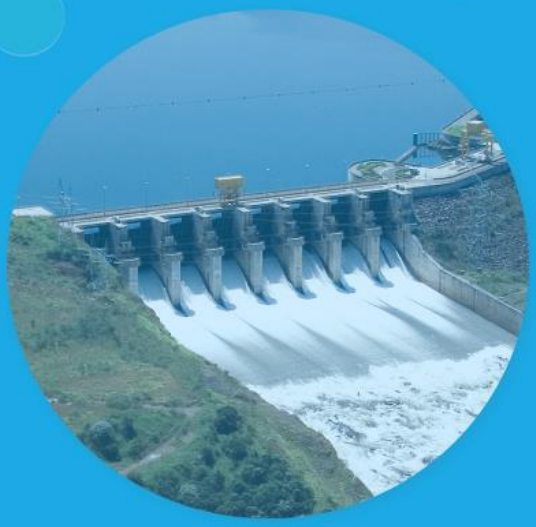






ENGIE
Tractebel Energia

Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis dos Exercícios de **2015** e **2014**

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 / NIRE Nº 42 3 0002438-4
Endereço: Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064
Agronômica – Florianópolis – SC – CEP 88025-255

TBLE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2016
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
2015

ÍNDICE

Relatório da Administração 3
Balanços Patrimoniais 48
Demonstrações dos Resultados dos Exercícios 50
Demonstrações dos Resultados Abrangentes 51
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido 52
Demonstrações dos Fluxos de Caixa 53
Demonstrações dos Valores Adicionados 55
1 Contexto operacional 57
2 Apresentação das demonstrações contábeis 59
3 Sumário das principais práticas contábeis 62
4 Caixa e equivalentes de caixa 71
5 Contas a receber de clientes 71
6 Estoques 72
7 Créditos fiscais a recuperar 73
8 Combustível a reembolsar 73
9 Depósitos vinculados 74
10 Repactuação de risco hidrológico a apropriar 74
11 Ativo não circulante mantido para venda 75
12 Depósitos judiciais 76
13 Investimentos 76
14 Imobilizado 82
15 Intangível 88
16 Fornecedores 89
17 Empréstimos e financiamentos 90
18 Debêntures 96
19 Concessões a pagar 97
20 Imposto de renda e contribuição social a pagar 98
21 Outras obrigações fiscais e regulatórias 99
22 Provisão para remunerações e encargos 99
23 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas 99
24 Obrigações com benefícios de aposentadoria 106
25 Imposto de renda e contribuição social diferidos 111
26 Patrimônio líquido 113
27 Dividendos e juros sobre o capital próprio 115
28 Conciliação da receita líquida de vendas 116
29 Detalhamento dos gastos operacionais por natureza 117
30 Resultado financeiro 118
31 Conciliação dos tributos, no resultado 119
32 Gerenciamento de risco e instrumentos financeiros 120
33 Transações com partes relacionadas 128
34 Seguros 131
35 Compromissos de longo prazo 132
36 Informações complementares ao fluxo de caixa 134
37 Eventos subsequentes 134
Declaração dos diretores da Companhia 136
Conselho de Administração 137
Diretoria Executiva 137
Departamento de Contabilidade 137
Relatório dos Auditores Independentes 138
Parecer do Conselho Fiscal 140

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da Tractebel Energia S.A. ("Tractebel Energia" ou "Companhia") tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis dos exercícios de 2015 e 2014, as quais estão de acordo com as práticas contábeis internacionais e as adotadas no Brasil. Acompanham este documento os relatórios dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015. As informações estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando indicado de outra forma.

O presente Relatório da Administração cumpre a exigência da Lei nº 6.404/76 e suas alterações e segue recomendações do Parecer de Orientação CVM nº 15, de 28 de dezembro de 1987, da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). É prioritariamente destinado aos acionistas da Companhia, estando, porém, à disposição para acesso público no website da Tractebel Energia, sendo ainda publicado em mídia impressa na cidade e no estado da sua sede (Florianópolis e Santa Catarina), de acordo com a legislação brasileira.

A Companhia divulga também o Relatório de Sustentabilidade conforme as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), o qual, por envolver maior número de informações, costuma ser lançado após o Relatório da Administração, ao final de abril. É prática da Tractebel Energia incorporar o conteúdo do Relatório da Administração ao Relatório de Sustentabilidade, buscando a homogeneidade da comunicação com seus públicos, estando assim alinhada às recomendações do Comitê Internacional para Relatos Integrados (IIRC, na sigla em inglês). Diretrizes do padrão Relato Integrado do IIRC relacionadas à geração de valor no curto, médio e longo prazo e à gestão dos capitais financeiro, manufaturado, intelectual, humano, natural, social e de relacionamento são adotadas pela Companhia tanto no Relatório da Administração quanto no de Sustentabilidade, para que ambos apresentem a mesma estrutura básica.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Em 2015, a Tractebel Energia obteve lucro líquido de R$ 1,5 bilhão, valor 8,5% ou R$ 118,2 milhões superior ao de 2014, e, pelo quarto ano consecutivo, foi a geradora de maior valor de mercado do Brasil: R$ 21,9 bilhões em 31 de dezembro. Alcançar esses números em um cenário de retração da economia é mais uma clara demonstração da resiliência da Companhia e da confiança que o mercado lhe confere.

Contribuíram para a obtenção do lucro líquido estratégias adequadas de redução da exposição aos altos preços do mercado de curto prazo no início do ano, de alocação mensal da energia contratada e de manutenção do parque gerador.

O setor elétrico foi afetado pela diminuição da atividade industrial e por discussões regulatórias, entre elas o GSF - do inglês *Generation Scale Factor*, que corresponde ao fator de ajuste da energia assegurada das usinas hidrelétricas -, em virtude da crise hidrológica que se iniciou ao final de 2012. A questão do GSF foi tratada após a publicação da Lei 13.203/2015, em 9 de dezembro, e posterior normatização editada pela Aneel. Com a devida anuência desta, a Tractebel Energia, como outras empresas, aderiu à repactuação do risco hidrológico para o ambiente de contratação regulada, o que não ocorreu para o mercado livre.

A Companhia obteve êxito em 2015 na manutenção dos seus *ratings* em escala nacional, apesar do rebaixamento das notas atribuídas ao Brasil pelas principais agências de avaliação de risco. Nesse particular, para que se possa avaliar a solidez financeira da Tractebel Energia, cabe observar que em 31 de dezembro sua dívida líquida era de R$ 1,2 bilhão, inferior ao lucro líquido no exercício e 45,7% menor que a do final de 2014.

Em 2016, a Companhia integrará, pelo 11º ano consecutivo, o Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE), que se baseia no desempenho das empresas listadas em relação aos aspectos de eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança. O ISE corresponde a uma carteira de ações de até 40 companhias, número que foi alcançado na carteira de 2015 e que se limitou a 35 na de 2016. A Tractebel Energia está entre as 10 empresas que fazem parte do ISE desde a sua criação, em 2005.

A controladora da Companhia é líder mundial na produção independente de energia, e é com esse posicionamento que se insere no processo de transição global na direção da descentralização, descarbonização e digitalização da energia. Para isso, a GDF SUEZ reestruturou-se mundialmente e mudou seu nome para ENGIE. Por essa razão, desde 17 de dezembro, a Tractebel Energia adotou uma nova logomarca. O Brasil, com seu potencial de fontes renováveis e mercados, passa a ser uma das 24 unidades de negócios da ENGIE no mundo, à parte do bloco dos demais países da América Latina, ratificando a confiança da controladora na capacidade de superação e crescimento do País.

Como parte dessa visão de longo prazo, a Tractebel Energia deu sequência ao seu plano de expansão. No segundo leilão de energia de reserva de 2015, promovido pela Aneel em novembro, a Companhia vendeu 9,2 MW médios, pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de novembro de 2018. A energia será gerada pela Central Fotovoltaica Assú V, integrante de um projeto composto por cinco centrais – o Complexo Assú, no município de mesmo nome, no Rio Grande do Norte. Assú V terá capacidade instalada de 36,7 MW, e suas obras deverão ser iniciadas em 2016.

Em maio, foram concluídas as obras de ampliação da capacidade da Ferrari Termelétrica, a biomassa, em Pirassununga (SP), que agora soma 80,0 MW, agregando 15,0 MW à capacidade original da planta e ao parque gerador da Companhia. Em Trairi, no Ceará, a implantação do Complexo Eólico Santa Mônica prosseguiu, e sua entrada em operação comercial está prevista para 2016. Com capacidade de 97,2 MW, será composto por quatro centrais eólicas. No Leilão A-3, ocorrido em agosto de 2015, a Tractebel Energia comercializou 46,0 MW médios desse empreendimento, pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de janeiro de 2018.

Já a implantação da primeira fase do Complexo Eólico Campo Largo, na Bahia, de 326,7 MW, foi iniciada em 2015 pelo desdobramento dos estudos, iniciados na fase de avaliação do projeto, relativos à sua inserção socioambiental na região, à logística de circulação de equipamentos e possíveis sinergias para interconexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de seus 121 aerogeradores, de 2,7 MW cada. Parte de sua energia, correspondente a 82,6 MW médios, foi vendida pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de janeiro de 2019, e o restante deverá ser comercializado no mercado livre. Em seu portfólio de projetos eólicos, a Companhia conta ainda com a segunda fase de Campo Largo, com 300 MW de capacidade instalada, e Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, com potencial de 600 MW.

Destaque também para o licenciamento e o início das obras da Usina Termelétrica Pampa Sul, no município de Candiota, no Rio Grande do Sul, que terá capacidade instalada de 340,0 MW. O projeto foi aprovado como empreendimento prioritário pelo Ministério de Minas e Energia, e será conectado ao SIN, contribuindo para sua estabilidade.

A Usina Hidrelétrica Jirau, com capacidade total de 3.750 MW, por meio de 50 unidades de 75 MW cada, atingiu sua energia assegurada de 2.184 MW médios em julho, com 33 unidades em operação. Em dezembro, 40 já estavam operando, e uma em fase de testes. A ENGIE detém 40% de participação no empreendimento, que será transferida para a Tractebel Energia com a condição de anuência do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas, a ser composto em sua maioria por representantes dos acionistas minoritários no Conselho de Administração.

A Companhia também investe na excelência da operação e manutenção do parque gerador. Em 2015, descontadas as paradas programadas, a disponibilidade das usinas alcançou 97,4%, superando o índice de 2014, de 96,5%. A Tractebel Energia realiza investimentos na modernização, que, além de aprimorar o desempenho das usinas e contribuir para ampliar sua vida útil, possibilitam ganhos adicionais. Melhoramentos nas usinas hidrelétricas Salto Santiago, Ponte de Pedra e São Salvador ampliaram a capacidade de comercialização total de energia própria da Companhia em 15,5 MW médios já em 2015. Ao final dos trabalhos, mais 13,2 MW médios serão agregados.

A destacar ainda a gestão da saúde e segurança no trabalho: em 2015, não houve acidentes com afastamento de empregados próprios, sendo que, com empregados de contratadas, ocorreram três acidentes, com um período total de 22 dias afastamento.

A Companhia também procura contribuir para a melhoria da qualidade de vida das comunidades, tendo como principal projeto a implantação de Centros de Cultura nas regiões das suas usinas, notadamente em municípios afastados das capitais dos estados e carentes em arte, cultura, capacitação e lazer. Quatro desses centros estão em funcionamento, nos municípios de Entre Rios do Sul (RS), Quedas do Iguaçu (PR), Alto Bela Vista e Capivari de Baixo (SC). Dotados de anfiteatro e salas de exposição, inclusão digital e capacitação profissional, todos são administrados por associações locais, previamente capacitadas em gestão de espaços e projetos culturais. Até 2017, quatro novos centros, com a mesma concepção, deverão ser concluídos, nos municípios de Minaçu (GO), Trairi (CE), Saudade do Iguaçu (PR) e Itá (SC).

Um setor vital como o de energia elétrica requer tanto planejamento quanto bases regulatórias de longo prazo. Desequilíbrios entre oferta e demanda de energia e/ou do preço de sua comercialização em relação ao investimento –principalmente quando este envolver importações em cenários de desvalorização cambial – são fatores que podem ocorrer no curto prazo e que tornam ainda maiores a responsabilidade dos agentes e a necessidade de diálogo e entendimento. Ao mesmo tempo, investimentos em fontes renováveis devem continuar recebendo especial atenção de empreendedores e Governo, assim como o gás natural poderá ter papel relevante para trazer maior segurança de oferta e fornecimento de energia, além de gerar menos emissões em relação ao carvão e ao petróleo.

Nesse contexto, os planos de atuação da ENGIE no Brasil não se limitam a investimentos para uma expansão capaz de contribuir para as necessidades do País. Com sua nova estrutura, a controladora inclui entre seus objetivos a conquista de novos mercados e maior proximidade a clientes e consumidores, por meio da sinergia entre produtos e serviços, desde soluções para geração distribuída e maior sustentabilidade para cidades, até serviços de eficiência energética e outros de aplicação industrial.

Aos empregados, clientes, acionistas, prestadores de serviços, fornecedores e parceiros da Tractebel Energia e da ENGIE, às organizações governamentais e não governamentais do nosso relacionamento empresarial, e a todos os demais com quem compartilhamos esforços e vitórias, nossos agradecimentos.

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor-Presidente

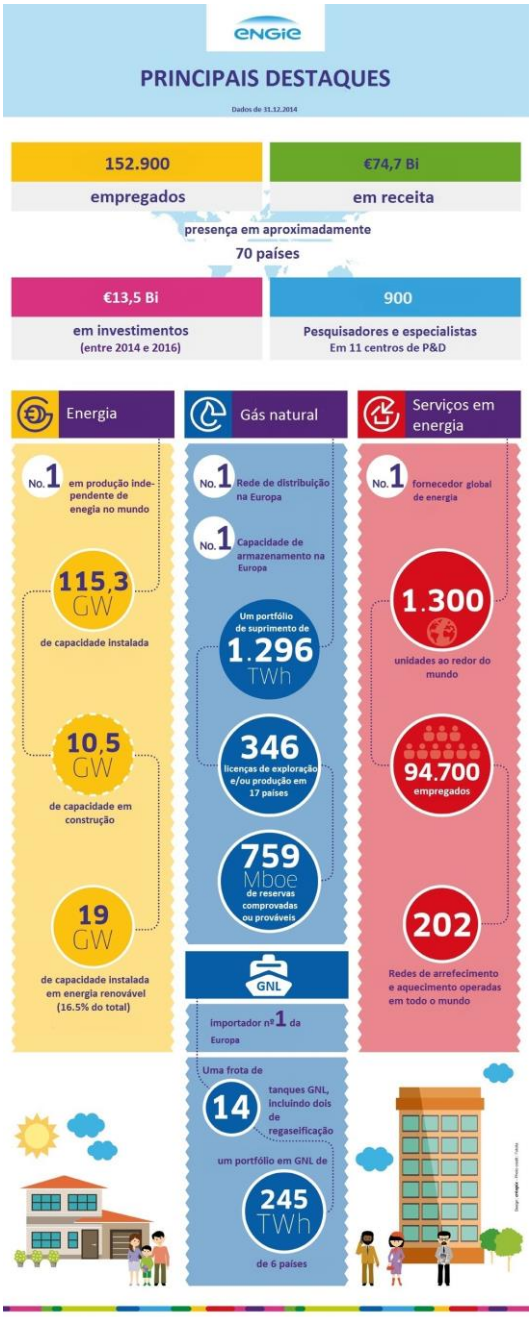
1. PRINCIPAIS PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS OBTIDOS EM 2015

- Ranking Revista *Institutional Investor – Electric & Other Utilities* – melhor empresa, melhor programa e melhor profissional de relações com investidores (*buy side* e *sell side*), melhor CFO (*sell side*) e melhor CEO (*buy side*);
- Troféu Anefac Transparência 2015 - Categoria Receita Líquida até R$ 5 bilhões;
- Empresa destaque na iniciativa "Empresas mais éticas do Brasil 2015", promovida pelo Instituto de Ética nos Negócios;
- Selo Distinção Melhores do Brasil promovido pela Sextante Brasil;
- Prêmio Brasil Ambiental (Amcham Rio) - Categoria Responsabilidade Socioambiental - Programa de Educação Ambiental do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda;
- Prêmio Fritz Muller da Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina (Fatma):
  - Categoria Recuperação de áreas degradadas - Parque Ambiental Tractebel;
  - Categoria Conservação de Insumos de Produção / Energia - Projeto de pesquisa e desenvolvimento em energia solar fotovoltaica;
  - Categoria Instituto de pesquisa - Centro de Referência em Desenvolvimento Sustentável - Consórcio Machadinho;
- Prêmio Von Martius de Sustentabilidade – Categoria Natureza – 3° lugar - Programa de Proteção de Nascentes.

2. A ENGIE

A Tractebel Energia tem como controladora a ENGIE, novo nome da GDF SUEZ, como relatado na Mensagem da Administração. Líder mundial na produção independente de energia, atuando em eletricidade, gás natural e serviços em energia, a ENGIE detém 68,71% do capital social da Companhia[1].

[1] Por meio da ENGIE Latin America.



A decisão pela mudança do nome veio acompanhada de alterações também na estrutura e na estratégia do negócio. O objetivo é posicionar a ENGIE na liderança da transição energética global, que tem como bases a descarbonização, a descentralização e a digitalização da energia.

A estrutura da ENGIE visa a estabelecer uma nova dimensão do ponto de vista internacional, de maior proximidade com os clientes e de maior autonomia para as unidades de negócios (UN).

O infográfico a seguir apresenta as 11 UNs regionais, entre elas o Brasil. Além dessas unidades, há mais cinco globais e oito na França.

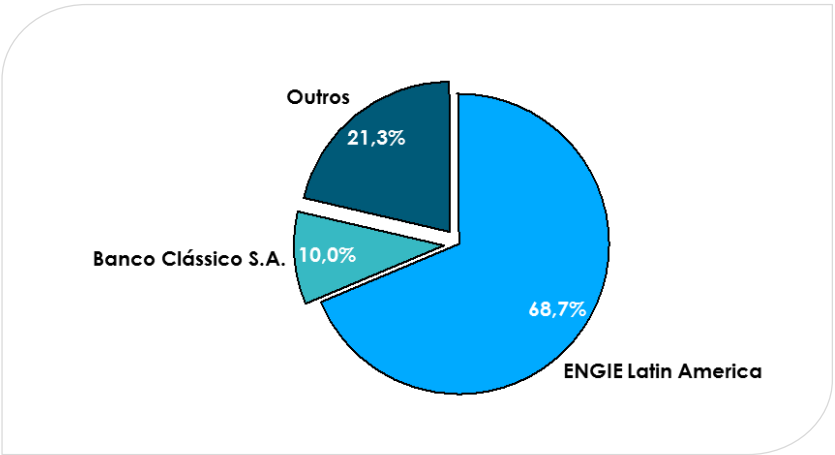


3. A TRACTEBEL ENERGIA

A Tractebel Energia é a maior companhia privada geradora de energia elétrica do Brasil. Desde 1998, ano em que começou a atuar no País -– após adquirir o controle da Gerasul –, dedica-se à implantação e à operação de usinas geradoras de energia, incluindo a obtenção de concessões de hidrelétricas por meio de leilões realizados pelo Governo Federal, e de autorizações para a viabilização de usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e parques eólicos e fotovoltaicos.

O capital social da Companhia soma R$ 2.445,8 milhões. Um total de 652.742.192 ações ordinárias é negociado regularmente na BM&FBovespa. A Tractebel Energia também negocia *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código TBLEY, segundo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

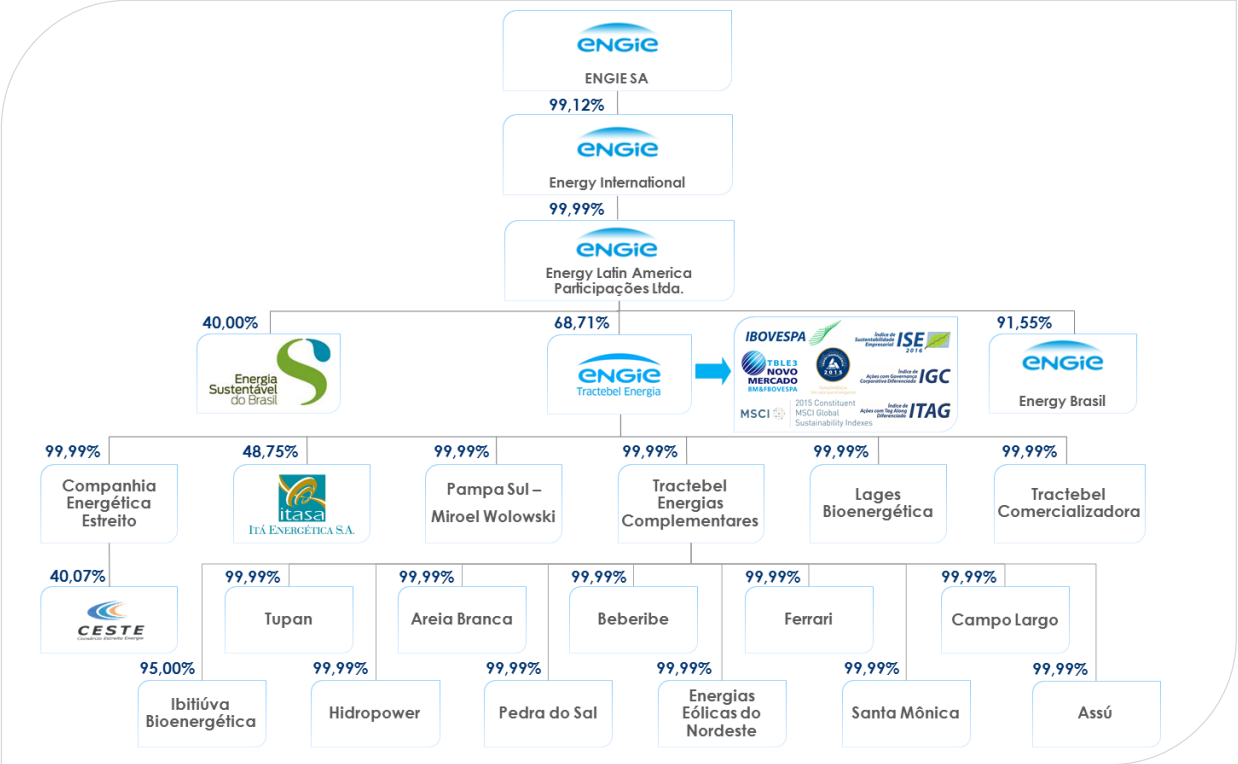
Estrutura acionária
(em 31.12.2015)



Estrutura societária e parque gerador

A Tractebel Energia controla as seguintes empresas: Companhia Energética Estreito, Lages Bioenergética Ltda., Tractebel Energias Complementares Participações Ltda., Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. e Tractebel Energia Comercializadora Ltda. – responsável pela intermediação e pela operação de compras, vendas, importações e exportações de energia elétrica no mercado de livre negociação.

Estrutura societária[2]
(em 31.12.2015)



A Companhia também mantém participações em consórcios concessionários de usinas do seu parque gerador: (i) 19,28% no Consórcio Machadinho, concessionário da Usina Hidrelétrica Machadinho; (ii) 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), que responde pela concessão da Usina Hidrelétrica Estreito, por meio da Companhia Energética Estreito; e (iii) 72,90% no Consórcio Andrade, responsável pela Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética, por meio da controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A., que tem 95,00% de seu capital social pertencente à Tractebel Energias Complementares Participações Ltda.

Além disso, a Tractebel Energia detém 48,75% do controle compartilhado da Itá Energética S.A. (Itasa), que possui 60,50% do Consórcio Itá, responsável pela concessão da Usina Hidrelétrica Itá. Nesse empreendimento, a Companhia possui participação direta de 39,50%. Somando-se sua participação na Itasa e no Consórcio, a Tractebel Energia detém 68,99% da Usina Hidrelétrica Itá. O controle compartilhado da Itasa é regido por acordo de acionistas e as decisões de interesse comum do Consórcio Itá são tomadas por um comitê gestor, composto por quatro membros, dos quais dois representam a Tractebel Energia.

[2] Estrutura simplificada.

Ao fim de 2015, a Companhia possuía capacidade instalada total de 7.044,3 MW, que correspondia a 5,4% do total do Brasil, e operava um parque gerador de 8.765,0 MW. A Tractebel Energia se manteve, assim, como a maior geradora privada de energia do Brasil. O parque gerador da Companhia é composto por 28 usinas, sendo nove hidrelétricas de grande e médio portes, cinco termelétricas convencionais e 14 usinas complementares: três Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), sete eólicas, três a biomassa e uma solar fotovoltaica. A Tractebel Energia opera todas essas usinas e controla integralmente 24 delas.

Distribuição geográfica do parque gerador



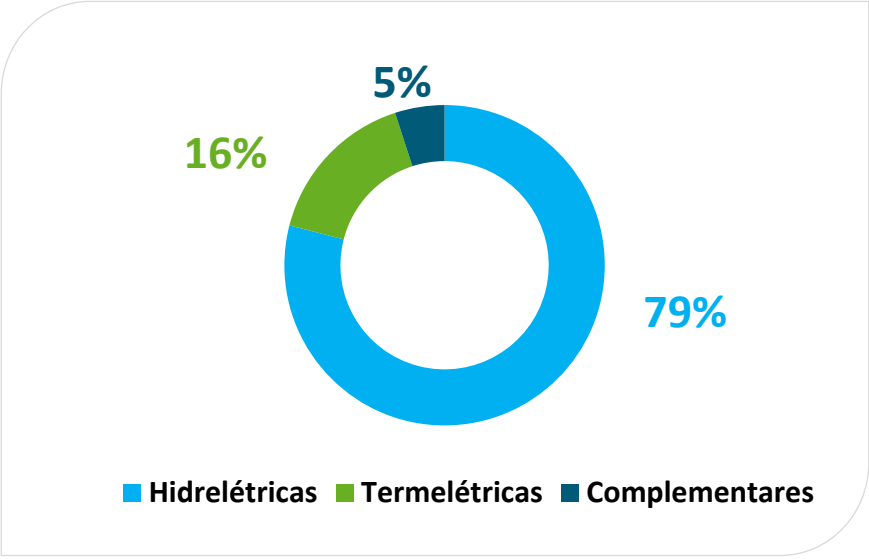
Composição do parque gerador (em 31.12.2015)

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
1	Salto Santiago	1.420,0	735,2	100%	1.420,0	735,2	27.09.2028
2	Itá	1.450,0	720,0	69,0%	1.126,9	544,2	16.10.2030
3	Salto Osório	1.078,0	522,0	100%	1.078,0	522,0	27.09.2028
4	Cana Brava	450,0	273,5	100%	450,0	273,5	26.08.2033
5	Estreito	1.087,0	584,9	40,1%	435,6	256,9	26.11.2037
6	Machadinho	1.140,0	529,0	19,3%	403,9	147,2	14.07.2032
7	São Salvador	243,2	151,1	100%	243,2	151,1	22.04.2037
8	Passo Fundo	226,0	119,0	100%	226,0	119,0	27.09.2028
9	Ponte de Pedra	176,1	132,3	100%	176,1	132,3	30.09.2034
	Total	7.270,3	3.767,0		5.559,7	2.881,4	

	Usinas Termelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
10*	Complexo Jorge Lacerda	857	649,9	100%	857	649,9	27.09.2028
11	William Arjona	190	136,1	100%	190	136,1	28.04.2029
12	Charqueadas	72	45,7	100%	72	45,7	27.09.2028
	Total	1119,0	831,7		1.119,0	831,7	
	Usinas Complementares	**Capacidade instalada total (MW)**	**Garantia física total (MWm)**	**Proprie-dade**	**Capacidade instalada própria (MW)**	**Garantia física própria (MWm)**	**Vencimento da concessão/ autorização**
13**	Complexo Trairi (Eólica)	115,4	63,9	100%	115,4	63,9	Div ersos
14	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6	100%	80,5	35,6	26.07.2042
15	Lages (Biomassa)	28,0	25,0	100%	28,0	25,0	29.10.2032
16	Rondonópolis (PCH)	26,6	10,1	100%	26,6	10,1	18.12.2032
17	Beberibe (Eólica)	25,6	7,8	100%	25,6	7,8	03.08.2033
18	José G. da Rocha (PCH)	23,7	9,2	100%	23,7	9,2	18.12.2032
19	Ibitiúva (Biomassa)	33,0	20,0	69,3%	22,9	13,9	05.04.2030
20	Areia Branca (PCH)	19,8	10,4	100%	19,8	10,4	02.05.2030
21	Pedra do Sal (Eólica)	18,0	5,7	100%	18,0	5,7	01.10.2032
22	Cidade Azul P&D (Solar)	3,0	não aplicáv el	100%	3,0	não aplicáv el	não aplicáv el
23	Tubarão P&D (Eólica)	2,1	não aplicáv el	100%	2,1	não aplicáv el	não aplicáv el
	Total	375,7	187,7		365,6	181,6	
	Total geral	8.765,0	4.786,4		7.044,3	3.894,7	

*Complexo composto por três usinas.
**Complexo composto por 4 usinas, Central Eólica Trairi, Guajiru, Fleixeiras I e Mundau.

Matriz energética da Tractebel Energia (em 31.12.2015)



4. GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Tractebel Energia e suas controladas baseiam sua governança nos princípios da ética e da transparência e se empenham em adotar as melhores práticas de mercado, criando valor e diferenciais à sua gestão, além de se nortear pela Lei *Sarbanes-Oxley (SOX)*.

A Companhia integra o Novo Mercado, o mais elevado nível de governança corporativa da BM&FBovespa, e busca adotar práticas que possam superar, em alguns casos, as exigências tanto desse segmento de listagem quanto da legislação. Essa postura contribui para que a Tractebel Energia seja uma das 10 empresas que fazem parte do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa desde que foi criado, em 2005. A carteira do ISE, a vigorar de 4 de janeiro a 29 de dezembro de 2016 e divulgada em novembro de 2015, reúne ações de 35 empresas. No fechamento de 24 de novembro, essas ações somavam R$ 960,5 bilhões em valor de mercado – o equivalente a 44,8% do total do valor das companhias com ações na BM&FBovespa.

A Companhia emprega esforços adicionais para proteger o interesse de todos os seus acionistas, aos quais são garantidos os seguintes direitos:

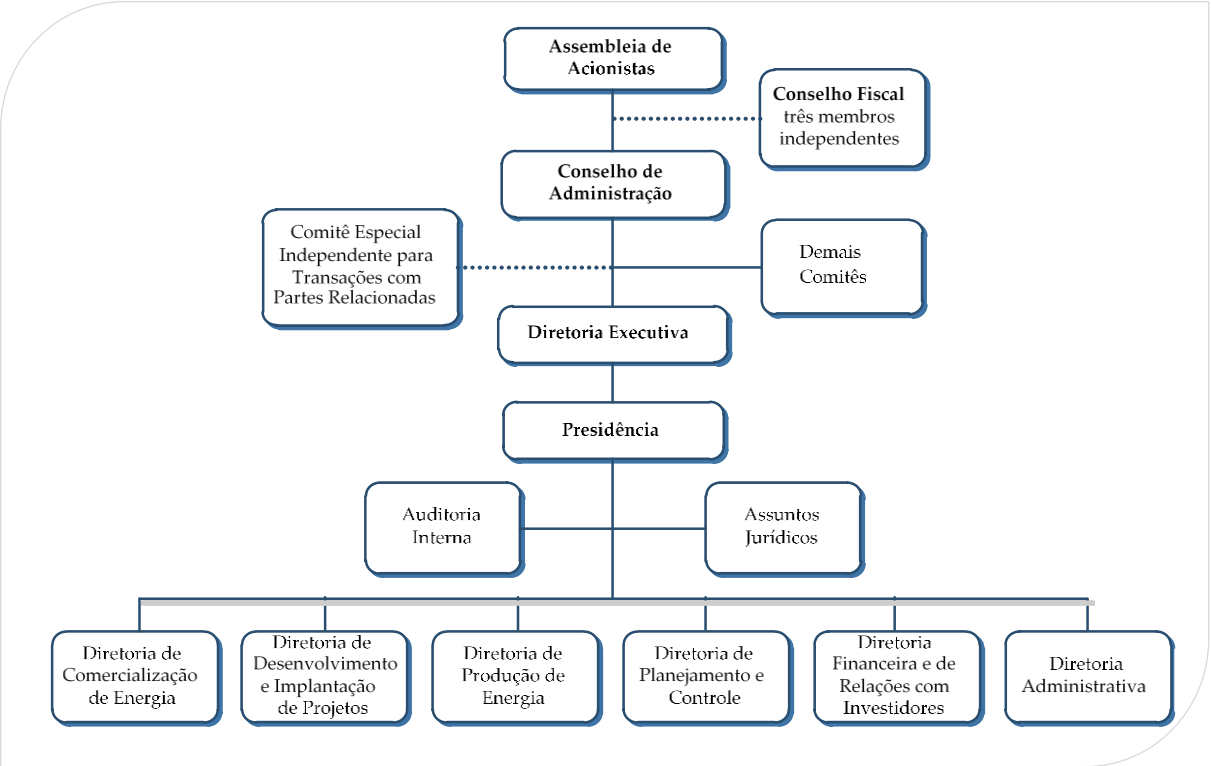
- Votar em Assembleia Geral, ordinária ou extraordinária;
- Encaminhar suas recomendações ao Conselho de Administração por meio de canal específico no Portal Investidores do website;
- Receber dividendos e participar da distribuição de lucros ou outras distribuições;
- Fiscalizar a Administração e retirar-se da Companhia nas situações previstas na Lei das Sociedades por Ações; e
- Receber no mínimo 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle, conforme regulamento do Novo Mercado, em caso de oferta pública de ações em decorrência da alienação do controle (100% de *tag along*).

O Estatuto Social da Tractebel Energia estabelece que qualquer disputa entre seus acionistas, principalmente relacionadas ao mercado de capitais e ao direito societário, seja resolvida na Câmara de Arbitragem do Mercado – órgão ligado à BM&FBovespa, independente e sigiloso para a solução de controvérsias.

4.1 Estrutura da Administração

O nível mais alto da estrutura de administração da Companhia é a Assembleia de Acionistas, seguida pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

Organograma da Administração
(em 31.12.2015)



4.1.1 Conselho de Administração

O Estatuto Social e o Regimento Interno do Conselho de Administração, disponíveis no website da Companhia, estabelecem as atribuições dos conselheiros e dos diretores executivos, assim como as regras de delegação de autoridade. Entre as principais funções do órgão, destacam-se:

- Determinar missão, visão, valores, políticas e metas da Companhia;
- Decidir sobre os objetivos estratégicos de negócios e assegurar o estabelecimento de estruturas organizacionais e procedimentos para alcançá-los;
- Garantir esclarecimentos aos acionistas; e
- Eleger e destituir os diretores e fixar-lhes as atribuições, bem como fiscalizar a gestão desses executivos.

De acordo com o Estatuto Social, o Conselho deve ser composto por no mínimo cinco e no máximo nove membros efetivos e igual número de suplentes, todos eleitos pela Assembleia Geral dos Acionistas (AGA), com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Um dos membros e seu respectivo suplente devem representar os empregados, sendo por eles eleitos em votação direta, com homologação na Assembleia Geral. No mínimo 20% dos integrantes devem ser independentes, de acordo com a definição do regulamento do Novo Mercado da BM&FBovespa. O presidente do Conselho de Administração não ocupa cargo de diretor executivo na Companhia. Uma autoavaliação dos membros é realizada anualmente e registrada em ata pública.

Conselho de Administração
(em 31.12.2015)

Titulares	Suplentes
Maurício Stolle Bähr *Presidente*	Patrick Charles Clement Obyn
Philip Julien De Cnudde *Vice-presidente*	Pierre Victor Marie Nicolas Devillers
Antonio Alberto Gouvêa Vieira *Representante de acionistas minoritários*	Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro *Representante de acionistas minoritários*
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
Luiz Eduardo Simões Viana	*
José Pais Rangel *Representante de acionistas minoritários*	José João Abdalla Filho *Representante de acionistas minoritários*
Manoel Arlindo Zaroni Torres	André de Aquino Fontenelle Canguçu
Roberto Henrique Tejada Vencato *Representante dos empregados*	Luiz Antônio Barbosa *Representante dos empregados*
Willem Frans Alfons Van Twembeke	José Carlos Cauduro Minuzzo

* Posição temporariamente vaga, em virtude da saída de um dos titulares, que foi substituído pelo então suplente, não tendo ocorrido nova indicação.

