresas do Grupo.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Claudio César Weyne da Cunha	721.271.123-34	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração.			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretor de Planejamento e Controle da CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.			
Observação			
Administrador do Emissor			
FLAVIA DA SILVA BARAUNA	047.486.047-78	Subordinação	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração.			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A.	07.523.555/0001-67		
Diretora de Serviços e Segurança Patrimonial da Enel Brasil S.A.			
Observação			

Exercício Social 31/12/2014

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		

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			
Observação			
Administrador do Emissor			
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque	721.694.197-72	Subordinação	Controlador Direto
Membro Efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Observação			
Administrador do Emissor			
Déborah Meirelles Rosa Brasil	025.881.547-78	Subordinação	Controlador Direto
Diretora Jurídica			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Observação			
Administrador do Emissor			
Bruno Golebiovski	021.834.017-61	Subordinação	Controlador Direto
Diretor de Comercial			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Diretor de Regulação			
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 Manuel Rivera Moya	058.540.317-10	Subordinação	Controlador Direto
Diretor Técnico			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Observação			
Administrador do Emissor			
José Távora Batista	135.402.623-34	Subordinação	Controlador Direto
Membro Efetivo do Conselho de Administração.			
Pessoa Relacionada			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A	07.523.555/0001-67		
Membro Efetivo do Conselho de Administração.			
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 de Administradores e Diretores (D&O), contratado com a seguradora AIG SEGUROS BRASIL S.A, com vigência de 10/12/2015 a 10/11/2016, com o valor do prêmio de R$ 72.737,72.

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).

Sua estrutura de governança é constituída por órgãos que atuam em sinergia para o alcance de resultados econômicos, financeiros, sociais e ambientais, com base no planejamento estratégico corporativo. Algumas áreas de apoio estão centralizadas na Enel Brasil, sediada em Niterói (RJ), atendendo a todas as empresas que integram a holding brasileira. Essa estrutura permite que as áreas operacionais coloquem o foco em ganhos de eficiência e avanços dos negócios.

Suas principais instâncias de governança são a Assembleia Geral de Acionistas, o Conselho de Administração e a Diretoria-Executiva. Não há previsão estatutária de comitês de apoio à atuação do Conselho de Administração na companhia..

Conselho de Administração

Compete ao Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da Ampla, através de diretrizes fundamentais de administração, bem como o controle superior da Ampla, pela fiscalização da observância das diretrizes por ele fixadas, acompanhamento da execução dos programas aprovados e verificação dos resultados obtidos.

Diretoria Executiva

À diretoria executiva caberá, dentro da orientação traçada pela Assembleia Geral e pelo Conselho de Administração, assegurar o funcionamento regular da Companhia, cabendo ao diretor presidente a representação ativa e passiva da Companhia.
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

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

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.

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

Composição do Conselho de Administração da Ampla:

	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A			
	Nome	**Cargo**	**Eleição**	**Término do Mandato**
1	Mario Fernando de Melo Santos	Presidente	AGO de 26/04/2016	AGO de 2019
2	Monica Hodor	Vice Presidente	AGO de 26/04/2016	AGO de 2019
3	Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli	Membro efetivo	AGO de 26/04/2016	AGO de 2019
4	José Távora Batista	Miembro efectivo	AGO de 26/04/2016	
5	José Alves de Mello Franco	Membro efetivo	AGO de 26/04/2016	AGO de 2019
6	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	Membro efetivo	AGO de 26/04/2016	
7	Luiz Carlos Franco Campos	Membro efetivo	AGO de 26/04/2016	AGO de 2019

Composição da Diretoria da Ampla:

AMPLA ENERGIA			
Nome	**Cargo**	**Eleição**	**Vencto Mandatos**
Abel Rochinha	Diretor Presidente	RCA 15/12/2015	15/12/2018
Ramón Francisco Castañeda Ponce	Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes	RCA 29/03/2016	
Roberto Zanchi	Diretor de Planejamento e Engenharia	RCA 22/07/2016	
Márcia Sandra Roque Vieira Silva	Diretora de Mercado	RCA 22/07/2016	
Teobaldo Jose Cavalcante Leal	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	RCA 15/12/2015	
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle	RCA 29/03/2016	
Carlos Ewandro Naegele Moreira	Diretor de Recursos Humanos e Organização	RCA 15/12/2015	
José Nunes de Almeida Neto	Diretor de Relações Institucionais	RCA 15/12/2015	
Janaina Savino Vilella Carro	Diretora de Comunicação	RCA 15/12/2015	
José Alves Mello Franco	Diretor de Regulação	RCA 15/12/2015	
Déborah Meirelles Rosa Brasil	Diretora Jurídica	RCA 15/12/2015	
Margot Frota Cohn Pires	Diretora de Compras	RCA 15/12/2015	

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.

A filosofia e as políticas de remuneração se aplicam aos membros do conselho de administração e do conselho fiscal, bem como aos membros da diretoria da Companhia.

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 dos membros da diretoria da Companhia e a proporção de cada elemento na remuneração total 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; e (f) veículo designado para cargos de alta liderança (apenas para diretoria da Companhia).

Para a diretoria da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	2013	2014	2015
Remuneração fixa	64%	64%	65%
Remuneração variável	31%	27%	22%
Benefícios	5%	9%	12%

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.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

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

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

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

A Diretoria da Companhia possui remuneração suportada por algum(s) de seu(s) acionista(s) controlador(s) diretos ou indiretos, conforme divulgado no item 13.15.

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	7,00	12,00		19,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	59.438,02	13.230.077,18		13.289.515,20
Benefícios direto e indireto	0,00	2.527.159,79		2.527.159,79
Participações em comitês	58.438,02	0,00		58.438,02
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	4.561.506,19		4.561.506,19
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	59.438,02	15.757.235,97		20.378.181,18

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,00	8,00		16,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	13.328,00	5.470.697,79		5.484.025,79
Benefícios direto e indireto	0,00	1.044.992,20		1.044.992,20
Participações em comitês	13.328,00	0,00		13.328,00
Outros	0,00	0,00		0,00

Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.886.203,80		1.886.203,80
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	13.328,00	6.515.689,99		8.415.221,79

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	9,00	9,00	0,00	18,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.950.619,11	0,00	3.950.619,11
Benefícios direto e indireto	0,00	558.733,77	0,00	558.733,77
Participações em comitês	10.000,00	0,00	0,00	10.000,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.709.388,90	0,00	1.709.388,90
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	10.000,00	6.218.741,78	0,00	6.228.741,78

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	9,00	9,00		18,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	4.306.093,26		4.306.093,26
Benefícios direto e indireto	0,00	313.471,61		313.471,61
Participações em comitês	14.000,00	0,00		14.000,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.097.532,72		2.097.532,72
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00

Observação				
Total da remuneração	14.000,00	6.717.097,59		6.731.097,59

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.