4.1.2 Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Tractebel Energia passou a ter caráter permanente em 2013, e tem como atribuições a análise das Demonstrações Contábeis da Companhia, a fiscalização dos atos da Diretoria Executiva e a avaliação dos sistemas de gestão de risco e de controles internos. No caso de contratação de serviços adicionais da empresa prestadora de serviço de auditoria das Demonstrações Contábeis, também cabe ao órgão avaliar as propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração.

O Conselho Fiscal é constituído por três a cinco membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral para mandato de um ano, sendo permitida a reeleição.

Composição do Conselho Fiscal
(em 31.12.2015)

Titulares	Suplentes
Manoel Eduardo Lima Lopes	Ailton Pinto Siqueira
Carlos Guerreiro Pinto	Manuel Eduardo Bouzan de Almeida
Paulo de Resende Salgado	Flávio Marques Lisboa Campos

4.1.3 Comitês

Para auxiliar a Administração nos processos de tomada de decisão relacionados a temas específicos, a Tractebel Energia mantém nove comitês, que atuam como órgãos consultivos. São eles:

- **Comitê estratégico**: trata de assuntos como a seleção e o acompanhamento dos projetos de expansão do parque gerador e as tendências do setor elétrico. Usualmente, são convidados diretores da Tractebel Energia, bem como convidados externos, para expor assuntos previamente selecionados para a agenda.
- **Comitê de performance humana:** visa à asseguração e à implementação dos fundamentos de performance humana, de forma a minimizar a ocorrência de eventos por erro ou falha humana nas usinas da Tractebel Energia e controladas.
- **Comitê financeiro:** submete à Diretoria Executiva políticas de aplicação de recursos, de antecipação de pagamentos e de antecipação ou postergação de recebimentos. Cabe também a esse comitê selecionar as instituições bancárias com as quais a Companhia tem interesse em trabalhar e identificar riscos de descasamentos nas operações passivas e ativas, eventualmente propondo operações de *hedge*.
- **Comitê de energia:** propõe as diretrizes de comercialização da Tractebel Energia – inclusive a participação em leilões –, os preços de compra e venda, os limites das quantidades de energia envolvidas nos contratos que poderão fazer parte do portfólio da Companhia, o que envolve o monitoramento do mercado de energia elétrica.
- **Comitê de gerenciamento de risco:** identifica e classifica os eventos que resultem em riscos aos negócios da Tractebel Energia, segundo a probabilidade e a significância, e define os respectivos procedimentos de controle. Responsável pela promoção da conscientização do tratamento do risco da Companhia e pela definição de metas e diretrizes para o seu gerenciamento.
- **Comitê de inovação:** estimula o surgimento de ideias que agreguem valor à Tractebel Energia. Recebe e avalia as propostas, recomendando à Diretoria Executiva a alocação de recursos para a adoção das selecionadas, bem como realiza ações de reconhecimento dos autores. Além disso, colabora para que a Companhia participe de concursos com foco em inovação promovidos pela ENGIE.
- **Comitê de planejamento tributário:** decide, por meio da interpretação da legislação tributária, em quais casos ou circunstâncias a Tractebel Energia deve fazer contestações administrativas e judiciais. Também apresenta sugestões que possam resultar em benefícios fiscais, inclusive em novos projetos da Companhia, considerando oportunidades de economia de origem fiscal.
- **Comitê de sustentabilidade:** contribui para consolidar a sustentabilidade como parte da cultura organizacional da Companhia, propondo à Diretoria Executiva metas e ações relacionadas ao desenvolvimento sustentável, articulando-se com as unidades organizacionais para executá-las. Estimula iniciativas e avalia solicitações de apoio a ações em prol das comunidades das regiões da sede e das usinas em operação e implantação. Além disso, promove a educação para a sustentabilidade para públicos internos e externos. O representante dos empregados no Conselho de Administração é um de seus membros.

- **Comitê especial independente para transações com partes relacionadas:** instalado pelo Conselho de Administração sempre que a Companhia pretende negociar qualquer transação com partes relacionadas. Com maior número de membros de representantes de acionistas minoritários no Conselho de Administração, cabe ao Comitê analisar, negociar e recomendar ou não a realização dessas transações.

4.1.4 Diretoria Executiva

Conforme estabelece o Estatuto Social, o diretor-presidente tem como responsabilidades conduzir as reuniões da Diretoria, coordenar e orientar as atividades dos demais diretores, atribuir a qualquer deles atividades e tarefas especiais e zelar pela execução das deliberações do Conselho de Administração e da Diretoria.

O diretor-presidente e os demais diretores são designados pelo Conselho de Administração e eleitos em Assembleia Geral. A Diretoria Executiva atua na forma de colegiado, com abordagem matricial dos assuntos, respeitadas as atribuições específicas.

Diretoria Executiva
(em 31.12.2015)

Nome	Cargo
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Diretor-Presidente
José Carlos Cauduro Minuzzo	Diretor de Produção de Energia
Marco Antônio Amaral Sureck	Diretor de Comercialização de Energia
José Luiz Jansson Laydner	Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Edson Luiz da Silva	Diretor de Planejamento e Controle
Júlio César Lunardi	Diretor Administrativo

4.1.5 Códigos e políticas

A Tractebel Energia conduz as atividades e relações com seus stakeholders apoiada em códigos e políticas corporativos, que expressam os valores e a cultura organizacional da Companhia. Assim, compartilha com seus diferentes públicos os princípios e procedimentos contidos nesses dispositivos, em uma interação que gera capital social e de relacionamento.

Os documentos disponíveis no website são descritos a seguir.

- **Código de ética:** conjunto de princípios a ser seguido por todos que direta ou indiretamente se envolvem em ações de responsabilidade da Companhia.
- **Código de meio ambiente:** estabelece os compromissos da Companhia com o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável.
- **Política de gestão sustentável:** expressa os compromissos da Companhia com a qualidade, o meio ambiente, a saúde e segurança no trabalho, a responsabilidade social e a gestão da energia.
- **Política sobre mudanças climáticas:** estabelece compromissos e ações capazes de contribuir para a mitigação das mudanças climáticas, bem como para a adaptação às suas consequências.

- **Política de direitos humanos:** lançada em 2015, estabelece os compromissos e as diretrizes para atuação referente ao respeito aos direitos humanos em seus projetos, operações e em sua cadeia de valor. A Tractebel Energia e suas controladas almejam ser agentes ativos na proteção dos direitos humanos no seu âmbito de influência. Essa Política formaliza o comprometimento com o tema de forma coerente com o Código de Ética da Companhia, as orientações oriundas da ENGIE e os princípios do Pacto Global das Nações Unidas.
- **Política de engajamento de stakeholders:** ratifica o compromisso com o pleno cumprimento dos requisitos legais pertinentes e detalha os procedimentos que devem ser adotados pela Companhia e suas controladas no relacionamento com seus públicos nas etapas de desenvolvimento, implantação e operação de usinas de geração de energia sob sua responsabilidade.
- **Política de divulgação de informações e de negociação de ações:** estabelece as práticas de divulgação e uso de informações corporativas, assim como a política de negociação de valores mobiliários de emissão da Tractebel Energia, como ações e debêntures.
- **Política de investimentos e derivativos:** define critérios para a aplicação de recursos disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.
- **Política de privacidade online:** tem por objetivo regular a obtenção, o uso e a revelação das informações pessoais dos usuários de seus websites e serviços.

5. MODELO DE NEGÓCIO E CRIAÇÃO DE VALOR

A Tractebel Energia tem seu modelo de negócio pautado pela construção de relacionamentos de longo prazo, com ética e transparência, visando a agregar valor para acionistas e demais partes interessadas no curto, médio e longo prazo.

5.1 Estratégia

Os negócios da Tractebel Energia estão fundamentados em duas principais estratégias. A primeira está relacionada à comercialização de energia e a segunda à expansão responsável do parque gerador.

5.1.1 Comercialização de energia

A Tractebel Energia comercializa energia no mercado regulado por meio de leilões, tendo como premissa a de que os preços-teto propostos pela Aneel sejam capazes de viabilizar empreendimentos em desenvolvimento pela Companhia.

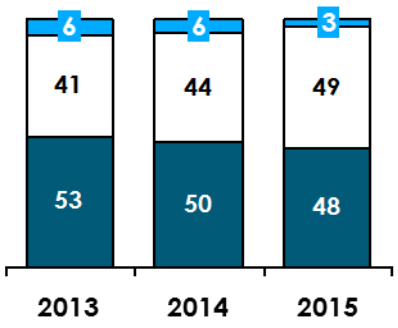
No mercado livre, além de buscar a fidelização de clientes e a diversificação do portfólio, a Tractebel Energia, por meio de sua comercializadora, procura vender gradativamente a energia disponível, com vistas a preços atrativos e à minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou Preço de Liquidação das Diferenças — PLD).

A diversificação do portfólio se dá entre setores industriais e entre empresas de um mesmo setor. Dessa forma é possível compensar os efeitos de eventuais conjunturas negativas de determinados setores ou situações desfavoráveis a clientes específicos, diminuindo riscos de queda de receita.

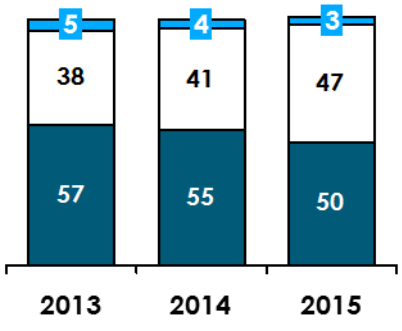
As vendas são feitas conforme as oportunidades se apresentam, principalmente quando o mercado revela maior propensão à compra. Entretanto, em razão da elevação do preço *spot* e da sua maior volatilidade, causada nos últimos anos principalmente pela crise hidrológica, a Tractebel Energia optou por deixar maior volume da sua capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo. Operações de aquisição de energia para revenda são também realizadas quando necessárias ou oportunas.

Em 2015, os consumidores livres representaram 48,8% das vendas físicas e 47,3% da receita líquida de vendas, registrando aumentos de 4,8 p.p. e 6,6 p.p., respectivamente, em comparação a 2014.

Participação de clientes nas vendas físicas (%)

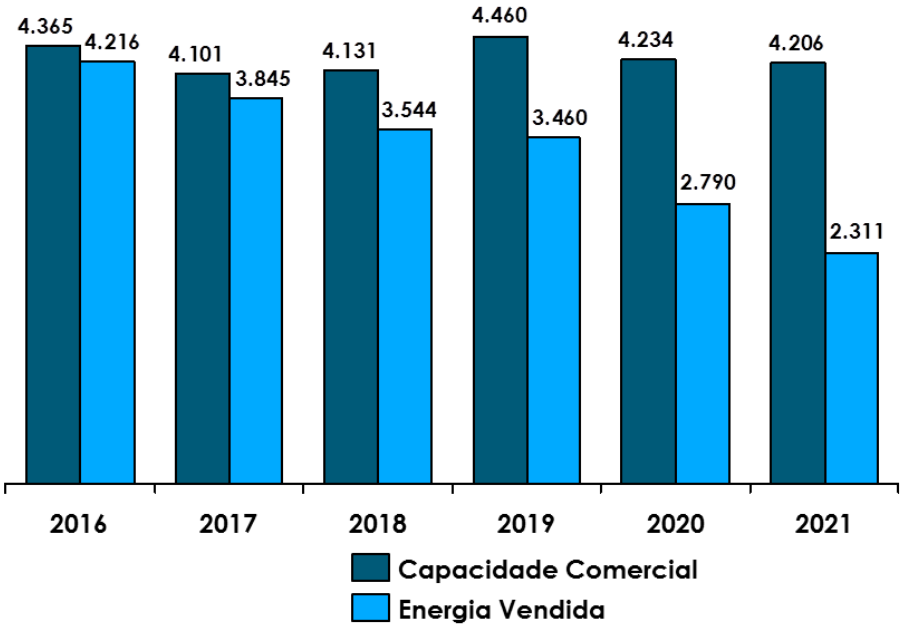


Participação de clientes nas vendas contratadas que compõem a Receita Líquida de Vendas (%)

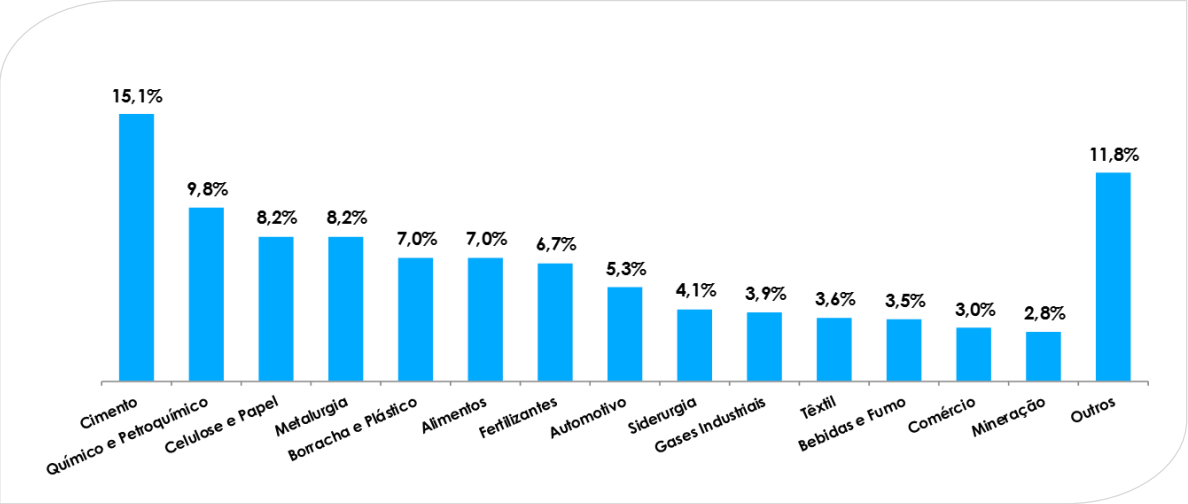




Balanço de Energia (MW médios)



Diversificação do portfólio de clientes
(em 31.12.2015)



5.1.2 Expansão responsável do parque gerador

A capacidade instalada do parque gerador da Tractebel Energia cresceu 89% desde o início das operações da Companhia como empresa privada, em 1998, passando de 3.719 MW para 7.044 MW no período.

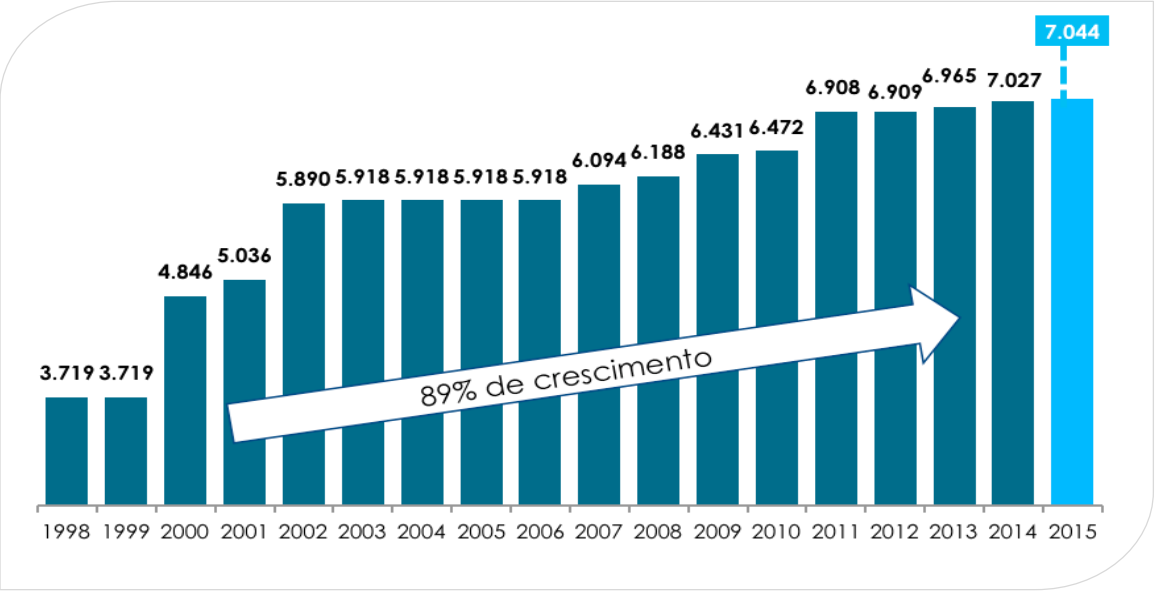
Diretamente ou por meio de sua controladora, a ENGIE, a Companhia permanece atenta a oportunidades de expansão nas diferentes regiões brasileiras, desde que atendam aos requisitos de viabilidade econômica e de conformidade com o conceito de sustentabilidade. Assim, vem diversificando sua matriz energética e os mercados regionais de atuação, com prioridade para fontes renováveis de energia.

Do ponto de vista econômico-financeiro, o crescimento do parque gerador contribui para a perenidade do negócio e o aumento da receita, em função do incremento do portfólio de energia disponível para comercialização.

Outro aspecto a ser considerado quanto à estratégia de expansão é a criação de valor para a sociedade brasileira como um todo, por meio do aumento da oferta de energia disponível, da segurança do sistema elétrico nacional e da geração de empregos diretos e indiretos, entre outros fatores positivos.

Em 2015, o crescimento do parque gerador da Tractebel Energia se deu com a finalização das obras de expansão da Ferrari Termelétrica, iniciadas em 2014, que agregaram 15 MW ao parque da Companhia. Em complemento, a inclusão do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Eólico de Tubarão (SC), agregou 2,1 MW. Os 7.044 MW alcançados ao final de 2015 representam um aumento de 17MW ou 0,2% em relação aos 7.027 MW do final de 2014.

Evolução da capacidade instalada própria em operação (em MW)



A expansão da capacidade instalada deve continuar nos próximos anos, à medida que as obras de implantação de novas usinas forem concluídas. A seguir apresentam-se os empreendimentos em fase de implantação.

Empreendimentos em implantação (em 31.12.2015)

	Usinas em Construção	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
1	Jirau (Hidro)	3750,0	2184,6	40%	1500,0	882,0	13.08.2043
2	Pampa Sul (Térmica)	340,0	323,5	100%	340,0	323,5	30.03.2050
3	Complexo Campo Largo - Fase I (Eólica)	326,7	157,8	100%	326,7	157,8	Div ersos
4*	Complexo Santa Monica	97,2	48,7	100%	97,2	48,7	Div ersos
5	Assú V (Solar)	36,7	9,2	100%	36,7	9,2	-
	Total	4550,6	2723,8		2300,6	1421,2	

* Complexo composto por quatro usinas, Central Eólica Estrela, Cacimbas, Santa Monica e Ouro Verde.

- **Usina Hidrelétrica Jirau:** localizada no Rio Madeira, com sede em Porto Velho (RO), estava com 40 das 50 unidades geradoras em operação ao final de 2015. Outra unidade encontrava-se em fase de montagem e comissionamento. A ENGIE Latin America, controladora da Tractebel Energia, detém 40% da participação no empreendimento. Há a perspectiva de transferência dessa participação para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento forem mitigados. Tal operação contará com o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.
- **Usina Termelétrica Pampa Sul:** localizada no município de Candiota (RS) utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida situada na região. Ao final de 2015, estavam em andamento a terraplenagem do terreno e a escavação das bases de algumas estruturas (caldeira, casa de máquinas e chaminé). Os trabalhos para a construção das fundações, pré-armações e concretagem das estruturas da caldeira também foram iniciados.

- **Complexo Campo Largo – Fase I:** formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, localizados na Bahia, com potencial de desenvolvimento de aproximadamente 630 MW. Em 2015, estava em andamento a primeira fase da obra, com capacidade instalada de 326,7 MW.
- **Complexo Eólico Santa Monica:** localizado no município de Trairi (CE), o empreendimento está próximo ao Complexo Eólico Trairi, em operação comercial, e compartilhará estruturas já existentes, como subestação e linha de transmissão. A previsão é de que as operações tenham início a partir do segundo trimestre de 2016.
- **Central Fotovoltaica Assú V:** em novembro de 2015, a Companhia comercializou, por meio de empresa controlada, 9,2 MW médios de energia solar ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de novembro de 2018, no 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015). A energia será gerada pela Central Fotovoltaica Assú V, que contará com capacidade instalada de 36,7 MW, integrante do Complexo Fotovoltaico Assú, a ser implantado no Município de Assú (RN).

Além desses empreendimentos, a Tractebel Energia possui outros projetos em fase avançada de desenvolvimento, conforme demonstra o quadro a seguir.

Projetos em desenvolvimento
(em 31.12.2015)

Projetos em desenvolvimento	Capacidade total (MW)	Tipo	Proprie-dade	Localização
Santo Agostinho	600,0	eólico	100%	Lajes e Pedro Av elino (RN)
Norte Catarinense	600,0	termelétrico	100%	Garuv a (SC)
Complexo Campo Largo - Fase II	326,7	eólico	100%	Umburanas e Sento Sé (BA)
Alvorada	120,0	solar	100%	Bom Jesus da Lapa (BA)
Complexo Assú - Centrais I e II	73,4	solar	100%	Assú (RN)
Total	**1720,1**			

- **Complexo Eólico Santo Agostinho:** localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no Rio Grande do Norte. Em 2015, foi iniciado o processo de licenciamento ambiental, que tem conclusão prevista para o segundo semestre de 2016.
- **Usina Termelétrica Norte Catarinense:** localizada no município de Garuva (SC), terá como fonte o gás natural. Em 2015, o estudo de impacto ambiental (EIA) e o respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA) foram concluídos, após a realização de uma audiência pública. A perspectiva é de que a Licença Prévia seja emitida no primeiro trimestre de 2016, quando a usina estará apta a participar de futuros leilões de energia nova.
- **Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II):** acrescentará aproximadamente 330 MW de capacidade instalada ao empreendimento.
- **Complexo Fotovoltaico Alvorada:** localizado na Bahia, será composto por quatro projetos com capacidade instalada total estimada em até 120 MWp. Em 2015, os projetos estavam em fase de licenciamento ambiental e medição da irradiação solar.

- **Complexo Fotovoltaico Assú:** composto por três Centrais Fotovoltaicas, contará com capacidade instalada total aproximada de 110 MWp. Conforme mencionado anteriormente, a energia a ser gerada pela Central Fotovoltaica Assú V foi vendida no 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015. As Centrais Solares I e II estão em fase de licenciamento ambiental e mediação da irradiação solar.

5.2 Vantagens competitivas

- **Capacidade de gestão e operação:** a experiência mundial da ENGIE na gestão e operação de sistemas de energia e a da Tractebel Energia no Brasil, que conta com profissionais experientes trabalhando lado a lado com jovens talentos, é complementada por um programa contínuo de aprimoramento, capacitação e desenvolvimento de seus profissionais.
- **Desempenho financeiro estável:** a associação entre forte geração de caixa, margem EBITDA elevada, lucro líquido consistente, ausência de exposição cambial e disciplinada gestão financeira fazem da Tractebel Energia uma Companhia estável e resiliente.
- **Diversificação do parque gerador:** a diversidade de fontes primárias de energia atenua os efeitos de variações causadas por fatores climatológicos, de mercado e demanda, entre outros, por meio da complementaridade das fontes e respectivos ciclos (de hidrologia, ventos, raios solares, safras de biomassa e oferta de combustíveis para as termelétricas convencionais).
- **Distribuição geográfica do parque gerador:** a Tractebel Energia está presente nas cinco regiões do País. Das nove hidrelétricas do portfólio, cinco estão localizadas no Sul, duas no Norte e duas no Centro-Oeste; onde também se localiza a Usina Termelétrica William Arjona, a gás natural. As usinas a biomassa estão no Sudeste e no Sul, região onde igualmente se encontram a Usina Solar Cidade Azul e o aerogerador de fabricação nacional, produto de um projeto de P&D, ambos vizinhos ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (a carvão mineral). Os parques eólicos se encontram no Nordeste, mesma região onde será implantado o Complexo Solar Assú. Essa distribuição geográfica se alia à diversificação de fontes primárias de energia, contribuindo para reduzir riscos de escassez de chuvas em dada região, regime desfavorável de ventos em outra, baixa ou nenhuma incidência de raios solares em painéis fotovoltaicos, entressafras de biomassa e indisponibilidade ou insuficiência de combustíveis.
- **Controladora com grande capacidade de investimento e atenta às macrotendências:** a capacidade de geração de receita da ENGIE é superior a 50 bilhões de euros ao ano. A prioridade de investimento em países com maior potencial de crescimento fez com que o Brasil tenha se tornado uma de suas 24 unidades de negócios, autônoma em relação à unidade latino-americana. Alinhada às diretrizes de sua controladora, a Tractebel Energia se prepara para as oportunidades decorrentes da transição energética.

5.3 Ativos intangíveis

Além dos considerados nas Demonstrações Contábeis, são ativos intangíveis da Tractebel Energia o capital humano e intelectual, as atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação e a imagem corporativa.

5.3.1 Capital humano e intelectual

Ciente da importância das pessoas para a sustentabilidade do negócio, a Companhia promove uma série de programas voltados ao desenvolvimento e à retenção de seus profissionais. Em 2015, foram oferecidas aos empregados, em média, 79,5 mil horas de treinamento.

Horas médias de treinamento e capacitação – 2015

Gerentes, coordenadores e especialistas	Analistas, engenheiros e chefes de equipe	Carreira técnica e operacional	TOTAL (horas médias)
5.766,85	25.920,05	47.807,50	**79.494,40**

Para assegurar a qualificação de seu capital humano, a Companhia desenvolve ainda os seguintes programas:

- Programa Novos Líderes;
- Programa Formação de Líderes;
- Programa Média Gerência;
- Programa Desenvolvimento Gerencial;
- Programa Educação Corporativa: Desenvolvimento Pessoal, Desenvolvimento de Liderança, Desenvolvimento Técnico e Desenvolvimento em Assuntos Relacionados ao Negócio;
- Programa Formação Escolar;
- Programa Idiomas;
- Programa Gestão de Desempenho; e
- Plano de Desenvolvimento Individual (coaching).

Adicionalmente, a Companhia criou em 2015 o Programa Viva a Aposentadoria, que tem como objetivo acompanhar e orientar os profissionais que estão prestes a se aposentar. O Programa, de livre adesão, visa a promover informação e reflexão sobre a nova rotina do empregado após a aposentadoria, incluindo aspectos legais, emocionais e de saúde.

5.3.2 Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Associados ao capital intelectual da Companhia estão os projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), área cada vez mais estratégica no modelo de negócio da Tractebel Energia. Os projetos de pesquisa estão diretamente relacionados à busca por melhorias na operação e fontes mais limpas e eficientes para geração de energia. Dessa forma, essas iniciativas incorporam o conhecimento produzido às estratégias da Companhia.

Exemplo disso é a Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul, de 3 MWp em seus 19.424 painéis, resultado do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico nº 013/2011 da Aneel. Inaugurada em 2014, essa usina tem como objetivo estudar o comportamento dessa fonte na matriz energética, os custos envolvidos e o desempenho dos equipamentos implantados. Entre eles, estão três diferentes tecnologias de painéis fotovoltaicos e cinco modelos de inversores.

Resultado direto do valor criado pela pesquisa aos capitais humano, intelectual e manufaturado da Companhia, os projetos em desenvolvimento de Assú e Alvorada, ambos fotovoltaicos, estão em vias de implantação e visam à exploração desse conhecimento em maior escala.

Em 2015, o investimento realizado pela Tractebel Energia em seu programa de P&D foi de R$ 52,7 milhões e teve a seguinte destinação:

- R$ 15,1 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R$ 7,6 milhões para o Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e

- R$ 30,0 milhões para projetos em andamento, propostos pela Companhia, sobre temas relacionados na tabela a seguir.

Áreas dos projetos de P&D 2015

Tema	Valor (em R$)
Geração de energia elétrica	4.072,45
Segurança	36.219,57
Operação de sistemas de energia elétrica	54.658,52
Planejamento de sistemas de energia elétrica	63.204,46
Pesquisa estratégica	163.405,56
Geração termelétrica	729.128,13
Meio ambiente	1.006.313,54
Gestão do programa de P&D	1.209.524,47
Eficiência energética	2.018.701,23
Supervisão, controle e proteção de sistemas de energia elétrica	2.487.499,71
Fontes alternativas de geração de energia elétrica	22.249.644,48
Total	**30.022.372,12**

Cerca de R$ 19 milhões foram investidos, em 2015, em um projeto de P&D voltado ao desenvolvimento e à certificação de um aerogerador nacional, com capacidade de 3,3 MW, para geração de energia eólica. O projeto busca contribuir para a redução da dependência tecnológica do País na área e atender à crescente demanda por energia elétrica proveniente de fontes renováveis.

Para gerar ainda mais incentivo à inovação, a Companhia conta com o programa Inove, que premia ideias e projetos inovadores em cinco categorias: Operação e Manutenção, Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Comercial e Negócios, Socioambiental e Gestão. Todos os empregados podem participar, exceto gerentes de unidades organizacionais e membros do Comitê de Inovação.

5.3.3 Imagem

Por meio de suas práticas e do diálogo com diversos públicos, a Tractebel Energia constrói e fortalece sua imagem corporativa. Uma pesquisa realizada em 2015 pela *Reputation Dividend*, em parceria com o Grupo Attitude, classificou a Companhia entre as 20 empresas com maior valor de reputação do mercado brasileiro. Segundo o levantamento, a Tractebel Energia ocupa a 16ª colocação no ranking geral, sendo a primeira colocada entre as empresas do setor elétrico brasileiro.

Ao final de 2015, a Companhia reformulou sua logomarca, outro importante ativo relacionado à sua imagem, em função da mudança de nome de sua controladora, a ENGIE. Diversas ações de comunicação deverão ser realizadas ao longo de 2016 para fortalecer essa nova identidade.

6. GESTÃO DE RISCOS E OPORTUNIDADES

A análise de riscos e oportunidades empresariais consiste em um processo sistemático na Tractebel Energia, que permeia todas as suas atividades, e envolve empregados e a alta gestão. O resultado desse processo se reflete na Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais, documento interno que baliza a condução dos negócios.

A análise dos riscos empresariais compreende sua identificação e classificação quanto a probabilidade de ocorrência, significância em termos de impacto financeiro e de imagem e grau de controle. Os riscos e as oportunidades identificados caracterizam-se por possíveis variações em relação ao Planejamento Financeiro de Médio Prazo (PMT) da Companhia. Variações negativas em relação ao PMT determinam os riscos, enquanto que variações positivas indicam as oportunidades.

Os principais riscos avaliados são:

- **Risco de mercado:** a oferta e a demanda de energia elétrica podem ter comportamento diferente do previsto, com impacto nos volumes e preços da energia.
- **Risco regulatório:** evolução adversa da regulação do setor elétrico. Historicamente, o Governo Federal exerce um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, inclusive sobre as modalidades, os termos e as condições dos contratos de venda de energia que a Tractebel Energia está autorizada a celebrar, bem como sobre os níveis de produção.
- **Risco tributário:** evolução adversa da legislação tributária e da atuação dos órgãos arrecadadores.
- **Risco de fatores econômicos:** alteração nas variáveis econômicas, como juros, câmbio, preço das commodities, crescimento econômico e inflação, com impacto nos negócios da Companhia.
- **Risco de quebra de contrato:** descumprimento de disposições constantes dos contratos de venda e compra de energia firmados pela Companhia e das regras de comercialização na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Outro aspecto relevante nesse sentido é a possibilidade de algum contrato de concessão firmado com o Governo Federal ser rescindido, unilateralmente, em condições imprevistas.
- **Risco socioambiental das usinas em operação:** evolução adversa da regulação ambiental e da atuação de movimentos sociais organizados em relação às usinas em operação.
- **Risco no desenvolvimento e implantação de novos projetos:** ocorrência de eventos no desenvolvimento e na implantação de projetos que tragam atraso no cronograma da obra ou custos adicionais na implantação ou na operação da usina.
- **Risco de indisponibilidade de energia:** indisponibilidade da garantia física das usinas próprias e da energia comprada. Entre os fatores que podem influenciar a disponibilidade estão a baixa hidrologia e a falta de combustíveis para termelétricas convencionais e a biomassa. A escassez de fontes primárias, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, cujos preços tendem a ser elevados.
- **Risco de recursos humanos:** indisponibilidade de pessoal (empregados próprios ou terceiros), em função da não contratação e treinamento em tempo hábil para atender à expansão da Companhia e reposição do quadro; aumento de custos por concorrência por recursos humanos em virtude do crescimento econômico; greves e paralizações; e acidentes de trabalho.
- **Risco de tecnologia da informação:** a indisponibilidade e a falta de segurança dos recursos de tecnologia da informação podem impactar negativamente as operações e a imagem da Companhia.

- **Risco de sinistro de grandes proporções:** acidentes e desastres de grandes proporções por causas naturais e humanas, envolvendo a implantação de projetos, a operação das usinas e a administração da Companhia. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas, com efeito adverso para os negócios.

Em relação às mudanças climáticas, oportunidades para as atividades da Tractebel Energia são identificadas no desenvolvimento de novos projetos. Assim, a Companhia investe em fontes renováveis convencionais e, como forma de proporcionar reserva estratégica em situações de baixa hidrologia inesperada, também em fontes não renováveis.

7. GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

7.1 Cenário macroeconômico

O ano de 2015 foi marcado pelo agravamento da crise econômica no País. O Boletim Focus, do Banco Central do Brasil (Bacen) publicado em 31 de dezembro indicava expectativa de retração do Produto Interno Bruto (PIB) de 3,7%. Se confirmado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), responsável pelo cálculo oficial do PIB, o índice configurará a pior recessão em 25 anos, desde 1990, quando a retração foi de 4,35%.

A inflação, conforme o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), acumulada no ano foi de 10,7%, 4,16 pontos percentuais acima do teto da meta inflacionária fixada pelo Banco Central, de 6,5%. A taxa de 2015 é a maior desde 2002, quando atingiu 12,53%.

O panorama é confirmado por indicadores relacionados à atividade industrial. De acordo com o IBGE, a produção industrial teve queda acumulada de 8,3%, o maior recuo da série histórica, iniciada em 2003. Os empregos também foram afetados: segundo o IBGE, a taxa média de desemprego foi de 6,8% nas seis maiores regiões metropolitanas do País, frente 4,8% registrados em 2014.

O real foi substancialmente desvalorizado em relação ao dólar: a moeda americana foi cotada em R$ 3,92 ao final de 2015, alta de 47,5% em relação ao fechamento de 2014.

Os prognósticos para 2016 do Boletim Focus citado preveem novas quedas do PIB (em torno de 3,0%), da produção industrial (cerca de 3,5%), e também da variação percentual da a inflação (IPCA – em torno de 7,0%). Reflexo do cenário presente e das projeções, as principais agências de avaliação de risco rebaixaram a graduação do Brasil, do grau de investimento para o especulativo.

7.2 Consumo de energia elétrica

O consumo de energia elétrica registrou queda de 2,5% em 2015, em relação a 2014, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Entre as indústrias, a queda foi de 5,3% – reflexo da redução da atividade do setor ao longo do ano. A indústria apresentou diminuições mensais do consumo, que se intensificaram no segundo semestre. De outubro a dezembro, o consumo caiu 7,7% – maior recuo do ano e o mais forte para o período desde o início da série, em 2004. Ainda segundo a EPE, o consumo residencial recuou 0,7%, influenciado pela alta das tarifas, e o comércio apresentou alta de 0,6% na comparação com 2014, significativamente abaixo da expansão média de 6% registrada nos últimos cinco anos.

7.3 Sustentabilidade do setor elétrico

Como nos últimos anos, em 2015 o setor elétrico nacional sofreu grande influência da baixa hidrologia. O potencial hidrológico do país é indiscutível: em 2015, as usinas hidrelétricas representaram 65% da capacidade instalada. Associados a esse potencial estão o baixo custo de geração, além do nível reduzido de emissões atmosféricas da geração hidrelétrica quando comparada à geração térmica convencional.

Entretanto, eventos climáticos extremos, frequentes nos últimos anos, apontam para a necessidade de mudanças no planejamento e na operação do setor elétrico brasileiro. A alteração que se observa no regime de chuvas demonstra que não é possível manter apenas a fonte hidráulica na base do sistema, sendo importante prever a inserção de termoelétricas movidas a, por exemplo, gás natural – fonte que dispõe de tecnologias eficientes e pouco poluidoras. Tais mudanças são importantes para evitar o colapso no suprimento energético nacional, situação que não se agravou em 2015 em função da baixa atividade econômica, que resultou na queda do consumo energético.