Diretoria Estatutária Ampla	2013	2014	2015
Número de membros	10	9	8
Bônus:	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	2.510.511,93	2.471.405,64	2.829.305,70
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	2.092.093,28	2.059.504,70	2.357.754,75
Valor efetivamente reconhecido no resultado	2.097.532,72	1.709.388,90	1.886.203,80
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	2.097.532,72	1.709.388,90	1.886.203,80

Remuneração Variável prevista para o exercício social corrente 2016

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de membros	7	12	-	19,00
Bônus:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	5.473.807,43	-	5.473.807,43
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	4.561.506,19	-	4.561.506,19
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. 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:

Companhia	Conselho de Administração*	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
	Em 31/12/2015	Em 31/12/2015	Em 31/12/2015
De Emissão da Própria Companhia	**162.841**	**0**	**327**
Ações Ordinárias	162.841	0	327
Controladores Diretos ou Indiretos	**2**	**0**	**0**
Enel Brasil S/A	2	0	0
Sociedades Controladas	**0**	**0**	**0**
Sociedades sob Controle Comum	**5**	**0**	**1**
Cia. Energética do Ceará S/A – Ações Preferenciais e Ordinárias	3	0	1
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A – Ações Preferenciais e Ordinárias	0	0	0
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S/A – Ações Ordinárias	1	0	0
Companhia de Interconexão Energética S/A – Ações Ordinárias	1	0	0

*Para o conselho de administração se considera tanto os membros efetivos como os membros suplentes.

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 31/12/2015
a) Órgão	Diretoria Estatutária
b) Número de membros	6
c) Nome do plano	PACV – Plano de Aposentadoria de Contribuição Variável
d) Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	2
e) Condições para se aposentar antecipadamente	O participante pode aposentar-se pelo plano desde que tenha, no mínimo, 50 anos de idade e cinco anos de contribuição.
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	10.016.171
g) Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	100.883,86
h) se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Ao se desligar da patrocinadora, possuindo 5 anos de contribuição, é possível o resgate de 100% das contribuições corrigidas e parte dos valores aportados pela patrocinadora (2/12% ao mês até o máximo de 50%).

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	2012	2013	2014
Remuneração Total Conselho de Administração	20.000,00	6.000,00	10.000,00
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

Diretoria Estatutária	2012	2013	2014
Remuneração Total Diretoria Estatutária	5.277.483,29	6.717.097,59	6.218.741,78
Remuneração Albino, Bruno Golebiovski, Claudio Rivera, Deborah Meirelles.	3.215.542,52	3.938.750,12	3.605.963,85
Remuneração dos Diretores que também são Diretores da Enel Brasil	2.061.940,77	2.778.347,47	2.612.777,93
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	39%	41%	42%

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 - 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

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 valores foram atribuídos a tais indivíduos.

Conselho de Administração	2012	2013	2014
Remuneração em:	**-**	**-**	**-**
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	**-**
Fixa	-	-	**-**
Variável	-	-	**-**
Sociedades sob Controle Comum	-	-	**-**
Fixa	-	-	**-**
Variável	-	-	**-**
Controladas	-	-	**-**
Fixa	-	-	**-**
Variável	-	-	**-**

Diretoria Estatutária	2012	2013	2014
Remuneração em:			
Controladores Diretos e Indicadores (Enel Brasil)	419.361,84	402.208,92	177.053,41
Fixa	287.916,28	257.841,89	112.477,83
Variável	131.445,56	144.367,03	64.575,58
Sociedades sob Controle Comum (Geradoras, Ampla Energ. e Prátil)	1.050.055,82	1.580.782,23	1.924.140,47
Fixa	720.924,35	1.013.383,48	1.222.360,79
Variável	329.131,47	567.398,75	701.779,68
Controladas			
Fixa			
Variável			

Destacamos que 100% dos valores apresentados neste quadro referem-se à remuneração atribuída aos Diretores do emissor em razão de os mesmos também exercerem esta mesma função (pertencerem à Diretoria) em empresas controladoras (diretas e indiretas) e em sociedades sob controle comum.

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
Angra dos Reis	23	24	25
Araruama	14	14	13
CaboFrio	42	43	42
Camposde Goytacazes / SãoFidelis	74	74	73
Cantagalo	16	16	14
Duque de Caxias	1	1	1
Fortaleza*	19	18	18
Itaboraí	2	2	2
Itaperuna	2	2	2
Macaé	45	46	46
Magé	39	39	38
Marica*	6	6	5
Niterói	575	579	563
Petrópolis / Areal	42	41	42
Resende	16	16	15
Santo Antonio de Pádua	28	28	28
São Gonçalo	209	208	201
Teresópolis	9	9	8
Total Geral	**1.162**	**1.166**	**1.136**

	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013
Diretoria	5	5	5
Gerência	125	125	117
Administrativo	619	621	613
Produção	413	415	401
Total geral	**1.162**	**1.166**	**1.136**

14.1 - Descrição dos recursos humanos

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
Comercial	-	2.687	2.152
Mercado	1.112	977	912
Recursos Humanos	-	7	7
Planejamento e Controle	-	0	-
Tecnologia da Informação	-	45	240
Jurídica	-	23	21
Técnica	-	2.989	1
GBS	-	368	
Aprovisionamentos	-	187	38
Infraestrutura e Redes	6.328	-	2.389
Serviços	901	-	176
Total	**8.341**	**7.283**	**5.936**

	Exercício social findo em 31/12/2015	Exercício social findo em 31/12/2014	Exercício social findo em 31/12/2013
Angra dos Reis	505	401	341
Araruama	182	154	142
CaboFrio	727	560	414
Camposde Goytacazes / São Fidelis	846	714	466
Cantagalo	132	124	120
Duque de Caxias	45	Polo Desativado - Colaboradores em Magé	Polo Desativado - Colaboradores em Magé
Itaboraí	54	Não existe esse Polo na Ampla	22
Itaperuna	196	49	175
Macaé	557	171	399
Magé	515	489	395
Marica	86	454	83
Niterói	1.875	93	1.686
Petrópolis / Areal	286	1.800	231
Resende	155	281	106
Santo Antonio de Pádua	155	144	137
São Gonçalo	1.724	153	1.090
Teresópolis	143	1.567	129
CALL CENTER - PENHA RJ	158	129	
Total Geral	**8.341**	**7.283**	**5.936**

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*)	0,34%	4,06%	5,50%

14.1 - Descrição dos recursos humanos

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas

A tabela abaixo demonstra a contingência trabalhista dos valores provisionados pela Companhia nos respectivos fechamento, para maiores detalhes sobre os processos, vide item 4.3 deste Formulário.