O governo federal tem se mostrado atento à questão ao incentivar projetos que utilizem outras fontes primárias. O principal destaque tem sido a geração eólica, que, somente em 2015, cresceu 56,9%. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), foram inauguradas mais de 100 usinas desse tipo em 2015, representando um investimento da ordem de R$ 19,2 bilhões. Destaca-se no ano, também, o crescimento da geração solar fotovoltaica no país. No 2º Leilão de Reserva, realizado em novembro, por exemplo, foram negociados 33 projetos baseados nessa tecnologia – um deles da Tractebel Energia: o projeto Assú V.

De acordo com o Instituto Acende Brasil, os principais desafios para a geração nacional, considerando sustentabilidade e segurança do sistema, são:

- Reconsiderar a construção de hidrelétricas com reservatórios;
- Manter as emissões de Gases do Efeito Estufa (GEEs) em níveis baixos;
- Discutir a autorização para a participação privada na geração nuclear; e
- Avaliar o uso da fonte térmica para garantir a segurança de fornecimento.

No cenário global, o destaque foi a 21ª Conferência das Partes (COP 21), ocorrida em dezembro, na França. A Conferência do Clima reuniu representantes de 195 países e a ENGIE esteve presente. Como analisa o Instituto Acende Brasil, o acordo relativo às medidas para reduzir as mudanças climáticas decorrentes das emissões de GEEs contempla a geração e utilização da energia.

Em relação aos compromissos brasileiros, o país apresentou uma meta absoluta de redução, até 2030, de 43% em relação às registradas em 2005. Para atingi-la, foram priorizados três setores: energia, florestas e agricultura. A meta brasileira é alcançar em sua matriz energética (eletricidade, petróleo e demais componentes) uma participação de 45% de energias renováveis – atualmente, essa participação é de 39,4% –, por meio do incremento do uso de biocombustíveis e do aumento da participação das fontes hidráulica, eólica, biomassa e solar para produzir eletricidade. Em complemento, o crescimento previsto para a geração distribuída também figura como um fator importante para a redução das emissões.

Outro desafio para o Brasil é ampliar os índices de eficiência energética. A meta, estabelecida por pelo governo, é alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030. Avanços tecnológicos e gerenciamento pelo lado da demanda são tendências promissoras nesse sentido. Porém, representam propostas complexas e dependem não apenas de investimentos, mas também de mudanças no padrão de consumo.

7.4 Desempenho da Tractebel Energia em 2015

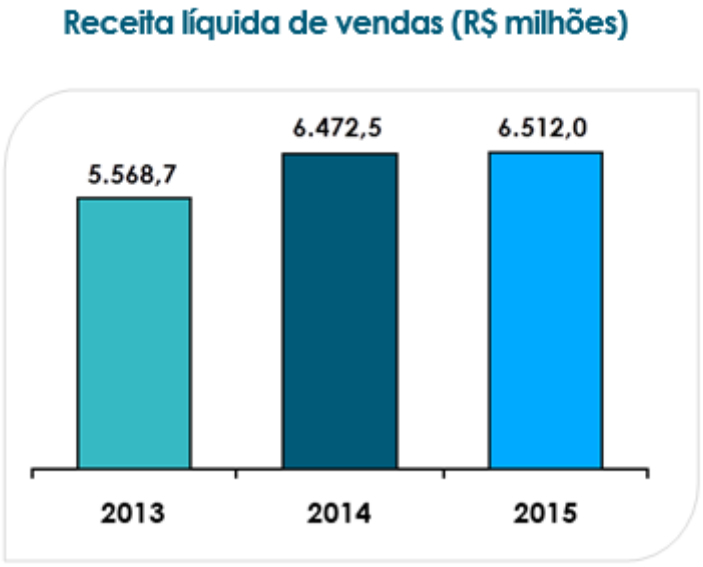
A gestão do capital financeiro tem como fundamento a disciplina financeira, com rigorosa observância de prazos de recebimento e desembolso e previsibilidade de caixa.

	2013	2014	2015	Variação 2015/2014
Informações financeiras (R$ milhões)				
Ativo total	12.463,0	13.609,6	15.300,7	12,4%
Patrimônio líquido	5.364,6	5.654,9	6.642,1	17,5%
Receita líquida de vendas	5.568,7	6.472,5	6.512,0	0,6%
Lucro bruto	2.657,0	2.497,7	2.708,9	8,5%
Resultado de serviço (EBIT ou LAJIR) [3]	2.387,2	2.302,9	2.503,8	8,7%
Lucro operacional	2.001,7	1.956,6	2.033,2	3,9%
Lucro líquido	1.436,7	1.383,1	1.501,3	8,5%
EBITDA (LAJIDA) [4]	3.042,6	2.895,1	3.114,6	7,6%
Indicadores Financeiros (R$ milhões)				
Dívida total (empréstimos, financiamentos e debêntures)	3.495,4	3.988,5	3.758,4	-5,8%
Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	1.346,1	1.750,7	2.543,6	45,3%
Dívida líquida	2.149,3	2.237,8	1.214,8	-45,7%
ROCE [5] (%)	23,1	22,3	23,1	0,8 p.p.
Dívida bruta/EBITDA (LAJIDA)	1,1	1,4	1,2	-0,2 p.p.
Dívida líquida/EBITDA (LAJIDA)	0,7	0,8	0,4	-0,4 p.p.
Participação do capital de terceiros sobre o ativo total (%)	57,0	58,4	56,6	-1,8 p.p.
Margem operacional (%)	35,9	30,2	31,2	1,0 p.p.
Margem líquida (%)	25,8	21,4	23,1	1,7 p.p.
Ações				
Lucro líquido por ação (R$)	2,2011	2,1189	2,3000	8,5%
Preço médio da ação [6] – ON (R$)	33,11	32,97	33,39	1,3%
Dividendos por ação (R$)	2,2584	1,1876	1,2789	7,7%
Salários e benefícios de empregados	243,3	263,7	292,3	10,8%
Pagamentos ao governo	1.618,3	1.681,3	1.858,7	10,6%

(3) EBIT (LAJIR) = lucro operacional + resultado financeiro;
(4) EBITDA (LAJIDA) = lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização + provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*);
(5) ROCE (retorno sobre o capital empregado) = resultado do serviço/ativo não circulante; e
(6) Média simples dos preços de fechamento, ajustados a dividendos.

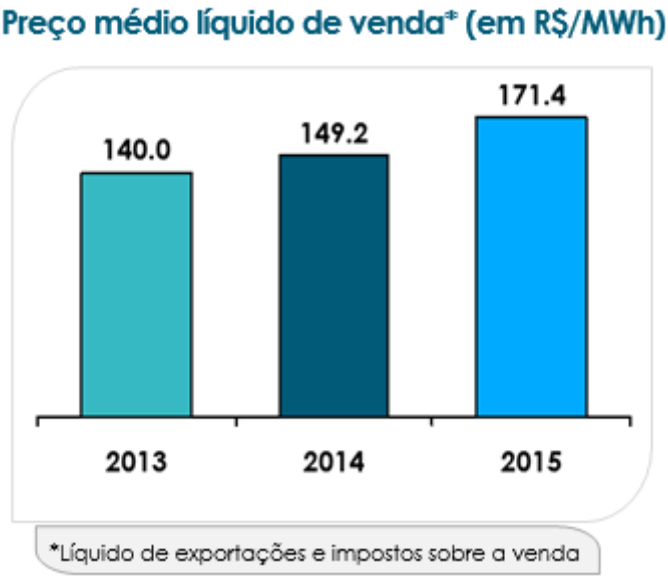
7.4.1 Receita líquida de vendas

A receita líquida de vendas passou de R$ 6.472,5 milhões em 2014 para R$ 6.512,0 milhões em 2015, ou seja, crescimento de R$ 39,5 milhões, equivalente a 0,6%. Essa elevação decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 822,5 milhões — aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 600,5 milhões — redução da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, incluindo as realizadas no âmbito da CCEE; e (iii) R$ 182,3 milhões — menor quantidade de energia vendida.



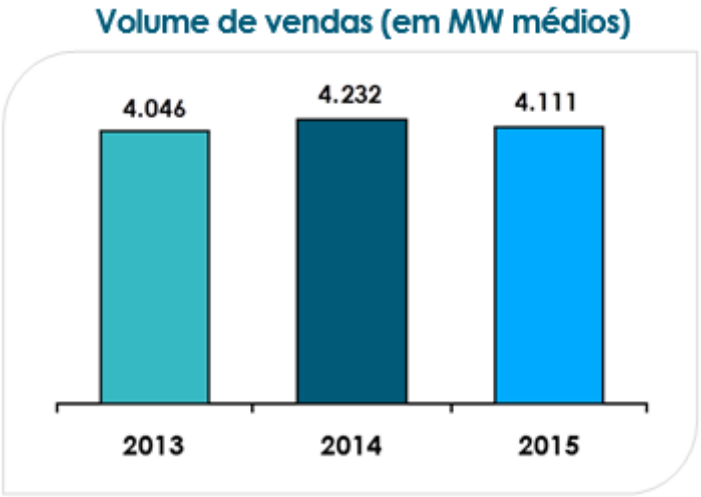
7.4.2 Preço médio líquido de vendas

O preço médio líquido de vendas foi de R$ 171,37/MWh, 14,9% superior ao praticado em 2014 (R$ 149,20/MWh). A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes e dos maiores preços praticados em novos contratos.



7.4.3 Volume de vendas

No ano de 2015, o volume de venda de energia foi de 36.012 GWh (4.111 MW médios) contra 37.072 GWh (4.232 MW médios) registrados em 2014, redução de 1.060 GWh (121 MW médios), ou 2,9%. Tal variação decorreu da combinação destes principais fatores: (i) término de contratos com distribuidoras e comercializadoras, cujas quantidades foram vendidas para consumidores livres ou liquidadas no mercado de curto prazo, de modo a atenuar os efeitos negativos provenientes do déficе sistêmico de geração hidrelétrica; e (ii) elevação do volume de compras.



7.4.4 Comentários sobre as variações da receita líquida de vendas, por classe de clientes

Distribuidoras

No ano, a receita de venda a distribuidoras atingiu R$ 3.046,6 milhões, incremento de 0,1% em relação ao exercício de 2014, quando foi de R$ 3.044,0 milhões. Esse acréscimo é explicado pela associação destas variações: (i) R$ 246,1 milhões — crescimento de 8,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 243,5 milhões — redução de 7,7% — ou 1.434 GWh (163 MW médios) — do volume de energia vendida.

Comercializadoras

A receita de venda a comercializadoras atingiu R$ 209,0 milhões, 12,6% inferior à receita auferida em 2014 — R$ 239,2 milhões. A redução apresentada é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 129,4 milhões — queda de 42,8%, ou 881 GWh (101 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 99,2 milhões — acréscimo de 52,7% no preço médio líquido de vendas.

Consumidores livres

No ano de 2015, a receita de vendas a consumidores livres alcançou R$ 2.915,7 milhões, 29,7% além dos R$ 2.247,9 milhões verificados em 2014. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 477,2 milhões — crescimento de 20,4% no preço médio líquido da energia vendida; e (ii) R$ 190,6 milhões — acréscimo de 1.255 GWh (143 MW médios) ou 7,7% no volume de venda de energia.

Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE

Nos 12 meses de 2015, em relação ao ano anterior, houve decréscimo de R$ 600,5 milhões na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 903,1 milhões em 2014 para R$ 302,6 milhões em 2015. Os resultados apurados nessa rubrica incluem o aumento na receita de R$ 78,6 milhões, reconhecido no quarto trimestre de 2015, referentes aos efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia, cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada, conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo, inclusive as transações na CCEE".

7.4.5 Custos da venda de energia e serviços

Os custos da venda de energia e serviços atingiram R$ 3.803,1 milhões, 4,3%, ou R$ 171,7 milhões, inferiores aos R$ 3.974,8 milhões registrados no ano de 2014. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- **Energia elétrica comprada para revenda:** aumento de R$ 506,5 milhões em 2015 em relação a 2014, refletindo principalmente (i) reajustes de preço dos contratos existentes; e (ii) aumento das compras de médio e de longo prazo no montante de 552 GWh (63 MW médios), em especial à aquisição de excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau.
- **Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE:** Entre os exercícios de 2015 e 2014, ocorreu redução desses custos em R$ 972,4 milhões. Tal variação inclui a redução do custo registrada no quarto trimestre de 2015, de R$ 120,2 milhões, relativos aos efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico. Mais detalhes estão descritos a seguir, em item específico.
- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** acréscimo de R$ 45,8 milhões entre os anos comparados, refletindo, principalmente, a elevação do preço unitário e do custo de distribuição do gás natural consumido pela Usina Termelétrica William Arjona, em razão da depreciação do real perante o dólar.
- **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 30,5 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2014, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.
- **Materiais e serviços de terceiros:** crescimento de R$ 33,0 milhões no confronto entre os anos comparados, em virtude, principalmente, de maior demanda por serviços de operação e manutenção, sobretudo no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na Usina Termelétrica Charqueadas e nas usinas hidrelétricas Salto Santiago e Estreito.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties):** ampliação de R$ 7,5 milhões entre os anos de 2015 e 2014, em razão, basicamente, do reajuste anual de preços.
- **Pessoal:** aumento de R$ 22,3 milhões entre os anos analisados, por causa, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.
- **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 7,4 milhões nos anos comparados, em virtude, sobretudo, de novos ativos adicionados ao parque gerador da Companhia.

- **Provisões operacionais, líquidas:** efeito negativo no resultado de R$ 77,2 milhões entre os anos analisados. Os principais fatores que contribuíram para a ampliação no comparativo anual desses custos foram, substancialmente: (i) R$ 92,3 milhões — reversão em 2014 de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP), motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial; (ii) R$ 15,7 milhões - reversão em 2014 de provisão relativa à cobrança do Instituto Nacional de Seguridade Social (INSS) em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais, denominado "REFIS da Copa"; (iii) R$ 17,7 mihões - redução em 2015 da provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor; e (iv) R$ 12,2 milhões - referentes à constituição em 2014 e reversão por pagamento em 2015 de provisão cível relativa às indenizações de desapropriações vinculadas à Usina Hidrelétrica Cana Brava.
- **Outros:** entre os anos comparados a variação foi negativa em R$ 70,6 milhões, o que refletiu, essencialmente: (i) reversão de passivos prescritos em 2014, no valor de R$ 54,8 milhões, relacionados à compra de energia e a encargos de transmissão; (ii) pagamento de R$ 6,1 milhões de indenizações de desapropriações ocorridas em 2015; e (iii) aumento em R$ 10,0 milhões do valor do prêmio dos seguros renovados pela Companhia.

7.4.6 Detalhamento das operações de curto prazo, inclusive as transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia com duração da entrega não superior a seis meses e que tenham como objetivo principal a gestão da exposição da Companhia na CCEE. Dessa forma, o preço da energia em tais operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal — e, portanto, de curto prazo — dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas a PLD, logo, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da Câmara são sintetizados numa fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando, nos últimos anos, mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos – razão pela qual a Tractebel Energia apresenta este detalhamento, que permite analisar as oscilações dos principais elementos, a despeito de terem sido alocados ora na receita ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (*GSF – Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (energia secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

No acumulado de 2015, o resultado líquido (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e custos) decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi positivo em R$ 235,7 milhões ante ao resultado negativo de R$ 136,2 milhões obtido em 2014, ou seja, melhora de R$ 371,9 milhões entre os anos comparados.

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) redução substancial do efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física da aplicação do GSF; (ii) diminuição da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia; (iii) decréscimo da exposição termelétrica em virtude das expressivas reduções do PLD médio no ano corrente, mesmo com a elevação do volume exposto; (iv) reconhecimento no quarto trimestre de 2015, dos efeitos decorrentes da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia com energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), conforme estabelecido pela Lei 13.203/2015; (v) redução do resultado nas transações na CCEE no quarto trimestre de 2015, em comparação ao quarto trimestre de 2014, decorrente do reconhecimento dos montantes relativos à recuperação dos impactos negativos na CCEE no ano de 2014, em função de sinistros em unidades geradoras; (vi) incremento de receita com serviços ancilares; (vii) aumento de receita no MRE, atrelada à Tarifa de Energia de Otimização (TEO); (viii) efeito positivo das transações de curto prazo e (ix) reversão, no segundo trimestre de 2014, da provisão dos supostos custos relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), como estabelecido pela Resolução CNPE 03, em razão da redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores. Os efeitos mencionados nos itens (ii) e (v) atenuaram os impactos positivos dos demais.

Cabe considerar que as expressivas reduções do PLD médio entre os anos analisados, conforme a seguir informados, contribuíram de forma significativa para a mitigação dos efeitos negativos nos resultados decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

No comparativo entre os anos, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 57,8%, passando de R$ 675,81/MWh em 2014 para R$ 285,1341/MWh em 2015.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e a fim de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impeça a aplicação do GSF as suas usinas.

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223,1 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia. A tabela a seguir apresenta os resultados a serem ressarcidos referentes aos efeitos da repactuação no ano de 2015 e prazo de postergação da amortização dos prêmios unitários do mecanismo do ACR por classe de produto.

Critérios da repactuação do risco hidrológico

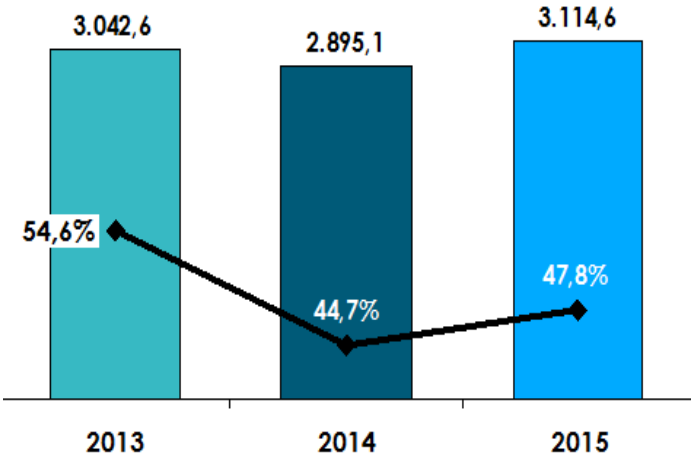
Usina	Produto	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário líquido (R$)	Reembolso total (R$ milhões)	Prazo* (anos)
UHE Cana Brava	SP92	261,66	2.292.177	18,26	41,9	13,25
UHE Itá	SP92	336,00	2.943.360	18,26	53,7	13,25
UHE Machadinho	SP92	84,04	736.190	18,26	13,4	13,25
UHE Ponte de Pedra	SP95	123,55	1.082.315	23,80	25,8	7,17
UHE Salto Santiago	P97	150,00	1.314.000	24,36	32,0	2,92
UHE São Salvador	SP91	142,13	1.245.048	16,52	20,6	17,25
UHE Estreito	SP91	247,13	2.164.859	16,52	35,8	17,25
TOTAL		**1.344,51**	**11.777.950**		**223,1**	

* Prazo de postergação do pagamento do prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento do resultado de 2015.

7.4.7 EBITDA e margem EBITDA

Em 2015, o EBITDA aumentou R$ 219,5 milhões, ou 7,6%, passando de R$ 2.895,1 milhões, em 2014, para R$ 3.114,6 milhões. A margem EBITDA atingiu 47,8%, representando um aumento de 3,1 p.p. em comparação com 2014. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) aumento de R$ 640,2 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) acréscimo de R$ 506,5 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) efeito positivo de R$ 426,4 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iv) reversão em 2014 da provisão decorrente dos impactos da Resolução CNPE 03, publicada em 2013, no montante de R$ 54,5 milhões; (v) elevação de R$ 45,8 milhões no consumo de combustível; (vi) acréscimo de R$ 30,5 milhões nos encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vii) reversão em 2014 de provisões relativas à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92,3 milhões; (viii) reversão de passivos prescritos em 2014, no montante de R$ 54,8 milhões; e (ix) elevação de R$ 62,7 milhões dos demais custos e das despesas operacionais. Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes de 2014 mencionados nos itens (iv), (vii) e (viii), a elevação do EBITDA seria de R$ 421,1 milhões, ou 15,6%, entre os exercícios comparados.

EBITDA* (em R$ milhões) e margem EBITDA



* EBITDA representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização

A tabela a seguir apresenta a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA.

Reconciliação do lucro líquido com o EBITDA

(valores em R$ milhões)	2013	2014	2015	Var. % 2015 / 2014
Lucro líquido	1436,7	1.383,1	1.501,3	8,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	565,0	573,5	531,9	-7,3
(+) Despesas financeiras, líquidas	385,5	346,3	470,6	35,9
(+) Depreciação e amortização	582,6	592,1	600,4	1,4
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	72,8	0,0	10,3	-
EBITDA	**3.042,6**	**2.895,1**	**3.114,6**	**7,6**

7.4.8 Resultado financeiro

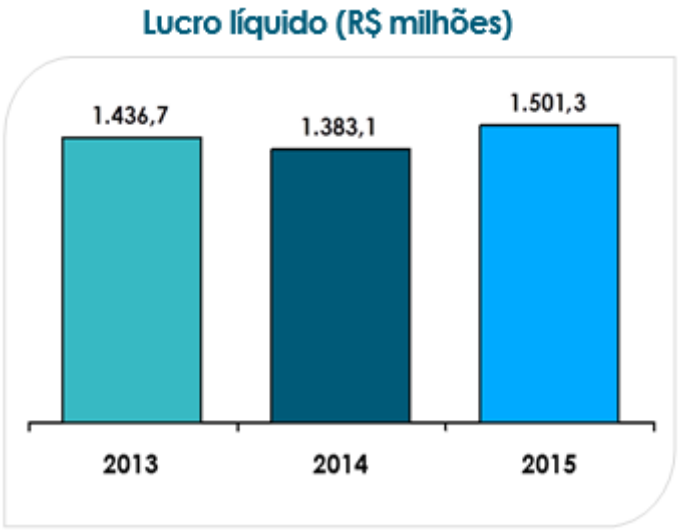
- **Receitas Financeiras:** no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 74,4 milhões, ou 36,0%, passando de R$ 206,4 milhões em 2014 para R$ 280,8 milhões em 2015. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 138,8 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) reversão de R$ 61,4 milhões, em 2014, correspondente aos juros e à variação monetária dos passivos prescritos mencionados anteriormente no item "Custos da Venda de Energia e Serviços - Outros"; (iii) reconhecimento em 2014 de R$ 11,0 milhões de ganhos decorrentes de êxito em ações judiciais; e (iv) incremento de R$ 4,0 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.
- **Despesas financeiras:** No comparativo entre os anos, as despesas aumentaram de R$ 552,7 milhões para R$ 751,4 milhões, ou seja, R$ 198,7 milhões, ou 36,0%, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) crescimento de R$ 75,6 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (ii) aumento de R$ 138,3 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) decréscimo de R$ 17,9 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e contingências; e (iv) incremento de R$ 4,5 milhões na despesa com variação cambial de dívidas.

7.4.9 Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

No acumulado do ano, as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social passaram de R$ 573,5 milhões em 2014 para R$ 531,9 milhões em 2015, redução de R$ 41,6 milhões. Essa variação se deu, sobretudo, em função da elevação dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2015. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2014 ficaram em 26,2% e 29,3%, respectivamente.

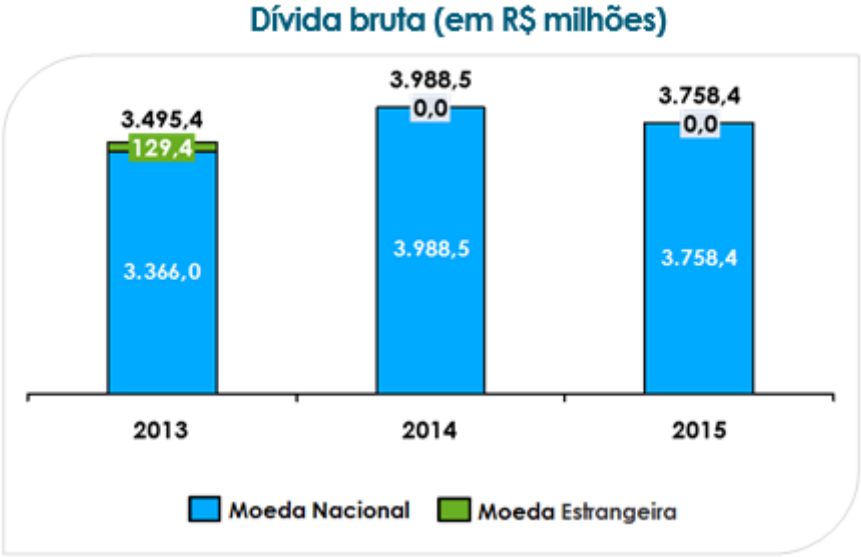
7.4.10 Lucro líquido

O lucro líquido passou de R$ 1.383,1 milhões em 2014 para R$ 1.501,3 milhões em 2015, ou seja, elevação de R$ 118,2 milhões, ou 8,5%. Tal variação decorreu, essencialmente, destes fatores: (i) aumento de R$ 219,5 milhões do EBITDA; (ii) elevação de R$ 124,3 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) incremento de R$ 8,3 milhões na depreciação e amortização; (iv) reconhecimento de *impairment* de R$ 10,3 milhões no exercício de 2015; e (v) redução de R$ 41,6 milhões do imposto de renda e da contribuição social.



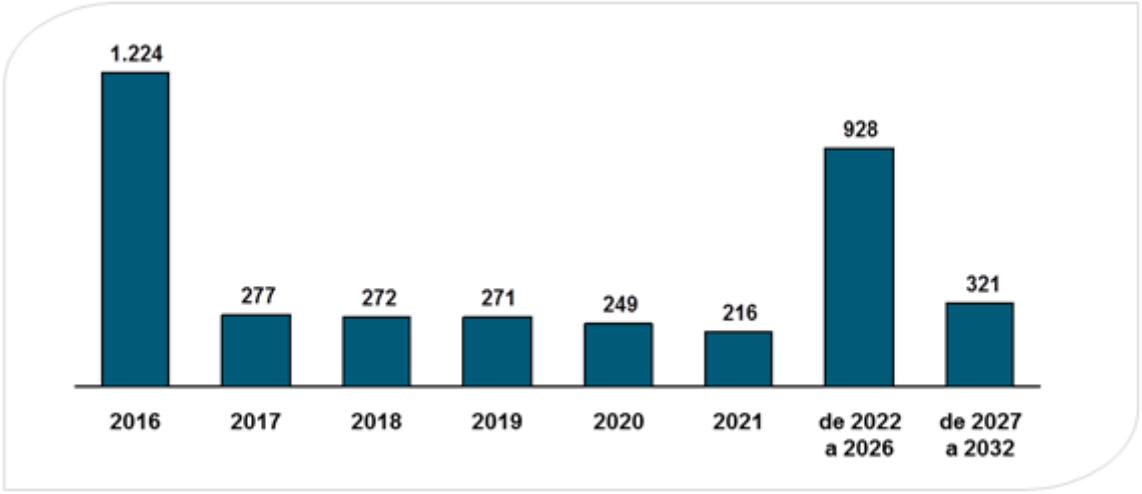
7.5 Endividamento

Em 31 de dezembro de 2015, a dívida bruta total consolidada, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida de operações de hedge, totalizava R$ 3.758,4 milhões — decréscimo de 5,8% ou R$ 230,1 milhões comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2014. Do total da dívida no fim do período, 34,2% estava denominada em moeda estrangeira (29,9% ao fim de 2014). Considerando-se, no entanto, as operações de *swap* contratadas, não havia exposição a moedas estrangeiras ao fim do período em análise.



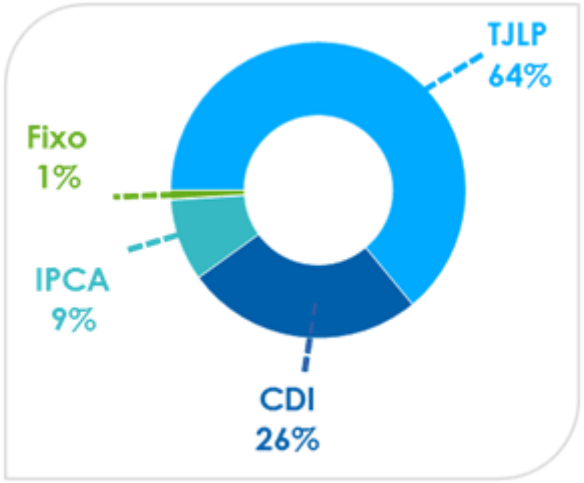
A variação no endividamento da Companhia está relacionada principalmente à combinação dos seguintes fatores: (i) saques no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 104,6 milhões, destinado aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, bem como do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e para ampliação da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) contratação de empréstimos em dólar norte-americano no valor equivalente a R$ 27,0 milhões, sujeitos a operações de *swap*, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra a alta da moeda estrangeira; (iii) geração de R$ 394,4 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; e (iv) R$ 760,7 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

Cronograma de vencimento da dívida (em R$ milhões)



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim de 2015 foi 11,1%.

Composição da dívida (em 31.12.2015)



Em 31 de dezembro de 2015, a dívida líquida (dívida total menos o resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R$ 1.214,8 milhões, redução de 45,7% em relação ao registrado ao fim de 2014.

Dívida líquida (em R$ milhões)

	31/12/13	31/12/14	31/12/15	Var. % 2015 / 2014
Dívida bruta	3.496,6	4.052,7	4.247,2	4,8
Resultado de operações com derivativos	(1.115,0)	(64,2)	(488,8)	660,9
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(121,9)	(146,0)	(146,8)	0,5
Caixa e equivalentes de caixa	(1.224,3)	(1.604,7)	(2.396,9)	49,4
Dívida líquida total	**1.035,4**	**2.237,8**	**1.214,8**	**-45,7**

7.6 Investimentos

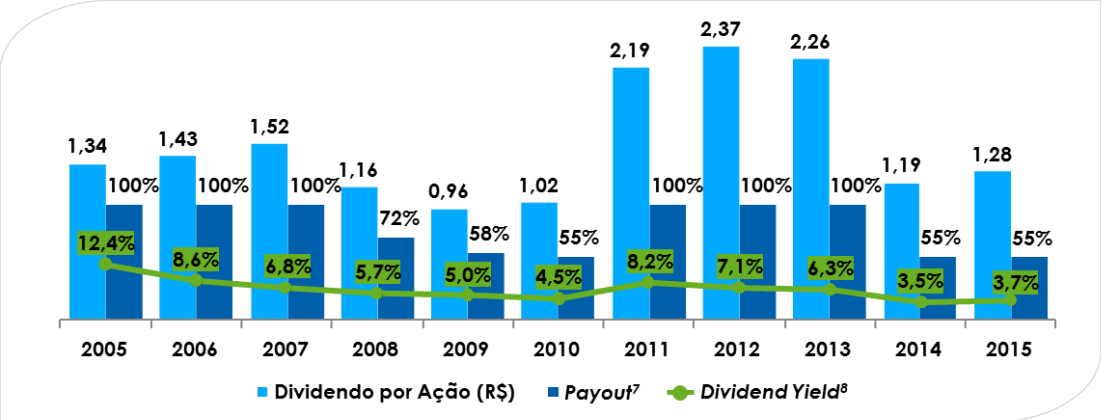
No ano de 2015, a Companhia investiu R$ 917,3 milhões na construção, manutenção e, revitalização de seu parque gerador e na aquisição de projetos. A construção das usinas eólicas Santa Mônica e Campo Largo, da UTE Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú e da Usina Termelétrica Ferrari demandou R$ 493,6 milhões, que resultará num aumento de aproximadamente 11% na capacidade instalada da Companhia nos próximos quatro anos. Os projetos de manutenção receberam investimentos de R$ 222,9 milhões, visando manter alto o fator de disponibilidade das usinas, que, em 2015, foi de 97,4%, conforme mencionado no item "Disponibilidade". Na modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo foram investidos R$ 134,5 milhões, possibilitando acréscimo de 12,2 MW médios à garantia física da Companhia, no ano em análise. Adicionalmente, em 2015, a Companhia adquiriu projetos no valor total de R$ 66,3 milhões.

7.7 Dividendos propostos

O total de proventos propostos pelo Conselho de Administração da Tractebel Energia relativos a 2015, incluindo juros sobre o capital próprio, a ser ratificado pela Assembleia Geral Ordinária somou R$ 834,8 milhões, equivalente a R$ 1,2788764646 por ação ou 55% do lucro líquido distribuível ajustado.

Histórico de distribuição de dividendos (*payout*)

(2005-2015)



[7] Considera o lucro líquido ajustado do exercício.

[8] Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações no período.

7.8 Mercado de capitais

Desde sua adesão ao Novo Mercado da BM&FBovespa, a Tractebel Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário maior proteção no caso de alienação do controle. Suas ações integram ainda o Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice de Energia Elétrica (IEE), constituído pelas empresas abertas do setor elétrico com maior volume de negociação.

Em 6 de janeiro de 2014, as ações da Companhia ingressaram no principal índice de ações da BM&FBovespa — o Índice Bovespa. Em junho de 2015 a Companhia passou a integrar o Euronext-Vigeo EM 70, índice integrado pelas empresas com mais alta performance em responsabilidade corporativa dos países em desenvolvimento. A Vigeo é a agência líder em ratings de responsabilidade social corporativa e analisa cerca de 330 indicadores.

As ações ordinárias da Tractebel Energia são negociadas na BM&FBovespa sob código TBLE3. Além disso, a Companhia possui American Depositary Receipts (ADRs) Nível I negociados no mercado de balcão norte-americano Over-The-Counter (OTC) sob código TBLEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

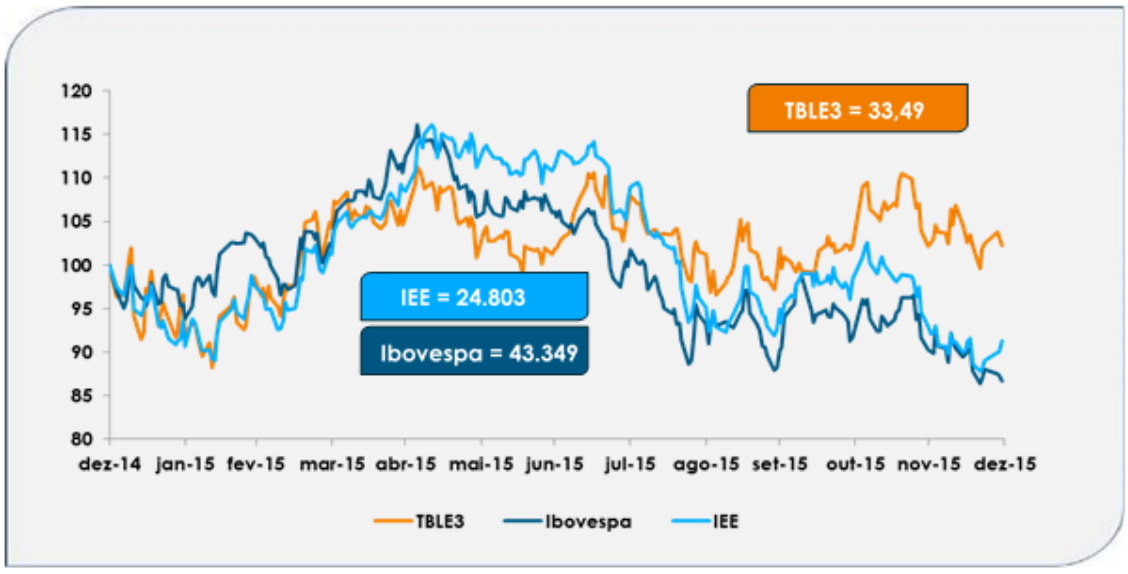
Desempenho das ações

O Ibovespa, índice de referência do mercado acionário brasileiro, recuou 13,3% no ano de 2015, marcando seu terceiro ano consecutivo em queda, reflexo incertezas políticas e econômicas vivenciadas pelo Brasil, o que recentemente levou o País a perder seu "selo de bom pagador" na avaliação de duas agências de classificação de risco.

Nesse cenário, as ações da Tractebel Energia valorizaram 2,3%, enquanto o IEE e o Ibovespa retraíram 8,7% e 13,3%, respectivamente. As ações da Companhia encerraram o ano de 2015 cotadas a R$ 33,49/ação, atribuindo à Tractebel Energia um valor de mercado de R$ 21,9 bilhões.

O volume médio diário de negociação de TBLE3 atingiu R$ 27,9 milhões, um acréscimo de 2,3% frente ao registrado em 2014.

TBLE vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31.12.2014)



8. GESTÃO DA QUALIDADE

A gestão do capital manufaturado da Companhia se baseia em um sistema Integrado de Gestão (SIG), associado à Política de Gestão Sustentável, abrangendo suas cinco dimensões (qualidade, meio ambiente, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e gestão da energia), sendo submetido a um processo de melhoria contínua. Normas administrativas, que contemplam aspectos éticos e socioambientais, balizam a aquisição de equipamentos e materiais e a contratação de serviços.

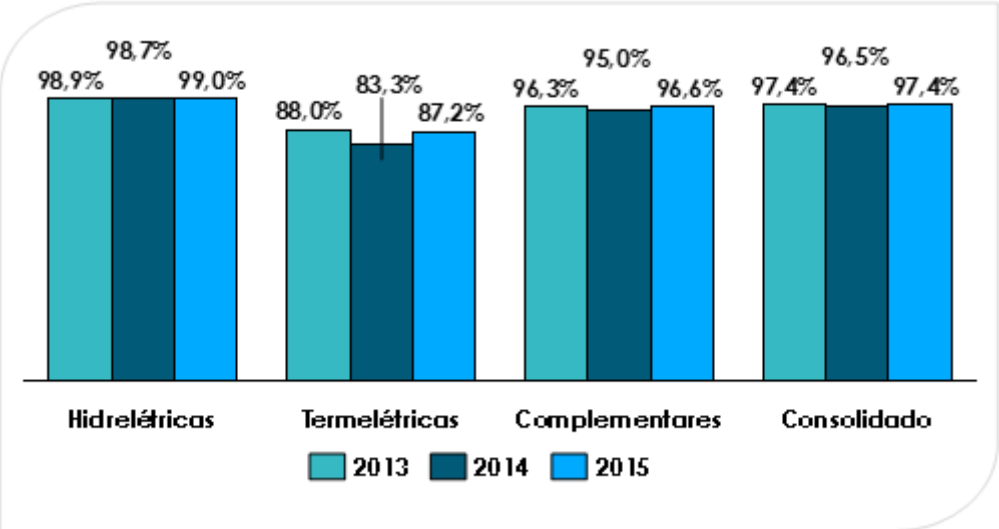
Metade das 28 usinas controladas pela Tractebel Energia – ou 83,6% da potência total operada – é certificada segundo as normas de gestão NBR ISO 9001 (relativa à qualidade), NBR ISO 14001 (relativa a meio ambiente) e NBR OHSAS 18001 (relativa a Saúde e Segurança no Trabalho). No que se refere à responsabilidade social, a Companhia busca seguir as orientações do guia NBR ISO 26000 (que não prevê certificações). O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 14 certificadas, possui também o certificado segundo a norma NBR ISO 50001, relativa à Eficiência Energética.

8.1 Desempenho operacional

A Tractebel Energia considera a confiabilidade, a disponibilidade e a segurança do seu parque gerador aspectos essenciais à gestão da qualidade. A Companhia os mensura por meio do indicador de disponibilidade interna das usinas, cujo cálculo considera a capacidade de fornecimento de energia das instalações e as horas de indisponibilidade intempestiva e urgente das unidades geradoras.

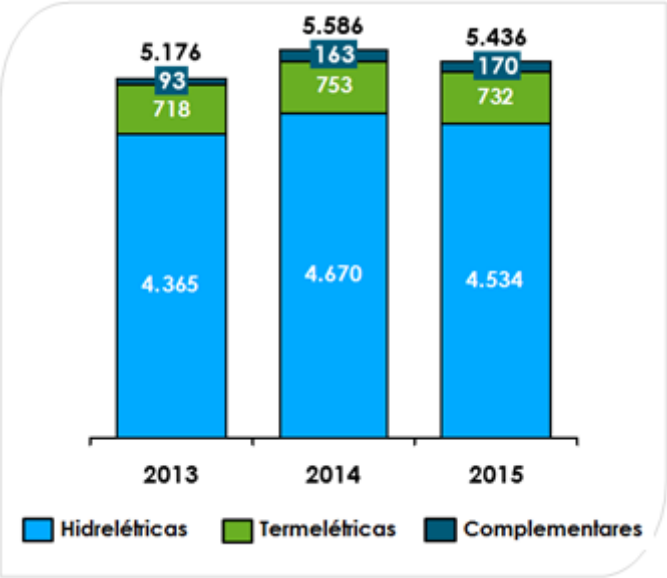
No acumulado de 2015, excluindo as paradas programadas, as usinas atingiram disponibilidade de 97,4%, sendo 99,0% nas usinas hidrelétricas, 87,2% nas termelétricas e 96,6% nas usinas de fontes complementares. Quando consideradas todas as paradas programadas, a disponibilidade global foi de 86,9%, para todo conjunto de usinas da Companhia, sendo 89,1% nas usinas hidrelétricas, 72,5% nas termelétricas e 87,2% nas usinas de fontes complementares. A disponibilidade das usinas hidrelétricas tem sido afetada pela modernização simultânea das usinas Salto Santiago e Passo Fundo e manutenção programada na usina Ponte de Pedra, o que acaba refletindo no índice global.

Disponibilidade das usinas, excluídas as paradas programadas



Em 2015, a produção total de energia elétrica alcançou 47.622 GWh (5.436 MW médios): redução de 2,7% em relação a 2014. Isso se deve, sobretudo, à baixa hidrologia na Região Norte, onde estão localizadas as usinas hidrelétrica Estreito e Cana Brava, e às paradas programadas para modernização das unidades de Salto Santiago, Passo Fundo e Ponte de Pedra. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 39.723 GWh (4.534 MW médios), redução de 2,9% em relação a 2014; as termelétricas por 6.410 GWh (732 MW médios), representando uma redução de 2,8%; e as usinas complementares, por 1.489 GWh (170 MW médios), aumento de 4,0%.

Geração (em MW médios)



Cabe destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, a redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à adoção do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos de geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento reduz a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

9. GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

A gestão socioambiental engloba os capitais natural, humano, intelectual e social e de relacionamento. Para gerar valor no curto, médio e longo prazo, a Tractebel Energia vai além das políticas corporativas. Assim, o conceito de sustentabilidade sai do papel e se reflete no cotidiano dos negócios, no engajamento dos empregados e nas práticas compartilhadas com os diversos públicos que interagem com a Companhia. Constitui, assim, um caminho construído de forma coletiva.

9.1 Licenciamentos ambientais

O tema conformidade legal é requisito básico para a Tractebel Energia, que monitora permanentemente a evolução das leis, normas e resoluções de regulação das suas atividades. Procedimentos preventivos são adotados para garantir que todas as usinas do parque gerador da Companhia possuam as autorizações e licenças ambientais exigidas pelos órgãos competentes a tempo e com a validade requerida. Para cumprir as exigências legais e os compromissos voluntários adicionais assumidos, a Tractebel Energia avalia e ajusta operações e procedimentos sempre que necessário.

Em 2015, foram renovadas as licenças de operação de quatro unidades: Usina Eólica Pedra do Sal, Ferrari Termelétrica, PCH José Gelazio da Rocha e Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra. Foi também obtida a primeira licença de operação da Usina Eólica Tubarão.

9.2 Programas de meio ambiente

Dentre as diversas ações e programas ambientais incentivados e executados pela Companhia, destacam-se:

- **Plantio e doação de mudas:** como forma de contribuir para a conservação da biodiversidade e a fixação do carbono emitido para a atmosfera, as ações de plantio de árvores e doações de mudas constituem um programa amplamente consolidado na Companhia. Em 2015, foram plantadas e doadas 262.218 mudas em todas as áreas de atuação da Companhia.
- **Proteção de nascentes:** a Tractebel Energia também desenvolve um programa de conservação de nascentes, em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor. O programa contribui com a melhoria da qualidade da água consumida pela comunidade, impactando na redução de doenças causadas por organismos patogênicos. As ações incluem o isolamento da área próxima às nascentes, a construção de proteção de nascentes em alvenaria, para evitar a contaminação da água, e o reflorestamento do entorno com espécies nativas. Até dezembro de 2015, 831 nascentes haviam sido protegidas durante todo o programa, beneficiando diretamente 903 famílias. O programa já foi premiado em 2013 no Prêmio Brasil Ambiental e em 2015 conquistou o terceiro lugar no Prêmio Von Martius de Sustentabilidade, na categoria "Natureza".
- **Parques ambientais:** a Tractebel Energia apoia a implantação e manutenção de Unidades de Conservação nas regiões em que atua. São exemplos dessa prática o Parque Estadual Fritz Plaumann, localizado em Concórdia (SC), e o Parque Natural Municipal Mata do Rio Uruguai Teixeira Soares, em Marcelino Ramos (RS), ambos na área de influência da UHE Itá. Outro exemplo é o Parque Ambiental Tractebel em Capivari de Baixo (SC).

9.3 Empregados

As Políticas de Recursos Humanos da Tractebel Energia têm o objetivo de fortalecer a gestão por resultados, sustentada na busca por um ambiente de trabalho ético, justo e responsável, que proporcione qualidade de vida e satisfação aos empregados, garantindo condições de desempenho, desenvolvimento e reconhecimento.

Ao final do ano de 2015, a Companhia contava com 1.135 empregados, sendo 1.124 com contrato de trabalho por tempo indeterminado, dois por tempo determinado e nove contratos de aprendizagem (programa Jovem Aprendiz), distribuídos da seguinte forma:

- **Gerência:** 117 empregados (10,3%)
- **Analistas, engenheiros e especialistas:** 406 empregados (35,8%)
- **Operadores, técnicos de manutenção e administrativos**: 612 empregados (53,9%)

Mais informações sobre o corpo funcional podem ser conferidas no Balanço Social. Programas de Recursos Humanos para desenvolvimento e retenção de talentos estão descritos no item "Ativos intangíveis".

A Companhia realizou em 2015 duas grandes campanhas internas, com vistas a sustentabilidade e saúde e segurança. O programa intitulado "Menos Consumo, Mais Sustentabilidade" tinha como objetivo a conscientização e a promoção de atitudes conscientes quanto ao consumo de recursos naturais, dentro e fora da empresa. Já a Campanha "As Dez Regras que Salvam Vidas" envolveu empregados próprios e terceirizados, por meio da apresentação detalhada sobre comportamentos adequados e ações a serem realizadas (ou evitadas) frente a situações de risco – não somente relacionados ao trabalho.

Como reflexo das diversas ações realizadas para assegurar a saúde e segurança no trabalho, em 2015 não foram registrados acidentes com afastamento de empregados próprios.

Indicadores de Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	2013	2014	2015
Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[9]	0,980	1,450	0,000
Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[10]	0,000	0,062	0,000
Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[9]	0,950	2,870	0,540
Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[10]	0,006	0,023	0,000

9) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco
10) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco

9.4 Comunidades

Uma das principais ações de relacionamento com as comunidades em que a Companhia está inserida são os Centros de Cultura e Sustentabilidade. Implantados com apoio da Tractebel Energia desde 2011, contribuem significativamente para o desenvolvimento sustentável de municípios de pequeno porte.

Os principais objetivos desses centros são:

• Incentivar a valorização dos costumes e tradições locais nas comunidades em que a Tractebel Energia está inserida;

• Instigar os jovens à busca de conhecimento, por meio da inclusão social e digital, contribuindo para gerar emprego, renda e redução do êxodo rural e urbano;

• Proporcionar diversos espaços de convívio comunitário, para todo e qualquer tipo de manifestação cultural, tais como artes cênicas, artes plásticas, apresentações de dança, shows musicais e reproduções cinematográficas; e

• Tornar os Centros de Cultura e Sustentabilidade empreendimentos economicamente sustentáveis, com um programa estruturado de geração de receita e controle de custos.

Ao final de 2015, quatro centros estavam em operação: Centro de Cultura de Entre Rios do Sul (SC), Centro de Cultura de Alto Bela Vista (SC), Centro de Cultura e Sustentabilidade de Capivari de Baixo (SC) e Centro de Cultura de Quedas do Iguaçu (PR). Em 2016 será inaugurado o Centro de Cultura de Concórdia (SC), em parceria com a prefeitura municipal. Para 2017, estão previstos os centros de Minaçu (GO), Trairi (CE), Itá (SC) e Saudade do Iguaçu (PR).

Outra importante ação de engajamento com as comunidades é o programa de visitação às Usinas. Em parceria com outras entidades, a Companhia mantém programas estruturados para visitações de estudantes, pesquisadores e turistas às usinas de seu parque gerador, apresentando como funcionam os empreendimentos e os programas socioambientais desenvolvidos. O programa é complementado por apresentações em escolas e outros ambientes comunitários, com foco nos mesmos temas e ênfase em educação ambiental. Em 2015, 100.464 pessoas participaram do programa.

Ao longo do ano, a Companhia investiu R$ 15,1 milhões em ações de responsabilidade social, dos quais 22,6% correspondiam a recursos próprios e 77,4 % a recursos incentivados, conforme demonstra a tabela a seguir.

Indicadores de Responsabilidade Social (em milhares de R$)	2013	2014	2015	Var. 2015/ 2014
Investimentos não incentivados	2.807,32	4.534,95	3.408,23	-24,85%
Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência	2.054,00	1.887,43	1.557,34	-17,49%
Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura	9.742,24	7.687,73	7.478,44	-2,72%
Investimentos pela Lei do Esporte	360,00	1.319,04	1.320,00	0,07%
Outros investimentos incentivados (saúde e outros)	0,00	1.220,60	1.329,81	8,95%
Total	14.963,56	16.649,76	15.093,82	-9,35%

10.BALANÇO SOCIAL CONSOLIDADO

1 – Base de cálculo	2015 (R$ mil)				2014 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)	6.512.037				6.472.496			
Resultado Operacional (RO)	2.033.232				1.956.649			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	170.130				154.972			
Valor Adicionado Total (VAT)	4.121.326				3.685.023			
2 – Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	17.021	10,00	0,26	0,41	13.472	8,69	0,21	0,37
Encargos sociais compulsórios	58.031	34,11	0,89	1,41	53.694	34,65	0,83	1,46
Previdência privada	39.304	23,10	0,60	0,95	36.355	23,46	0,56	0,99
Saúde	17.758	10,44	0,27	0,43	15.595	10,06	0,24	0,42
Segurança e saúde no trabalho	5.741	3,37	0,09	0,14	4.302	2,78	0,07	0,12
Educação	729	0,43	0,01	0,02	747	0,48	0,01	0,02
Cultura	29	0,02	0,00	0,00	32	0,02	0,00	0,00
Capacitação e desenvolvimento profissional	3.591	2,11	0,06	0,09	3.576	2,31	0,06	0,10
Creches ou auxílio-creche	153	0,09	0,00	0,00	145	0,09	0,00	0,00
Esporte	508	0,30	0,01	0,01	352	0,23	0,01	0,01
Participação nos lucros ou resultados	43.121	25,35	0,66	1,05	45.409	29,30	0,70	1,23
Transporte	4.258	2,50	0,07	0,10	4.207	2,71	0,06	0,11
Outros	1.207	0,71	0,02	0,03	1.556	1,00	0,02	0,04
Total – Indicadores sociais internos	**191.451**	**112,53**	**2,94**	**4,65**	**179.442**	**115,79**	**2,77**	**4,87**
3 – Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	1.781	0,09	0,03	0,04	1.887	0,10	0,03	0,05
Cultura	11.288	0,56	0,17	0,27	12.629	0,65	0,20	0,34
Saúde e saneamento	1.130	0,06	0,02	0,03	722	0,04	0,01	0,02
Esporte	1.320	0,06	0,02	0,03	1.319	0,07	0,02	0,04
Outros	24	0,00	0,00	0,00	3	0,00	0,00	0,00
Total das contribuições para a sociedade	**14.413**	**0,71**	**0,22**	**0,35**	**15.838**	**0,81**	**0,24**	**0,43**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.218.473	59,93	18,71	29,57	1.196.191	61,13	18,48	32,46
Total – Indicadores sociais externos	**1.232.886**	**60,64**	**18,93**	**29,91**	**1.212.029**	**61,94**	**18,73**	**32,89**

4 – Indicadores ambientais	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
4.1 – Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa								
Passivos e contingências ambientais	11.448	0,56	0,18	0,28	10.964	0,56	0,17	0,30
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	24.151	1,19	0,37	0,59	37.915	1,94	0,59	1,03
Outros	7.878	0,39	0,12	0,19	6.076	0,31	0,09	0,16
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	**43.477**	**2,14**	**0,67**	**1,05**	**54.955**	**2,81**	**0,85**	**1,49**
4.2 – Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	1.106	0,05	0,02	0,03	1.004	0,05	0,02	0,03
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.848	0,24	0,07	0,12	5.682	0,29	0,09	0,15
Outros	1.377	0,07	0,02	0,03	2.531	0,13	0,04	0,07
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**7.331**	**0,36**	**0,11**	**0,18**	**9.217**	**0,47**	**0,14**	**0,25**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**50.808**	**2,50**	**0,78**	**1,23**	**64.172**	**3,28**	**0,99**	**1,74**

Distribuição dos investimentos em meio ambiente	em mil R$	% sobre total	em mil R$	% sobre total
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	23.315	45,89	37.124	57,85
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	24.638	48,49	22.769	35,48
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	2.855	5,62	4.279	6,67
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	24		24	
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental determinadas administrativa e/ou judicialmente:	-		-	
Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos e o consumo em geral na produção/operação, para aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	( ) Não tem metas		( ) Não tem metas	
	( ) Cumpre de 51% a 75%		( ) cumpre de 51% a 75%	
	(X) Cumpre de 0% a 50%		(X) cumpre de 0% a 50%	
	( ) Cumpre de 76% a 100%		( ) cumpre de 76% a 100%	

5 – Indicadores do corpo funcional	2015 (em unidades)	2014 (em unidades)
Número de empregados(as) no fim do período	1135	1134
Número de admissões durante o período	48	47
Número de desligamentos durante o período	45	44
Número de empregados(as) tercerizados(as)	1023	830
Número de estagiários(as)	67	28
Número de empregados(as) acima de 45 anos	439	439
Número de empregados por faixa etária:		
Menores de 18 anos	2	8
De 18 a 35 anos	468	474
De 36 a 45 anos	226	213
De 46 a 60 anos	419	422
Acima de 60 anos	20	17
Número de empregados por nível de escolaridade:		
Analfabetos	0	0
Com ensino fundamental	5	7
Com ensino médio/técnico	640	637
Com ensino superior	336	340
Pós-Graduados	154	150
Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	179 (15,8%)	171 (15,1%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	9,5%	9,3%
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	956 (84,2%)	963 (84,9%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	10,7%	11,1%
Número de negros(as) que trabalham na empresa	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que pertencem	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que pertencem
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que pertencem	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que pertencem
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	35	29
Diferença entre o menor salário pago pela empresa e o salário-mínimo (nacional ou regional)	1	1
Diferença entre o menor salário pago pela empresa e o salário-mínimo	1	1

6 – Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	2015	2014
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	20,4	20,3
Número total de acidentes de trabalho	Tractebel: 0 Prestadores de Serviços: 3	Tractebel: 3 Prestadores de Serviços: 13
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) Direção	( ) Direção
	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)

Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	( ) Todos(as) os(as) empregados(as)		( ) Todos(as) os(as) empregados(as)	
	(X) Todos(as) + CIPA		(X) Todos(as) + CIPA	
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) Não se envolve		( ) Não se envolve	
	(X) Segue as normas da OIT		(X) Segue as normas da OIT	
	( ) Incentiva e segue a OIT		( ) Incentiva e segue a OIT	
A previdência privada contempla:	( ) Direção		( ) Direção	
	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)		(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) Direção		( ) Direção	
	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)		(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) Não são considerados		( ) Não são considerados	
	( ) São sugeridos		( ) São sugeridos	
	(X) São exigidos		(X) São exigidos	
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) Não se envolve		( ) Não se envolve	
	(X) Apoia		(X) Apoia	
	( ) Organiza e incentiva		( ) Organiza e incentiva	
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	(0) Na empresa		(0) Na empresa	
	(N.A.) No Procon		(N.A.) No Procon	
	(0) Na Justiça		(0) Na Justiça	
Número de processos trabalhistas:				
Movidos contra a entidade	58		37	
Julgados procedentes (total ou parcialmente)	15		11	
Julgados improcedentes	37		25	
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da Justiça:	2.165.638,93		373.146,09	
Distribuição do Valor Adicionado	**em mil R$**	**% sobre total**	**em mil R$**	**% sobre total**
Governo	1.858.723	45,1	1.681.291	45,61
Colaboradores(as)	292.274	7,1	263.671	7,16
Acionistas	835.687	20,3	775.932	21,06
Terceiros	469.026	11,4	356.956	9,69
Retido	665.616	16,2	607.173	16,48
7 – Outras Infomações	**2015**		**2014**	
Consumo de água	7.260.548,46 m^3		6.163.417,0 m^3	
Consumo de energia elétrica	183,4 GWh		171,3 GWh	
Quantidade anual de resíduos gerados	1.927.805,53 ton		1.862.767,33 ton	
Quantidade anual de resíduos reciclados	1.926.079,86 ton		1.822.753,82 ton	

11.INFORMAÇÕES ADICIONAIS

11.1 Relatório de Sustentabilidade

Informações complementares e detalhamentos sobre os aspectos socioambientais da Companhia, bem como sobre questões relacionadas à geração de valor para os públicos de relacionamento, serão publicados no Relatório de Sustentabilidade da Tractebel Energia, a ser lançado no final do mês de abril de 2016.

11.2 Exploração do trabalho infantil, forçado e compulsório e política de combate à discriminação

A Tractebel Energia não admite, em hipótese alguma, a exploração do trabalho infantil, forçado ou compulsório e reserva-se o direito de não contratar serviços ou ter relacionamento comercial com entidades que adotem essa prática, assumindo ainda o compromisso de denunciar aos órgãos competentes os casos que por ventura vier a ter conhecimento.

A Tractebel Energia tem o respeito como um dos seus princípios éticos fundamentais. No que se refere aos direitos humanos, a Companhia está permanentemente atenta a situações sensíveis que possam comprometer a execução de suas atividades, como, por exemplo, o relacionamento com as populações remanejadas.

Ainda neste contexto, cada empregado da Tractebel Energia deve certificar-se de que não pratica qualquer discriminação por palavras ou atos, particularmente no que se refere à idade, gênero, origens étnicas, sociais ou culturais, religião, opiniões políticas ou sindicais, escolhas de vida pessoais, particularidades ou deficiências físicas.

Todos esses princípios e a conduta esperada de seus empregados, fornecedores e parceiros estão dispostos no Código de Ética da Tractebel Energia, amplamente divulgado a todos os públicos em seu website.

11.3 Prática do voluntariado

A Companhia é patrocinadora da Junior Achievement e do Instituto Voluntários em ação.

11.4 Identificação do responsável pelas informações sociais e forma de contato

O secretário do Comitê de Sustentabilidade é a pessoa responsável pelas informações sociais e o contato pode ser estabelecido por meio do e-mail: comite_de_sustentabilidade@tractebelenergia.com.br

11.5 Auditores Independentes

Conforme o disposto no artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel Energia, no exercício de 2015, contratou os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, KPMG Auditores Independentes (KPMG), para prestação de serviços de diagnósticos dos procedimentos fiscais, trabalhistas, previdenciários e contábeis, a fim de identificar os riscos associados a investimentos propostos pela Companhia.

Os honorários dos serviços contratados foram de R$ 334 mil, representando, portanto, 98,2% dos honorários totais referentes aos serviços de auditoria independente.

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

11.6 Declaração da Diretoria

A Diretoria declara, em atendimento ao artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução CVM 480/2009, que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Contábeis contidas neste Relatório e opiniões expressas no parecer dos Auditores Independentes referente às mesmas.

A Administração

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.739.008	1.287.464	2.396.854	1.604.731
Contas a receber de clientes	5	441.588	443.504	773.602	713.154
Dividendos a receber de controladas	33	208.777	239.115	-	-
Estoques	6	86.100	67.096	88.888	70.259
Créditos fiscais a recuperar	7	6.095	1.904	46.385	50.751
Combustível a reembolsar	8	144.249	343.221	144.249	343.221
Indenização de seguro a receber	34	7.618	216.426	7.618	216.426
Depósitos vinculados	9	6.187	55.133	19.713	104.260
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	32	488.802	27.538	778.227	30.144
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	10	23.991	-	26.064	-
Outros ativos circulantes		45.875	39.118	74.619	54.165
		3.198.290	**2.720.519**	**4.356.219**	**3.187.111**
Ativo não circulante mantido para venda	11	86.886	86.886	86.886	86.886
		3.285.176	**2.807.405**	**4.443.105**	**3.273.997**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Créditos fiscais a recuperar	7	34.457	42.710	46.763	84.056
Depósitos vinculados	9	10.160	40.330	158.139	156.013
Depósitos judiciais	12	130.020	115.380	132.480	117.144
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	32	-	38.430	130.240	63.595
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	10	163.388	-	197.079	-
Outros ativos não circulantes		12.175	28.008	51.994	60.188
		350.200	**264.858**	**716.695**	**480.996**
Investimentos	13	**3.719.135**	**2.599.777**	**-**	**-**
Imobilizado	14	**5.464.264**	**5.539.327**	**9.897.550**	**9.658.078**
Intangível	15	**17.262**	**10.993**	**243.323**	**196.516**
		9.550.861	**8.414.955**	**10.857.568**	**10.335.590**
TOTAL		**12.836.037**	**11.222.360**	**15.300.673**	**13.609.587**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	16	372.502	507.086	573.573	641.702
Dividendos e juros sobre o capital próprio	27	269.470	199.713	271.021	200.142
Empréstimos e financiamentos	17	1.553.004	297.730	1.712.490	454.321
Concessões a pagar	19	55.388	50.458	60.572	55.115
Imposto de renda e contribuição social a pagar	20	1.570	199.735	17.799	228.464
Outras obrigações fiscais e regulatórias	21	67.996	42.069	97.665	66.985
Provisão para remunerações e encargos	22	102.343	71.579	102.992	71.909
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	23	24.761	13.957	25.727	15.046
Obrigações com benefícios de aposentadoria	24	22.189	48.799	22.189	48.799
Outros passivos circulantes		39.563	48.754	104.636	160.639
		2.508.786	**1.479.880**	**2.988.664**	**1.943.122**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	17	664.522	1.644.768	2.353.268	3.435.085
Debêntures	18	180.947	162.884	180.947	162.884
Concessões a pagar	19	1.965.193	1.669.647	2.009.980	1.710.657
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	23	243.414	184.683	246.873	187.426
Obrigações com benefícios de aposentadoria	24	255.552	234.119	255.552	234.119
Imposto de renda e contribuição social diferidos	25	369.210	177.512	558.826	212.507
Outros passivos não circulantes		8.541	17.822	64.427	68.838
		3.687.379	**4.091.435**	**5.669.873**	**6.011.516**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	26				
Capital social		2.445.766	2.445.766	2.445.766	2.445.766
Reserva de capital		91.695	91.695	91.695	91.695
Reservas de lucros		2.833.116	2.417.713	2.833.116	2.417.713
Aumento de capital e dividendos adicionais propostos		499.986	172.081	499.986	172.081
Ajustes de avaliação patrimonial		769.309	523.790	769.309	523.790
		6.639.872	**5.651.045**	**6.639.872**	**5.651.045**
Participação de acionista não controlador		-	-	2.264	3.904
		6.639.872	**5.651.045**	**6.642.136**	**5.654.949**
TOTAL		**12.836.037**	**11.222.360**	**15.300.673**	**13.609.587**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	28	**4.049.469**	**4.429.368**	**6.512.037**	**6.472.496**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda		(428.242)	(303.015)	(1.782.558)	(1.276.026)
Transações no mercado de energia de curto prazo		(16.450)	(888.482)	(66.885)	(1.039.326)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão		(298.641)	(273.054)	(363.127)	(332.662)
Custo de produção de energia elétrica	29	(1.239.503)	(993.515)	(1.562.116)	(1.301.417)
Custo dos serviços prestados	29	(28.396)	(25.357)	(28.409)	(25.357)
		(2.011.232)	**(2.483.423)**	**(3.803.095)**	**(3.974.788)**
LUCRO BRUTO		**2.038.237**	**1.945.945**	**2.708.942**	**2.497.708**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	29	(9.962)	(10.361)	(17.461)	(17.212)
Despesas gerais e administrativas	29	(177.724)	(166.025)	(182.757)	(180.340)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas		(5.155)	2.745	(4.894)	2.792
		(192.841)	**(173.641)**	**(205.112)**	**(194.760)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	13	416.049	297.982	-	-
Amortização de ágio	13	(3.341)	(3.341)	-	-
		412.708	**294.641**		**-**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**2.258.104**	**2.066.945**	**2.503.830**	**2.302.948**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	30	211.719	162.145	280.830	206.410
Despesas financeiras	30	(609.771)	(393.764)	(751.428)	(552.709)
		(398.052)	**(231.619)**	**(470.598)**	**(346.299)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**1.860.052**	**1.835.326**	**2.033.232**	**1.956.649**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	31	(175.107)	(392.727)	(324.986)	(508.686)
Diferido	31	(184.553)	(60.231)	(206.943)	(64.858)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.500.392**	**1.382.368**	**1.501.303**	**1.383.105**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da Tractebel Energia		**1.500.392**	**1.382.368**	**1.500.392**	**1.382.368**
Acionista não controlador		**-**	**-**	**911**	**737**
		1.500.392	**1.382.368**	**1.501.303**	**1.383.105**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS		**2,2986**	**2,1178**	**2,3000**	**2,1189**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.500.392**	**1.382.368**	**1.501.303**	**1.383.105**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Remensuração das obrigações com benefícios de Aposentadoria	24	21.013	(69.884)	21.013	(69.884)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(7.145)	23.761	(7.145)	23.761
		13.868	**(46.123)**	**13.868**	**(46.123)**
- Serão reclassificados para o resultado					
Hedge de fluxo de caixa					
Ganhos não realizados originados no exercício		-	-	391.332	27.771
Imposto de renda e contribuição social diferidos		-	-	(133.054)	(9.442)
Ganhos realizados originados no exercício		-	-	13.647	-
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		271.925	18.329	-	-
	32	**271.925**	**18.329**	**271.925**	**18.329**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**1.786.185**	**1.354.574**	**1.787.096**	**1.355.311**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da Tractebel Energia		**1.786.185**	**1.354.574**	**1.786.185**	**1.354.574**
Acionista não controlador		**-**	**-**	**911**	**737**
		1.786.185	**1.354.574**	**1.787.096**	**1.355.311**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais)

				Reservas de lucros					Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Aumento de capital e dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação de acionista não controlador	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 01.01.2014		**2.445.766**	**91.695**	**489.153**	**62.294**	**1.220.337**	**461.788**	**-**	**527.416**	**62.924**	**5.361.373**	**3.238**	**5.364.611**
Dividendos adicionais de 2013 pagos		-	-	-	-	-	(461.788)	-	-	-	**(461.788)**	-	**(461.788)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.382.368	-	-	**1.382.368**	737	**1.383.105**
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	24	-	-	-	-	-	-	-	-	(46.123)	**(46.123)**	-	**(46.123)**
Hedge de fluxo de caixa de controladas	32	-	-	-	-	-	-	-	-	18.329	**18.329**	-	**18.329**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	38.756	(38.756)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:													
- Reserva de incentivos fiscais	26	-	-	-	11.679	-	-	(11.679)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares pagos	27	-	-	-	-	-	-	(380.114)	-	-	**(380.114)**	(71)	**(380.185)**
- Juros sobre o capital próprio creditados	27	-	-	-	-	-	-	(223.000)	-	-	**(223.000)**	-	**(223.000)**
- Dividendos adicionais propostos	27	-	-	-	-	-	172.081	(172.081)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de retenção de lucros	27	-	-	-	-	634.250	-	(634.250)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2014		**2.445.766**	**91.695**	**489.153**	**73.973**	**1.854.587**	**172.081**	**-**	**488.660**	**35.130**	**5.651.045**	**3.904**	**5.654.949**
Dividendos adicionais de 2014 pagos		-	-	-	-	-	(172.081)	-	-	-	**(172.081)**	-	**(172.081)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.500.392	-	-	**1.500.392**	911	**1.501.303**
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	24	-	-	-	-	-	-	-	-	13.868	**13.868**	-	**13.868**
Hedge de fluxo de caixa de controladas	32	-	-	-	-	-	-	-	-	271.925	**271.925**	-	**271.925**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	40.274	(40.274)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:													
- Reserva de incentivos fiscais	26	-	-	-	22.891	-	-	(22.891)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares pagos	27	-	-	-	-	-	-	(311.277)	-	-	**(311.277)**	(2.551)	**(313.828)**
- Juros sobre o capital próprio creditados	27	-	-	-	-	-	-	(314.000)	-	-	**(314.000)**	-	**(314.000)**
- Aumento de capital proposto	26	-	-	-	-	-	290.487	(290.487)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos adicionais propostos	27	-	-	-	-	-	209.499	(209.499)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de retenção de lucros	27	-	-	-	-	392.512	-	(392.512)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2015		**2.445.766**	**91.695**	**489.153**	**96.864**	**2.247.099**	**499.986**	**-**	**448.386**	**320.923**	**6.639.872**	**2.264**	**6.642.136**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO) PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.860.052	1.835.326	2.033.232	1.956.649
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(412.708)	(294.641)	-	-
Depreciação e amortização	393.360	383.517	600.425	592.125
Variação monetária e cambial	202.091	69.107	215.845	74.012
Juros	370.151	221.492	470.385	363.450
Constituição (Reversão) de provisões	54.677	(1.220)	54.193	(938)
Outros	24.061	2.227	24.209	2.408
Lucro ajustado	**2.491.684**	**2.215.808**	**3.398.289**	**2.987.706**
Redução (aumento) nos ativos				
Contas a receber de clientes	29.467	(50.395)	(54.660)	36.059
Estoques	(19.004)	(6.232)	(18.629)	(5.474)
Créditos fiscais a recuperar	(61.439)	(55.155)	(33.782)	(25.310)
Combustível a reembolsar	198.972	(203.620)	198.972	(203.620)
Indenização de seguro a receber	208.808	(216.426)	208.808	(216.426)
Depósitos vinculados e judiciais	51.547	(52.888)	45.203	(49.588)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	(187.379)	-	(223.143)	-
Outros ativos	(4.414)	(31.602)	(14.736)	(23.936)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(167.181)	238.233	(133.462)	164.810
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	156	(1.323)	(4.358)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	35.507	(4.802)	39.431	(1.011)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(11.980)	(33.439)	(11.980)	(33.439)
Outros passivos	2.441	(39.190)	3.669	(27.045)
Caixa gerado pelas operações	**2.567.029**	**1.760.448**	**3.402.657**	**2.598.368**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(338.674)	(590.886)	(477.035)	(666.441)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(197.216)	(110.145)	(347.010)	(255.024)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	**2.031.139**	**1.059.417**	**2.578.612**	**1.676.903**

Continua na próxima página

Continuação

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Atividades de investimento				
Dividendos recebidos de controladas	71.937	277.811	-	-
Aumento de capital em controladas	(476.325)	(246.125)	-	-
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes das empresas adquiridas	-	-	(26.200)	(235.294)
Aplicação no imobilizado	(270.255)	(204.862)	(723.222)	(340.862)
Aplicação no intangível	(11.698)	(2.795)	(29.509)	(12.064)
Caixa líquido das atividades de investimento	**(686.341)**	**(175.971)**	**(778.931)**	**(588.220)**
Atividades de financiamento				
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	93.113	1.218.966	137.995	1.220.376
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(263.017)	(633.060)	(413.681)	(781.914)
Parcelas de concessões pagas	(53.852)	(50.130)	(59.006)	(54.894)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	33.408	97	16.425	(11.795)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(702.906)	(1.081.325)	(704.335)	(1.081.325)
Outros	-	-	15.044	1.324
Caixa líquido das atividades de financiamento	**(893.254)**	**(545.452)**	**(1.007.558)**	**(708.228)**
Aumento de caixa e equivalentes de caixa	**451.544**	**337.994**	**792.123**	**380.455**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	1.287.464	949.470	1.604.731	1.224.276
Saldo final	1.739.008	1.287.464	2.396.854	1.604.731
Aumento de caixa e equivalentes de caixa	**451.544**	**337.994**	**792.123**	**380.455**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 36 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita bruta de vendas	4.518.289	4.881.550	7.229.293	7.122.723
Receita relativa à construção de usinas	-	-	509.577	75.838
Outros	39.220	19.463	39.481	19.493
	4.557.509	**4.901.013**	**7.778.351**	**7.218.054**
(-) Insumos				
Energia elétrica comprada para revenda	(428.242)	(303.015)	(1.782.558)	(1.276.026)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(16.450)	(888.482)	(66.885)	(1.039.326)
Encargos de uso de rede elétrica e conexão	(298.641)	(273.054)	(363.127)	(332.662)
Combustíveis para a produção de energia	(230.716)	(185.485)	(249.984)	(204.186)
Serviços de terceiros	(161.260)	(151.048)	(214.819)	(192.342)
Materiais	(36.423)	(30.564)	(41.124)	(34.979)
Seguros	(20.951)	(12.182)	(26.520)	(15.916)
(Constituição) Reversão de provisões e passivos	(54.677)	76.092	(54.193)	76.091
Gastos com a construção de usinas	-	-	(475.846)	(74.806)
Outros	(58.464)	(41.938)	(62.374)	(53.164)
	(1.305.824)	**(1.809.676)**	**(3.337.430)**	**(3.147.316)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.251.685**	**3.091.337**	**4.440.921**	**4.070.738**
Depreciação e amortização	(393.360)	(383.517)	(600.425)	(592.125)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**2.858.325**	**2.707.820**	**3.840.496**	**3.478.613**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	211.719	162.145	280.830	206.410
Resultado de participações societárias	412.708	294.641	-	-
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**3.482.752**	**3.164.606**	**4.121.326**	**3.685.023**

Continua na próxima página

Continuação

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2015	**%**	**31.12.2014**	**%**	**31.12.2015**	**%**	**31.12.2014**	**%**
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	183.915	5,3	165.086	5,2	187.929	4,6	170.093	4,6
Benefícios	61.012	1,8	53.723	1,7	61.766	1,5	54.577	1,5
Participação nos resultados	29.337	0,8	26.989	0,9	29.555	0,7	26.989	0,7
FGTS	12.433	0,4	11.622	0,4	13.024	0,3	12.012	0,3
	286.697	**8,3**	**257.420**	**8,2**	**292.274**	**7,1**	**263.671**	**7,1**
Do governo								
Impostos federais	815.367	23,3	896.338	28,4	1.233.268	29,9	1.213.609	33,0
Impostos estaduais	27.555	0,8	22.342	0,7	27.751	0,7	22.551	0,6
Impostos municipais	2.322	0,1	2.083	0,1	2.510	0,1	2.265	0,1
Encargos setoriais	198.396	5,7	185.879	5,9	231.408	5,6	217.369	5,9
Encargos sobre concessão a pagar	354.328	10,1	218.407	6,9	363.786	8,8	225.497	6,1
	1.397.968	**40,0**	**1.325.049**	**42,0**	**1.858.723**	**45,1**	**1.681.291**	**45,7**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	246.063	7,1	152.819	4,8	369.663	9,0	297.279	8,1
Juros e variações monetárias capitalizados	34.077	1,0	16.744	0,5	67.808	1,6	17.776	0,5
Aluguéis	9.218	0,3	10.022	0,3	14.643	0,4	14.656	0,4
Outras despesas financeiras	8.337	0,2	20.184	0,6	16.912	0,4	27.245	0,7
	297.695	**8,6**	**199.769**	**6,2**	**469.026**	**11,4**	**356.956**	**9,7**
Do capital próprio								
Reserva de incentivos fiscais	22.891	0,7	11.679	0,4	22.891	0,6	11.679	0,3
Aumento de capital proposto	290.487	8,3	-	-	290.487	7,0	-	-
Reserva de retenção de lucros	392.512	11,3	634.250	20,0	392.512	9,5	634.250	17,2
Realização do custo atribuído	(40.274)	(1,2)	(38.756)	(1,2)	(40.274)	(1,0)	(38.756)	(1,1)
Juros sobre o capital próprio	314.000	9,0	223.000	7,0	314.000	7,6	223.000	6,1
Dividendos	520.776	15,0	552.195	17,4	520.776	12,6	552.195	15,0
Acionista não controlador	-	-	-	-	911	-	737	-
	1.500.392	**43,1**	**1.382.368**	**43,6**	**1.501.303**	**36,4**	**1.383.105**	**37,5**
	3.482.752	**100,0**	**3.164.606**	**100,0**	**4.121.326**	**100,0**	**3.685.023**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Tractebel Energia S.A. ("Companhia", "Tractebel Energia" ou "TBLE") é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A área de atuação e principal atividade operacional da Companhia e de suas controladas é a geração e a comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

As ações da Companhia, sob o código TBLE3, estão listadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA. Ademais, a TBLE negocia *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código TBLEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. ("ENGIE LA"), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power PLC, empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

A TBLE é a maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil, responsável por aproximadamente 5,4%[11] da capacidade instalada do país. A capacidade instalada da Companhia, em 31.12.2015, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, é de 7.044,3 MW. Desse total, 78,9% são oriundas de fontes hidrelétricas, 15,9% de termelétricas e 5,2% de energias complementares (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH, fontes eólicas, geração à biomassa e solar). A energia assegurada para fins de comercialização, em 31.12.2015, é de 3.894,7 MW médios.