	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$ milhões)	175.137	151.201	149.000

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

Não há alteração relevante a ser comentada.

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 da 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 aos Sindicatos dos Eletricitários e Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro que abrangem a área de concessão da Ampla, quais sejam, Stieen (base Niterói), Stieennf (base Norte e Noroeste), Stiepar (base Angra e Parati) e Senge (Sindicato dos Engenheiros). A Emissora mantém um bom nível de relacionamento com os Sindiccatos. Nos acordos coletivos há a previsão de reuniões entre a Emissora e o Sindicatos, 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 um ou dois anos. Anualmente, na data-base em outubro, 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 %**			
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A					
07.523.555/0001-67	Brasileira-RJ	Não	Sim	29/01/2016	
Não					
45.978.048	46,886300%	0	0,000000%	45.978.048	46,886300%
Chilectra Inversud S.A					
07.294.410/0001-31	Chile	Não	Sim	29/01/2016	
Não					
20.615.188	21,022400%	0	0,000000%	20.615.188	21,022400%
Enersis Américas S.A					
05.717.031/0001-81		Não	Sim	29/01/2016	
Não					
20.969.469	21,383700%	0	0,000000%	20.969.469	21,383700%
Chilectra Américas S.A.					
05.723.875/0001-35	Chilena	Não	Sim	29/01/2016	
Não					
10.144.220	10,344600%	0	0,000000%	10.144.220	10,344600%
OUTROS					
355.972	0,363000%	0	0,000000%	355.972	0,363000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000000%	0	0,000000%	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 %**			
TOTAL					
98.062.897	100,000000%	0	0,000000%	98.062.897	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 Américas S.A.				05.723.875/0001-35	
Enersis Americas S.A.					
05.717.031/0001-81	Chilena	Não	Sim	03/04/2013	
Não					
1.140.138.668	99,080000	0	0,000000	1.140.138.668	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					
1.150.725.267	100,000000	0	0,000000	1.150.725.267	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**
Chilectra Inversud S.A				**07.294.410/0001-31**	
Chilectra Américas S.A.					
05.453.583/0001-20	Chile	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**
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A				**07.523.555/0001-67**	

Chilectra Américas S.A.

05.453.583/0001-20	Chilena	Não	Sim	20/01/2015	
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

Chilectra Inversud S.A.

07.294.410/0001-31	Chilena	Não	Sim	20/01/2015	
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

Edegel S.A.

07.483.028/0001-76	Peruana	Não	Não	20/01/2015	
Não					
6.957.053	3,890000	0	0,000000	6.957.053	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**	
Endesa Américas S.A.					
	Chilena	Não	Sim	20/01/2015	
Não					
60.299.607	33,750000	0	0,000000	60.299.607	33,750000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Enel Brasil (Ações em Tesouraria)					
	Brasileira	Não	Não	20/01/2015	
Não					
4.618.298	2,580000	0	0,000000	4.618.298	2,580000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Enersis Américas S.A.					
05.723.875/0001-35	Chilen	Não	Sim	20/01/2015	
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					
7	0,000000	0	0,000000	7	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**	
TOTAL					
178.692.925	100,000000	0	0,000000	178.692.925	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**
Enersis Américas S.A				**05.717.031/0001-81**	
Enel Iberoamerica SRL					
	Italiana	Não	Sim	20/10/2015	
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.					
	Chilena	Não	Sim	20/10/2015	
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					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
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 Américas S.A.				**05.453.583/0001-20**	
Enersis Americas S.A.					
05.723.875/0001-35	Chilena	Não	Não	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**	
Endesa Américas 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**
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**
Chilectra Américas 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**
Chilectra Inversud S.A.				**07.294.410/0001-31**	
OUTROS					
56.901	100,000000	0	0,000000	56.901	100,000000
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**
Endesa Américas S.A.					
OUTROS					
897.271.951	10,940000	0	0,000000	897.271.951	10,940000
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 Brasil (Ações em Tesouraria)					
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**
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**
Enersis Americas 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**
Enersis Américas S.A.				**05.723.875/0001-35**	
OUTROS					
149.092.772.762	100,000000	0	0,000000	149.092.772.762	100,000000
TOTAL					
149.092.772.762	100,000000	0	0,000000	149.092.772.762	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
Generandes Perú S.A		

Endesa Américas S.A.					
	Chilena	Não	Sim	11/09/2013	
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	11/09/2013	
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**
Endesa Américas 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 Americas 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

Ministério de Economía

	Italiana	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

	Italiana	Não	Não		
Não					
4.254.064.541	68,760000	0	0,000000	4.254.064.541	68,760000

Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000000

OUTROS

0	0,000000	0	0,000000	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 S.P.A					
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**
Endesa Américas 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**
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**
Ministério 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	26/04/2016
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	596
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	25
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	9