O parque gerador em operação da Companhia é composto por vinte e oito usinas, sendo nove hidrelétricas, oito termelétricas, destas, quatro a carvão, três à biomassa e uma a gás natural, três PCH, sete parques eólicos e uma solar fotovoltaica.

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no ano de 2015 estão sumarizados a seguir:

a) Obtenção de autorização das usinas do Complexo Eólico Santa Mônica

Em janeiro de 2015, a Aneel emitiu as resoluções autorizativas de implantação e exploração da Central Eólica Estrela S.A., da Central Eólica Cacimbas S.A., da Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. e da Central Eólica Ouro Verde SPE S.A., as quais constituem o Complexo Eólico Santa Mônica. O prazo das autorizações é de 30 anos a contar da data de publicação das mesmas.

[11] As informações não financeiras contidas nessas demonstrações contábeis como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são auditadas pelos auditores independentes.

b) Pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio do exercício de 2014

Em 17.03.2015, foram pagos os juros sobre o capital próprio do exercício de 2014. O montante bruto creditado foi de R$ 223.000, correspondentes a R$ 0,3416356453 por ação.

c) Alteração de nome do Grupo GDF SUEZ

Em 2015, a GDF SUEZ, controladora indireta da Companhia, alinhada ao processo de transição global na direção da descentralização, da descarbonização e da digitalização da energia, reestruturou-se mundialmente e anunciou a mudança do nome do Grupo para ENGIE.

d) Início da operação comercial do turbogerador 5 da UTE Ferrari

Em maio de 2015, a Aneel autorizou o início da operação comercial do turbogerador 5 da Usina Termelétrica Ferrari ("UTE Ferrari"), o que representa um acréscimo de 15 MW à capacidade instalada da Companhia. A UTE Ferrari passou a dispor de 80,5 MW de capacidade instalada e de 35,6 MW médios de capacidade comercial.

e) Entrada em operação comercial da Eólica Tubarão P&D

Ainda em maio de 2015, iniciou-se a operação comercial da Eólica Tubarão P&D, que está localizada no munícipio de Tubarão, no estado de Santa Catarina. O projeto é composto por 1 (um) aerogerador e tem capacidade instalada e comercial de 2,1 MW e 0,7 MW médio, respectivamente.

f) Pagamento de dividendos complementares

Em 29.05.2015, a Companhia pagou os dividendos complementares relativos ao exercício de 2014, no montante de R$ 172.081, correspondentes a R$ 0,2636276932 por ação.

g) Emissão da Licença de Instalação da UTE Pampa Sul

Em junho de 2015, o Ibama emitiu a Licença de Instalação para a Usina Termelétrica Pampa Sul ("UTE Pampa Sul"), localizada no município de Candiota, no estado do Rio Grande do Sul. O projeto UTE Pampa Sul foi aprovado como empreendimento prioritário para geração de energia pelo MME, e fornecerá energia elétrica para o mercado por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), contribuindo para a estabilidade do sistema energético.

h) Aquisição dos direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho

Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu, através de sua controlada direta Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. ("TBLP"), os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A, respectivamente, do Complexo Eólico Santo Agostinho, as quais são compostas por 11 (onze) Sociedades de Propósito Específico (SPE). Os parques estão localizados nos munícipios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte. Mais informações vide Nota 13 – Investimentos.

i) Comercialização de energia eólica em leilão da Aneel

A Companhia comercializou, em agosto de 2015, por meio do Complexo Eólico Santa Mônica, 46,0 MW médios no Leilão de Geração promovido pela Aneel, a um Índice de Custo Benefício (ICB) médio de R$ 181,49/MWh e Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) médio de R$ 6,96/MWh, resultando em um preço médio de venda de R$ 188,45/MWh, pelo prazo de 20 anos. A energia negociada no leilão terá início de suprimento em 01.01.2018.

Em novembro de 2015, a Companhia comercializou, através do Complexo Solar Fotovoltaico Assú, 9,2 MW médios no 2º Leilão de Energia de Reserva promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, sendo o início do suprimento em 01.11.2018.

j) Pagamento de dividendos intercalares

Em 25.09.2015, a Companhia pagou os dividendos intercalares com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30.06.2015, no montante de R$ 311.277, correspondentes a R$ 0,4768763081 por ação. Os referidos dividendos representam um *payout* de 55% do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2015.

k) Repactuação do risco hidrológico

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Mais informações vide Nota 10 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar.

2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Base de preparação

As demonstrações contábeis foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as seguintes demonstrações contábeis:

a.1) Demonstrações contábeis consolidadas

As demonstrações contábeis consolidadas, identificadas como "Consolidado", estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e, quando aplicável, as regulamentações do órgão regulador do setor elétrico brasileiro, a Aneel.

a.2) Demonstrações contábeis individuais

As demonstrações contábeis individuais da Tractebel Energia, identificadas como "Controladora", foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais estão integralmente consistentes com as normas IFRS.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, estão apresentadas em reais, que é a moeda funcional utilizada pela Companhia. As transações denominadas em moedas estrangeiras foram convertidas para reais pela taxa de câmbio da data de fechamento das demonstrações contábeis.

c) Segmento de negócios

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada pelos seus ativos ou comprada por meio de contratos de médio e longo prazo. Tal segmento concentrou 99,4% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2015 e 2014.

d) Demonstrações dos resultados de operações descontinuadas

Nos exercícios apresentados, a Companhia não teve descontinuidade em suas operações que demandassem a divulgação de resultado de operações descontinuadas.

e) Lucro líquido por ação – básico e diluído

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

f) Demonstrações dos Valores Adicionados (DVA)

Este demonstrativo não forma parte das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), sendo apresentado em atendimento às exigências do CPC e em consonância com o previsto na norma.

g) Uso de estimativas

Na elaboração das demonstrações contábeis é necessário que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Para apurar essas estimativas, a Administração utiliza as melhores informações disponíveis na data da preparação das demonstrações contábeis, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros.

As demonstrações contábeis incluem, portanto, estimativas relativas, principalmente, ao seguinte: (i) vida útil do ativo imobilizado, cuja referência é a estabelecida pela Aneel; (ii) provisões para cobrir riscos cíveis, fiscais e trabalhistas; (iii) definição das taxas de desconto utilizadas para cálculo do valor presente de ativos e passivos; (iv) premissas usadas para definição das taxas de descontos e da tábua de mortalidade para os cálculos das obrigações com benefícios de aposentadoria; (v) cálculo do valor justo dos instrumentos financeiros; e (vi) apuração do valor recuperável de ativos *(impairment*).

h) Aprovação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas na reunião do Conselho de Administração realizada em 23.02.2016.

i) Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da Tractebel Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Tractebel Energia. As empresas consolidadas com a Tractebel Energia são as que seguem:

	Investidora	Participação no capital (%) 31.12.2015	31.12.2014
Controladas integrais diretas			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. ("TBLC")	TBLE	99,99	99,99
Companhia Energética Estreito ("CEE")	TBLE	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")	TBLE	99,99	99,99
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. ("TBLP!)[12]	TBLE	99,99	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")	TBLE	99,99	99,99
Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense")[13]	TBLE	99,99	99,99
Operação em conjunto			
Itá Energética S.A. ("Itasa")	TBLE	48,75	48,75
Controladas indiretas			
Tupan Energia Elétrica Ltda. ("Tupan")	TBLP	99,99	99,99
Hidropower Energia S.A. ("Hidropower")	TBLP	99,99	99,99
Hidrelétrica Areia Branca S.A. ("Areia Branca")	TBLP	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")	TBLP	95,00	95,00
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	TBLP	99,99	99,99
Eólica Beberibe S.A. ("Beberibe")	TBLP	99,99	99,99
Eólica Pedra do Sal S.A. ("Pedra do Sal")	TBLP	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste S.A. ("EEN")[12]	TBLP	99,99	99,99
Central Eólica Trairí S.A. ("Trairí")	EEN	99,99	99,99
Central Eólica Guajiru S.A. ("Guajiru")	EEN	99,99	99,99
Central Eólica Fleixeiras I S.A. ("Fleixeiras I")	EEN	99,99	99,99
Central Eólica Mundaú S.A. ("Mundaú")	EEN	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")[12]	TBLP	99,99	99,99
Central Eólica Estrela S.A. ("Estrela")[14]	EEC	99,99	99,99
Central Eólica Cacimbas S.A. ("Cacimbas")	EEC	99,99	99,99
Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. ("Santa Mônica")	EEC	99,99	99,99
Central Eólica Ouro Verde SPE S.A. ("Ouro Verde")[15]	EEC	99,99	99,99
CLWP Brasil I Ltda. ("CLWP")[12] e controladas	TBLP	99,99	99,99
CLWP Brasil II Ltda. ("CLWP II")[12] e controladas	TBLP	99,99	99,99
CLWP Brasil III Ltda. ("CLWP III") e controladas[16]	TBLP	100,00	99,99
Santo Agostinho Participações Ltda. e parques eólicos Santo Agostinho	TBLP	99,99	99,99
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[12] e controladas	TBLP	99,99	-
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú")	TBLP	99,99	-
Fundos de investimentos			
Fundo de Investimento Energy Renda Fixa[17]	-	100	100

A Companhia concentra suas aplicações financeiras em um fundo de investimento exclusivo, o Fundo de Investimento Energy Renda Fixa, o qual está integralmente consolidado em suas demonstrações contábeis.

[12] *Holding*.
[13] Anteriormente denominada Épsilon Participações Ltda.
[14] Anteriormente denominada Central Eólica Trairí II Ltda.
[15] Anteriormente denominada Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II Ltda.
[16] A *Holding*, CLWP III, foi incorporada pela TBLP em 31.10.2015. Os parques eólicos anteriormente controlados pela CLWP III passaram a ser controladas pela TBLP.
[17] Fundo de investimento de renda fixa no qual participam a Tractebel Energia e suas controladas, administrado pela Votorantim Asset Management D.T.V.N. Ltda.

Os ativos, passivos, receitas e despesas da operação em conjunto Itasa são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia.

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, passivos, receitas e despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas entre as empresas consolidadas.

A controlada Ibitiúva é consolidada integralmente. A participação do acionista não controlador de 5% no capital social da mesma está apresentada de forma segregada no balanço patrimonial e nas demonstrações dos resultados e dos resultados abrangentes consolidados, com a denominação "Participação de acionista não controlador", "Lucro atribuído ao acionista não controlador" e "Resultado atribuído ao acionista não controlador", respectivamente.

3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas nas demonstrações contábeis da controladora e no consolidado foram aplicadas de forma consistente pela Companhia entre os exercícios sociais apresentados.

a) Instrumentos financeiros

a.1) Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e são compostos pelo caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor de mercado.

As aplicações financeiras são classificadas como equivalentes de caixa em função da intenção de resgate no curto prazo, estando registradas pelo custo de aquisição e mensuradas ao valor justo na data das demonstrações contábeis. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

a.2) Contas a receber

São registradas inicialmente pelo valor da venda ou cobrança e posteriormente pelo custo amortizado, deduzidas das provisões para crédito de liquidação duvidosa. Essas provisões são reconhecidas quando há expectativa de perda no valor recuperável e constituídas em montantes considerados suficientes para cobrir os prováveis riscos de perda.

a.3) Depósitos vinculados

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, são mensurados ao valor justo na data das demonstrações contábeis. As variações do valor justo são reconhecidas no resultado quando auferidas.

a.4) Empréstimos, financiamentos e debêntures

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva.

a.5) Concessões a pagar

São registradas inicialmente pelo valor presente das parcelas a pagar ao longo do prazo da concessão e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente das obrigações contratadas.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões são registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo. Durante a construção das usinas os juros e as variações monetárias são capitalizados no ativo imobilizado e, após a data da entrada em operação comercial, reconhecidos diretamente no resultado.

b) Instrumentos financeiros derivativos

São mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*), como *hedge* de fluxo de caixa.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações contratadas para proteção de suas exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e taxa de juros de dívidas, e compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*.

b.1) Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge*, a Companhia elabora documentação formal com a descrição dos objetivos e estratégias da gestão do risco coberto e da relação entre a transação objeto do *hedge* e o instrumento de *hedge* utilizado para a proteção esperada.

As operações de *hedge* da Companhia que se qualificam para a contabilidade de *hedge* são as seguintes:

b.1.1) *Hedge* de valor justo

Os *hedges* para a proteção das variações cambiais dos empréstimos em moeda estrangeira da Companhia são designados como "*Hedge* de valor justo". Nestas transações, os ganhos ou perdas resultantes da mensuração ao valor justo dos empréstimos e das operações de *hedge* são reconhecidos no resultado financeiro.

b.1.2) *Hedge* de fluxo de caixa

Os *hedges* para a proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros altamente prováveis de aquisição de bens e serviços para o ativo imobilizado são designados como "*Hedge* de fluxo de caixa". Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o ativo imobilizado quando o compromisso financeiro protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* é registrada no resultado do período.

c) Estoques

São avaliados pelo menor valor entre o custo médio ponderado de aquisição e o seu valor de realização.

d) Depósitos judiciais

São registrados inicialmente pelo montante depositado e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data das demonstrações contábeis, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

e) Ativo não circulante mantido para venda

É classificado como mantido para venda quando o seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de venda e não através do seu uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo estiver disponível para venda imediata em sua condição atual e sua venda for considerada altamente provável. Este ativo é mensurado pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo, líquido das despesas de venda, e apresentado de forma segregada no balanço patrimonial.

f) Investimentos

A Companhia detém investimentos em empresas controladas e uma operação em conjunto em entidade com personalidade jurídica própria.

f.1) Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos permanentes em controladas são aqueles em que a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade, e tem a capacidade de interferir nesses retornos por meio do poder que exerce sobre a entidade.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora, e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações contábeis consolidadas.

f.2) Investimentos em negócios em conjunto

Os negócios em conjunto são aqueles nos quais a Companhia e um ou mais investidores mantêm o controle compartilhado das atividades operacionais e financeiras da entidade. Podem ser classificados como operações em conjunto ou empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*), dependendo dos direitos e obrigações contratuais dos investidores.

Os ativos, passivos, receitas e despesas dos consórcios (entidades sem personalidade jurídica) sobre os quais a Companhia participa são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios. A participação na operação em conjunto na Itasa (entidade com personalidade jurídica) é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, passivos, receitas e despesas da citada operação em conjunto são reconhecidos de forma proporcional à participação no negócio.

f.3) Combinação de negócios e "Ágio" (Direito de concessão)

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo.

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido da sociedade adquirida é reconhecida no investimento como "ágio", cujo fundamento econômico está relacionado aos direitos pelo uso do bem público das empresas adquiridas.

g) Imobilizado

g.1) Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou construção. Os juros e demais encargos financeiros dos empréstimos, financiamentos e debêntures relacionados com as imobilizações em curso são computados como custo do respectivo imobilizado. Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis no Brasil, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído ao ativo.

Os custos dos ativos imobilizados são deduzidos das depreciações acumuladas e das provisões para redução ao valor recuperável do ativo (*impairment*), quando aplicável.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

No consolidado, a Companhia optou por reconhecer os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esta opção foi adotada devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e à equivalência entre os períodos dos referidos direitos e das vidas úteis dos ativos.

g.2) Depreciação

A depreciação dos ativos em plena operação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam a vida útil estimada dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão ou autorização das usinas. As taxas médias anuais de depreciação dos ativos da Companhia, considerando a mencionada limitação da vida útil, estão demonstradas na Nota 14 – Imobilizado.

h) Intangível

Os intangíveis são registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócio, reduzidos da amortização acumulada apurada pelo método linear. Estes intangíveis possuem vidas úteis definidas com base nos contratos comerciais ou de concessão e autorização.

i) Avaliação do valor de recuperação do imobilizado e intangível - *Impairment*

A Companhia avalia periodicamente os bens do ativo imobilizado e do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa ou intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

j) Provisões

São reconhecidas quando existe uma obrigação presente resultante de evento passado, na qual seja provável uma saída de recursos para a sua liquidação e que essa obrigação possa ser razoavelmente estimada. A atualização da provisão ao longo do tempo é reconhecida na despesa financeira.

Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco de perda possível e remoto não são provisionados, mas sim divulgados em nota explicativa, quando necessário.

k) Obrigações com benefícios de aposentadoria

São reconhecidas pelo valor presente dos compromissos estimados decorrentes dos planos de pensão com benefício de aposentadoria definido, líquido do montante dos ativos garantidores do plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método do Crédito Unitário Projetado. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumulados para o cômputo da obrigação estimada final.

Os efeitos das remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, são reconhecidos no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes".

l) Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

O imposto de renda e a contribuição social corrente são calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis.

O benefício fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferido são calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias - diferenças entre o valor contábil dos ativos e passivos e sua base fiscal -, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Estes tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo "não circulante", independente da expectativa de realização e exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

Os impostos e contribuições sociais correntes e diferidos são apresentados no ativo ou passivo, de forma líquida, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e há a intenção de quitação pelo valor líquido.

m) Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável. As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

n) Instrumento de patrimônio

Os instrumentos de patrimônio emitidos pela Companhia são reconhecidos no patrimônio líquido quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de sua emissão, quando aplicável.

o) Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo nas seguintes ocasiões: (i) dividendos intercalares - quando de sua aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) juros sobre o capital próprio - na data do crédito aos acionistas; e (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício - quando de sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Os créditos de juros sobre o capital próprio são inicialmente registrados em despesas financeiras para fins fiscais e, concomitantemente, revertidos dessa mesma rubrica contra o patrimônio líquido. A redução dos tributos por eles gerados é reconhecida no resultado do exercício quando do seu crédito.

A Companhia adota como prática contábil a divulgação dos dividendos recebidos de controladas na atividade de investimento nas "Demonstrações dos Fluxos de Caixa".

p) Ajuste a valor presente

Os ativos e passivos decorrentes de operações de longo prazo são ajustados a valor presente com base em taxas de juros de mercado na data da transação.

q) Transações entre partes relacionadas

As transações de compra e venda de energia, de prestação de serviços e de mútuo são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados. As mesmas são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

r) Reconhecimento da receita de venda de energia e serviços

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos e dos eventuais descontos e contribuições incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando: (i) é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluam para a Companhia; (ii) o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; (iii) os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; (iv) os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e (v) a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida.

s) Contratos de arrendamento (*leasing*)

Os arrendamentos da Companhia são avaliados como operacionais, sendo os valores contratados reconhecidos no resultado durante a vigência do contrato.

t) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, premissas ou condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

t.1) Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas de câmbio futuro e taxas de juros de longo prazo.

t.2) Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens - limitadas ao prazo da concessão ou autorização das suas usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando os mesmos são necessários.

t.3) Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para determinar se há evidência de que o montante dos ativos de longa duração pode não ser recuperável. Se tal evidência é identificada, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação dos ativos (*impairment*).

O processo de revisão da recuperação de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises. Em 31.12.2015, a Companhia, baseada em suas análises, identificou a necessidade de constituir provisão complementar para redução ao valor recuperável de alguns ativos de longa duração, no montante de R$ 10.298.

t.4) Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando as seguintes práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos dos planos de pensão são avaliados pelos seus valores de mercado na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser materialmente diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas.

t.5) Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas

São definidas com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da Administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

u) Revisão de normas e interpretações em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015

IAS 19/CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados: esclarece os requisitos relacionados à contabilização das contribuições de empregados ou terceiros para planos de benefícios definidos, dependendo do tempo dos serviços prestados. Esta revisão não resultou em impactos significativos nas demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2015.

v) Normas, alterações e interpretações que ainda não estão em vigor

A Companhia não adotou as seguintes normas, alterações e interpretações na preparação destas demonstrações contábeis e não pretende adotá-las de forma antecipada.

v.1) Vigentes a partir de 1º de janeiro de 2016

A Companhia não espera impactos significativos em suas demonstrações contábeis quando da aplicação das seguintes normas:

IAS 1/CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis: oferece orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade, o qual deve ser avaliado tanto para fins das informações a serem divulgadas, sejam elas requeridas ou não, quanto na ordenação das notas explicativas e no uso de critérios de agregação.

IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – Métodos aceitáveis de depreciação e amortização: traz esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização, restringindo os métodos baseados em receita.

IFRS 10/CPC 36 (R3), IFRS 12/CPC 45 e IAS 28/CPC 18 (R2) – Demonstrações consolidadas e Investimentos em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto: (i) trata de questões específicas no contexto da aplicação da exceção de consolidação para entidades de investimentos; e (ii) esclarece o tratamento da venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou *joint venture*, cujas exigências são aplicáveis independentemente da forma jurídica da operação.

IFRS 11/CPC 19 (R2) – Acordo contratual conjunto: requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3 – Combinação de negócios – aplique os princípios desse IFRS, e de outros pronunciamentos, exceto aqueles que conflitem com o IFRS 11 – Negócios em conjunto.

v.2) Vigentes a partir de 1º de janeiro de 2018

A Companhia está avaliando os efeitos que os pronunciamentos a seguir mencionadas terão em suas demonstrações contábeis.

IFRS 9 – Instrumentos financeiros: introduz novas exigências para a classificação, mensuração, *impairment*, contabilidade de *hedge* e reconhecimento de ativos e passivos financeiros.

IFRS 15 – Receita de contratos com clientes: estabelece princípios para o registro da receita provenientes de contratos com clientes e sua divulgação. Substituirá os pronunciamentos vigentes de reconhecimento de receita.

v.3) Vigentes a partir de 1º de janeiro de 2019

A Companhia está avaliando os impactos que as normas a seguir descritas terão em suas demonstrações contábeis.

IFRS 16 – Leasing: introduz exigências para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. A norma define um modelo único de contabilidade de leasing, exigindo que o arrendatário reconheça ativos e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do leasing tenha valor não significativo. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo continuar classificando os contratos de leasing como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

4 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Caixa e depósitos bancários à vista	**3.664**	**1.682**	**11.691**	**14.010**
Aplicações financeiras:				
Fundo de Investimento Exclusivo - Citibank				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	1.735.137	1.285.782	2.365.959	1.574.268
Operações lastreadas em debêntures	-	-	17.855	15.316
CDB e Fundos de Investimentos	207	-	1.349	1.137
	207	**-**	**19.204**	**16.453**
Total das aplicações financeiras	**1.735.344**	**1.285.782**	**2.385.163**	**1.590.721**
	1.739.008	**1.287.464**	**2.396.854**	**1.604.731**

As aplicações financeiras da Companhia são mantidas para o pagamento dos compromissos de caixa de curto prazo e estão estruturadas, substancialmente, através da concentração dos recursos no Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa (FIE), o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos.

As operações compromissadas realizadas no âmbito do FIE são transações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador, possuindo liquidez imediata, remuneração baseada na Selic e lastro em títulos públicos federais.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2015 e 2014 foi de 100,0% e 100,4% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários), respectivamente.

5 – CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Circulante				
Suprimento de energia elétrica				
Distribuidoras	297.273	284.272	385.568	399.257
Comercializadoras	121.815	129.380	34.483	17.883
Fornecimento de energia elétrica				
Consumidores livres	22.500	22.522	330.222	280.097
Transações realizadas na CCEE[18]	6.180	13.510	29.798	22.386
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(6.180)	(6.180)	(6.469)	(6.469)
	441.588	**443.504**	**773.602**	**713.154**

O prazo médio de recebimento dos valores relativos às faturas de venda de energia é de aproximadamente 30 dias, contados a partir do primeiro dia do mês subsequente à venda.

[18] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Vencidas até 30 dias	1.429	700	3.009	700
Vencidas a mais de 30 dias	7.411	6.936	8.886	8.366
	8.840	**7.636**	**11.895**	**9.066**

A Companhia constituiu provisão para devedores duvidosos sobre os valores a receber vencidos para os quais o risco de perda na sua recuperação é provável.

Além das provisões acima mencionadas, a Companhia possui valores a receber relativos à transações realizadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, entre os anos de 2000 a 2002, para os quais mantém provisão para crédito de liquidação duvidosa integral. As naturezas e os valores das referidas transações são as seguintes:

(i) R$ 110.598 - corresponde a créditos oriundos de transações realizadas no MAE, no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, que não foram recebidos em função de determinados agentes devedores terem ingressado com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A provisão foi constituída em virtude das dúvidas quanto ao recebimento dos valores relativos às referidas transações.

(ii) R$ 12.388 - refere-se, substancialmente, a débitos de agentes inadimplentes na primeira liquidação financeira feita pelo MAE, em 30.12.2002, relativa às transações realizadas no âmbito daquele mercado. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais a longa data. Contudo, em razão das incertezas quanto ao recebimento, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

6 – ESTOQUES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Almoxarifado	50.234	37.982	52.416	39.614
Insumos para produção de energia	34.394	25.218	34.937	26.555
Adiantamentos a fornecedores	52	2.329	52	2.329
Outros	1.420	1.567	1.483	1.761
	86.100	**67.096**	**88.888**	**70.259**

7 – CRÉDITOS FISCAIS A RECUPERAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Circulante				
PIS[19] e Cofins[20]	-	-	40.289	48.841
ICMS[21]	6.095	1.610	6.096	1.615
INSS[22]	-	294	-	295
	6.095	**1.904**	**46.385**	**50.751**
Não circulante				
PIS e Cofins	-	17.951	12.096	59.076
ICMS	28.169	18.471	28.379	18.691
INSS	6.288	6.288	6.288	6.289
	34.457	**42.710**	**46.763**	**84.056**

Os saldos de PIS e Cofins a compensar referem-se substancialmente a créditos decorrentes das aquisições de máquinas e equipamentos e de gastos com a construção de edificações para a implantação de empreendimentos de geração de energia.

8 – COMBUSTÍVEL A REEMBOLSAR

	Controladora e Consolidado	
Competências	31.12.2015	31.12.2014
Dezembro de 2015	69.662	-
Novembro de 2015	74.587	-
Dezembro de 2014	-	61.081
Novembro de 2014	-	64.100
Outubro de 2014	-	66.365
Setembro de 2014	-	72.693
Agosto de 2014	-	78.982
	144.249	343.221

Esta rubrica registra os valores a receber da Eletrobras decorrentes do reembolso do combustível comprado para consumo nas usinas termelétricas da Companhia. Estas aquisições são pagas pela Eletrobras com os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que tem como uma de suas finalidades a garantia da competitividade da energia produzida a partir de fontes movidas a carvão mineral nacional. Os reembolsos normalmente são realizados após a apresentação dos comprovantes de pagamento aos fornecedores.

As competências de dezembro de 2015 e 2014 foram pagas às carboníferas em janeiro do ano subsequente, tendo sido reembolsadas pela Eletrobras após os pagamentos.

[19] Programa de Integração Social.
[20] Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
[21] Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços de Comunicação e Transporte.
[22] Instituto Nacional do Seguro Social.

9 – DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Garantias de financiamento	3.546	34.471	146.766	145.965
Garantias de contratos de venda de energia	3.894	-	11.287	-
Garantias de compromissos contratuais	-	-	6.056	48.475
Depósitos para reinvestimento	2.083	1.661	2.083	1.661
Garantias de posição devedora na CCEE	210	53.472	287	54.124
Outros	6.614	5.859	11.373	10.048
	16.347	**95.463**	**177.852**	**260.273**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	6.187	55.133	19.713	104.260
Ativo não circulante	10.160	40.330	158.139	156.013
	16.347	**95.463**	**177.852**	**260.273**

10 – REPACTUAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO A APROPRIAR

a) Composição

	31.12.2015	
	Controladora	Consolidado
UHE Cana Brava	41.855	41.855
UHE Itá	53.745	53.745
UHE Machadinho	13.443	13.443
UHE Ponte de Pedra	25.759	25.759
UHE Salto Santiago	32.009	32.009
UHE São Salvador	20.568	20.568
UHE Estreito	-	35.764
	187.379	**223.143**
Classificação no balanço patrimonial		
Ativo circulante	23.991	26.064
Ativo não circulante	163.388	197.079
	187.379	**223.143**

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como condição para a adesão ao referido Acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impeça a aplicação direta do mecanismo do GSF.

As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que será compensado com os prêmios de risco calculados a valor presente devidos pela Companhia.

	Controladora	Consolidado
Reconhecimento da repactuação do risco hidrológico	211.370	249.207
Amortização do prêmio de risco	(23.991)	(26.064)
Saldos em 31.12.2015	**187.379**	**223.143**

b) Expectativa de realização do ativo não circulante

	Controladora	Consolidado
2017	23.991	26.064
2018	23.076	25.149
2019	13.016	15.090
2020	13.016	15.090
2021	13.016	15.090
2022 a 2026	51.304	61.670
2027 a 2031	24.479	34.845
2032 em diante	1.490	4.081
	163.388	**197.079**

11 – ATIVO NÃO CIRCULANTE MANTIDO PARA VENDA

Esta rubrica registra os bens do empreendimento termelétrico Jacuí recebidos em decorrência de sentença favorável à Companhia, em 2014, em ação de execução movida contra a Elétrica Jacuí Ltda. ("Eleja") para a cobrança de valores a receber decorrentes da venda de Jacuí, os quais tinham sido concedidos em garantia do crédito.

Após a posse dos bens, a Administração da Companhia iniciou um processo de identificação de potenciais interessados na aquisição dos ativos. Em função do atual estágio em que se encontra o processo de venda dos ativos, a Companhia o mantém registrado no grupo "Ativo não circulante mantido para venda", pelo seu valor contábil de R$ 86.886.

A avaliação dos ativos que cabem à Companhia, apresentada pelo perito judicial, totaliza o montante de R$ 114.981. Tendo em vista que a dívida, incluindo multas e encargos, excede o valor da avaliação pericial, a Companhia solicitou reforço de penhora, o qual ainda aguarda decisão judicial.

O referido ativo não circulante mantido para a venda corresponde somente aos bens integrantes do ativo imobilizado recebido pela Companhia, não havendo outros ativos, passivos e resultados de valores expressivos que estejam relacionados com a mencionada transação.

Em maio de 2015, a Companhia firmou um acordo de exclusividade de 8 (oito) meses com um potencial interessado em adquirir os ativos para que a empresa realize os estudos de engenharia, ambiental e licenciamentos legais a fim de avaliar o empreendimento e decidir acerca da aquisição dos ativos. Tal acordo expirou em janeiro de 2016 e não houve êxito na negociação. Dessa forma, a Companhia seguirá o processo de identificação de potenciais interessados nos ativos.

12 – DEPÓSITOS JUDICIAIS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Fiscais e previdenciárias	110.740	99.207	111.393	99.785
Cíveis	13.819	11.094	15.485	12.161
Trabalhistas	5.461	5.079	5.602	5.198
	130.020	**115.380**	**132.480**	**117.144**

Do montante total dos depósitos de natureza fiscal registrados em 31.12.2015, R$ 56.779 (R$ 50.220 em 31.12.2014), na controladora e no consolidado, correspondem a depósitos vinculados a processo transitado em julgado em favor da Companhia, em junho de 2012, em ação que requeria a manutenção da sistemática de não cumulatividade para a apuração de PIS e Cofins sobre as receitas decorrentes de contratos com "preços predeterminados". A Companhia está aguardando o desfecho de uma contestação apresentada pela União Federal para efetivar o levantamento dos referidos depósitos.

Os demais valores depositados estão vinculados a processos que tramitam nas esferas judiciais e administrativas, dos quais, R$ 18.234, em 31.12.2015 (R$ 12.652 em 31.12.2014), estão diretamente relacionados a provisões de risco provável reconhecidas como provisão, no passivo da Companhia.

b) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2014	**105.211**	**106.854**
Adições	5.794	6.280
Atualizações	11.134	11.276
Baixas e resgates	(6.759)	(7.266)
Saldos em 31.12.2014	**115.380**	**117.144**
Adições	4.784	5.217
Atualizações	14.951	15.237
Baixas e resgates	(5.095)	(5.118)
Saldos em 31.12.2015	**130.020**	**132.480**

13 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014
Participações societárias permanentes:		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial		
Equivalência patrimonial	3.645.624	2.522.925
"Ágio" (Direito de concessão)	73.511	76.852
	3.719.135	**2.599.777**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Itasa	CEE	Lages	TBLC	TBLP	Pampa	Total
Saldos em 01.01.2014	**323.129**	**1.002.589**	**59.198**	**130.662**	**819.344**	**1.151**	**2.336.073**
Aumento de capital	-	-	-	-	245.755	370	**246.125**
Equivalência patrimonial	2.024	5.366	7.163	201.772	81.668	(11)	**297.982**
Dividendos	(23.511)	(1.274)	(22.565)	(328.234)	-	-	**(375.584)**
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	5.355	12.974	**18.329**
Saldos em 31.12.2014	**301.642**	**1.006.681**	**43.796**	**4.200**	**1.152.122**	**14.484**	**2.522.925**
Aumento de capital	-	-	-	-	328.736	147.589	**476.325**
Equivalência patrimonial	6.898	45.055	7.844	229.644	120.309	6.299	**416.049**
Dividendos	(23.055)	(10.701)	(7.844)	-	-	-	**(41.600)**
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	77.907	194.018	**271.925**
Saldos em 31.12.2015	**285.485**	**1.041.035**	**43.796**	**233.844**	**1.679.074**	**362.390**	**3.645.624**

b.1) Informações sobre as controladas diretas relativas ao exercício findo em 31.12.2015

	Itasa	CEE	Lages	TBLC	TBLP	Pampa
Participação (%)	**48,75**	**99,99**	**99,99**	**99,99**	**99,99**	**99,99**
Capital social	510.135	920.380	30.530	4.200	1.353.270	148.805
Ativo	621.233	2.526.871	65.180	702.088	2.421.417	457.661
Passivo	35.623	1.485.836	21.384	468.244	755.128	101.834
Patrimônio líquido	585.610	1.041.035	43.796	233.844	1.666.289	355.827
Receita líquida	157.469	430.903	48.341	3.352.018	266.943	-
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício	14.150	45.055	7.844	229.644	106.171	(264)
Juros de capital de terceiros capitalizados	-	-	-	-	15.049	6.563
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	83.262	206.992

A participação do acionista não controlador da Ibitiúva no patrimônio líquido e lucro líquido da TBLP acima apresentado é de R$ 2.264 e R$ 911, respectivamente.

A Tractebel Energia captou recursos por meio de empréstimos para aplicação na construção da UTE Pampa Sul e dos Complexos Eólicos Campo Largo e Santa Mônica. Os juros sobre os empréstimos tomados na Tractebel Energia para aplicação em construção de usinas de controladas foram capitalizados nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecidos na equivalência patrimonial das controladas TBLP e Pampa Sul, nos montantes de R$ 15.049 e R$ 6.563, respectivamente, em 31.12.2015.

c) "Ágio" (Direito de concessão) - Controladora

Nesta rubrica são registrados os "ágios" (direitos de concessão) pagos na aquisição das controladas, os quais têm como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica. Estes ágios foram definidos com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa, obtidas através de avaliações econômico-financeiras.

Em 31.12.2015 está reconhecido nesta rubrica o "ágio" (direito de concessão) pago na aquisição da controlada CEE, no montante de R$ 73.511 (R$ 76.852 em 31.12.2014). Este ativo está sendo amortizado de forma linear pelo prazo do contrato de concessão da controlada, visto que os benefícios econômicos decorrentes das aquisições desses investimentos ocorrerão ao longo desse prazo. Em 2015 e 2014, o montante amortizado foi de R$ 3.341.

d) Informações sobre as controladas diretas

d.1) Itá Energética S.A. ("Itasa") - operação em conjunto

A Tractebel Energia e a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) mantêm uma operação em conjunto na Itasa, ambas com participação equivalente a 48,75% do capital votante e integralizado da sociedade.

A Itasa e a Tractebel Energia são as detentoras dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai (SC/RS), através de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a Tractebel Energia com 39,5%. A Usina tem energia assegurada de 720 MW médios, dos quais, nos termos do Contrato de Consórcio, a Itasa tem direito a 404,1 MW médios e a Tractebel Energia 315,9 MW médios. A Tractebel, direta e indiretamente, através da Itasa, tem direito a 544,2 MW médios da energia assegurada do empreendimento.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da Tractebel Energia na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que a mesma possui personalidade jurídica própria.

BALANÇO PATRIMONIAL	31.12.2015	31.12.2014
ATIVO		
Ativo circulante	56.004	52.449
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	30.659	32.335
Imobilizado	534.562	568.876
Intangível	8	6
TOTAL DO ATIVO	**621.233**	**653.666**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	33.453	32.761
Passivo não circulante	2.170	2.152
Patrimônio líquido	585.610	618.753
TOTAL DO PASSIVO	**621.233**	**653.666**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	31.12.2015	31.12.2014
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**157.469**	**136.605**
CUSTOS DA ENERGIA VENDIDA	**(135.479)**	**(129.259)**
LUCRO BRUTO	**21.990**	**7.346**
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS		
Despesas gerais e administrativas	(3.378)	(3.988)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(142)	45
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**18.470**	**3.403**
Resultado financeiro	**2.794**	**2.956**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**21.264**	**6.359**
Imposto de renda e contribuição social	(7.114)	(2.207)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**14.150**	**4.152**

d.2) Companhia Energética Estreito ("CEE")

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia ("Ceste"), criado para a implantação e exploração da Usina Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA). As demais consorciadas são: a Companhia Vale do Rio Doce, a Estreito Energia S.A. (Grupo Alcoa) e a Intercement Brasil S.A. (Grupo Camargo Corrêa), com participações de 30,00%, 25,49% e 4,44%, respectivamente. A liderança do consórcio cabe à CEE. A energia assegurada da usina é de 641,1 MW médios, sendo 256,9 MW médios pertencentes à CEE.

d.3) Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")

A Lages é uma termelétrica, localizada no município de Lages (SC), que utiliza um turbo gerador a vapor de 28 MW que consome resíduos de madeira como combustível. A Usina detém o registro no Comitê Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) para negociar créditos de carbono, por utilizar resíduos de madeira na cogeração de energia elétrica.

d.4) Tractebel Energia Comercializadora Ltda. ("TBLC")

A TBLC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulada, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. As vendas no ambiente de comercialização livre da Companhia normalmente são realizadas através da TBLC.

d.5) Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")

A Pampa Sul é detentora da Usina Termelétrica Pampa Sul, que será implantada no município de Candiota (RS), e terá capacidade instalada de 340 MW. Em novembro de 2014, a Pampa Sul comercializou, através de leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos, a serem entregues a partir de 1º de janeiro de 2019. A construção da Usina teve início em 2015 e a operação comercial está prevista para ser iniciada em janeiro de 2019. O custo de construção da usina está previsto em R$ 1.800.000.

d.6) Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. ("TBLP")

A TBLP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia. A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da TBLP, relativas ao exercício findo em 31.12.2015.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Outros resultados abrangentes	Participação no capital (%)
Tupan	80.379	109.993	29.614	80.379	20.161	15.625	-	99,99
Hidropower	33.393	78.216	27.447	50.769	16.115	10.715	-	99,99
Areia Branca	84.160	129.096	45.293	83.803	14.807	3.342	-	99,99
Ibitiúva	36.576	115.915	70.629	45.286	28.024	18.208	-	95,00
Ferrari	87.640	225.222	86.394	138.828	44.309	27.596	-	99,99
Beberibe	60.230	140.919	75.019	65.900	28.015	11.806	-	99,99
Pedra do Sal	33.133	88.321	50.506	37.815	20.862	8.590	-	99,99
EEN	185.043	566.802	335.329	231.473	94.650	30.630	-	99,99
EEC	214.445	235.602	21.941	213.661	-	(669)	-	99,99
CECL[23]	98.393	224.668	43.230	181.438	-	421	83.633	99,99
Outros	170	10	371	(361)	-	(140)	(371)	99,99

Os efeitos no ativo consolidado da TBLP, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 425.991 (R$ 414.372 em 31.12.2014).

- Energias Eólicas do Nordeste S.A. ("EEN")

A EEN é uma *holding* constituída para concentrar os investimentos nas SPE que detêm os projetos eólicos localizados no município de Trairi, estado do Ceará. A seguir algumas informações financeiras das controladas da EEN, referentes ao exercício findo em 31.12.2015.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação no capital (%)
Trairí	36.554	115.712	71.898	43.814	20.954	6.030	99,99
Guajiru	40.068	136.444	85.192	51.252	27.438	10.255	99,99
Fleixeiras I	43.391	138.161	87.782	50.379	24.169	7.287	99,99
Mundaú	52.128	136.967	79.125	57.842	22.089	6.075	99,99

Os efeitos no ativo consolidado da EEN, resultantes da alocação do valor justo dos direitos das autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 11.524 (R$ 12.108 em 31.12.2014).

- Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")

A EEC é uma *holding* constituída para concentrar os investimentos nas SPE que compõem os parques eólicos do Complexo Eólico Santa Mônica, no estado do Ceará. A seguir algumas informações financeiras relativas ao exercício findo em 31.12.2015 das controladas da EEC.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Prejuízo	Participação no capital (%)
Estrela	71.794	71.550	253	71.297	(157)	99,99
Cacimbas	46.280	45.915	138	45.777	(152)	99,99
Santa Mônica	47.007	46.898	109	46.789	(110)	99,99
Ouro Verde	43.158	64.339	21.393	42.946	(215)	99,99

[23] Complexo Eólico Campo Largo.

Os efeitos no ativo consolidado da EEC, resultantes da alocação do valor justo dos direitos das autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 6.564 em 31.12.2015 e 31.12.2014.

Os quatro parques eólicos têm capacidade comercial total de 48,7 MW médios. A construção dos parques foi iniciada em 2014 e está prevista para ser concluída em 2016. O custo de construção está estimado em R$ 460.000. A energia da usina foi comercializada por meio de leilão promovido pela Aneel em agosto de 2015, a um preço médio de venda de R$ 188,45/MWh, pelo prazo de 20 anos. O início do fornecimento ocorrerá em 01.01.2018.

- Complexo Eólico Campo Largo ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica totalizando um potencial aproximado de desenvolvimento de 630 MW, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no estado da Bahia, que serão desenvolvidos em etapas.

O Complexo é composto por 22 (vinte e duas) SPE, as quais foram adquiridas entre os anos de 2013 e 2014. O montante total da aquisição, já contemplando eventuais ajustes do preço final, foi de R$ 87.801, dos quais R$ 81.392 correspondem ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos.

Em Leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014, o CECL comercializou 82,6 MW médios, pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de janeiro de 2019, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW. Outros cinco parques eólicos do Complexo, com capacidade instalada total de 148,5 MW (aproximadamente 70 MW médios), serão desenvolvidos nessa etapa do projeto. Os onze parques demandarão um investimento total de cerca de R$ 1.813.000.

- Complexo Eólico Santo Agostinho ("CESA")

Em agosto de 2014, a TBLP adquiriu os direitos de desenvolvimento do CESA, localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte, o qual é composto por 24 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de 600 MW de capacidade instalada.

O valor máximo de aquisição será de R$ 54.000, composto por um montante fixo de R$ 39.000 e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15.000, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato.

Em 31.12.2015, a Companhia havia finalizado o processo de aquisição de 1 *holding* e 19 SPE, as quais foram transferidas para seu controle. A mais valia do negócio adquirido, no valor de R$ 45.872, corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos, tendo sido alocada integralmente no ativo intangível.

- Projeto Assú

Em novembro de 2015, a TBLP assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de duas usinas fotovoltaicas, com prazo de exercício até 11 de junho de 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a TBLP, por meio de sua controlada Assú V, a qual desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva – LER promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220.000.

14 – IMOBILIZADO

a) Composição

		Controladora			
		31.12.2015			31.12.2014
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	2,8%	5.076.288	(2.744.324)	2.331.964	2.466.257
Edificações e benfeitorias	3,0%	1.465.967	(859.137)	606.830	642.132
Máquinas e equipamentos	3,9%	6.246.069	(3.958.838)	2.287.231	2.110.667
Móveis e utensílios	6,3%	9.590	(4.899)	4.691	4.686
Veículos	14,3%	2.978	(1.921)	1.057	1.237
Obrigações especiais		(12.420)	-	(12.420)	(12.902)
		12.788.472	**(7.569.119)**	**5.219.353**	**5.212.077**
Em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		1.347	-	1.347	871
Edificações e benfeitorias		2.811	-	2.811	11.683
Máquinas e equipamentos		184.333	-	184.333	234.788
Adiantamento a fornecedores		27.890	-	27.890	51.286
Aquisições a ratear		28.530	-	28.530	28.622
		244.911	**-**	**244.911**	**327.250**
		13.033.383	**(7.569.119)**	**5.464.264**	**5.539.327**

	Taxa média de depreciação	Consolidado 31.12.2015 Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	31.12.2014 Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	3,1%	7.113.804	(3.129.863)	3.983.941	4.197.039
Edificações e benfeitorias	3,2%	1.780.798	(948.278)	832.520	869.242
Máquinas e equipamentos	4,0%	8.860.214	(4.516.198)	4.344.016	4.195.582
Móveis e utensílios	6,3%	10.329	(5.196)	5.133	5.108
Veículos	14,3%	4.314	(2.607)	1.707	2.015
Obrigações especiais		(12.545)	-	(12.545)	(13.026)
		17.756.914	**(8.602.142)**	**9.154.772**	**9.255.960**
Em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		15.800	-	15.800	1.604
Edificações e benfeitorias		22.277	-	22.277	19.644
Máquinas e equipamentos		198.094	-	198.094	254.592
Adiantamento a fornecedores		399.818	-	399.818	88.285
Aquisições a ratear		106.789	-	106.789	37.993
		742.778	**-**	**742.778**	**402.118**
		18.499.692	**(8.602.142)**	**9.897.550**	**9.658.078**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 01.01.2014	**2.611.608**	**682.232**	**2.241.689**	**5.361**	**186.162**	**(13.087)**	**5.713.965**
Ingressos	-	-	-	-	191.454	185	191.639
Juros capitalizados	-	-	-	-	16.744	-	16.744
Transferências	(7.991)	797	72.992	1.312	(67.110)	-	-
Baixas	-	(78)	(2.084)	(65)	-	-	(2.227)
Depreciação	(137.360)	(40.819)	(201.930)	(685)	-	-	(380.794)
Saldos em 31.12.2014	**2.466.257**	**642.132**	**2.110.667**	**5.923**	**327.250**	**(12.902)**	**5.539.327**
Ingressos	-	-	-	-	302.370	482	302.852
Juros e variação monetária capitalizados	-	-	-	-	34.077	-	34.077
Impairment	-	-	(10.298)	-	-	-	(10.298)
Transferências	2.579	5.643	410.032	532	(418.786)	-	-
Baixas	-	-	(13.758)	(5)	-	-	(13.763)
Depreciação	(136.872)	(40.945)	(209.412)	(702)	-	-	(387.931)
Saldos em 31.12.2015	**2.331.964**	**606.830**	**2.287.231**	**5.748**	**244.911**	**(12.420)**	**5.464.264**

	Consolidado						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 01.01.2014	**4.413.281**	**891.687**	**4.095.603**	**6.443**	**314.425**	**(13.212)**	**9.708.227**
Ingressos	-	-	-	-	292.737	186	292.923
Aquisição Ferrari	-	7.463	60.422	137	13.251	-	81.273
Mais valia de ativos adquiridos	-	15.198	120.326	-	-	-	135.524
Juros capitalizados	-	-	-	-	17.776	-	17.776
Transferências	(1.067)	8.350	228.948	1.483	(236.071)	-	1.643
Baixas	-	(78)	(2.264)	(66)	-	-	(2.408)
Depreciação	(215.175)	(53.378)	(307.453)	(874)	-	-	(576.880)
Saldos em 31.12.2014	**4.197.039**	**869.242**	**4.195.582**	**7.123**	**402.118**	**(13.026)**	**9.658.078**
Ingressos	-	-	-	-	783.958	481	784.439
Juros e variação monetária capitalizados	-	-	-	-	67.808	-	67.808
Impairment	-	-	(10.298)	-	-	-	(10.298)
Transferências	2.675	16.239	491.270	619	(511.106)	-	(303)
Baixas	-	-	(13.906)	(5)	-	-	(13.911)
Depreciação	(215.773)	(52.961)	(318.632)	(897)	-	-	(588.263)
Saldos em 31.12.2015	**3.983.941**	**832.520**	**4.344.016**	**6.840**	**742.778**	**(12.545)**	**9.897.550**

c) Composição do imobilizado em serviço, por grupo de usinas

	Controladora				
	31.12.2015				31.12.2014
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	2,9%	10.001.131	(5.270.756)	4.730.375	4.752.175
Termelétricas	5,4%	2.787.341	(2.298.363)	488.978	459.902
		12.788.472	**(7.569.119)**	**5.219.353**	**5.212.077**

	Consolidado				
	31.12.2015				31.12.2014
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,1%	13.554.480	(5.974.989)	7.579.491	7.731.864
Termelétricas	5,4%	2.787.341	(2.298.363)	488.978	459.902
PCH	4,3%	301.256	(91.312)	209.944	222.707
Biomassa	4,3%	375.747	(112.348)	263.399	192.583
Eólicas	4,5%	738.090	(125.130)	612.960	648.904
		17.756.914	**(8.602.142)**	**9.154.772**	**9.255.960**

d) Depreciação

As taxas de depreciação estabelecidas pela Aneel, que correspondem à vida útil estimada dos bens, para os principais grupos de ativos que compõem os parques geradores da Companhia, são as seguintes:

	Depreciação (% a.a.)	Vida útil média (anos)
Reservatórios e barragens	2,0	50
Edificações e benfeitorias	3,3	30
Geradores	3,3	30
Caldeiras	4,0	25
Turbinas hidráulicas	2,5	40
Casas de força	2,0	50
Turbinas eólicas (aerogeradores)	5,0	20
Equipamentos gerais	6,3	16

O montante dos itens totalmente depreciados em 31.12.2015 e 31.12.2014 são os seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Reservatórios, barragens e adutoras	231.535	132.507	231.535	132.507
Edificações e benfeitorias	105.858	105.249	105.858	105.249
Máquinas e equipamentos	812.968	759.175	813.771	759.316
Móveis e utensílios	1.170	1.000	1.314	1.000
Veículos	680	690	1.098	939
	1.152.211	**998.621**	**1.153.576**	**999.011**

- Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas

A Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há total garantia de indenização pelo Poder Concedente, do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos, ao final de seus prazos da concessão e da autorização.

Dessa forma, a Companhia, deprecia estes ativos com base nas taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão ou da autorização, embora a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação das mesmas.

Ainda segundo interpretação da referida legislação, os investimentos adicionais realizados para garantir a continuidade e a atualidade do serviço concedido serão indenizados pelo Poder Concedente ao final do prazo das concessões e das autorizações. Em consequência, esses ativos são depreciados de acordo com as vidas úteis estabelecidas pela Aneel.

e) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da primeira adoção das normas internacionais (IFRS) e das normas estabelecidas pelo CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado de suas usinas, cujos valores contábeis se apresentavam substancialmente diferentes dos seus valores justos.

O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferido, teve como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A depreciação e baixas do referido ajuste nos ativos não resulta em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

Os saldos do imobilizado, em 31.12.2015 e 31.12.2014, contemplam o ajuste a valor justo, líquido de depreciação e de baixas, nos montantes de R$ 679.372 e R$ 740.393, respectivamente. A depreciação e as baixas sobre os ajustes ao valor justo no exercício findo em 31.12.2015 foram de R$ 61.021 (R$ 58.721 em 31.12.2014).

f) Registro das concessões onerosas e das autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios

A Companhia, para fins de elaboração das informações consolidadas, considerou como referência para o registro das concessões onerosas e das autorizações concedidas pela União Federal para o uso do bem público para a geração de energia, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, o Guia de Aplicação do IFRS 3 - Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações contábeis, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Com base nesse pronunciamento, a Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição. Esse procedimento vinha sendo adotado pela Companhia antes da obrigatoriedade da adoção dos IFRS e dos CPC, em 01.01.2009, e foi mantido para as transações ocorridas posteriormente a esta data, de modo a conservar a consistência dos procedimentos.

O saldo dessas concessões e autorizações de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2015 é de R$ 693.944 (R$ 728.293 em 31.12.2014), na controladora, e de R$ 1.108.046 (R$ 1.165.027 em 31.12.2014), no consolidado.

g) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos financiamentos e às concessões a pagar são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas.

h) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia periodicamente os bens do imobilizado com a finalidade de identificar evidências que levem à perda de valores não recuperáveis desses ativos, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa perda é reconhecida no resultado.

No ano de 2015, a Companhia reconheceu uma provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment),* no valor de R$ 10.298, na controladora e no consolidado, em função de sua recuperação pelo valor em uso ou de venda ter sido avaliada como incerta.

i) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

i.1) Concessões de usinas hidrelétricas

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

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

i.2) Autorizações de usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e eólicas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)				
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	25.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	25.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete[24]	Tractebel Energia	66	25.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	01.06.2000	28.04.2029
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[25]	33	05.04.2000	05.04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	29.10.2002	28.10.2032
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	340	31.03.2015	30.03.2050
UTE Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	27.07.2007	26.07.2042
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	02.05.2000	02.05.2030
PCH Rondonópolis	Tupan	27	18.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	18.12.2002	18.12.2032

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

[25] As consorciadas são a controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e Andrade Açúcar e Álcool S.A. (27,1%).

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas eólicas (EOL)				
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	01.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Beberibe	26	31.07.2003	03.08.2033
EOL Trairí	Trairí	25	20.09.2011	28.09.2041
EOL Guajiru	Guajiru	30	20.09.2011	28.09.2041
EOL Fleixeiras I	Fleixeiras I	30	20.09.2011	26.09.2041
EOL Mundaú	Mundaú	30	20.09.2011	26.09.2041
Usinas eólicas (EOL) Projeto				
EOL Santa Mônica	Santa Mônica SPE	19	20.01.2015	25.01.2045
EOL Ouro Verde	Santa Mônica SPE II	30	20.01.2015	22.01.2045
EOL Estrela	Trairí II	30	27.01.2015	04.02.2045
EOL Cacimbas I	Cacimbas	19	27.01.2015	04.02.2045
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	116	02.07.2015	02.07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	03.08.2015	03.08.2050
EOL Tubarão P&D	Tractebel Energia	2	21.05.2015	N.A.[26]
Usina solar fotovoltaica				
Cidade Azul	Tractebel Energia	3	10.04.2014	N.A. [26]

A Companhia possui 22,9 MW da capacidade instalada da Usina Ibitiúva Bioenergética, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

i.3) Indisponibilidade dos bens

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26.02.1957, os bens e instalações utilizados na produção, na transmissão, na distribuição e na comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Aneel nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

15 – INTANGÍVEL

a) Composição

		Controladora			
		31.12.2015			31.12.2014
	Período de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Total
Direito de uso	Até 2034	49.974	(32.712)	**17.262**	**10.993**

[26] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

		Consolidado			
		31.12.2015			31.12.2014
	Período de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Total
Direito de compra de energia	Até 2023	64.561	(18.075)	46.486	52.530
Direito de uso de ativos	Até 2037	85.985	(34.501)	51.484	27.205
Direitos do Projeto Trairí	Até 2041	12.668	(1.144)	11.524	12.109
Direitos do Projeto Campo Largo	-	81.392	-	81.392	77.182
Direitos do Projeto Santo Agostinho	-	45.872	-	45.872	20.925
Direitos do Projeto Santa Mônica	-	6.565	-	6.565	6.565
		297.043	**(53.720)**	**243.323**	**196.516**

Os direitos dos projetos acima mencionados decorrem do valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos adquiridos juntamente com as empresas. A amortização desses direitos é iniciada após a entrada em operação comercial dos parques e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

b) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2014	**10.920**	**126.352**
Ingresso	2.796	10.615
Valor justo dos direitos adquiridos	-	76.437
Transferência para ativo imobilizado	-	(1.643)
Amortização	(2.723)	(15.245)
Saldos em 31.12.2014	**10.993**	**196.516**
Ingresso	11.698	29.509
Valor justo dos direitos adquiridos	-	29.157
Transferência para ativo imobilizado	-	303
Amortização	(5.429)	(12.162)
Saldos em 31.12.2015	**17.262**	**243.323**

c) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia periodicamente a existência de eventos que possam levar à perda de valores não recuperáveis dos intangíveis, não havendo quaisquer indicativos identificados que possam resultar na redução do seu valor recuperável em 31.12.2015.

16 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Energia elétrica comprada	43.297	38.479	178.827	131.138
Transações no mercado de curto prazo	120.918	238.006	121.189	251.658
Combustíveis fósseis e biomassa	101.478	140.644	102.834	141.648
Encargos de uso da rede elétrica	30.940	33.843	37.692	40.958
Fornecedores de materiais e serviços	39.474	52.316	52.049	64.562
Fornecedores de imobilizado	36.395	3.798	80.982	11.738
	372.502	**507.086**	**573.573**	**641.702**

17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2015			31.12.2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	35.712	277.763	313.475	16.003	251.153	267.156
Repasse BNDES (Bancos)	34.671	239.996	274.667	33.693	268.665	302.358
Nordic Investment Bank (NIB)	24.458	146.763	171.221	5.426	154.147	159.573
Encargos	5.987	-	5.987	3.578	-	3.578
	100.828	**664.522**	**765.350**	**58.700**	**673.965**	**732.665**
Mensurados ao valor justo						
Moeda estrangeira - com *hedge*						
HSBC USA	920.668	-	920.668	237.196	605.362	842.558
Mizuho Bank	341.182	-	341.182	-	235.055	235.055
Bank of Tokyo	188.199	-	188.199	-	130.386	130.386
Encargos	2.127	-	2.127	1.834	-	1.834
	1.452.176	**-**	**1.452.176**	**239.030**	**970.803**	**1.209.833**
Empréstimos e financiamentos	**1.553.004**	**664.522**	**2.217.526**	**297.730**	**1.644.768**	**1.942.498**

Os saldos dos empréstimos e financiamentos na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, são os seguintes:

	Controladora					
	31.12.2015			31.12.2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**1.553.004**	**664.522**	**2.217.526**	**297.730**	**1.644.768**	**1.942.498**
Efeitos do *hedge (swap)* no balanço						
Posição ativa [27]	(488.802)	-	(488.802)	(27.538)	(38.430)	(65.968)
Posição passiva [28]	-	-	-	-	1.732	1.732
	(488.802)	**-**	**(488.802)**	**(27.538)**	**(36.698)**	**(64.236)**
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**1.064.202**	**664.522**	**1.728.724**	**270.192**	**1.608.070**	**1.878.262**

[27] A posição ativa do *hedge* está apresentada como parte da rubrica "Ganhos não realizados em operações de *hedge*".
[28] A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte da rubrica "Outros passivos não circulantes".

	Consolidado					
	31.12.2015			31.12.2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	145.533	1.450.429	1.595.962	124.571	1.528.040	1.652.611
Repasse BNDES (Bancos)	73.918	752.771	826.689	71.608	774.824	846.432
Nordic Investment Bank	24.458	146.763	171.221	5.426	154.147	159.573
Banco do Brasil	3.966	3.305	7.271	3.966	7.271	11.237
Encargos	12.439	-	12.439	9.720	-	9.720
	260.314	**2.353.268**	**2.613.582**	**215.291**	**2.464.282**	**2.679.573**
Mensurado ao valor justo						
Moeda estrangeira - com *hedge*						
HSBC USA	920.668	-	920.668	237.196	605.362	842.558
Mizuho Bank	341.182	-	341.182	-	235.055	235.055
Bank of Tokyo	188.199	-	188.199	-	130.386	130.386
Encargos	2.127	-	2.127	1.834	-	1.834
	1.452.176	**-**	**1.452.176**	**239.030**	**970.803**	**1.209.833**
Empréstimos e financiamentos	**1.712.490**	**2.353.268**	**4.065.758**	**454.321**	**3.435.085**	**3.889.406**

Os saldos dos empréstimos e financiamentos no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, são os seguintes:

	Consolidado					
	31.12.2015			31.12.2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**1.712.490**	**2.353.268**	**4.065.758**	**454.321**	**3.435.085**	**3.889.406**
Efeitos do *hedge (swap)* no balanço						
Posição ativa	(488.802)	-	(488.802)	(27.538)	(38.430)	(65.968)
Posição passiva	-	-	-	-	1.732	1.732
	(488.802)	**-**	**(488.802)**	**(27.538)**	**(36.698)**	**(64.236)**
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**1.223.688**	**2.353.268**	**3.576.956**	**426.783**	**3.398.387**	**3.825.170**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2014	**343.339**	**929.553**	**1.272.892**	**492.843**	**2.829.645**	**3.322.488**
Ingressos	-	1.056.522	1.056.522	16	1.057.916	1.057.932
Aquisição Ferrari	-	-	-	6.152	38.354	44.506
Juros no resultado	44.910	-	44.910	189.007	-	189.007
Juros capitalizados	16.744	-	16.744	17.776	-	17.776
Variações monetárias	141	9.422	9.563	141	9.422	9.563
Variações cambiais	29	80.222	80.251	29	80.222	80.251
Ajuste a valor justo	(15)	(13.101)	(13.116)	(15)	(13.101)	(13.116)
Transferências	417.850	(417.850)	-	567.373	(567.373)	-
Amortização de principal	(460.542)	-	(460.542)	(609.396)	-	(609.396)
Amortização de juros	(64.726)	-	(64.726)	(209.605)	-	(209.605)
Saldos em 31.12.2014	**297.730**	**1.644.768**	**1.942.498**	**454.321**	**3.435.085**	**3.889.406**
Ingressos	96	93.017	93.113	1.290	136.705	137.995
Juros no resultado	68.217	-	68.217	184.867	-	184.867
Variações monetárias	2.131	17.518	19.649	2.670	23.498	26.168
Juros e variação monetária capitalizados	9.365	-	9.365	43.096	-	43.096
Variações cambiais	201.649	352.957	554.606	201.649	352.957	554.606
Ajuste a valor justo	(40.408)	14.435	(25.973)	(40.408)	14.435	(25.973)
Transferências	1.458.173	(1.458.173)	-	1.609.412	(1.609.412)	-
Amortização de principal	(368.551)	-	(368.551)	(519.215)	-	(519.215)
Amortização de juros	(75.398)	-	(75.398)	(225.192)	-	(225.192)
Saldos em 31.12.2015	**1.553.004**	**664.522**	**2.217.526**	**1.712.490**	**2.353.268**	**4.065.758**

c) Principais transações realizadas em 2015

c.1) Empréstimos em moeda estrangeira com *hedge*

Em janeiro de 2015, a Companhia contratou um empréstimo em dólar norte americano no valor total de US$ 10.000, equivalente a R$ 26.558. Os recursos foram destinados principalmente ao refinanciamento de dívidas que estavam vencendo e à implementação do plano de negócios da Companhia.

As principais condições contratadas foram as seguintes:

- Juros: 1,8471% a.a. fixos;
- Vencimento do principal: única parcela ao final do contrato em 16.12.2016; e
- Amortização dos juros: trimestralmente, com início em março de 2015 e término em dezembro de 2016.

A Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros contra as oscilações do dólar norte americano, contratou operação de *swap* com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira que concedeu o empréstimo, no valor de R$ 26.558, através da qual manterá uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros de 1,8471% a.a. e uma posição passiva equivalente a 97% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI). O vencimento do principal e a amortização dos juros do empréstimo e do *swap* ocorrerão exatamente nas mesmas datas.

c.2) Empréstimos no BNDES

Durante o ano de 2015, o BNDES liberou o montante de R$ 61.000 referente à parcela do financiamento contratado em 2014, destinado à modernização das Usinas Salto Santiago e Passo Fundo. Ainda está pendente de liberação o valor de R$ 85.414.

Em dezembro de 2015, a Ferrari contratou financiamento com o BNDES, no valor de R$ 80.706, para a ampliação da UTE Ferrari, dos quais R$ 44.036 foram liberados, restando R$ 36.670 para futura liberação.

d) Composição da dívida por indexadores e moeda

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2015	**%**	**31.12.2014**	**%**	**31.12.2015**	**%**	**31.12.2014**	**%**
Moeda nacional								
TJLP	572.251	25,8	554.989	28,5	2.395.953	58,9	2.469.100	63,5
IPCA	172.415	7,8	160.710	8,3	172.415	4,2	160.710	4,1
Não indexado	20.684	0,9	16.966	0,9	45.214	1,1	49.763	1,3
	765.350	**34,5**	**732.665**	**37,7**	**2.613.582**	**64,3**	**2.679.573**	**68,9**
Moeda estrangeira								
Dólar - com *hedge* para o CDI	1.452.176	65,5	1.209.833	62,3	1.452.176	35,7	1.209.833	31,1
	1.452.176	**65,5**	**1.209.833**	**62,3**	**1.452.176**	**35,7**	**1.209.833**	**31,1**
Empréstimos e financiamentos	**2.217.526**	**100,0**	**1.942.498**	**100,0**	**4.065.758**	**100,0**	**3.889.406**	**100,0**

Os empréstimos em dólares norte americanos estão integralmente protegidos contra a variação cambial através de operação de *swap* para o CDI.

e) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2015	**2014**
TJLP	6,3%	5,0%
CDI	13,3%	10,8%
IPCA	10,7%	6,4%
Dólar norte americano	47,5%	13,4%
Euro	33,1%	0,02%

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora	**Consolidado**
2017	122.431	277.305
2018	122.647	272.635
2019	122.647	271.092
2020	103.086	249.000
2021	75.700	216.364
2022 a 2026	118.011	745.851
2027 a 2029	-	321.021
Empréstimos e financiamentos	**664.522**	**2.353.268**

g) Principais condições das dívidas contratadas

		Condições de pagamento		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldos em 31.12.2015**
Controladora:				
Moeda nacional				
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. [a]	07.2020	Principal: Mensais, após 08.2016 Juros: Trimestrais até 08.2016 e posteriormente mensais	190.897
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	172.415
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. [a]	10.2023	Mensais	126.283
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,25% a.a. [a]	10.2023	Mensais	255.071
Repasse Finame (Bancos)	2,91% a.a.	01.2023	Mensais	20.684
Moeda estrangeira (dólar)				
HSBC USA II	1,4294% a.a. com *swap* para 97% do CDI	03.2016	Principal: 03.2016 Juros: Trimestrais	386.576
HSBC USA III	1,7871% a.a. com *swap* para 99% do CDI	10.2016	Principal: 10.2016 Juros: Trimestrais	307.017
HSBC USA IV	1,8104% a.a. com *swap* para 98,6% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: Trimestrais	190.564
HSBC USA V	1,8471% a.a. com *swap* para 97% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: Trimestrais	38.233
Mizuho Bank	1,7260% a.a. com *swap* para 96,02% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: Trimestrais	341.470
Bank of Tokyo	114,2857% *Libor* + 0,5486% a.a. com *swap* para 98% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: Trimestrais	188.316
Controladas:				
Hidropower - Banco do Brasil	8,08% a.a.	10.2017	Mensais	7.271
Companhia Energética Estreito				
BNDES – Crédito Social	TJLP	06.2018	Mensais	13.798
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. [a]	09.2029	Mensais	735.579
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 2,95% a.a. [a]	09.2029	Mensais	499.452
Ibitiúva				
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	17.259
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. [a]	01.2021	Mensais	18.269
Ferrari				
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. [a]	06.2021	Mensais	23.356
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. [a]	07.2032	Principal: Mensais após 08.2016 Juros: Trimestrais até 07.2016 e posteriormente mensais	43.652
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,40% a.a. [a]	06.2021	Mensais	10.193
Beberibe - BNDES	TJLP + 3,5% a.a. [a]	12.2023	Mensais	74.223
Pedra do Sal – BNDES	TJLP + 1,92% a.a. [a]	12.2023	Mensais	49.762
Areia Branca – BNDES	TJLP + 2,5% a.a. [a]	06.2024	Mensais	40.536
Projeto Trairí [c] - BNDES	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais	314.882

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

[b] Os bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

[c] Financiamento do Projeto Trairí, composto pelas seguintes empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.

h) Garantias

h.1) BNDES e Bancos (Repasse BNDES)

- Financiamento de empreendimentos hidrelétricos: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica; (c) conta reserva em montante equivalente a três meses do serviço da dívida; (d) conta reserva em valor correspondente a três meses das despesas contratuais de operação e manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

Além dessas garantias, no contrato com a CEE, há a garantia do penhor dos dividendos a serem pagos pela Tractebel Energia à sua controladora, ENGIE.

- Modernização: cessão fiduciária das receitas provenientes de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR.

- Financiamento da Usina São Salvador: fiança bancária para a parcela do BNDES e conta centralizadora de recebíveis para os Bancos (Repasse BNDES).