Ações em Circulação

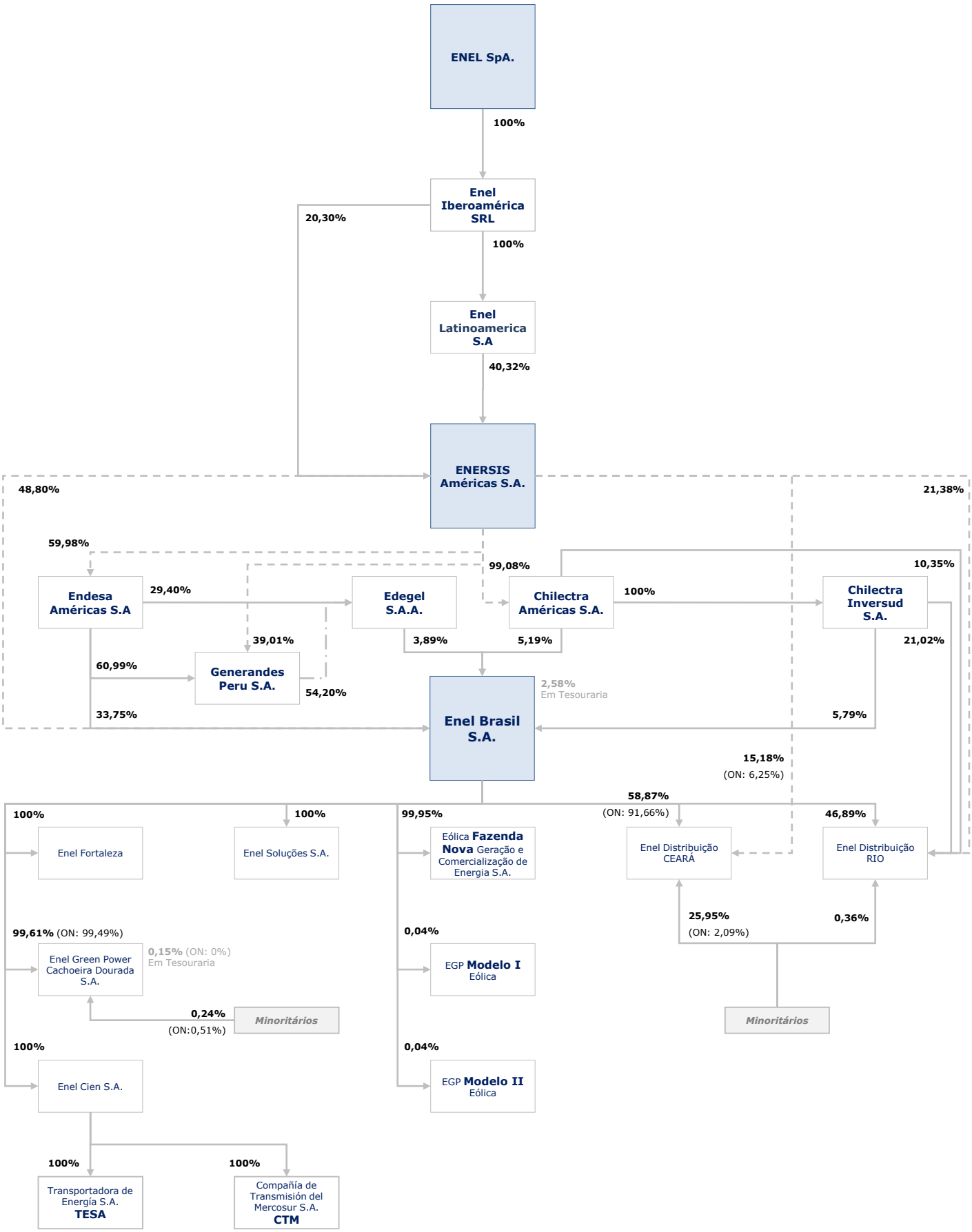
Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	287.108	0,292800%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	287.108	0,292800%

Estrutura Acionária 2016

Enel Brasil

Atualizada em 08-nov-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:

(I) Em 01 de fevereiro de 2016, a Companhia comunicou ao mercado que suas acionistas controladoras indiretas Enersis S.A., Chilectra S.A, Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile"), sociedades anônimas chilenas de capital aberto, com sede na Cidade de Santiago, República do Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, inscritas na Superintendência de Valores y Seguros do Chile sob os n.ºs 175, 931 e 114, respectivamente, e no CNPJ/MF sob os n.ºs 05.453.583/0001-20, 05.723.875/0001-35 e 05.722.852/0001-06, divulgaram em 29 de janeiro, Fatos Relevantes ao mercado em que atuam, informando a conclusão de seus processos de Reorganização Societária, que acarretará os seguintes efeitos, a partir de 1º de fevereiro de 2016: (i) alteração da denominação social da Enersis S.A. para Enersis Américas S.A. (ii) transferência da participação societária que Chilectra S.A. possui diretamente na Companhia e na Enel Brasil S.A. (controladora direta da Companhia) e transferência da participação societária que Endesa Chile possui diretamente na Enel Brasil para as novas sociedades criadas a partir da cisão de Chilectra S.A. e Endesa Chile, denominadas Chilectra Américas S.A. e Endesa Américas S.A., respectivamente. Estas novas sociedades serão controladas diretamente por Enersis Américas S.A. A Companhia reitera ao mercado brasileiro que a Reorganização Societária de suas controladoras indiretas no Chile não acarreta mudança no controle da Companhia.

(II) Em 22 de dezembro de 2014, foi alterada a denominação social da Enel Energy Europe, S.L. para Enel Iberoamérica, S.R.L.

(III) Em 23 de outubro de 2014, foi realizada operação no exterior, através da qual Enel Energy Europe, S.R.L. adquiriu de Endesa S.A. 100% das ações de emissão da Endesa Latinoamérica, S.A. bem como 9.967.630.058 ações de emissão da Enersis S.A. representativas de 20,3% do seu capital social. A referida operação não teve qualquer impacto na composição acionária direta da Companhia.

(VI) 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.

(V) 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.

(VI) Endesa Latinoamérica 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. Através desta cisão, as 302.186.887.655 ações ordinárias de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. representativas de 7,70% do seu capital social, de propriedade 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 Ampla Energia. Além disso, a Cono Sur não detém, direta ou indiretamente, quaisquer 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. Esta informação foi devidamente divulgada, conforme fato relevante publicado em 27 de dezembro de 2012.

(VII) Ampla Energia e Serviços S.A. e Endesa Latinoamérica
Em 04 de agosto de 2011, o, acionista controlador indireto da companhia, Endesa Latinoamérica, S.A., com sede na Calle Ribeira del Loira, 60 – Madri - Espanha (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 companhia. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da companhia. 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. ("Companhia") 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, conforme item 3.2 do Edital). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam ("Ofertante") adquiriu 10.354.610 ações ordinárias de emissão da Companhia, pelo preço por lote de mil ações de R$1,07 previsto no Edital, totalizando um valor de R$11.079,43.

(VIII) Enel
Conforme os fatos relevantes divulgados pela Ampla 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 Ampla, assinaram, em 20 de fevereiro de 2009, um acordo por meio do qual a Enel (diretamente e/ou por

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

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 Ampla 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

15.7. Descrever os principais eventos societários, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, ocorridas no grupo10, indicando, quando envolver o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas[1]:

a. Evento

Grupamento de Ações

b. Principais condições do negócio

Na Assembleia Geral Extraordinária da Ampla Energia e Serviços S.A.("Companhia"), realizada em 15 de dezembro de 2015, foi aprovada a proposta de **grupamento** da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia, nos termos do art. 12 da Lei nº 6.404/76, com as seguintes características:

(i) Foi deliberado o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia, na proporção de 40.000 (quarenta mil) ações para 1 (uma) ação, sem redução do capital social, que passará a ser representado por 98.062.897 (noventa e oito milhões, sessenta e duas mil, oitocentas e noventa e sete) ações ordinárias nominativas, sem valor nominal.

(ii) O grupamento tem por objetivo manter os valores mobiliários de emissão da Companhia admitidos à negociação nos Mercados Organizados administrados pela BM&FBOVESPA cotados dentro dos valores mínimos por ela estabelecidos, em atendimento ao disposto no item 5.2.f do Regulamento para Listagem de Emissores e Admissão à Negociação de Valores Mobiliários da BM&FBOVESPA.

(iii) Será concedido aos acionistas da Companhia o prazo de 16 de dezembro de 2015 até 14 de janeiro de 2016, inclusive, para que estes, a seu livre e exclusivo critério, ajustem suas posições de ações em lotes múltiplos de 40.000 (quarenta mil) ações, mediante negociação em Sociedades Corretoras autorizadas a operar pela BM&FBOVESPA. Com a finalidade de que os acionistas detentores de menos de 40.000 (quarenta mil) ações possam manter-se como acionistas da Companhia após o grupamento, as compras para ajuste de posições, realizadas dentro do prazo acima indicado, através da Bradesco S.A. Corretora de Títulos e Valores Mobiliários, terão isenção de emolumentos e taxa de corretagem, exclusivamente sobre a quantidade necessária para que o acionista passe a deter 1 (uma) ação da Companhia.

(iv) A partir de 15 de janeiro de 2016, inclusive, as ações representativas do capital social da Companhia passaram a ser negociadas exclusivamente grupadas com cotação em Reais (R$) por cada ação.

(v) Transcorrido o prazo estabelecido para o ajuste de posições por parte dos acionistas, o somatório das frações de ações resultantes do grupamento foi vendido em leilão na BM&FBOVESPA, realizado na data de 29 de janeiro de 2016. As frações de ações serão debitadas das posições dos acionistas, previamente à realização do leilão, sendo o produto da venda disponibilizado na data de 15 de fevereiro de 2016, após a liquidação do leilão, em nome de cada acionista titular de fração de ações, da seguinte forma:

(a) Os acionistas deverão comparecer à Agência do Banco Bradesco de sua livre escolha, onde o resgate dos respectivos valores poderá ser solicitado;

(b) O valor correspondente às frações de ações de titularidade dos acionistas detentores de ações custodiadas na CBLC – Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia será creditado diretamente na mencionada instituição, que se encarregará de repassá-lo aos acionistas através dos seus respectivos agentes de custódia; e

(c) Para os Acionistas cujas ações encontram-se bloqueadas ou com o cadastro desatualizado, o valor será retido pela Companhia e mantido à disposição do respectivo Acionista para pagamento, exclusivamente mediante apresentação de documentação comprobatória de desbloqueio ou de identificação, conforme o caso.

A Companhia informou ainda que a data de validade dos bloqueios em circulação para liquidação de operação será 14 de janeiro de 2016.

c. Sociedades Envolvidas – Ampla Energia e Serviços S.A.

d. Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor

Não ocorreram alterações na participação acionária do controlador e acionistas com mais de 5% do capital social.

e. Quadro societário antes e depois da operação

15.7 - Principais operações societárias

Antes da Operação:

Nome	Ações Ordinárias	% por acionista
Endesa Brasil S/A	1.839.121.933.344	46,89%
Chilectra Inversud S/A	824.607.526.461	21,02%
Chilectra Américas/A	405.768.824.339	10,34%
Enersis Américas S/A	838.778.795.523	21,38%
Outros	14.238.838.779	0,36%
Total	**3.922.515.918.446**	**100,00%**

Após a Operação:

Nome	Ações Ordinárias	% por acionista
Enel Brasil S/A	45.978.048	46,89%
Chilectra Inversud S/A	20.615.188	21,02%
Enersis Américas S/A	20.969.469	21,38%
Chilectra Américas S/A	10.144.220	10,34%
Outros	355.972	0,36%
Total	**98.062.897**	**100,00%**

f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

Prazo de 30 dias para o para o ajuste de posições por parte dos acionistas. Após esse período, o somatório das frações de ações resultantes do grupamento foi vendido em leilão na BM&FBOVESPA, realizado na data de 29 de janeiro de 2016. As frações de ações serão debitadas das posições dos acionistas, previamente à realização do leilão, sendo o produto da venda disponibilizado na data de 15 de fevereiro de 2016, após a liquidação do leilão, em nome de cada acionista titular de fração de ações.

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 abaixo 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
Companhia de Interconexão Energética – CIEN	30/12/2002	2.488.743,71	R$298 mil no passivo circulante em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir	Até o final do período de concessão.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Pertence ao mesmo grupo controlador, Enel Brasil S.A, que tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Serviços de transmissão de energia elétrica com o ONS.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até 110% do débito vencido.						
Rescisão ou extinção	A ONS é a responsável pela definição das transmissoras que prestam serviço a AMPLA, dessa forma esse órgão também define a duração do contrato de transmissão de energia.						
Natureza e razão para a operação	i. natureza e razões para a operação: Não Aplicável. ii. taxa de juros cobrada: Não Aplicável Despesas com a Rede Básica no exercício, que tem seus contratos homologados pela a ANEEL mediante despacho.						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Fundação Ampla de Seguridade Social - Brasiletros	01/01/2002	138.758.496,14	R$491.635 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir	Não aplicável	SIM	0,000000
Relação com o emissor	A Companhia é patrocinadora da Fundação Ampla Seguridade Social						
Objeto contrato	Cobertura, consolidação e garantia junto à Companhia de refinanciamento dos custos decorrentes para completa integralização da Reserva a Amortizar calculadas anualmente e/ou sempre que necessário na reavaliação atuarial elaborada pelo Atuário Oficial William M. Mercer Ltda., cujos custos com composição das Reservas Técnicas e Fundos em 31.12.2001, conforme parecer atuarial em 31.12.2001 dos planos da Brasiletros, foram aprovados pela Patrocinadora Ampla e o conselho de curadores da Brasiletros.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até o montante do débito vencido.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	i. natureza e razões para a operação: refinanciamento dos custos decorrentes para completa integralização da Reserva a Amortizar dos planos da Brasiletros. ii. taxa de juros cobrada: 6% a.a. calculados sobre os saldos devedores atualizados monetariamente pelo INPC, ou por outro qualquer que venha a substituí-lo, pelo Sistema Price de Amortização, a partir de 01.06.07, vencíveis no último dia de cada mês.						
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
Endesa Brasil S.A.	07/08/2015	877.053.000,00	Saldo de R$ 878.138 milhões em 31/12/2015.	Não é possível aferir.	Não há prazo definido.	SIM	2,750000
Relação com o emissor	A Endesa Brasil, agora denominada Enel Brasil S.A. é o controlador direto da Ampla Energia.						
Objeto contrato	Não existe contrato. Trata-se de operação isolada que está sendo regularizada.						
Garantia e seguros	Não existem garantias e seguros.						
Rescisão ou extinção	Não Aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Mútuos contratados em 2015 devido à necessidade de capital de giro da Companhia. Sendo diversas tranches, a 1ª a taxa de CDI + 1,65% a.a e a 2ª CDI + 2,75 a.a						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Centrais Elétricas Cachoeiras Douradas S/A – CDSA	19/04/2005	0,00	Saldo de 1.111 mil no passivo circulante em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir.	O início do suprimento da energia contratada, com potência associada dar-se-á a zero hora do dia 1º de janeiro de 2008 e terminará às vinte e quadro horas do dia 31 de dezembro de 2015.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Pertence ao mesmo grupo controlador, Enel Brasil S.A, que tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Compra de Energia.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até 110% do débito vencido.						

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
Rescisão ou extinção	O contrato poderá ser rescindido de pleno direito, a critério da parte adimplente, na ocorrência de qualquer das seguintes hipóteses: (i) falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial da outra parte, mediante aviso ou notificação com antecedência de dez dias; (ii) na eventualidade da outra parte ter revogada qualquer autorização legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no contrato, inclusive mas não se limitando à concessão de serviço público, permissão ou autorização; (iii) em caso de inadimplência do comprador e frustrada a execução da garantia ofertada; (iv) caso a garantia financeira apresentada se torne inexequível por razões imputáveis ou não a ação ou omissão do comprador, e esta, notificada a substituí-la por outra garantia de igual teor e forma, não o faça no prazo de quinze dias úteis; (v) caso o contrato de constituição de garantia não seja firmado; (vi) em caso de inadimplência de qualquer obrigação contratual por qualquer das partes.						
Natureza e razão para a operação	i. natureza e razões para a operação: Não Aplicável. ii. taxa de juros cobrada: Não Aplicável. Os saldos se referem exclusivamente às operações referentes à compra de energia por parte da Companhia, oriundos de leilão CCEAR 2º LEE – 2005 ou MCSD 2º LEE 2005						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
En Brasil Comércio e Serviços S.A (Prátil)	17/12/2009	0,00	R$ 647 mil em 31 de dezembro de 2015.	Não é possível aferir.	-	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Pertence ao mesmo grupo controlador, Enel Brasil S.A, que tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados pela Prátil aos seus clientes, efetuando o repasse à Pratil após a arrecadação.						
Garantia e seguros	Não existem garantias e seguros.						
Rescisão ou extinção	Decorre de contratos através dos quais a Companhia arrecada e repassa à Prátil valores cobrados aos seus clientes através de serviços que são prestados pela Companhia. Os passivos correspondem ao projeto Eletrodependentes, no montante total contratado de R$1.188 e ao projeto de Bombeamento Solar.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Enel Energy	01/01/2013	0,00	Saldo nulo em 31/12/2015.	Não é possível aferir.	-	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladora Indireta. A Ampla Energia e Serviços S.A. 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 referente a serviços de licenciamento, implementação e manutenção de software. Esse contrato totalizou um montante de R$ 1.610 como custo de serviço no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 (nulo em 2012), e o correspondente passivo de R$ 1.587 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							

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**				
26/11/2013	1.298.230.386,65		3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
26/11/2013	1.298.230.386,65		3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
26/11/2013	1.298.230.386,65		3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446

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
26/11/2013	Assemblei Geral Extraordinaria	26/11/2013	300.000.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
Grupamento						
15/12/2015	3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446	98.062.897	0	98.062.897

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	Todos os acionistas tem direitos iguais sobre os dividendos a ser distribuído conforme regras definidas no item 3.4 (b) deste Formulário.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	O valor do reembolso, conforme art. 45 da Lei das Sociedades Anônimas, será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço provado pela Assembleia Geral.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	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
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o estatuto social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em assembleias gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos: (a) direito a participar da distribuição dos lucros; (b) direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; (c) direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976; (d) direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, a gestão dos negócios sociais; (e) direito de votar nas assembleias gerais; e (f) direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976.
Outras características relevantes	Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.

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	38.349	1,27	0,92	R$ por Unidade	0,00
30/06/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	107.541	1,19	0,80	R$ por Unidade	0,00
30/09/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	0	1,08	0,80	R$ por Unidade	0,00
31/12/2015	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	58.071	1,26	0,87	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	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	141.753	1,29	0,96	R$ por Unidade	0,00
30/06/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	96.356	1,28	1,06	R$ por Unidade	0,00
30/09/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	106.048	1,27	1,09	R$ por Unidade	0,00
31/12/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	114.888	1,19	0,84	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	78.430	1,23	1,03	R$ por Lote de Mil	0,00
30/06/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	313.904	1,90	0,93	R$ por Lote de Mil	0,00
30/09/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	245.157	1,43	1,06	R$ por Lote de Mil	0,00
31/12/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	162.475	1,30	1,15	R$ por Lote de Mil	0,00

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	7ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/06/2012
Data de vencimento	15/06/2019
Quantidade (Unidades)	40.000
Valor nominal global (Reais)	400.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Remuneração: (1) o valor nominal unitário das debêntures da 1ª série não será corrigido ou atualizado monetariamente e fará jus a uma remuneração correspondente a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra grupo”, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP (“Taxa DI Over”), acrescida exponencialmente de spread a ser definido de acordo com o processo de Bookbuilding, observando o spread máximo de 1,18% ao ano. (2) O valor nominal unitário das debêntures da 2ª série será atualizado monetariamente, a partir da data de emissão, pela variação do IPCA e fará jus a uma remuneração a ser definida de acordo com o procedimento de Bookbuilding. A remuneração aplicável às debêntures da 2ª série observará (i) uma taxa mínima de 6,90% ao ano; e (ii) uma taxa máxima equivalente à remuneração das Notas do Tesouro Nacional – Série B, com vencimento em agosto de 2020, apurada pela média aritmética das negociações das NTN-B 2020 a serem apuradas nos 5 dias imediatamente anteriores à data do Procedimento de Bookbuilding, conforme taxas indicativas divulgadas pela ANBIMA, acrescida de spread máximo de até 1,50% ao ano. Espécie e garantias: as Debêntures serão da espécie quirografária, sem garantia adicional. Prazo e condições de vencimento, amortização, resgate e vencimento antecipado: (1) Prazo e condições de vencimento: As debêntures da 1ª série terão prazo final de cinco anos e as debêntures da 2ª série terão prazo final de sete anos, ambos contados a partir da data de emissão; (2) Amortização: o valor nominal unitário das debêntures da 1ª série será amortizado em duas parcelas iguais, anualmente, a partir do 4º ano, e o valor nominal unitário das debêntures da 2ª série será amortizado em três parcelas iguais, anualmente, a partir do 5º ano; (3) Resgate antecipado: a Emissora poderá, observados os termos e condições estabelecidos e mediante deliberação em reunião do conselho do conselho de administração da emissora, a seu exclusivo critério: (i) a partir do 24° mês, exclusive, contado da data de emissão, para as debêntures da 1ª série, e (ii) a partir do 36° mês, exclusive, após a data de emissão, para as debêntures da 2ª série, realizar o resgate antecipado total das debêntures da 1ª e/ou 2ª série. (4) Vencimento Antecipado: as debêntures poderão ser declaradas antecipadamente vencidas na hipótese de ocorrência de qualquer evento de inadimplemento, observando os termos e condições estabelecidos em todos os documentos relativos à Emissão. Colocação: as Debêntures serão objeto de uma oferta pública de distribuição com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/09. Mercado secundário: SND – Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos.

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	Agente Fiduciário: Oliveira Trust DTVM S.A.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	8ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	16/07/2014
Data de vencimento	15/07/2019
Quantidade (Unidades)	30.000
Valor nominal global (Reais)	300.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	NÚMERO DE SÉRIES: a Emissão será realizada em até 2 (duas) séries, sendo 15.000 (quinze mil) debêntures distribuídas no âmbito da primeira série (“Debêntures da Primeira Série”) e 15.000 (quinze mil) debêntures distribuídas no âmbito da segunda série (“Debêntures da Segunda Série”); 3. VALOR NOMINAL UNITÁRIO: o valor nominal unitário de R$10.000,00 (dez mil reais), na data de emissão das Debêntures, a qual será definida na escritura de emissão (“Valor Nominal Unitário” e “Escritura de Emissão”, respectivamente). As Debêntures não terão o seu valor nominal unitário atualizado; 4. QUANTIDADE DE DEBÊNTURES: serão emitidas 30.000 (trinta mil) Debêntures; 5. DATA DE EMISSÃO: a data de emissão será o dia 7 de julho de 2014 (“Data de Emissão”); 6. COLOCAÇÃO: as Debêntures serão objeto de oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM n.º 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada (“Instrução CVM 476”), sob o regime de garantia firme de colocação da totalidade das Debêntures, tendo como público alvo exclusivamente investidores qualificados, assim definidos nos termos do artigo 4º da Instrução CVM 476; 7. REGISTRO PARA DISTRIBUIÇÃO E NEGOCIAÇÃO: As Debêntures serão registradas para distribuição no mercado primário por meio do MDA – Módulo de Distribuição de Ativos (“MDA”), administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. – Mercados Organizados (“CETIP”), sendo a distribuição liquidada financeiramente por meio da CETIP. As Debêntures serão registradas para negociação no mercado secundário, por meio do Módulo CETIP21 – Títulos e Valores Mobiliários, administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo as negociações das Debêntures liquidadas financeiramente por meio da CETIP e as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP. As negociações no mercado secundário deverão observar os termos da 3 Instrução CVM 476; 8. CONVERSIBILIDADE: as Debêntures não serão conversíveis em ações da Companhia; 9. FORMA: as Debêntures serão emitidas sob a forma nominativa, escritural, sem emissão de cautelas ou certificados; 10. ESPÉCIE: as Debêntures serão da espécie quirografária, sem garantia, não gozando os Debenturistas de preferência em relação aos demais credores quirografários da Companhia nos termos do artigo 58 da Lei das Sociedades por Ações; 11. PRAZO E DATA DE VENCIMENTO: as Debêntures terão prazo final de 5 (cinco) anos, contados a partir da Data de Emissão; 12. AMORTIZAÇÃO DO VALOR NOMINAL UNITÁRIO: o valor nominal unitário das Debêntures será amortizado em 3 (três) parcelas anuais e sucessivas, devidas ao final do 3º (terceiro), 4º (quarto) e 5º (quinto) anos contados da Data de Emissão, sendo certo que as parcelas devidas ao final do 3º (terceiro) e 4º (quarto) anos corresponderão a 33,3333% do Valor Nominal Unitário, e a parcela devida ao final do 5º (quinto) ano corresponderá ao saldo do Valor Nominal Unitário, devida na Data de Vencimento. A Companhia não poderá, voluntariamente, realizar a amortização antecipada facultativa de qualquer das Debêntures;
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 25 de junho de 2014, foi aprovada a 8ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas, assim como reforçar o capital de giro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	6ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/06/2011
Data de vencimento	15/06/2018
Quantidade (Unidades)	30.000
Valor nominal global (Reais)	300.000.000,00

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Remuneração: (1) as debêntures da 1ª série não terão o seu valor nominal unitário atualizado e farão jus a uma remuneração correspondente à variação acumulada da Taxa DI over Extra-Grupo, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos ("CETIP" e "Taxa DI") acrescida exponencialmente de spread a ser definido em procedimento de bookbuilding, observado o spread máximo de 1,40% ao ano, e (2) as debêntures da 2ª série terão seu valor nominal unitário atualizado pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, e farão jus a uma remuneração a ser definida em procedimento de bookbuilding, observada a remuneração máxima equivalente a 145 bps acrescida exponencialmente à remuneração da Nota do Tesouro Nacional - série B ("NTN-B") com vencimento em maio de 2015. A remuneração das debêntures da 1ª série será paga semestralmente, a partir da data de emissão, e a atualização monetária e remuneração da 2ª série serão pagas anualmente, a partir da data de emissão. Espécie e garantias: as Debêntures serão da espécie quirografária, sem garantia adicional. Prazo e condições de vencimento, amortização, resgate e vencimento antecipado: (1) Prazo e condições de vencimento: As debêntures da 1ª série terão prazo final de cinco anos e as debêntures da 2ª série terão prazo final de sete anos, ambos contados a partir da data de emissão; (2) Amortização: o valor nominal unitário das debêntures da 1ª série será amortizado em duas parcelas iguais, anualmente, a partir do 4º ano, e o valor nominal unitário das debêntures da 2ª série será amortizado em três parcelas iguais, anualmente, a partir do 5º ano; (3) Resgate: haverá um prazo de carência, na curva do papel, com pagamento de prêmio, tudo ainda por ser definido pela Companhia em conjunto com os bancos coordenadores da emissão; e (4) Vencimento Antecipado: as debêntures terão certos eventos que acionarão o seu vencimento antecipado, que serão definidos de comum acordo entre a Companhia e os bancos coordenadores da emissão, com base nas práticas usuais de mercado e da Companhia. Colocação: as Debêntures serão objeto de uma oferta pública de distribuição com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/09. Classificação de risco: as Debêntures contarão com uma classificação de risco mínimo em escala local a ser concedido pela S&P, Moody's ou Fitch equivalente a "AA-", em linha com as emissões recentes da Companhia. Mercado secundário: SND – Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	Agente fiduciário: Pentagono S.A. DTVM.

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

As ações ordinárias da Companhia são negociadas na BM&FBOVESPA e têm como agente custodiante o Banco Bradesco S.A., através de sua corretora.

As debêntures da 6ª, 7ª e 8ª emissão foram registradas para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário por meio do SDT – Módulo de Distribuição de Títulos - e por meio do SND – Módulo Nacional de Debêntures, respectivamente, ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A., sendo a distribuição e as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP.

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:

A Companhia não realizou emissão de títulos no exterior.

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

6ª emissão de debêntures

Em 15 de junho de 2011, a Companhia emitiu 30.000 debêntures simples, não-conversíveis em ações, em duas séries, todas nominativas e escriturais, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) com valor nominal unitário de R$10.000,00, no valor total de R$300 milhões. O prazo das debêntures da primeira série será de 5 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de junho de 2016; e das debêntures da segunda série será de 7 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto em 15 de junho de 2018. Para maiores informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

7ª emissão de debêntures

Em 15 de junho de 2012, a Companhia emitiu 40.000 debêntures simples, não-conversíveis em ações, em duas séries, todas nominativas e escriturais, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) com valor nominal unitário de R$10.000,00, no valor total de R$400 milhões. O prazo das debêntures da primeira série será de 5 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de junho de 2017; e das debêntures da segunda série será de 7 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto em 15 de junho de 2019. Para maiores informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

8ª emissão de debêntures

Em 16 de julho de 2014, a Companhia emitiu 30.000 debêntures simples, não-conversíveis em ações, em duas séries, todas nominativas e escriturais, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) com valor nominal unitário de R$10.000,00, no valor total de R$300 milhões. O prazo das debêntures da primeira série será de 5 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de julho de 2017; e das debêntures da segunda série será de 7 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto em 15 de julho de 2019. Para maiores informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

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 ações em tesouraria.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**03/12/2012**
Cargo e/ou função	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 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.

Principais características e locais de consulta

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 Enel Brasil S.A. (“Enel 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).

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização

Os procedimentos de Não Negociação de Valores Mobiliários de emissão da Enel 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 Enel Brasil ou de suas Controladas, determinando período de não-negociação (Blackout Period). O Diretor de Relações com Investidores da Enel 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 Enel 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.

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 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 detalhada 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 é 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.

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

OBJETO

Art. 1º - Pela presente norma 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 Companhia.

Parágrafo Único - As informações acerca dos negócios e das atividades da Companhia, resultantes de deliberações de seus Acionistas Controladores e Administradores, as quais possam repercutir nas negociações dos valores mobiliários da Companhia, serão divulgadas em conformidade com as orientações da CVM e em especial a Instrução CVM nº 358/02, e suas posteriores alterações, e, ainda, ao disposto nesta Norma, e sempre através de informe denominado "ATO RELEVANTE ou FATO RELEVANTE".

CONCEITO DE ATO E FATO RELEVANTE

Art. 2º - 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 assembléia geral ou dos órgãos de administração da Companhia ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

I - na percepção do valor da Companhia;
II - na cotação dos Valores Mobiliários;
III - na decisão de 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.

Parágrafo Único - São exemplos de Ato ou Fato Relevante aqueles constantes do Art. 2º da Instrução CVM nº 358/02.

DESTINAÇÃO
Art. 3º - Sujeitar-se-ão à presente Norma as seguintes pessoas:

(i) Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal e, ainda,
integrantes dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia;
(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 Companhia, em razão de cargo, função ou posição na Companhia.

Parágrafo Único - As pessoas relacionadas no caput deste artigo 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 à presente Norma.

ATUAÇÃO E RESPONSABILIDADES

Art. 4º - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia 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 Companhia 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.

Art. 5º - Compete ao Diretor de Relações com Investidores:
(i) administrar todas as informações relativas a ato ou Fato Relevante da Companhia;
(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.

COMUNICAÇÃO E DIVULGAÇÃO

Art. 6º - A informação sobre Ato ou Fato Relevante deverá ser simultaneamente comunicada à CVM e as Bolsas de Valores.

Art. 7º - A divulgação de Ato ou Fato relevante dar-se-á por meio de publicação nos jornais de grande circulação, usualmente utilizados pela Companhia, de forma resumida, mas com a indicação do endereço na Internet onde a informação completa estará disponível a todos os investidores.

SIGILO DO ATO OU FATO RELEVANTE

Art. 8º - Objetivando preservar interesse legítimo da Companhia, nos termos do Art. 6º da Instrução da CVM nº 358/02, o Ato ou Fato Relevante, excepcionalmente, deixará de ser comunicado e divulgado.

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

§ 1º - Na hipótese da informação escapar ao controle o havendo oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários da Companhia, 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.

§ 2º - 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 Companhia.

NEGOCIAÇÃO DE ADMINISTRADORES E PESSOAS LIGADAS

Art. 9º - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia ou, ainda, quem quer que tenha firmado o Termo de Adesão, que seja(m) titular(es) de valores mobiliários de emissão da Companhia, seja em nome próprio, seja em nome do (a) Cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente; do (a) Companheiro (a); de dependente indicado na declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente, deverá(ão) informar à Companhia, 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 sua(s) posição(ões) acionária(s).

Parágrafo Único - A informação deverá ser encaminhada observando o disposto no § 2º do Art. 11 da Instrução CVM nº 358/02.

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

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

21.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.