- Financiamento de Projetos de PCH, Biomassa e Eólicos: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e conta reserva; e (d) fiança corporativa da Tractebel Energia.

h.2) Banco do Brasil

- Financiamento de Projetos de PCH: (a) totalidade das ações representativas do capital social; (b) recebíveis e conta reserva; e (c) fiança corporativa da Tractebel Energia.

i) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	***Covenants***
Controladora:	
Nordic Investment Bank	Controladora: Dívida total/EBITDA ≤ 3,5 Consolidado: Dívida total/EBITDA ≤ 4,5 Controladora e Consolidado: EBITDA/despesas financeiras ≥ 2,0
BNDES – Modernização	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) – Usina São Salvador	Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5
HSBC USA, Mizuho Bank e Bank of Tokyo	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5
Controladas:	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Índice de cobertura do serviço da dívida[29] ≥ 1,2 ou 1,3, dependendo da controlada
BNDES Ampliação	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES – Ibitiúva	Índice de endividamento geral ≤ 0,80 Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia.

[29] Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

18 – DEBÊNTURES

a) Mutação das debêntures

	Controladora e Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2014	**174.072**	**-**	**174.072**
Ingresso	-	162.444	162.444
Juros no resultado	4.863	-	4.863
Variação monetária no resultado	6.101	440	6.541
Amortização de principal	(172.518)	-	(172.518)
Pagamento de juros	(12.076)	-	(12.076)
Saldos em 31.12.2014	**442**	**162.884**	**163.326**
Juros no resultado	1.972	-	1.972
Variação monetária no resultado	488	2.328	2.816
Juros e variação monetária capitalizados	9.233	15.479	24.712
Transferências	(256)	256	-
Pagamento de juros	(11.390)	-	(11.390)
Saldos em 31.12.2015	**489**	**180.947**	**181.436**

Os saldos das debêntures que vencem no curto prazo, no valor de R$ 442 (R$ 489 em 31.12.2014), está apresentado na rubrica do balanço denominada "Outros passivos circulantes".

b) Principais condições contratadas

			Condições de Pagamento		
	Quantidade	Remuneração	Encargos	Principal	Garantia
5ª Emissão – série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	Sem garantia

c) Compromissos financeiros contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*
5ª Emissão – série única	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5

Os *covenants* estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

19 – CONCESSÕES A PAGAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Usina Hidrelétrica Cana Brava	810.919	668.763	810.919	668.763
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	704.492	588.631	704.492	588.631
Usina Hidrelétrica São Salvador	505.170	462.711	505.170	462.711
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	49.971	45.667
	2.020.581	**1.720.105**	**2.070.552**	**1.765.772**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	55.388	50.458	60.572	55.115
Passivo não circulante	1.965.193	1.669.647	2.009.980	1.710.657
	2.020.581	**1.720.105**	**2.070.552**	**1.765.772**

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de Utilização do Bem Público (UBP) para a geração de energia nas usinas hidrelétricas Cana Brava, Ponte de Pedra, São Salvador e Estreito. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação, quais sejam: Cana Brava, São Salvador e Estreito - 10% a.a. e Ponte de Pedra - 8,3% a.a.

b) Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do IGP-M (Cana Brava e Ponte de Pedra) e do IPCA (Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, conforme a seguir demonstrado:

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 31.07.2023	680	5.270	2.725	21.826
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	255.343	2.553.435
		618.070		**2.575.261**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.09.2019	200	750	709	2.733
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16.200	16.200	59.604	59.604
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.531	114.459	1.602.430
		452.481		**1.664.767**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**428.333**	54.413	**1.191.924**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.12.2037	1.960	**43.288**	5.439	**119.908**

c) Mutação

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2014	**47.397**	**1.504.431**	**1.551.828**	**51.763**	**1.543.406**	**1.595.169**
Juros	-	147.944	147.944	-	152.229	152.229
Variações monetárias	-	70.463	70.463	-	73.268	73.268
Transferências	53.191	(53.191)	-	58.246	(58.246)	-
Amortizações	(50.130)	-	(50.130)	(54.894)	-	(54.894)
Saldos em 31.12.2014	**50.458**	**1.669.647**	**1.720.105**	**55.115**	**1.710.657**	**1.765.772**
Juros	-	167.963	167.963	-	172.576	172.576
Variações monetárias	-	186.365	186.365	-	191.210	191.210
Transferências	58.782	(58.782)	-	64.463	(64.463)	-
Amortizações	(53.852)	-	(53.852)	(59.006)	-	(59.006)
Saldos em 31.12.2015	**55.388**	**1.965.193**	**2.020.581**	**60.572**	**2.009.980**	**2.070.552**

d) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2017	51.215	55.918
2018	46.569	50.845
2019	53.119	57.007
2020	88.783	92.316
2021	108.181	111.393
2022 a 2026	778.571	790.747
2027 a 2031	627.618	635.174
2032 a 2037	211.137	216.580
	1.965.193	**2.009.980**

20 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Imposto de renda	46.465	159.595	57.600	183.791
Contribuição social	1.617	40.807	7.385	45.717
	48.082	**200.402**	**64.985**	**229.508**
(-) Tributos a compensar	(46.512)	(667)	(47.186)	(1.044)
	1.570	**199.735**	**17.799**	**228.464**

A partir do terceiro trimestre de 2015, a Companhia passou a adotar a opção de pagamento do imposto de renda e da contribuição social com base no balanço mensal de suspensão ou redução, resultando em um menor valor de recolhimento quando comparado à apuração que vinha sendo adotada, baseado na estimativa, através da receita bruta.

21 – OUTRAS OBRIGAÇÕES FISCAIS E REGULATÓRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
PIS e Cofins	36.934	9.140	42.830	12.805
INSS	5.455	4.404	6.236	4.966
ICMS	3.815	3.800	22.348	19.736
ISSQN[30]	1.021	950	1.479	1.381
Royalties[31]	32.829	27.912	37.117	32.321
Taxa de fiscalização	1.065	866	1.307	1.159
Outros	2.710	1.897	2.821	1.910
	83.829	**48.969**	**114.138**	**74.278**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(15.833)	(6.900)	(16.473)	(7.293)
	67.996	**42.069**	**97.665**	**66.985**

22 – PROVISÃO PARA REMUNERAÇÕES E ENCARGOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Provisão para participação nos resultados e bônus	54.701	47.063	54.701	47.063
Provisão para férias	24.607	21.570	25.255	21.900
Provisão para gastos com demissão voluntária	21.734	2.426	21.734	2.426
Outras	1.301	520	1.302	520
	102.343	**71.579**	**102.992**	**71.909**

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consiste em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados - aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial - aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculado aos resultados das suas áreas e ao seu desempenho individual.

A Companhia também mantém reconhecida provisão para gastos com demissão voluntária, referente a colaboradores, inclusive administradores, que aderiram o Plano de Demissão Voluntária – PDV, reaberto em 2013, e se desligarão no ano de 2016.

23 – PROVISÕES CÍVEIS, FISCAIS E TRABALHISTAS

As ações e reclamações movidas contra a Companhia que, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro estão provisionadas por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos.

[30] Imposto sobre serviços de qualquer natureza.

[31] Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Cíveis				
Compra de combustível	184.956	89.338	184.956	89.338
Desapropriações e servidões administrativas	27.794	30.147	27.794	30.147
Contrato com fornecedor	2.334	28.317	2.334	28.317
Benefícios de aposentadoria	15.573	13.427	15.573	13.427
Ambientais	11.448	10.964	11.448	10.964
Ações diversas	11.834	11.220	15.345	13.689
	253.939	**183.413**	**257.450**	**185.882**
Fiscais	**4.847**	**4.347**	**5.142**	**5.061**
Trabalhistas	**9.389**	**10.880**	**10.008**	**11.529**
	268.175	**198.640**	**272.600**	**202.472**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	24.761	13.957	25.727	15.046
Passivo não circulante	243.414	184.683	246.873	187.426
	268.175	**198.640**	**272.600**	**202.472**

a.1) Compra de combustível

A provisão decorre de disputa judicial com fornecedor de combustível em função de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço de combustível. A Companhia, prudentemente, classificou a ação com risco de perda provável, visto que: (i) o processo ainda se encontra em estágio inicial de tramitação; (ii) o mérito da ação ainda não foi julgado na instância de 1º grau onde tramita; e (iii) não há jurisprudências em ações similares. O valor provisionado corresponde ao montante esperado de saída líquida de recursos da Companhia, caso a mesma não obtenha êxito na referida disputa judicial.

a.2) Desapropriações e instituição de servidões administrativas

A Companhia possui algumas ações judiciais impetradas por pessoas físicas e jurídicas que versam sobre os processos de desapropriações de áreas atingidas por reservatórios de determinadas usinas e de instituição de servidões administrativas das propriedades onde são construídas as linhas de conexão dos parques eólicos.

a.3) Contrato com fornecedor

A ação visa à indenização ajuizada por antigo fornecedor de energia requerendo o direito ao recebimento de diferença relativo à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato, bem como a rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual.

A Companhia tem a seu favor uma sentença julgando improcedente o pedido do reclamante, o qual se opôs à sentença, via Embargos de Declaração, que não foram acolhidos, e interpôs Recurso de Apelação para o Tribunal de Justiça de Santa Catarina (TJSC), onde se aguarda a designação de relator. No quarto trimestre de 2015, a Administração da Companhia reverteu a provisão até então constituída em função das boas perspectivas de êxito corroborada pela avaliação de risco de perda possível por seus consultores jurídicos.

a.4) Benefício de aposentadoria

A provisão se refere, substancialmente, à ação ajuizada contra a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS) e a Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), por participantes da fundação, por meio da qual requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria.

A decisão de primeiro grau, confirmada pelo TJSC, é contrária aos interesses da Eletrosul e da ELOS. Em 2011, a Companhia firmou um acordo com a maior parte dos reclamantes.

a.5) Ambientais

A Companhia responde atualmente a dezesseis ações cíveis públicas ambientais. Os objetos dessas ações estão divididos da seguinte forma: (i) três ações para a implantação de eclusa, escada para peixes e "destoca"; (ii) oito ações requerendo a implantação de reflorestamento e constituição de Área de Preservação Permanente (APP) de cem metros no entorno dos reservatórios de duas usinas; e (iii) outras ações relativas a supostos danos causados pelo enchimento do reservatório de uma usina, ao despejo de cinzas em áreas supostamente inadequadas, à influência da operação da usina em um rio, à construção de um parque eólico e ao processo de licenciamento ambiental de duas PCH.

a.6) Ações trabalhistas

Referem-se a ações em andamento movidas por ex-empregados, sindicatos ou por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, a pedidos de vínculo empregatício, FGTS, horas extraordinárias, complementação de benefício na Previdência Complementar e indenizações diversas.

b) Mutação das provisões

	Controladora			
	Cíveis	**Fiscais**	**Trabalhistas**	**Total**
Saldos em 01.01.2014	**161.508**	**20.805**	**9.646**	**191.959**
Adições	100.945	557	1.920	103.422
Atualizações	19.537	1.113	802	21.452
Pagamentos	(4.805)	(10.814)	(208)	(15.827)
Reversões por revisão	(93.772)	(7.314)	(1.280)	(102.366)
Saldos em 31.12.2014	**183.413**	**4.347**	**10.880**	**198.640**
Adições	65.950	1.841	225	68.016
Atualizações	11.978	202	960	13.140
Pagamentos	(6.220)	(1.418)	(1.314)	(8.952)
Reversões por revisão	(1.182)	(125)	(1.362)	(2.669)
Saldos em 31.12.2015	**253.939**	**4.847**	**9.389**	**268.175**

	Consolidado			
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Total
Saldos em 01.01.2014	**163.663**	**21.395**	**9.914**	**194.972**
Adições	101.409	560	3.209	105.178
Atualizações	19.771	1.237	807	21.815
Pagamentos	(4.934)	(10.817)	(241)	(15.992)
Reversões por revisão	(94.027)	(7.314)	(2.160)	(103.501)
Saldos em 31.12.2014	**185.882**	**5.061**	**11.529**	**202.472**
Adições	67.107	1.841	377	69.325
Atualizações	12.296	314	961	13.571
Pagamentos	(6.260)	(1.419)	(1.415)	(9.094)
Reversões por revisão	(1.575)	(655)	(1.444)	(3.674)
Saldos em 31.12.2015	**257.450**	**5.142**	**10.008**	**272.600**

c) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em processos judiciais que na avaliação de seus consultores jurídicos e de sua Administração não apresentam risco provável de desembolso futuro e, por esse motivo, os valores relativos a esses processos não são provisionados.

	31.12.2015			31.12.2014		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Controladora						
Fiscais	239.648	111.891	351.539	230.001	100.803	330.804
Cíveis	40.322	113.764	154.086	18.355	94.160	112.515
Trabalhistas	3.789	63.780	67.569	5.690	28.857	34.547
	283.759	**289.435**	**573.194**	**254.046**	**223.820**	**477.866**
Consolidado						
Fiscais	313.784	130.461	444.245	297.505	111.838	409.343
Cíveis	94.236	115.122	209.358	41.827	95.326	137.153
Trabalhistas	9.364	64.795	74.159	6.787	28.857	35.644
	417.384	**310.378**	**727.762**	**346.119**	**236.021**	**582.140**

c.1) Riscos fiscais

Os principais riscos de natureza fiscal avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são os seguintes:

- Denúncia espontânea

O Código Tributário Nacional (CTN) contém dispositivo que permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, através de "denúncia espontânea", desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Ocorre que a Receita Federal do Brasil (RFB) não vem aceitando recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora.

Para garantir seu direito legal, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

Em 18.05.2012, na esfera administrativa, a RFB cientificou a TBLE de Acórdão proferido pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), conferindo decisão favorável à Companhia por unanimidade de votos e, judicialmente, também obteve decisão favorável em um processo, cujo montante era R$ 140.

No entanto, em 2015, três processos administrativos, no valor de R$ 13.187, tiveram decisões desfavoráveis à Companhia que, por estarem esgotados quaisquer recursos nessa esfera, ingressou, em dezembro de 2015, com ações judiciais, ainda pendentes de julgamento.

O montante dos processos atualizados (administrativo e judicial), cujo risco de perda é avaliado como possível, em 31.12.2015, é de R$ 58.481 (R$ 61.153 em 31.12.2014), na controladora e no consolidado.

- Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS)

A Companhia e sua controlada TBLC foram autuadas pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres são emitidas no mês seguinte ao do fato gerador. Pelo entendimento do Fisco, essa prática posterga em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado.

A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual o mesmo está conectado. Posteriormente, a distribuidora remete as informações para a CCEE, entidade responsável pelos ajustes dessa medição, a fim de possibilitar a contabilização da energia comercializada pelo agente.

O procedimento de medição é concluído até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento, portanto, somente a partir da disponibilização do consumo medido pela distribuidora é possível faturar a energia consumida pelo cliente.

Assim, o procedimento adotado pela Companhia e pela TBLC estaria de acordo com a prática usual do Setor Elétrico Nacional, não merecendo prosperar o entendimento do Fisco do estado de São Paulo.

Em relação aos processos administrativos, a TBLC não logrou êxito no julgamento de primeira instância e, após o recurso ao Tribunal de Impostos e Taxas, houve a redução do montante e da multa em um processo e a manutenção dos valores originalmente atribuídos ao outro. Após essa decisão, a TBLC ingressou com pedido de retificação e admissibilidade do Recurso Especial nos dois processos. Para ambos foi negado provimento, bem como indeferido o Recurso.

A TBLC então ingressou com ação judicial, inclusive garantindo em juízo por meio de fiança bancária, sendo concedidas liminares. Em decisão de mérito, em primeira instância, houve a redução da multa aplicada de 150% para 80%, tendo sido protocolizado recurso de apelação pela Companhia e pela Fazenda do Estado de São Paulo, que submetidos à apreciação da Câmara do Tribunal de Justiça de São Paulo, sobreveio acordão unanime, em 20.05.2015, no sentido de dar provimento ao recurso da TBLC, negar provimento ao reexame necessário e dar por prejudicado o recurso da FESP, tendo sido reformada a sentença, restando determinado o cancelamento integral do debito tributário de um dos Autos de Infração e Imposição de Multa (AIIM). Cabe ainda a FESP ingressar com recurso, fato que não ocorreu até o presente momento.

Existem, também, dois processos aplicados à TBLE, sendo que em ambos houve a redução do valor da multa, porém a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ingressou com recurso contra esta redução. Diante dessa situação, a Companhia interpôs pedido de retificação do julgado e recurso especial com o objetivo de obter decisão integral favorável ao cancelamento das inscrições descritas nos autos aos quais, em 04.09.2014, foram negados provimentos encerrando a atuação na esfera administrativa. A parcial procedência das defesas administrativas implicou a redução das autuações no montante de R$ 11.016. O processo administrativo retornou ao órgão de origem, tendo a TBLE sido intimada para pagamento sob pena de inscrição na Dívida Ativa, tendo sido ingressada Ação Anulatória em dezembro de 2014.

Apesar do êxito parcial das defesas apresentadas pela Companhia, a Administração e seus consultores jurídicos entendem que a totalidade dos lançamentos dos débitos pelo Fisco está comprometida por erro de apuração e embasamento legal, onde a possibilidade de ganho supera o risco de perda.

Os referidos autos de infração estão sendo contestados judicialmente pela Companhia juntamente com seus advogados. O montante atualizado desses autos, avaliado como de risco de perda possível, em 31.12.2015 é de R$ 14.801 (R$ 14.143 em 31.12.2014), na controladora, e de R$ 89.727 (R$ 47.110 em 31.12.2014), no consolidado.

Ainda que eventualmente se mantenham parcialmente os autos de infração, a Administração da Companhia e seus advogados entendem que o passivo contingente seria inferior a 10% do valor acima citado, lançado pela fiscalização, que adotou critérios de apuração sem embasamento legal, o que reduziria substancialmente o valor anteriormente informado.

- Compensação de base negativa na sucessão e dispensa de multa em denúncia espontânea

A Companhia utilizou base negativa de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária no ano de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas.

Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida Medida Provisória – MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis.

Ademais, o fisco exigiu o pagamento de tributos quitados em atraso pela Companhia sem a incidência de multa, através de compensação com créditos tributários existentes, com fundamento no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN. No que respeita a essa ação, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, a Companhia entende que tal situação se enquadra no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN. Contudo, tal entendimento não foi acatado pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis.

Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento de Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração que faz referência à utilização de base negativa da CSLL no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação.

O processo encontra-se em tramitação no CARF, por parte da RFB, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora. O montante atualizado dessa autuação, cujo risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2015 é de R$ 33.812 (R$ 32.130 em 31.12.2014), na controladora e no consolidado.

- Recuperação de PIS e Cofins

Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718/98, ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas.

A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, em 01.09.2006, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins.

O principal valor computado na base de cálculo do PIS e da Cofins, objeto de questionamento, referia-se à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção CCC", destinada ao registro do consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da Conta de Consumo de Combustível (CCC).

Os combustíveis fósseis para geração de energia termoelétrica são adquiridos com recursos da CCC, sob a administração da Eletrobras, não representando, portanto, ônus para as geradoras.

A sistemática de contabilização prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE definia que o consumo de tais combustíveis fosse reconhecido como custo de operação em contrapartida de Receita de Subvenção CCC.

Ao constatar que a forma de contabilização não era adequada, porquanto, o combustível não constituía ônus das geradoras, não sendo apropriado seu reconhecimento como custo e, concomitantemente, receita, a Aneel procedeu à alteração do MCSE para, a partir do exercício social de 2006, refletir a contrapartida em conta retificadora dos custos de operação e não mais como receita. Essa alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência.

Em razão do reconhecimento, pela Aneel, de que o procedimento contábil até então adotado estava inadequado e, consequentemente, a base de cálculo do PIS e da Cofins continha valores que não possuíam natureza de receita, a Companhia compensou, também, os valores recolhidos a maior relativamente ao período de 2004 a 2005.

Em 2009, a RFB intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 135.982 referente ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, já incluídos os juros e multas, alegando que a Subvenção CCC representa faturamento, sendo obrigatória a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado e que, portanto, era indevida a compensação efetuada. A Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade em 31.03.2009. Esta contingência vinha sendo avaliada como de risco remoto até o seu trânsito em julgado, conforme a seguir mencionado.

Em 23.06.2014, a RFB deu ciência do Acórdão, de 30.04.2014, da Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis, cujo teor deu provimento a Manifestação de Inconformidade interposta pela Companhia, reconhecendo o direito creditório discutido nos autos, no qual as compensações foram homologadas em sua integralidade, resultando na total extinção dos débitos, com o arquivamento dos autos. Em virtude da decisão, os registros que vinham sendo apresentados como de risco remoto, cujo montante atualizado em 23.06.2014 era de R$ 160.330, na controladora e no consolidado, deixaram de ser mencionados nas notas explicativas.

Em relação ao período compreendido entre fevereiro de 2004 e dezembro de 2005, a RFB expediu 44 autos de infração, que corresponde a uma parte do valor compensado, sob a alegação de que, não obstante a alteração introduzida no MCSE pela Aneel, o consumo de combustível fóssil de responsabilidade da CCC tem natureza de receita. A Companhia apresentou manifestação de inconformidade em relação a todos os processos, as quais foram julgadas pelas respectivas delegacias de julgamento em desfavor da Companhia, que, por sua vez interpôs recurso voluntário contra estas decisões.

Dos 44 processos que foram remetidos ao CARF, apenas um processo foi julgado favorável à Companhia, por unanimidade de votos, que anulou o Despacho Decisório, no valor de R$ 117. Dos 43 processos restantes que se encontravam no CARF, bem como, na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), 11 já foram julgados, no valor de R$ 7.570, com decisão desfavorável à Companhia. Após essa decisão, a Administração da TBLE ingressou com pedido de análise de Recurso Especial na CSRF, os quais também foram negados.

Diante do exposto, a Companhia alterou a classificação de risco dos processos para risco possível, anteriormente definidos como de risco remoto.

Em decorrência do não seguimento dos Recursos Especiais, em última e definitiva instância administrativa, a Companhia ingressou, em 18.11.2015, com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional, com referência aos 11 créditos tributários constituídos pela RFB, em virtude da não homologação de compensação de valores pagos a maior a título de PIS e Cofins. Em 31.12.2015, o montante ajuizado totaliza R$ 7.562 e encontra-se concluso para decisão.

Os processos pendentes de julgamento na esfera administrativa e judicial totalizam, em 31.12.2015, R$ 117.901 (R$ 110.757 em 31.12.2014).

24 – OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

A Companhia oferece planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados, através da PREVIG - Sociedade de Previdência Complementar. A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de Contribuição Definida (CD) e de Benefício Definido (BD), este último fechado para novas adesões.

A Companhia patrocina ainda o plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, que não migraram para a PREVIG. As principais características dos planos administrados pela Companhia são as seguintes:

a) Plano de Benefício Definido (BD)

O plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados. Os benefícios previstos nesse plano são os seguintes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

Em 31.12.2015, na PREVIG, esse plano possui 62 participantes ativos (68 em 31.12.2014), dos quais 19 estão no plano BD e 43 no plano BSPS (a seguir especificado). Já na ELOS, esse plano possui 3 participantes em 31.12.2015 (4 em 31.12.2014).

Em 31.12.2015, a PREVIG tinha 475 (470 em 31.12.2014) aposentados e pensionistas em gozo de benefícios e a ELOS 2.121 (2.186 em 31.12.2014).

As despesas administrativas das fundações de responsabilidade da Companhia em 2015, na PREVIG e na ELOS, foram de R$ 1.786 (R$ 1.526 em 2014) e R$ 2.620 (R$ 2.346 em 2014), respectivamente.

b) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia mantém ainda um plano de contribuição definida (CD) na PREVIG, denominado "Prevflex", que foi instituído em 2005. Aos empregados da Tractebel Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no plano de benefícios definidos (BD) ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem a algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no plano CD. Esse Plano foi denominado "BSPS", que está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

c) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Controladora e Consolidado					
	31.12.2015			31.12.2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	7.423	85.491	92.914	6.357	83.344	89.701
Contribuição e custo do serviço corrente	220	130	350	175	257	432
Déficit não contratado	14.546	169.931	184.477	42.267	150.518	192.785
Passivo atuarial registrado	**22.189**	**255.552**	**277.741**	**48.799**	**234.119**	**282.918**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

As dívidas contratadas são atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor (INPC) e, sobre as mesmas, incidem juros de 6% a.a. A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é a seguinte:

	ELOS	PREVIG	Total
2017	4.877	2.536	7.413
2018	5.170	2.688	7.858
2019	5.480	2.849	8.329
2020	5.809	3.020	8.829
2021	6.157	3.201	9.358
2022 a 2026	25.098	3.502	28.600
2027 a 2032	15.104	-	15.104
	67.695	**17.796**	**85.491**

d) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
31.12.2014					
Valor presente das obrigações	1.172.384	280.076	49.278	2.555	1.504.293
Valor justo dos ativos	(911.897)	(271.675)	(56.286)	-	(1.239.858)
Avaliação Atuarial	**260.487**	**8.401**	**(7.008)**	**2.555**	**264.435**
Complemento com obrigações contratadas	-	9.947	8.536	-	18.483
Passivo registrado em 31.12.2014	**260.487**	**18.348**	**1.528**	**2.555**	**282.918**
31.12.2015					
Valor presente das obrigações	1.087.803	264.082	46.762	2.704	1.401.351
Valor justo dos ativos	(832.802)	(264.176)	(56.450)	-	(1.153.428)
Avaliação Atuarial	**255.001**	**(94)**	**(9.688)**	**2.704**	**247.923**
Complemento com obrigações contratadas	-	18.610	11.208	-	29.818
Passivo registrado em 31.12.2015	**255.001**	**18.516**	**1.520**	**2.704**	**277.741**

e) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2015

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	85,7%	97,6%	100%
Renda variável	7,6%	0,6%	-
Empréstimos	3,2%	1,8%	-
Imóveis	2,8%	-	-
Outros	0,7%	-	-
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	2,0%	5,1%	4,2%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

f) Mutação do passivo atuarial

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo em 01.01.2014	**210.026**	**5.847**	**-**	**2.646**	**218.519**
Contribuição e custo do serviço corrente	(2.891)	(1.350)	(8)	(171)	(4.420)
Pagamentos de obrigações contratadas	(25.605)	(3.113)	(300)	-	(29.018)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	26.778	957	(31)	249	27.953
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência	13.211	2.935	(950)	(234)	14.962
Mudanças nas premissas financeiras	75.556	21.596	3.417	65	100.634
Retorno sobre os ativos superior à taxa de desconto	(36.588)	(18.471)	(5.729)	-	(60.788)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	9.947	5.129	-	15.076
	52.179	**16.007**	**1.867**	**(169)**	**69.884**
Passivo registrado em 31.12.2014	**260.487**	**18.348**	**1.528**	**2.555**	**282.918**
Contribuição e custo do serviço corrente	(478)	(1.316)	(8)	(235)	(2.037)
Pagamentos de obrigações contratadas	(8.299)	(3.085)	(279)	-	(11.663)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	27.468	1.690	145	233	29.536
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência	44.911	4.065	(763)	276	48.489
Mudanças nas premissas financeiras	(135.499)	(28.297)	(4.859)	(125)	(168.780)
Retorno sobre os ativos superior à taxa de desconto	66.411	19.587	4.063	-	90.061
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	7.524	1.693	-	9.217
	(24.177)	**2.879**	**134**	**151**	**(21.013)**
Passivo registrado em 31.12.2015	**255.001**	**18.516**	**1.520**	**2.704**	**277.741**

g) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2016

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	34.034	1.968	166	263	36.431
Custo do serviço corrente e outros	-	(17)	-	8	(9)
Despesas líquidas	**34.034**	**1.951**	**166**	**271**	**36.422**

h) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2015	31.12.2014
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Planos de benefícios BD (ELOS)	12,7%	11,4%
Planos de benefícios BD (PREVIG)	12,2%	11,4%
Planos de benefícios BSPS	12,2%	11,5%
Inflação	5,0%	5,4%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	5,0%	5,4%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	5,0%	5,4%
Fator de capacidade (Salários e Benefícios)	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2015 e 31.12.2014
Tábua de Mortalidade (ativos)	
Plano BD Elos	AT 2000 Básica (por sexo)
Plano BD e BSPS Previg e Confidencialidade	AT-2000 Masculina (suavizada 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria	90
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens que os maridos
Fator de conversão de aposentadoria especial em tempo de serviço (SB-40)	140%
Participantes que optaram pelo SB-40	100%

i) Análise de sensibilidade preparada pelos atuários

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(8.533)	(2.236)	(428)	(8)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	8.533	2.270	434	9

j) Benefício de gratificação de confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

k) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do plano de benefício definido, a PREVIG administra o plano tipo contribuição definida, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. As despesas administrativas de responsabilidade da Companhia no exercício de 2015 foram de R$ 2.729 (R$ 2.733 em 2014).

25 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, conforme segue:

a) Composição

Natureza dos créditos	Controladora				
	31.12.2015				31.12.2014
	Base de cálculo	IR	CS	Total	Total
Passivo:					
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	720.524	180.131	64.847	244.978	266.990
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	528.395	132.099	47.556	179.655	26.471
Depreciação acelerada	493.092	123.273	44.378	167.651	95.666
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Encargos financeiros capitalizados	50.643	12.661	4.558	17.219	5.693
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	41.335	10.334	3.720	14.054	14.806
Outros	2.311	578	208	786	333
		485.940	**174.938**	**660.878**	**446.494**
Ativo:					
Provisões fiscais, previdenciárias e trabalhistas e cíveis	260.273	65.068	23.425	88.493	64.844
Obrigações com benefícios de aposentadoria	184.794	46.199	16.631	62.830	65.686
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	129.192	32.298	11.627	43.925	43.925
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	102.609	25.652	9.235	34.887	31.790
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	91.541	22.885	-	22.885	26.524
Provisão para redução ao valor recuperável	60.074	15.019	5.407	20.426	20.978
Provisão para PDV e bônus gerencial	34.594	8.649	3.113	11.762	8.608
Outros	19.000	4.750	1.710	6.460	6.627
		220.520	**71.148**	**291.668**	**268.982**
Valor líquido		**265.420**	**103.790**	**369.210**	**177.512**

Natureza dos créditos	Consolidado				
	31.12.2015				31.12.2014
	Base de cálculo	IR	CS	Total	Total
Passivo:					
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	720.524	180.131	64.847	244.978	266.990
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	948.070	237.018	85.326	322.344	35.914
Depreciação acelerada	616.008	154.002	55.441	209.443	125.622
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Encargos financeiros capitalizados	83.388	20.847	7.505	28.352	5.693
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	41.335	10.334	3.720	14.054	14.806
Outros	2.311	578	206	784	333
		629.774	**226.716**	**856.490**	**485.893**
Ativo:					
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	262.876	65.719	23.659	89.378	65.727
Obrigações com benefícios de aposentadoria	184.794	46.199	16.631	62.830	65.686
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	131.327	32.832	11.819	44.651	44.651
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	102.609	25.652	9.235	34.887	31.790
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	91.541	22.885	-	22.885	26.524
Provisão para redução ao valor recuperável	60.074	15.019	5.407	20.426	20.978
Ajuste a valor justo do ativo imobilizado	38.581	9.645	3.472	13.117	14.036
Provisão para PDV e bônus gerencial	34.594	8.649	3.113	11.762	8.608
Outros	37.436	9.359	3.427	12.786	11.266
		235.959	**76.763**	**312.722**	**289.266**
Valor líquido		**393.815**	**149.953**	**543.768**	**196.627**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		404.888	153.938	558.826	212.507
Ativo[32]		(11.073)	(3.985)	(15.058)	(15.880)
Total		**393.815**	**149.953**	**543.768**	**196.627**

b) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2014	**141.042**	**146.088**
Impostos diferidos no resultado	60.231	64.858
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(23.761)	(14.319)
Saldos em 31.12.2014	**177.512**	**196.627**
Impostos diferidos no resultado	184.553	206.943
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	7.145	140.198
Saldos em 31.12.2015	**369.210**	**543.768**

[32] Valor apresentado na rubrica "Outros ativos não circulantes"

c) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2016	36.801	199.632	39.121	298.171
2017	80.290	19.965	83.100	57.410
2018	61.223	55.201	62.370	62.571
2019	15.082	22.452	16.066	23.009
2020	11.293	22.922	13.313	23.479
2021	11.326	25.636	12.293	26.193
2022 a 2026	36.897	138.279	44.863	154.122
2027 a 2031	14.335	88.743	17.175	104.586
2032 em diante	24.421	88.048	24.421	106.949
	291.668	**660.878**	**312.722**	**856.490**

26 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios de 2015 e 2014.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2015 e 31.12.2014, é de R$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2015, é de R$ 10,18 (R$ 8,66 por ação em 31.12.2014).

b.1) Quadro societário da Companhia em 31.12.2015 e 31.12.2014

Acionistas	Participação no Capital
GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (ENGIE LA)	68,71%
Banco Clássico S.A.	10,00%
Demais acionistas	21,29%
	100,00%

Em 31.12.2015 e 31.12.2014, a quantidade de ações da Companhia em poder de seus administradores era de 381.132 ações.

c) Reserva de Capital

Refere-se, substancialmente, à remuneração do capital próprio aplicado em imobilizações em curso, calculada à taxa de 10% a.a. durante os anos de 1986 a 1998, conforme legislação específica do setor elétrico. Esta reserva poderá ser utilizada para absorção de prejuízos que ultrapassarem as reservas de lucros e para incorporação ao capital social.

d) Reservas de lucros

d.1) Reserva legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

d.2) Reservas de incentivos fiscais

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pelas usinas hidrelétricas Ponte de Pedra e São Salvador.

d.3) Reserva de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades.

Em 31.12.2015, a Administração da Companhia está propondo a destinação do valor de R$ 682.999 dos lucros acumulados em 2015 para reserva de retenção de lucros. Estes recursos serão destinados a investimentos na UTE Pampa Sul, no parque eólico Santa Mônica, no complexo eólico Campo Largo e na manutenção do parque produtivo da Companhia.

e) Ajustes de avaliação patrimonial

e.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização desta reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado é reconhecida no resultado da Companhia.

e.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as seguintes variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e contribuição social diferidos: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; e (ii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela Companhia.

f) Participação de acionista não controlador

Refere-se à participação acionária de 5% de terceiros no capital social da controlada indireta Ibitiúva.

27 – DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

a) Cálculo

	31.12.2015	31.12.2014
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício	1.500.392	1.382.368
Reserva de incentivos fiscais	(22.891)	(11.679)
Realização do custo atribuído do imobilizado em lucros acumulados	40.274	38.756
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos	**1.517.775**	**1.409.445**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	311.277	380.114
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	267.876	190.357
Dividendos adicionais propostos	209.499	172.081
Subtotal	**788.652**	**742.552**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	46.124	32.643
Total dos dividendos e juros sobre capital próprio anuais	**834.776**	**775.195**
Percentual do lucro líquido ajustado	**55%**	**55%**
Dividendos e juros sobre o capital próprio por ação ordinária (em reais)	**1,2788764646**	**1,1875973571**

b) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da TBLE prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

c) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2015

c.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 25.07.2015, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2015, no valor de R$ 311.277, correspondente a R$ 0,4768763081 por ação. O início dos pagamentos dos referidos dividendos ocorreu em 25.09.2015.

c.2) Juros sobre o capital próprio

Em 06.11.2015, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2015 a 31.12.2015, no valor bruto de R$ 314.000, correspondente a R$ 0,4810475006 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente na data de 31.12.2015, com base na posição acionária do dia 23.11.2015. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 24.11.2015.

Os juros, líquidos do imposto de renda na fonte, foram imputados aos dividendos obrigatórios e serão pagos no dia 24.02.2016.

c.3) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 23.02.2016, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2015, no valor de R$ 209.499 (R$ 0,3209526559 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, não aprovado em Assembleia Geral ou pelo órgão competente, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Esses dividendos excedem o mínimo obrigatório e, portanto, estarão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada "Dividendos adicionais propostos", até a sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária – AGO.

28 – CONCILIAÇÃO DA RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

Em atendimento às exigências do CPC 30 - Receitas, a tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita líquida de vendas:

	Controlada		Consolidado	
	2015	**2014**	**2015**	**2014**
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Distribuidoras de energia elétrica	2.306.145	2.290.543	3.363.487	3.347.103
Comercializadoras de energia elétrica	1.631.061	1.518.323	239.918	266.273
Consumidores livres	266.768	244.921	3.238.782	2.499.984
Transações no mercado de curto prazo	244.812	765.078	337.937	961.643
Outras receitas	69.503	62.685	49.169	47.720
	4.518.289	**4.881.550**	**7.229.293**	**7.122.723**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
PIS e Cofins	(409.807)	(398.530)	(654.004)	(593.352)
ICMS	(23.786)	(21.388)	(23.847)	(21.388)
ISS	(1.532)	(1.390)	(1.532)	(1.390)
Pesquisa e desenvolvimento	(33.695)	(30.874)	(37.873)	(34.097)
	(468.820)	**(452.182)**	**(717.256)**	**(650.227)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**4.049.469**	**4.429.368**	**6.512.037**	**6.472.496**

Em 31.12.2015, os clientes que participavam com percentual superior a 5% da receita líquida consolidada da Companhia eram os seguintes: Celesc, CPFL Energia e Cemig Distribuidora.

29 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos de produção de energia elétrica e dos serviços prestados:

	Controladora				Consolidado			
	Energia vendida		Serviços prestados		Energia vendida		Serviços prestados	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Depreciação e amortização	384.534	375.573	-	-	591.569	584.157	-	-
Combustível	230.716	185.485	-	-	249.984	204.186	-	-
Pessoal	197.574	178.997	22.424	19.150	202.229	183.241	22.437	19.150
Royalties	151.917	144.591	-	-	177.958	170.504	-	-
Serviço de terceiro	120.913	107.360	3.866	3.899	169.434	142.282	3.866	3.899
Material	33.771	28.056	1.018	1.127	38.462	32.460	1.018	1.127
Constituição (Reversão) de provisão, líquida	63.216	(68.975)	-	-	63.217	(68.808)	-	-
Outros	56.862	42.428	1.088	1.181	69.263	53.395	1.088	1.181
	1.239.503	**993.515**	**28.396**	**25.357**	**1.562.116**	**1.301.417**	**28.409**	**25.357**

Os custos com pessoal incluem, além dos salários e encargos sociais, os benefícios de auxílio à recuperação da saúde, seguro de vida em grupo, auxílio creche às empregadas, vale alimentação e transporte, previdência privada, cursos e treinamentos, entre outros.

Pagamento baseado em ações

A Tractebel Energia não tem nenhum programa específico de pagamento baseado em suas ações. Entretanto, a sua controladora indireta ENGIE, sediada na França, mantém os seguintes programas de ações para determinados executivos e empregados: (i) opção de compra de ações na Bolsa de Valores de Paris (França), estabelecido com base nas principais responsabilidades desenvolvidas pelos beneficiários; e (ii) prêmio em ações por desempenho ou bonificação. Adicionalmente há o programa de cessão de ações gratuitas que abrange todos os empregados.

Os programas de opções de compras de ações e de prêmio em ações por desempenho tem vigência de quatro ou cinco anos e seus valores estão vinculados ao atingimento de determinados índices financeiros da ENGIE. Por conta da conjuntura econômica mundial, tem-se verificado ao longo dos anos uma redução nos valores de mercado dessas opções de compra e das ações por desempenho, o que possivelmente influenciará o exercício das opções e a obtenção do benefício das ações por desempenho nos seus vencimentos.

Os custos envolvidos nesses programas são irrelevantes e integralmente pagos pela ENGIE, não cabendo à TBLE nenhum desembolso relativo aos mesmos.

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas:

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Pessoal	5.714	6.352	74.894	73.556	5.714	6.352	75.520	74.940
Administradores	-	-	30.113	20.677	-	-	31.430	22.218
Serviço de terceiro	220	291	36.261	39.498	4.323	4.504	37.196	41.657
Material	21	16	1.613	1.365	21	16	1.623	1.376
Depreciação e amortização	-	-	8.826	7.944	-	-	8.856	7.968
Aluguéis	108	191	5.839	5.945	108	191	7.310	6.889
Fundos de pensão	-	-	5.186	4.557	-	-	5.186	4.557
Contribuições e doações	3.468	3.202	7.510	5.580	5.874	5.210	8.273	12.121
Reversão de provisões operacionais	-	-	(8.539)	(7.091)	-	-	(9.024)	(7.240)
Outros	431	309	16.021	13.994	1.421	939	16.387	15.854
	9.962	**10.361**	**177.724**	**166.025**	**17.461**	**17.212**	**182.757**	**180.340**

30 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	168.814	61.524	224.848	95.286
Renda de depósitos vinculados	6.635	3.505	22.833	13.631
Juros sobre valores a receber	15.530	8.475	11.795	8.493
Variação monetária sobre depósitos judiciais	14.951	11.134	15.237	11.276
Reversão de encargos sobre passivos prescritos[33]	-	61.408	-	61.408
Outras receitas financeiras	5.789	16.099	6.117	16.316
	211.719	**162.145**	**280.830**	**206.410**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária				
Concessões a pagar	354.328	218.407	363.786	225.497
Empréstimos e financiamentos	87.866	54.473	211.035	198.570
Hedge de valor justo sobre empréstimos	110.733	41.012	110.733	41.012
Debêntures	4.788	11.404	4.788	11.404
Provisões	13.140	21.452	13.571	21.815
Obrigações com benefícios de aposentadoria	29.536	27.953	29.536	27.953
Variação cambial				
Empréstimos	554.606	80.251	554.606	80.251
Hedge de valor justo sobre empréstimos	(554.606)	(83.726)	(554.606)	(83.726)
Outras despesas financeiras	9.380	22.538	17.979	29.933
	609.771	**393.764**	**751.428**	**552.709**
Despesas financeiras, líquidas	**398.052**	**231.619**	**470.598**	**346.299**

[33] Reversão de encargos sobre passivos prescritos relacionados com compra de energia e encargos de transmissão

31 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2015		2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**1.860.052**	**1.860.052**	**1.835.326**	**1.835.326**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(465.013)**	**(167.405)**	**(458.832)**	**(165.179)**
Diferenças permanentes:				
Equivalência patrimonial	104.012	37.444	74.496	26.818
Incentivos fiscais	25.390	-	13.641	-
Juros sobre o capital próprio	78.500	28.260	45.038	16.526
Outros	(163)	(685)	(4.513)	(953)
	(257.274)	**(102.386)**	**(330.170)**	**(122.788)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(120.610)	(54.497)	(284.717)	(108.010)
Diferido	(136.664)	(47.889)	(45.453)	(14.778)
	(257.274)	**(102.386)**	**(330.170)**	**(122.788)**
Alíquota efetiva	**13,8%**	**5,5%**	**18,0%**	**6,7%**

	Consolidado			
	2015		2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**2.033.232**	**2.033.232**	**1.956.649**	**1.956.649**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(508.308)**	**(182.991)**	**(489.162)**	**(176.098)**
Diferenças permanentes:				
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	15.429	4.924	12.540	3.689
Incentivos fiscais	25.390	-	13.641	-
Juros sobre o capital próprio	78.500	28.260	45.230	16.603
Outros	5.655	1.212	(672)	685
	(383.334)	**(148.595)**	**(418.423)**	**(155.121)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(230.196)	(94.790)	(369.541)	(139.145)
Diferido	(153.138)	(53.805)	(48.882)	(15.976)
	(383.334)	**(148.595)**	**(418.423)**	**(155.121)**
Alíquota efetiva	**18,9%**	**7,3%**	**21,4%**	**7,9%**

32 – GERENCIAMENTO DE RISCO E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) promover internamente a conscientização para o tratamento do risco; (ii) definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento; (iii) promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação; e (iv) classificar e definir os procedimentos de seu controle.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um dos fatores de risco a seguir descritos.

a) Risco de mercado

O objetivo da utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e de moedas.

Estes riscos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo com derivativos ou relacionado a quaisquer outros instrumentos de risco.

Não houve qualquer mudança na exposição da Companhia aos riscos de mercado ou na administração e mensuração desses riscos no ano de 2015.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são os seguintes:

a.1) Risco relacionado às dívidas com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros aplicadas aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

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

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, a maior parte da dívida contratada está vinculada à TJLP, cuja expectativa da Companhia é de aumento no curto e médio prazo. Visto que este crescimento tende a acompanhar as elevações das taxas de juros e efeitos inflacionários, o mesmo tende a ser protegido pelos reajustes dos contratos de energia mencionados anteriormente. Ressalta-se que o montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida.

a.2) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

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

Em 31.12.2015, a Companhia não mantinha nenhuma dívida em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de *hedge*.

Os ganhos não realizados nas operações de *hedge* são os seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2015	**2014**	**2015**	**2014**
Posição ativa				
Hedge de valor justo sobre empréstimos	488.802	65.968	488.802	65.968
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	419.665	27.771
	488.802	**65.968**	**908.467**	**93.739**
Posição passiva				
Hedge de valor justo sobre empréstimos	-	(1.732)	-	(1.732)
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	(562)	-
	-	**(1.732)**	**(562)**	**(1.732)**
Posição líquida	**488.802**	**64.236**	**907.905**	**92.007**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	488.802	27.538	778.227	30.144
Ativo não circulante	-	38.430	130.240	63.595
Passivo não circulante[34]	-	(1.732)	(562)	(1.732)
	488.802	**64.236**	**907.905**	**92.007**

a.2.1) Operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos

A Companhia contratou operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras das instituições financeiras concedentes dos empréstimos em dólares norte americanos para a proteção dos fluxos de pagamentos futuros de principal e juros, inclusive o imposto de renda incidente sobre os mesmos, contra as oscilações cambiais.

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para o seu registro contábil. Desta forma, tanto os empréstimos objeto do *hedge* quanto o instrumento de *hedge* (*swap*) são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos da variação cambial em seus resultados.

Em 31.12.2015, os valores dos empréstimos e dos *swaps* avaliados ao custo amortizado ("na curva") e ao valor justo são os seguintes:

[34] Apresentado como parte na rubrica "Outros passivos não circulantes".

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros [35]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
HSBC USA II	US$ 100.000	03.2016	Trimestrais	1,4294% a.a.	392.187	(5.611)	386.576
Swap	R$ 230.940	03.2016	Trimestrais	97,0% do CDI	(232.592)	402	(232.190)
HSBC USA III	US$ 80.266	10.2016	Trimestrais	1,7871% a.a.	315.750	(8.733)	307.017
Swap	R$ 200.000	10.2016	Trimestrais	99,0% do CDI	(205.690)	366	(205.324)
HSBC USA IV	US$ 50.000	12.2016	Trimestrais	1,8104 % a.a.	196.078	(5.514)	190.564
Swap	R$ 128.320	12.2016	Trimestrais	98,6% do CDI	(133.479)	248	(133.231)
HSBC USA V	US$ 10.000	12.2016	Trimestrais	1,8471 % a.a.	39.216	(983)	38.233
Swap	R$ 26.558	12.2016	Trimestrais	97% do CDI	(27.161)	62	(27.099)
Mizuho Bank	US$ 90.000	12.2016	Trimestrais	1,7260% a.a.	352.961	(11.491)	341.470
Swap	R$ 233.910	12.2016	Trimestrais	96,02% do CDI	(235.329)	1.104	(234.225)
Bank of Tokyo	US$ 50.000	12.2016	Trimestrais	114,2857% Libor + 0,5486% a.a.	196.046	(7.730)	188.316
Swap	R$ 130.500	12.2016	Trimestrais	98,0% do CDI	(131.578)	273	(131.305)
Resultado *swap*					**526.409**	**(37.607)**	**488.802**

Mutação das operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos

	Controladora e Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Ativo em 01.01.2014	**-**	**1.115**	**1.115**
Juros no resultado	(41.012)	-	(41.012)
Variações cambiais	-	83.726	83.726
Ajuste a valor justo	-	(12.936)	(12.936)
Transferências	35.207	(35.207)	-
Amortização de juros	33.343	-	33.343
Ativo em 31.12.2014	**27.538**	**36.698**	**64.236**
Juros no resultado	(110.733)	-	(110.733)
Variações cambiais	201.649	352.957	554.606
Ajuste a valor justo	(38.438)	14.237	(24.201)
Transferências	403.892	(403.892)	-
Amortização de principal	(105.534)	-	(105.534)
Amortização de juros	110.428	-	110.428
Ativo em 31.12.2015	**488.802**	**-**	**488.802**

a.2.2) Operações de *hedge* de fluxo de caixa

A Companhia mantém contratado em 31.12.2015 *Non-Deliberable Forward* (NDF), com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da usina termelétrica a carvão UTE Pampa Sul, dos parques eólicos do Complexo Eólico Campo Largo e da Usina Solar Fotovoltaico Assú V. Os NDF utilizados para proteção dos compromissos assumidos pelo Complexo Eólico Campo Largo e pela Usina Solar Fotovoltaico Assú V foram contratados pela Tractebel Energia – controladora indireta – e repassados em sua totalidade às controladas.

[35] As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior

Os NDF foram contratados com o HSBC e o Santander, nas proporções de 84,5% e 15,5%, respectivamente, e têm seus vencimentos até julho de 2018.

Em 31.12.2015, os ganhos não realizados dos NDF totalizavam uma posição ativa de R$ 419.665 e uma posição passiva de R$ 562. A contrapartida deste montante está reconhecida diretamente no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes", líquido dos efeitos de imposto de renda e contribuição social diferidos, totalizando R$ 276.608. Adicionalmente, está reconhecido na rubrica "Outros resultados abrangentes" o montante de R$ 13.647, referente a ganhos realizados em NDF recontratados em função da revisão do fluxo de pagamentos ao fornecedor.

Os ganhos não realizados, líquidos dos efeitos do imposto de renda e contribuição social diferidos, incorridos no ano de 2015 foram de R$ 258.278 e estão apresentados na "Demonstração dos resultados abrangentes".

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08 e para fins de referência, está sendo apresentada a seguir uma análise de sensibilidade dos empréstimos, dos financiamentos, das debêntures e das concessões a pagar expostos a riscos da variação de taxas de juros e de índices flutuantes, e de variação de cotação de moedas estrangeiras.

O cenário-base provável para o ano de 2016 foi definido através das seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil).

			Sensibilidade		
Variação das taxas de juros e índices:	**Variação 2015**	**Cenário Provável 2016**	**Provável**	**Δ + 25% (*)**	**Δ + 50% (*)**
TJLP	6,3%	8,0%	+1,7 p.p.	2,0 p.p.	4,0 p.p.
CDI	13,2%	15,3%	+2,1 p.p.	4,2 p.p.	8,5 p.p.
IPCA	10,7%	6,9%	-3,8 p.p.	1,7 p.p.	3,5 p.p.
IGP-M	10,5%	6,5%	-4,0 p.p.	1,6 p.p.	3,3 p.p.

(*) Variações sobre o cenário provável de 2016.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos doze últimos meses observados em 31.12.2015 e os previstos no cenário provável dos doze próximos meses a findar em 31.12.2016. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e de 50% sobre o cenário provável de doze meses a findar em 31.12.2016. As variações que poderão ser causadas no resultado financeiro consolidado da Companhia nos próximos doze meses em comparação com os últimos doze meses, caso tais cenários se materializem, são os seguintes:

	Saldos em 31.12.2015	Efeitos 2016 - Sensibilidade		
		Provável	Δ + 25%	Δ + 50%
Empréstimos e financiamentos				
TJLP	2.395.953	(40.505)	(47.042)	(94.892)
CDI (Empréstimos com *swap* para o CDI)	1.452.176	(11.988)	(24.306)	(48.808)
IPCA	172.415	5.993	(2.789)	(5.576)
		(46.500)	**(74.137)**	**(149.276)**
Debêntures				
IPCA	181.436	**7.262**	**(3.378)**	**(6.756)**
Concessões a pagar				
IGP-M	1.515.411	63.694	(25.605)	(51.210)
IPCA	555.141	19.901	(9.386)	(18.773)
		83.595	**(34.991)**	**(69.983)**
Total		**44.357**	**(112.506)**	**(226.015)**

b) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e de cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos, financiamentos e debêntures, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social, as reservas e os lucros acumulados incorporados às reservas de lucros.

A Tractebel Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento bruto, calculado com base no EBITDA, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 3,5 vezes o EBITDA.

c) Risco de crédito

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição ao risco de crédito são as vendas de energia, as aplicações financeiras e as operações de *hedge*. O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldade apresentada por bancos e clientes em honrar os seus compromissos é praticamente nulo. A Companhia é avalista em contratos de financiamentos de suas controladas com o objetivo de assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos.

c.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras, inclusive os Contratos de CCEAR, a Companhia minimiza o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão a fiança bancária e o CDB caucionado. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, através de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

Os créditos de todos os clientes são revisados anualmente e a sua exposição aos diversos setores da economia é avaliada periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco específico setorial.

c.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas obedecem à alocação de no mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais - na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas - e no máximo 10% dos recursos em Títulos Privados - aquisições de CDBs de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Os mesmos devem atender aos seguintes parâmetros: (i) patrimônio líquido de no mínimo R$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2015, esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do governo brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos em decorrência de eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

c.3) Riscos relacionados às operações de *hedge*

A "Política de Investimentos e Derivativos" impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo.

Conforme anteriormente mencionado, as únicas operações de *hedge* contratadas pela companhia foram: (i) os *swaps* para proteção dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólares norte-americanos; e (ii) os NDF para proteger os fluxos de pagamentos dos compromissos futuros em moeda estrangeira estabelecidos nos contratos de compra de equipamentos e de serviços vinculados à construção de usinas.

d) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Comitê Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e de gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, através do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados. A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Comitê Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

O demonstrativo a seguir apresenta o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2015. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e de pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	372.502	-	-	-	372.502
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[36]	1.201.012	299.841	246.778	185.391	1.933.022
Debêntures	11.497	22.947	22.995	217.771	275.210
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	2.993	6.649	6.260	7.833	23.735
Concessões a pagar	58.295	118.569	205.868	5.049.220	5.431.952
	1.646.299	**448.006**	**481.901**	**5.460.215**	**8.036.421**

	Consolidado				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	573.573	-	-	-	573.573
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[36]	1.489.635	845.027	740.092	1.654.072	4.728.826
Debêntures	11.497	22.947	22.995	217.771	275.210
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	12.354	19.327	10.948	7.833	50.462
Concessões a pagar	63.735	129.428	216.727	5.141.970	5.551.860
	2.150.794	**1.016.729**	**990.762**	**7.021.646**	**11.179.931**

[36] Com os efeitos do *hedge*.

e) Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Ativos financeiros				
Mensurados ao valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras	1.735.344	1.285.782	2.385.163	1.590.721
Depósitos vinculados	16.347	95.463	177.852	260.273
Recebíveis e empréstimos				
Caixa e depósitos bancários à vista	3.664	1.682	11.691	14.010
Contas a receber de clientes	443.401	462.538	775.682	716.463
Dividendos a receber de controladas	208.777	239.115	-	-
Combustível a reembolsar	144.249	343.221	144.249	343.221
Indenização de seguro a receber	7.618	216.426	7.618	216.426
Operações de *hedge*				
Hedge de valor justo sobre empréstimos	488.802	65.968	488.802	65.968
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	419.665	27.771
	3.048.202	**2.710.195**	**4.410.722**	**3.234.853**
Passivos financeiros				
Passivos financeiros avaliados ao custo amortizado				
Fornecedores	372.502	507.086	573.573	641.702
Empréstimos e financiamentos	765.350	732.665	2.613.582	2.679.573
Debêntures	181.436	163.326	181.436	163.326
Concessões a pagar	2.020.581	1.720.105	2.070.552	1.765.772
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos [37]	-	-	47.516	84.543
Mensurados ao valor justo				
Empréstimos e financiamentos	1.452.176	1.209.833	1.452.176	1.209.833
Operações de *hedge*				
Hedge de valor justo sobre empréstimos	-	1.732	-	1.732
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	562	-
	4.792.045	**4.334.747**	**6.939.397**	**6.546.481**

Os ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado estão avaliados pelos preços cotados em mercado ativo (Nível 1), exceto os empréstimos e financiamentos e as operações de *hedge*, os quais estão avaliados por meio de outros dados observáveis (Nível 2).

f) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado, nos empréstimos e financiamentos, nas debêntures e nas concessões a pagar. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes. Os empréstimos em moeda estrangeira, líquidos de *hedge*, não apresentam diferença entre os valores de mercado e os valores contábeis, uma vez que estes estão contabilizados a valor justo.

[37] Apresentado nas rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes"

	Controladora			
	31.12.2015		31.12.2014	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	765.350	773.945	732.665	733.092
Debêntures	181.436	176.729	163.326	165.882
Concessões a pagar	2.020.581	2.240.528	1.720.105	2.174.312
	2.967.367	**3.191.202**	**2.616.096**	**3.073.286**

	Consolidado			
	31.12.2015		31.12.2014	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	2.613.582	2.802.011	2.679.573	2.680.001
Debêntures	181.436	176.729	163.326	165.882
Concessões a pagar	2.070.552	2.296.789	1.765.772	2.231.006
	4.865.570	**5.275.529**	**4.608.671**	**5.076.889**

33 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

	ATIVO			PASSIVO	
	Contas a receber			Fornecedor	JCP [38]
	Energia	Serviços	Dividendos	Energia	dividendos
31.12.2015					
TBLC	121.815	-	151.772	-	-
CEE	40.325	-	37.543	-	-
Lages	858	169	17.844	-	-
Itasa	-	1.229	1.618	10.156	-
Ceste	-	1.454	-	-	-
Controladas TBLP	-	428	-	-	-
Geramamoré	-	-	-	31.209	-
Engie LA	-	244	-	-	183.393
	162.998	**3.524**	**208.777**	**41.365**	**183.393**
31.12.2014	**159.926**	**3.998**	**239.115**	**7.480**	**130.244**

[38] Juros sobre o capital próprio

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

	Receita			Custo	Despesa	
	Suprimento de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros	Receitas financeiras
31.12.2015						
TBLC	1.631.060	-	326	-	-	-
CEE	-	6.867	326	-	-	8.003
Lages	7.900	1.671	190	-	-	-
Itasa	-	16.519	-	68.022	-	-
Controladas TBLP	-	-	1.352	-	-	-
Ceste	-	18.885	-	-	-	-
Geramamoré	-	-	-	270.010	-	-
Degremont	-	-	-	-	2.502	-
Leme	-	-	-	-	1.226	-
Outras	-	-	326	-	-	-
	1.638.960	**37.075**	**2.520**	**338.032**	**3.728**	**8.003**
31.12.2014	**1.304.603**	**35.573**	**1.740**	**83.810**	**3.245**	**4.644**

As transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia compreendem basicamente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos; e (iv) garantias concedidas a terceiros.

c) Compromissos futuros

Os principais compromissos contratados com partes relacionadas, cujos registros no resultado ocorrerão em suas competências futuras, ao longo do prazo dos contratos, são os seguintes:

c.1) Compra e venda de energia

Contratos	MW médios	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso Futuro Base 31.12.2015
Compra TBLE da Itasa	167	2030	IGP-M	Janeiro	932.208
Compra TBLE da Itasa	61	2030	Variação do dólar + Inflação dos EUA	Outubro	882.923
Venda TBLE para TBLC	322	2016	IPCA	Março	148.726
Venda TBLE para Lages	16	2017	IGP-M	Abril	25.129
Venda TBLC para CEE	9	2041	IPCA	Outubro	380.975
Venda Projeto Trairí para TBLC	64	2032	IPCA	Dezembro	1.743.175

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, através da controlada TBLC que, para atender aos seus compromissos contratuais, compra energia principalmente da Tractebel Energia.

A energia gerada pelos projetos eólicos Trairí está sendo comercializada no Ambiente de Contratação Livre, através da controlada TBLC.

c.2) Operação e manutenção

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2015
Itasa	16.10.2030	IGP-M	229.653
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	211.048
Lages	31.03.2016	Reajuste salarial	570

A Companhia tem a estratégia de concentrar na Tractebel Energia as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, sempre que as mesmas não tiverem esses serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da Tractebel Energia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

c.3) Serviços administrativos

Os serviços necessários às atividades administrativas das controladas diretas e indiretas são prestados pela Tractebel Energia. O prazo dos contratos é de 4 anos e os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é de R$ 2.543.

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos firmados por suas controladas diretas e indiretas com o BNDES, Bancos (Repasse BNDES) e outros agentes financeiros. As principais garantias são as demonstradas a seguir:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2015
BNDES e Repasse BNDES (Bancos)	Caução da totalidade das ações de emissão das seguintes empresas: CEE, Beberibe, Pedra do Sal, Areia Branca, Ibitiúva, Trairí, Guajiru, Fleixeiras I, Mundaú e Ferrari.	1.840.961
Banco do Brasil	Caução da totalidade das ações de emissão da controlada indireta Hidropower.	7.271

e) Avais e fianças

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total em 31.12.2015 é de R$ 267.637. Os vencimentos das garantias estão programados da seguinte forma: R$ 126.937 em 2016, R$ 9.141 em 2017, R$13.687 em 2018, R$ 48.992 em 2020, R$ 17.084 em 2022 e R$ 51.796 em 2023.

Adicionalmente, a Companhia é fiadora da construção de três projetos ganhadores do leilão de energia promovido pela Aneel em novembro de 2014: a UTE Pampa Sul (294,5 MW médios), o Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW médios), o Complexo Eólico Campo Largo (82,6 MW médios) e a UTE Ferrari (9,8 MW médios); no valor total em 31.12.2015 de R$ 166.912, cujos vencimentos são: R$ 29.552 em 2016 e R$ 137.360 em 2019.

f) Mútuo entre Ibitiúva e Andrade Açúcar e Álcool (Andrade)

A controlada indireta Ibitiúva possui um contrato de mútuo com a Andrade - sua parte relacionada no Consórcio Andrade. O mútuo é atualizado pela variação do IPCA e o contrato vence em 2025. O saldo remanescente em 31.12.2015 é de R$ 16.251 (R$ 15.972 em 31.12.2014).

g) Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração relacionada às pessoas chaves da administração em 31.12.2015 é de R$ 23.566 (R$ 20.667 em 31.12.2014) na controladora e R$ 24.883 (R$ 22.218 em 31.12.2014) no consolidado. Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

34 – SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios - *Property Damage and Business Interruption* (PDBI) - do programa de seguros de sua controladora ENGIE. A vigência do seguro vai até 31.05.2016 e o valor da cobertura é de R$ 14.515.616 na controladora, e de R$ 18.234.456 no consolidado, conforme a seguir demonstrado.

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	**Danos materiais**	**Lucro cessante**	**Danos materiais**	**Lucro cessante**
Usinas hidrelétricas	9.167.431	566.177	11.220.152	566.175
Usinas termelétricas	3.251.606	1.530.402	3.251.606	1.530.403
Usinas complementares (eólicas, biomassa e PCH)	-	-	1.320.807	345.313
	12.419.037	**2.096.579**	**15.792.565**	**2.441.891**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 2.064.270, por evento.

b) Riscos de engenharia

O projeto de construção do Complexo Eólico Santa Mônica possui seguro de risco de engenharia e de responsabilidade civil com cobertura de R$ 450.430 e de R$ 20.000, respectivamente, para todo o período da obra.

O projeto de construção da UTE Pampa Sul possui seguro de risco de engenharia e de responsabilidade civil com cobertura de R$ 113.050 e R$ 5.000, respectivamente, até fevereiro 2016. A partir dessa data será efetivada a contratação de seguro para todo o período da obra.

c) Outras coberturas

A Companhia possui ainda seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de conselheiros, de diretores e de administradores, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

d) Sinistros ocorridos em 2014

Em junho de 2014, a Companhia sofreu sinistros em duas unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), resultando em redução da geração e, como consequência, em impactos negativos na CCEE no período de julho de 2014 a fevereiro de 2015, cujos efeitos foram cobertos pelas apólices de seguro. No quarto trimestre foi liquidado um dos sinistros e recebido R$ 86.912. Em 31.12.2015 está pendente de recebimento o montante de R$ 7.618, cuja liquidação está prevista para ocorrer em 2016.

35 – COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui os seguintes compromissos de longo prazo considerados relevantes:

a) Contrato de conexão

A Companhia mantém contrato de conexão com a Eletrosul e a Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), e as controladas CEE e Trairí com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ("Eletronorte") e a Transmissora Delmiro Gouveia ("TDG"), respectivamente. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

Em 31.12.2015, o valor dos compromissos futuros decorrentes dos contratos de conexão é de R$ 178.251 (R$ 160.733 em 31.12.2014).

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia, e suas controladas CEE, Itasa, Trairí, Guajiru, Fleixeiras I e Mundaú mantêm contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

Em 31.12.2015, o valor das obrigações futuras provenientes destes contratos totaliza R$ 6.354.854 (R$ 6.094.824 em 31.12.2014).

c) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das usinas da Companhia.

Em 31.12.2015, o valor dos compromissos futuros derivados destes contratos totaliza R$ 257.914 (R$ 209.496 em 31.12.2014).

d) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com os seguintes níveis de contratação nos próximos seis anos:

	MW médios					
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Recursos próprios	3.549	3.542	3.584	4.005	3.997	4.006
Compras para revenda	816	559	547	455	237	200
Disponibilidade total	4.365	4.101	4.131	4.460	4.234	4.206
Disponibilidade contratada	4.216	3.845	3.544	3.460	2.790	2.311
% Contratados	96,59%	93,76%	85,79%	77,58%	65,90%	54,95%

e) Compra de gás natural

A Companhia celebrou contrato de fornecimento de gás natural em 2001, o qual o vencimento ocorreu em maio de 2006. Após o término do contrato, a TBLE manifestou interesse em renová-lo nas condições estabelecidas na legislação que criou o Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT). Diante da proposta de renovação por parte do fornecedor com preço diferente do previsto na legislação do PPT, a Companhia ajuizou ação, a qual foi julgada procedente e garantiu o fornecimento de gás até setembro de 2014 mediante decisão judicial.

Findo esse prazo, a Tractebel Energia, considerando que o decreto do PPT lhe garantiu o suprimento de gás pelo prazo de 20 anos e que o contrato inicial teve o prazo de 5 anos, prorrogado por igual período, pleiteou a celebração de novo contrato pelo prazo restante de 10 anos.

Em virtude da divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço de combustível, as partes discutem a questão judicialmente e em sede de arbitragem, estando o fornecimento de gás garantido por liminar.

f) Contratos de arrendamentos

Os contratos de arrendamento a seguir mencionados foram classificados como operacionais em razão de não haver a possibilidade da transferência da propriedade do ativo para o arrendatário no final do prazo do contrato e nem a opção de compra do ativo, além de não satisfazer as demais condições necessárias para a classificação como arrendamento mercantil financeiro.

Os projetos eólicos da Companhia possuem contratos de arrendamento de terrenos utilizados na instalação e edificação das torres dos aerogeradores, da subestação e das instalações de transmissão associadas. Os contratos têm parcelas fixas e/ou variáveis e atualização por índices de inflação ou percentuais sobre a receita operacional bruta das empresas. Os prazos dos contratos normalmente são equivalentes aos das autorizações concedidas pela Aneel para a geração de energia. Os pagamentos mínimos futuros estimados com esses compromissos, na data base 31.12.2015, são de R$ 271.629 (R$ 162.607 em 31.12.2014).

g) Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago

A Companhia mantém contrato vinculado à modernização da UHE Salto Santiago. Os compromissos futuros, na data base 31.12.2015, são de R$ 114.467 (R$ 225.817 em 31.12.2014), aos quais se preveem a efetivação até o ano de 2017.

h) Contratos para construção em andamento

h.1) Complexo Eólico Santa Mônica

Em junho de 2014, a Companhia assinou contrato com os fornecedores para a execução do projeto de engenharia, a construção de sapatas, e o fornecimento, o transporte, a montagem, a instalação e o comissionamento de aerogeradores nas seguintes empresas: (i) Estrela; (ii) Cacimbas; (iii) Santa Mônica; e (iv) Ouro Verde.

O compromisso futuro assumido pelas empresas do Complexo como contraprestação aos serviços prestados, na data base 31.12.2015, é de R$ 181.926 (R$ 384.714 em 31.12.2014). O prazo previsto para a entrega da obra é o terceiro trimestre de 2016.

h.2) Usina Termelétrica Pampa Sul

A Pampa Sul firmou contratos vinculados à construção de sua usina a carvão no estado do Rio Grande do Sul, após a comercialização de 294,5 MW médios, através de leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014, a serem entregues a partir de 1° de janeiro de 2019. Os compromissos futuros referentes a esses contratos, na data base de 31.12.2015, são de R$ 1.603.486 (R$ 1.603.939 em 31.12.2014).

h.3) Complexo Eólico Campo Largo

O Complexo Eólico Campo Largo assinou contratos relacionados à implantação de onze parques eólicos no estado da Bahia, dos quais cinco participaram do leilão acima mencionado, tendo sido comercializados 69,2 MW médios a serem entregues a partir de 1° de janeiro de 2019. Os compromissos futuros relativos aos contratos de construção, na data base de 31.12.2015, são de R$ 1.326.691 (R$ 1.318.391 em 31.12.2014).

h.4) Complexo Solar Fotovoltaico Assú

O Complexo Solar Fotovoltaico Assú firmou contrato relacionado à aquisição de módulos fotovoltaicos para a construção do parque Assú V, após a comercialização de 9,2 MW médios, através de leilão promovido pela Aneel em novembro de 2015, a serem entregues a partir de 1° de novembro de 2018. Os compromissos futuros referentes a esses contratos, na data base de 31.12.2015, são de R$ 73.112.

i) Contrato de aluguel da sede administrativa

A Companhia mantém contrato de aluguel do prédio administrativo, localizado no município de Florianópolis no estado de Santa Catarina. Os compromissos futuros, na data base 31.12.2015, são de R$ 58.859 (R$ 60.462 em 31.12.2014), a qual tem vigência até o ano de 2023.

36 – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações que não envolveram o caixa e equivalentes de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Compensação de imposto de renda e contribuição social	59.358	37.081	78.461	50.823
Fornecedores de imobilizado e intangível	32.597	(12.858)	39.244	(34.147)
Juros e variação monetária capitalizados sobre financiamentos	34.077	16.744	67.808	17.776
Previsão para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	-	-	35.634	21.625
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	-	29.157	36.068
Dividendos a receber de controladas	41.600	97.773	-	-
Juros sobre o capital próprio creditados	314.000	223.000	314.000	223.000

37 – EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Destinações do resultado do exercício

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 23.02.2015, aprovou a proposta de destinação dos lucros do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a qual segue: (i) destinação de parcela dos lucros do exercício para aumento de capital social no valor de R$ 290.487; (ii) distribuição de dividendos adicionais propostos sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2015, no montante de R$ 209.499, ou R$ 0,3209526559 por ação; e (iii) retenção de lucros com base em orçamento de capital no valor de R$ 392.512. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

b) Pagamento de juros sobre o capital próprio do exercício de 2015

A Diretoria Executiva da Companhia anunciou em 27.01.2016 que definiu a data de 24.02.2016 para o início do pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício social findo em 31.12.2015. O montante bruto creditado foi de R$ 314.000, correspondentes a R$ 0,4810475006 por ação.

c) Rebaixamento do rating nacional – Standard & Poor's

Em 17.02.2016, a Standard & Poor's Ratings Services ("Standard & Poor's") comunicou o rebaixamento dos ratings de crédito corporativo de longo prazo atribuídos na Escala Nacional Brasil à Companhia de 'brAAA' para 'brAA'. Ao mesmo tempo, a Standard & Poor's reafirmou o rating de curto prazo 'brA1' da Companhia na mesma escala. Posteriormente, a pedido da Companhia, os referidos ratings foram retirados dessa agência.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes, referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes a seguir apresentado.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Edson Luiz da Silva
Diretor de Planejamento e Controle

Júlio César Lunardi
Diretor Administrativo

Florianópolis, 23 de fevereiro de 2016.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Philip Julien De Cnudde
Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Conselheiro

Luiz Eduardo Simões Viana
Conselheiro

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

Willem Frans Alfons Van Twembeke
Conselheiro

Roberto Henrique Tejada Vencato
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Antonio Alberto Gouvêa Vieira
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Edson Luiz da Silva
Diretor de Planejamento e Controle

Júlio César Lunardi
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RJ 072259/O-5 T-SC

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Conselheiros e Diretores da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis - SC

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Tractebel Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras
A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

Opinião sobre as demonstrações financeiras
Em nossa opinião as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2015, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB.*

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado
Examinamos, também, as demonstrações, individuais e consolidadas, do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Florianópolis, 23 de fevereiro de 2016

KPMG Auditores Independentes
CRC SC-000071/F-8



Claudio Henrique Damasceno Reis
Contador CRC SC-024494/O-1

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Paulo de Resende Salgado, Carlos Guerreiro Pinto e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis e a proposta da Administração sobre a destinação dos lucros relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 para aumento de capital social, distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio e reserva de retenção de lucros, com base no relatório dos auditores independentes KPMG, emitido em 23/02/16, sobre essas demonstrações contábeis, declaram que os mesmos representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2015, estando em condições de serem apreciados pela Assembleia Geral de Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2016.

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro Presidente

Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro