

# TRACTEBEL ENERGIA divulga lucro líquido de R$ 344,8 milhões e EBITDA de R$ 789,8 milhões no 1T15

Florianópolis (SC), 24 de abril de 2015 – A Tractebel Energia S.A. ("Tractebel Energia", "Tractebel" ou "a Companhia") - BM&FBovespa: TBLE3, ADR: TBLEY -, maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil, anuncia os resultados financeiros relativos ao primeiro trimestre de 2015 (1T15). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e de acordo com os princípios e práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), exceto quando indicado de modo diferente.

## Destaques

- ✓ No primeiro trimestre de 2015, **as vendas da Tractebel Energia** alcançaram 9.169 GWh (4.245 MW médios), representando um **crescimento de 0,5**%, em relação ao verificado no mesmo período de 2014.
- ✓ O **preço médio dos contratos de venda de energia, líquido** das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 167,35/MWh no 1T15, representando **um aumento de 15,8**% em comparação ao apurado no 1T14.
- ✓ **A receita líquida de vendas** no 1T15 totalizou R$ 1.618,0 milhões, **1,5% menor** que a do 1T14.
- ✓ O **EBITDA** atingiu R$ 789,8 milhões no período, com **crescimento de 13,8**% em relação ao 1T14. **A margem EBITDA** no 1T15 foi de 48,8%, **incremento de 6,6 p.p.** em relação ao mesmo trimestre de 2014.
- ✓ A Tractebel Energia registrou **lucro líquido** de R$ 344,8 milhões no 1T15, correspondendo a R$ 0,5282 por ação, valores **19,2% acima** dos alcançados no 1T14.
- ✓ Os baixos níveis dos reservatórios e as incertezas quanto à hidrologia e demanda de eletricidade para o resto do ano poderão influenciar **os resultados da Companhia nos demais trimestres** de 2015.
- ✓ Em 16 de fevereiro, a unidade 6 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B, que estava indisponível desde junho de 2014 devido a um sinistro, **retornou à operação comercial.**
- ✓ Em 17 de março, a Companhia iniciou o pagamento dos **juros sobre o capital próprio** relativos ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2014, no valor bruto de R$ 223,0 milhões, correspondentes a R$ 0,3416356453 por ação.
- ✓ Em 20 de abril, a agência Fitch Ratings reafirmou o rating internacional da Companhia como 'BBB', bem como o **Rating Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)'**. A perspectiva da Tractebel foi classificada como estável.

### Para divulgação imediata

Para informações adicionais, entre em contato com a área de Relações com Investidores:

**Eduardo Sattamini**
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
sattamini@tractebelenergia.com.br

**Antonio Previtali Jr.**
Gerente de Relações com Investidores
previtali@tractebelenergia.com.br
Tel: (48) 3221-7221

**Teleconferência com webcast**
dia 27/04/2015 às 11h00 (horário de Brasília) em português – tradução simultânea para inglês.

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 16.

### Visite nosso site

**www.tractebelenergia.com.br**

Baixe nosso aplicativo de RI

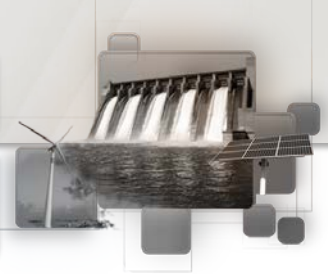
## Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

**Tractebel - Consolidado**

| (valores em R$ milhões) | 1T15 | 1T14 | Var. |
|---|---|---|---|
| Receita Líquida de Vendas (RLV) | 1.618,0 | 1.643,0 | -1,5% |
| Resultado do Serviço (EBIT) | 643,1 | 546,4 | 17,7% |
| EBITDA (1) | 789,8 | 694,1 | 13,8% |
| EBITDA / RLV - (%) (1) | 48,8 | 42,2 | 6,6 p.p. |
| Lucro Líquido | 344,8 | 289,2 | 19,2% |
| Dívida Líquida (2) | 2.229,1 | 2.321,7 | -4,0% |
| Produção de Energia Elétrica (MW médios)(3) | 5.974 | 5.726 | 4,3% |
| Energia Vendida (MW médios) | 4.245 | 4.224 | 0,5% |
| Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) (4) | 167,35 | 144,54 | 15,8% |
| Número de Empregados | 1.180 | 1.173 | 0,6% |

(1) EBITDA representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.
(2) Valor ajustado, conforme explicação no item "Endividamento".
(3) Produção total bruta das usinas operadas pela Tractebel Energia.
(4) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

TBLE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2014



## DESEMPENHO OPERACIONAL

### Parque Gerador

A Tractebel Energia, **maior geradora privada de energia elétrica do Brasil, possui uma capacidade instalada total de 7.027,2 MW, operando um parque gerador de 8.747,9 MW,** composto por 27 usinas, sendo nove hidrelétricas, cinco termelétricas e 13 complementares – biomassas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e solar, das quais 23 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

**Parque Gerador da Tractebel Energia**

| Usina | Tipo | Localização | Capacidade Instalada (MW) | | Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Total | Partic. da Cia. | |
| Itá | Hidrelétrica | Rio Uruguai (SC e RS) | 1.450,0 | 1.126,9 | out-30 |
| Salto Santiago | Hidrelétrica | Rio Iguaçu (PR) | 1.420,0 | 1.420,0 | set-28 |
| Machadinho | Hidrelétrica | Rio Uruguai (SC e RS) | 1.140,0 | 403,9 | jul-32 |
| Estreito | Hidrelétrica | Rio Tocantins (TO/MA) | 1.087,0 | 435,6 | nov-37 |
| Salto Osório | Hidrelétrica | Rio Iguaçu (PR) | 1.078,0 | 1.078,0 | set-28 |
| Cana Brava | Hidrelétrica | Rio Tocantins (GO) | 450,0 | 450,0 | ago-33 |
| Passo Fundo | Hidrelétrica | Rio Passo Fundo (RS) | 226,0 | 226,0 | set-28 |
| São Salvador | Hidrelétrica | Rio Tocantins (TO) | 243,2 | 243,2 | abr-37 |
| Ponte de Pedra | Hidrelétrica | Rio Correntes (MT) | 176,1 | 176,1 | set-34 |
| **Total - Hidrelétricas** | | | **7.270,3** | **5.559,7** | |
| Complexo Jorge Lacerda* | Termelétrica | Capivari de Baixo (SC) | 857,0 | 857,0 | set-28 |
| William Arjona | Termelétrica | Campo Grande (MS) | 190,0 | 190,0 | abr-29 |
| Charqueadas | Termelétrica | Charqueadas (RS) | 72,0 | 72,0 | set-28 |
| **Total - Termelétricas** | | | **1.119,0** | **1.119,0** | |
| Ferrari | Biomassa | Pirassununga (SP) | 65,5 | 65,5 | jun-42 |
| Ibitiúva Bioenergética | Biomassa | Pitangueiras (SP) | 33,0 | 22,9 | abr-30 |
| Guajiru | Eólica | Trairi (CE) | 30,0 | 30,0 | set-41 |
| Fleixeiras I | Eólica | Trairi (CE) | 30,0 | 30,0 | set-41 |
| Mundaú | Eólica | Trairi (CE) | 30,0 | 30,0 | set-41 |
| Lages | Biomassa | Lages (SC) | 28,0 | 28,0 | out-32 |
| Rondonópolis | PCH | Ribeirão Ponte de Pedra (MT) | 26,6 | 26,6 | dez-32 |
| Beberibe | Eólica | Beberibe (CE) | 25,6 | 25,6 | ago-33 |
| Trairi | Eólica | Trairi (CE) | 25,4 | 25,4 | set-41 |
| José Gelazio da Rocha | PCH | Ribeirão Ponte de Pedra (MT) | 23,7 | 23,7 | dez-32 |
| Areia Branca | PCH | Rio Manhuaçu (MG) | 19,8 | 19,8 | mai-30 |
| Pedra do Sal | Eólica | Parnaíba (PI) | 18,0 | 18,0 | out-32 |
| Cidade Azul | Solar | Tubarão (SC) | 3,0 | 3,0 | não aplicável** |
| **Total - Complementares** | | | **358,6** | **348,5** | |
| **Total** | | | **8.747,9** | **7.027,2** | |

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

### Expansão

**Projetos em Construção**

| Usina | Tipo | Localização | Capacidade Instalada (MW) | | Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Total | Partic. da Cia./Grupo | |
| Jirau * | Hidrelétrica | Rio Madeira (RO) | 3.750,0 | 1.500,0 | ago-43 |
| UTE Pampa Sul - Fase I | Termelétrica | Candiota (RS) | 340,0 | 340,0 | mar-50 |
| Complexo Eólico Campo Largo - Fase I | Eólica | Umburanas e Sento Sé (BA) | 326,7 | 326,7 | a definir |
| Complexo Eólico Santa Mônica | Eólica | Trairi (CE) | 97,2 | 97,2 | jan-45 |
| Ferrari (expansão) | Biomassa | Pirassununga (SP) | 15,0 | 15,0 | jun-42 |
| **Total** | | | **4.528,9** | **2.278,9** | |

(*) Existe a perspectiva de a participação da GDF SUEZ no projeto ser transferida para a Tractebel Energia.

**Jirau**. A Energia Sustentável do Brasil (ESBR) é a empresa de propósito específico responsável pela construção, manutenção, operação e venda da energia a ser gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, em construção em Porto Velho, Estado de Rondônia. A ESBR venceu o leilão de concessão organizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em 19 de maio de 2008, ao oferecer a melhor proposta para os 70% da energia a ser produzida pela Usina, então com 44 unidades geradoras, 3.300 MW de potência e 1.975,3 MW médios de capacidade comercial, para os consumidores cativos atendidos pelas distribuidoras de energia, tendo seu contrato de concessão duração de 35 anos. No leilão de energia A-3 realizado em 17 de agosto de 2011, a ESBR vendeu outros 209,3 MW médios com entrega a partir de 2014, por 30 anos, resultado da ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras e 3.750 MW de potência. Assim, o total da capacidade comercial subiu para 2.184,6 MW médios. Adicionalmente, em 26 de dezembro de 2012, a Usina se tornou elegível à venda de créditos de carbono, ao obter registro junto à Organização das Nações Unidas (ONU), passando, portanto, a ter o direito de comercializar cerca de 6 milhões de toneladas de $CO_2$/ano quando operar em plena capacidade. Adicionalmente, conforme comunicado ao mercado divulgado pela Tractebel Energia em 13 de maio de 2013, a GDF SUEZ, empresa controladora da Companhia, vendeu parcela de 20,0% no projeto hidrelétrico Jirau para a Mitsui & Co. Ltd. A transação foi concluída em 16 de janeiro de 2014, após a aprovação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e dos bancos repassadores - a aprovação da operação pelo Conselho Administrativo de Política Econômica (Cade) foi dada em 1º de julho de 2013 e pela Aneel em 24 de setembro de 2013. Com a conclusão da transação, a GDF SUEZ passou a deter uma participação de 40,0%, enquanto a Chesf e a Eletrosul, subsidiárias da Eletrobrás, permaneceram com 20,0% cada, mesma participação que passou a ter o sócio japonês. **O projeto possui atualmente 26 unidades em operação comercial e mais três sincronizadas à rede. Portanto, 29 unidades encontram-se conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Além delas, uma unidade encontra-se em fases de testes e mais 10 unidades em fase de montagem.** Seguindo o modelo de negócios vigente, existe a perspectiva de a participação da GDF SUEZ no projeto ser transferida para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.



UHE Jirau: segunda fase da casa de força da margem esquerda (mar/2015).



Foto ilustrativa, projeção em 3D do projeto UTE Pampa Sul

**Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul – Fase I.** A primeira fase da UTE Pampa Sul está sendo implantada no Município de Candiota (RS) e contará com uma capacidade instalada de 340 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida também situada em Candiota e será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio de uma linha de transmissão já existente na cidade de Bagé (RS). **Os seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados ao valor de R$ 201,98/MWh, pelo prazo de 25 anos**, a partir de 1º de janeiro de 2019 no Leilão A-5 realizado em 28 de novembro de 2014. O investimento aprovado para a construção dessa fase da Usina foi de cerca de R$ 1,8 bilhão.

**Complexo Eólico Campo Largo – Bahia – Fase I.** O Complexo Eólico Campo Largo (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, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia, que serão desenvolvidos em etapas. No Leilão A-5 de 28 de novembro de 2014, **a Tractebel Energia comercializou 82,6 MW médios ao valor médio de R$ 135,47/MWh, 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, sendo a energia direcionada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). O investimento aprovado para os 11 parques foi de cerca de R$ 1,7 bilhão.

**Complexo Eólico Santa Mônica – Ceará.** No 2T14, foi autorizado o início de construção do Complexo Eólico Santa Mônica, a ser instalado no Município de Trairi (CE), composto pelos seguintes empreendimentos e respectivas capacidades instaladas: Central Eólica Trairi II, 29,7 MW; Central Eólica Cacimbas, 18,9 MW; Usina Geradora Eólica Santa Mônica, 18,9 MW; e Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II, 29,7 MW. O empreendimento está localizado próximo ao Complexo Eólico Trairi, de 115,4 MW e já em operação comercial, e gozará de sinergia advinda de estruturas existentes, como subestação e linha de transmissão. **Foi aprovado o investimento de aproximadamente R$ 460 milhões no Complexo Eólico Santa Mônica, o que proporcionará um incremento de 97,2 MW de energia renovável não convencional ao seu parque gerador,** após a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras, prevista para 2016.

**Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari – São Paulo (expansão).** A Companhia está direcionando investimentos da ordem de R$ 85 milhões na modernização e ampliação da UTE Ferrari, a fim de ampliar sua capacidade instalada para 80,5 MW. Com isso, é esperada a elevação da sua capacidade comercial para 35,6 MW médios. As obras de ampliação foram iniciadas em março de 2014 e a finalização está prevista para o primeiro semestre de 2015. No Leilão A-5 realizado em 28 de novembro de 2014, **a Tractebel Energia vendeu 9,8 MW médios, que serão provenientes do projeto de expansão da UTE Ferrari, ao valor de R$ 202,00/MWh, pelo prazo de 25 anos,** a partir de 1º de janeiro de 2019.


UTE Ferrari

## Projetos em Desenvolvimento

| Usina | Tipo | Localização | Capacidade Instalada (MW) | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Total | Partic. da Cia./Grupo |
| Complexo Eólico Santo Agostinho | Eólica | Lajes e Pedro Avelino (RN) | 600,0 | 600,0 |
| UTE Norte Catarinense | Termelétrica | Garuva (SC) | 600,0 | 600,0 |
| UTE Pampa Sul - Fase II | Termelétrica | Candiota (RS) | 340,0 | 340,0 |
| Complexo Eólico Campo Largo - Fase II | Eólica | Umburanas e Sento Sé (BA) | 300,0 | 300,0 |
| **Total** | | | **1.840,0** | **1.840,0** |

**Complexo Eólico Santo Agostinho - Rio Grande do Norte.** O Complexo é composto por 24 sociedades de propósito específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW,** todos localizados nos Municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte. Em dezembro de 2014, a Tractebel Energias Complementares Participações Ltda., controlada da Companhia, concluiu a operação de aquisição do capital social de nove das 24 SPEs, que constituem a primeira fase do projeto a ser desenvolvida, que agregará 225 MW ao parque gerador da Companhia. Os estudos ambientais estão sendo elaborados e a emissão da Licença Prévia (LP) está prevista para o 4T15.


Foto ilustrativa, projeção em 3D do projeto UTE Norte Catarinense

**Usina Termelétrica Norte Catarinense – Santa Catarina.** A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na Cidade de Garuva, ao norte do Estado de Santa Catarina. A UTE Norte Catarinense contará com uma capacidade instalada de aproximadamente 600 MW, e participará de um futuro leilão A-5 de energia. O estudo de impacto ambiental (EIA) e respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA), necessários para o requerimento da LP, foram concluídos.

**Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul – Fase II.** A UTE Pampa Sul, que está sendo implantada no Município de Candiota (RS), possui possibilidade de ampliação de sua capacidade instalada em adicionais 340 MW, em uma segunda fase de desenvolvimento.

**Complexo Eólico Campo Largo – Bahia – Fase II.** A Companhia pretende acrescentar aproximadamente 300 MW de capacidade instalada ao Complexo Eólico Campo Largo em uma segunda fase de desenvolvimento, objetivando a venda da energia para os mercados livre e regulado.

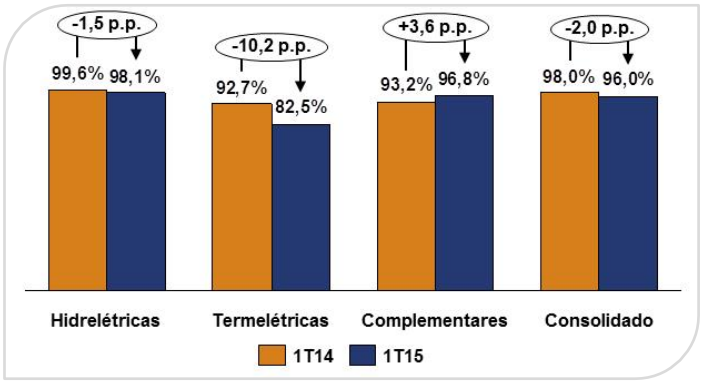
## Disponibilidade

No 1T15, as usinas operadas pela Tractebel Energia alcançaram um **índice de disponibilidade de 96,0% desconsiderando-se as paradas programadas,** sendo 98,1% na geração hidrelétrica, 82,5% na termelétrica e 96,8% na das usinas de fontes complementares (PCHs, eólicas e biomassa).

Quando consideradas também todas as paradas programadas, a disponibilidade global no primeiro trimestre de 2015 foi de 87,0%, sendo 90,2% na geração hidrelétrica, 70,9% na termelétrica e 72,0% na geração de fontes complementares. Esse valor é inferior em 6,6 p.p. à disponibilidade global obtida no mesmo período do ano anterior (93,6%), apresentando uma queda na disponibilidade de todas as fontes de geração.

**Disponibilidade**

**Desconsiderando-se as paradas programadas**

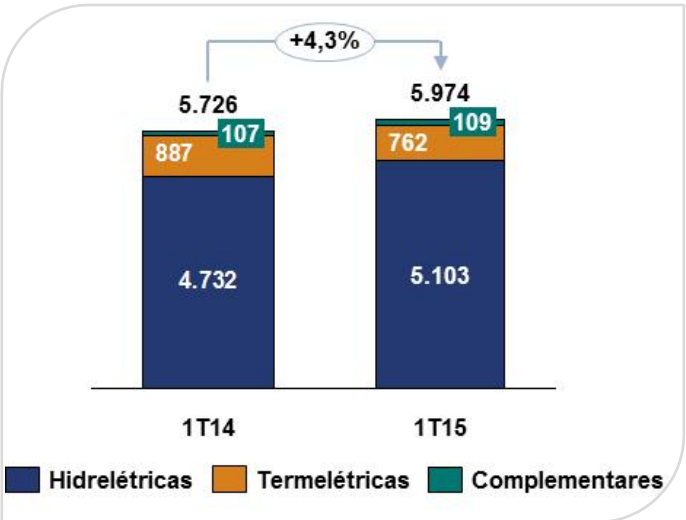



A redução geral do índice de disponibilidade no 1T15 em relação ao 1T14 pode ser explicada, em relação às usinas hidrelétricas, pelas paradas para modernização das unidades 1 da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, que tiveram início após o 1T14. Com relação às usinas termelétricas, o maior impacto decorreu do sinistro no gerador da unidade 6 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B (UTLB), ora regularizado, que tornou indisponível a unidade durante praticamente metade do 1T15.

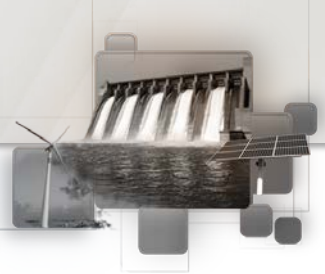
## Produção

**Geração**

**MW médios**




No 1T15, **a produção de energia elétrica nas usinas operadas pela Tractebel Energia** foi de 12.904 GWh (5.974 MW médios), apresentando um **aumento de 4,3%** em relação ao 1T14, quando foram gerados 12.368 GWh (5.726 MW médios). Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 11.023 GWh (5.103 MW médios), as usinas termelétricas por 1.645 GWh (762 MW médios) e as usinas de fontes complementares por 236 GWh (109 MW médios). Em comparação ao 1T14, esses resultados representaram um aumento de 7,8% em relação às usinas hidrelétricas, uma redução de 14,1% em relação às usinas termelétricas e um aumento de 1,7% em relação às usinas de fontes complementares.



O incremento na produção de energia, apesar do aumento no número de paradas, pode ser atribuído aos seguintes motivos: (i) à entrada em operação comercial das Usinas Eólicas Fleixeiras e Mundaú e a aquisição da Ferrari; (ii) às condições hidrológicas melhores no 1T15 do que em 1T14, permitindo que o conjunto de usinas hidrelétricas da Companhia produzisse mais; e (iii) à redução significativa na geração das usinas termelétricas, explicada pelo sinistro no gerador da unidade 6 da UTLB, mencionado anteriormente, e às manutenções programadas em duas unidades geradoras da Usina Termelétrica William Arjona.

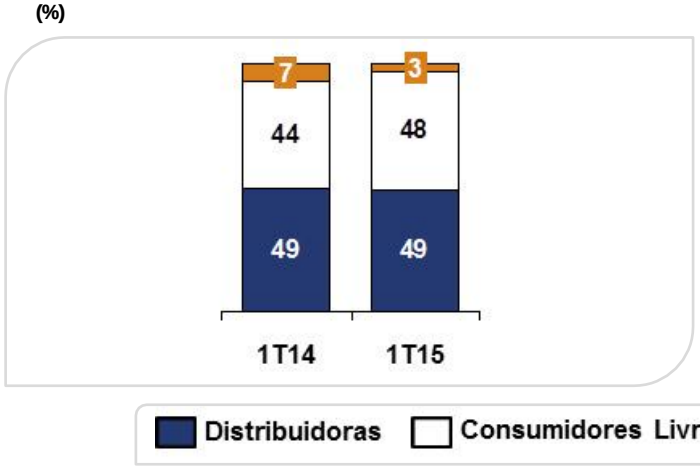
Cabe destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma forma, a redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à adoção do MRE,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

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

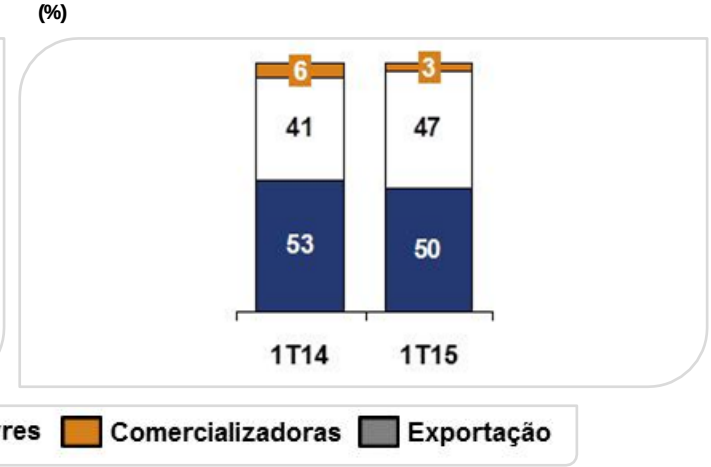
## Clientes

Em comparação ao 1T14, **a participação de consumidores livres no total das vendas físicas** da Companhia no 1T15 **cresceu 4,3 p.p.** atingindo 48,0% do total. **A contribuição desses clientes no total da receita líquida de vendas** relativa às vendas contratadas apresentou um **acréscimo de 6,2 p.p.**, passando de 41,0% no 1T14 para 47,2 % no 1T15.

**Participação de Clientes nas Vendas Físicas**




**Participação de Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a Receita Líquida de Vendas**



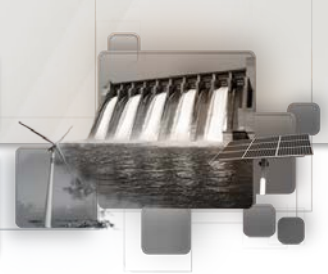




## Estratégia

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano de forma a amortecer o risco de ficar exposto ao preço spot (Preço de Liquidação das Diferenças - PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado se mostra com maior propensão a comprar. Entretanto, em razão da alteração da metodologia de cálculo do preço spot, elevando-o consideravelmente, e da maior volatilidade desse preço, aliada ao déficit sistêmico de geração hidrelétrica que vem se verificando nos últimos trimestres e da perspectiva de manutenção desse cenário para os próximos, a Tractebel Energia vem considerando deixar um volume maior de sua capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo, de modo a atenuar os efeitos negativos decorrentes desses fatores.

De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda em vigor em 31 de março de 2015, o balanço de energia da Tractebel é apresentado a seguir:



## Balanço de Energia

**(em MW médios)**

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh) | Data de Referência | Preço **Bruto** Corrigido p/ 31/03/15 (R$/MWh) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Recursos Próprios | 3.533 | 3.524 | 3.549 | 3.562 | 3.943 | 3.932 | | | |
| + Compras para Revenda | 812 | 907 | 455 | 465 | 420 | 210 | | | |
| = **Recursos Totais (A)** | **4.345** | **4.431** | **4.004** | **4.027** | **4.363** | **4.142** | | | |
| Vendas reguladas | 1.819 | 1.676 | 1.323 | 1.323 | 1.710 | 1.557 | | | |
| 2005-EE-2008-08 | 143 | - | - | - | - | - | 81,6 | abr-05 | 130,6 |
| 2005-EE-2009-08 | 353 | 353 | - | - | - | - | 94,0 | out-05 | 147,5 |
| 2005-EN-2010-30 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 115,1 | dez-05 | 179,1 |
| 2006-EN-2009-30 | 493 | 493 | 493 | 493 | 493 | 493 | 128,4 | jun-06 | 196,3 |
| 2006-EN-2011-30 | 148 | 148 | 148 | 148 | 148 | 148 | 135,0 | nov-06 | 205,4 |
| 2007-EN-2012-30 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 126,6 | jun-07 | 184,7 |
| 2014-EE-2014-06 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | - | 270,7 | mai-14 | 270,7 |
| Proinfa | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 147,8 | jun-04 | 267,7 |
| 1° Leilão de Reserva | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 158,1 | ago-08 | 230,5 |
| Mix de leilões (Reserva / Energia Nova / GD) | 18 | 18 | 18 | 18 | 17 | 14 | - | - | 209,7 |
| 2014-EN-2019-25 | - | - | - | - | 295 | 295 | 202,0 | nov-15 | 202,0 |
| 2014-EN-2019-25 | - | - | - | - | 10 | 10 | 202,0 | nov-15 | 202,0 |
| 2014-EN-2019-20 | - | - | - | - | 83 | 83 | 135,5 | nov-15 | 135,5 |
| + Vendas Bilaterais | 2.422 | 2.341 | 2.196 | 1.830 | 1.446 | 982 | | | |
| = **Vendas Totais (B)** | **4.241** | **4.017** | **3.519** | **3.153** | **3.156** | **2.539** | | | |
| **Saldo (A - B)** | **104** | **414** | **485** | **874** | **1.207** | **1.603** | | | |
| Preço **líquido** médio de venda (R$/MWh) *1: | 167,3 | 156,8 | 153,8 | | | | | | |
| Preço **líquido** médio de compra (R$/MWh) *2: | 201,6 | 177,1 | 183,6 | | | | | | |

* XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ➔ ano de realização do leilão
YY ➔ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ➔ ano de início de fornecimento
ZZ ➔ duração do fornecimento (em anos)
*1: Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), referido a 31/03/15, ou seja, não considera a inflação futura.
*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 31/03/15, ou seja, não considera a inflação futura.
Nota: O balanço está referenciado ao centro de gravidade.
Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades são atualizadas trimestralmente.

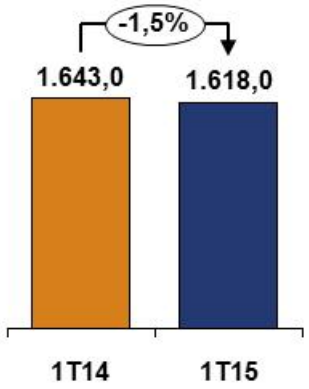
# Desempenho Econômico-Financeiro

## Receita Líquida de Vendas

No 1T15, **a receita líquida de vendas apresentou uma redução de 1,5%,** ou R$ 25,0 milhões, quando comparada àquela auferida no mesmo período do ano anterior, passando de R$ 1.643,0 milhões para R$ 1.618,0 milhões. Os principais fatores que contribuíram para essa variação foram os seguintes: (i) R$ 269,3 milhões – redução na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (ii) R$ 209,6 milhões – elevação do preço médio líquido de venda; (iii) R$ 27,3 milhões – recomposição no 1T15 de receita que a Companhia deixou de auferir, no mês de janeiro, na CCEE em razão da paralização temporária da geração, motivada por sinistros ocorridos no 3T14 em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; e (iv) R$ 6,2 milhões – incremento no volume de energia vendida.

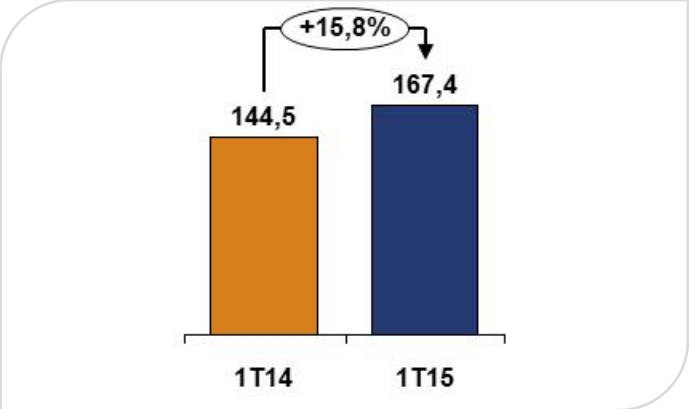
### Receita Líquida de Vendas

**R$ milhões**



## Preço Médio Líquido de Venda*

R$/MWh




(*) líquido de exportações e impostos sobre a venda

✓ **Preço médio líquido de venda**

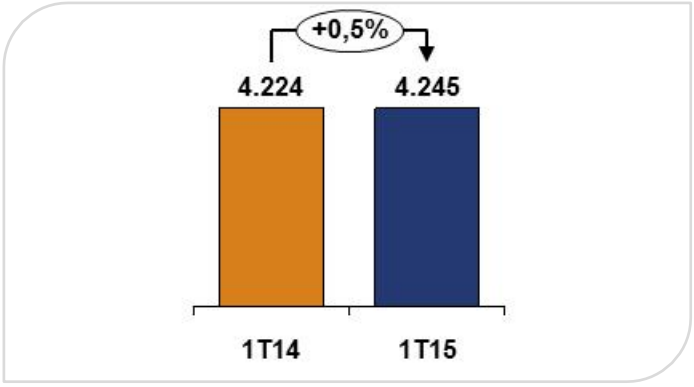
**O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita,** atingiu R$ 167,35/MWh no 1T15**, 15,8% acima** do apurado no mesmo trimestre de 2014, cujo valor foi de R$ 144,54/MWh. A elevação do preço ocorreu, essencialmente, em razão da atualização monetária dos contratos existentes, bem como dos maiores preços praticados em novos contratos.

✓ **Volume de vendas**

**A quantidade de energia vendida** passou de 9.123 GWh (4.224 MW médios) no 1T14 para 9.169 GWh (4.245 MW médios) no 1T15, **incremento de 0,5%**, ou 46 GWh (21 MW médios), entre os períodos comparados. Tal variação é decorrente principalmente da combinação do seguinte: (i) início da operação de Parque Eólico Mundaú (Complexo Eólico Trairi) no 2T14; e (iii) aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. em 20 de fevereiro de 2014.

## Volume de Vendas

MW médios




## Comentários sobre as Variações da Receita Líquida de Vendas, por Classe de Clientes

✓ **Distribuidoras**

A **receita de venda a distribuidoras** alcançou R$ 760,7 milhões no 1T15, montante **8,9% superior** aos R$ 698,4 milhões auferidos no 1T14. As seguintes variações contribuíram para esse efeito: (i) R$ 68,3 milhões – elevação de 9,8% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 6,0 milhões – redução de 37 GWh (18 MW médios), ou 0,8%, no volume de vendas.

✓ **Comercializadoras**

A **receita de venda a comercializadoras** passou de R$ 79,6 milhões no 1T14 para R$ 49,5 milhões no 1T15, **redução de 37,8%** entre os períodos comparados, resultado dos seguintes fatores: (i) R$ 50,3 milhões – decréscimo de 333 GWh (154 MW médios), ou 53,8%, na quantidade de energia vendida; e (ii) 20,2 milhões – aumento de 34,8% no preço médio líquido de vendas.

✓ **Consumidores livres**

**A receita de venda a consumidores livres aumentou 34,0%** entre os trimestres em análise, passando de R$ 540,6 milhões no 1T14 para R$ 724,2 milhões no mesmo período de 2015. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 121,1 milhões - elevação de 21,3% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 62,5 milhões – crescimento de 416 GWh (193 MW médios), ou 10,4%, na quantidade de energia vendida.



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

No 1T15, **a receita auferida no mercado de curto prazo**, inclusive no âmbito da CCEE, foi de R$ 75,3 milhões, enquanto no mesmo período de 2014 foi de R$ 317,3 milhões, representando uma **redução de R$ 242,0 milhões** entre os trimestres comparados. O montante apurado no primeiro trimestre de 2015 inclui o reconhecimento da recomposição de receita resultante da redução da posição credora na CCEE, em razão da interrupção temporária da geração, motivada por sinistros ocorridos no 3T14 em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, no valor de R$ 27,3 milhões. Maiores explicações sobre essas variações podem ser encontradas a seguir no item "Detalhamento das operações de curto prazo, inclusive as transações na CCEE".

## Custos da Venda de Energia e Serviços

**Os custos da venda de energia e serviços foram reduzidos em** R$ 120,8 milhões, ou **11,5%,** entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.051,4 milhões no 1T14 para R$ 930,6 milhões no trimestre em análise. Essas variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** incremento de R$ 129,4 milhões no 1T15 em comparação com o mesmo trimestre de 2014, reflexo principalmente do aumento dos preços praticados nas novas contratações de médio e longo prazo.

✓ **Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram inferiores em R$ 367,9 milhões. Tal variação inclui o montante de R$ 18,7 milhões, reconhecido como recuperação de custo no 1T15, haja vista a elevação da exposição na CCEE nos meses de fevereiro e março resultante da interrupção temporária da geração de unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda anteriormente mencionada. Maiores detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 9,3 milhões entre os trimestres em análise, reflexo em grande parte do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** crescimento de R$ 13,2 milhões entre os trimestres analisados, em decorrência principalmente de maior demanda por serviços de operação e manutenção, especialmente, no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, Usina Termelétrica William Arjona e Usina Hidrelétrica Estreito.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties):** aumento de R$ 7,5 milhões entre o primeiro trimestre de 2015 e o mesmo período de 2014 em razão, especificamente, do incremento na geração de unidades hidrelétricas da Companhia.

✓ **Pessoal:** aumento de R$ 6,6 milhões no 1T15 em relação ao mesmo trimestre de 2014, em função substancialmente do reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados e da variação no quadro funcional, considerando-se contratações e desligamentos, da Companhia e de suas subsidiárias.

✓ **Constituição de provisões operacionais, líquida:** efeito negativo no resultado de R$ 70,5 milhões no 1T15 em comparação ao primeiro trimestre de 2014. Tal variação é resultante, principalmente, do que segue: (i) R$ 76,6 milhões – constituição de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor em função de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido; e (ii) R$ 6,1 milhões – reversão de provisão cível relativa às indenizações de desapropriações vinculadas à Usina Hidrelétrica Cana Brava.

✓ **Outros:** incremento em R$ 10,6 milhões no 1T15 em relação ao mesmo período de 2014, em decorrência principalmente, do pagamento de R$ 6,1 milhões de indenizações das desapropriações acima mencionadas.

## Detalhamento das Operações de Curto Prazo, Inclusive as Transações na 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 Tractebel 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 CCEE são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cabe ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo esta a razão para a criação do presente tópico. Assim, ele nos permite realizar uma análise das 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.

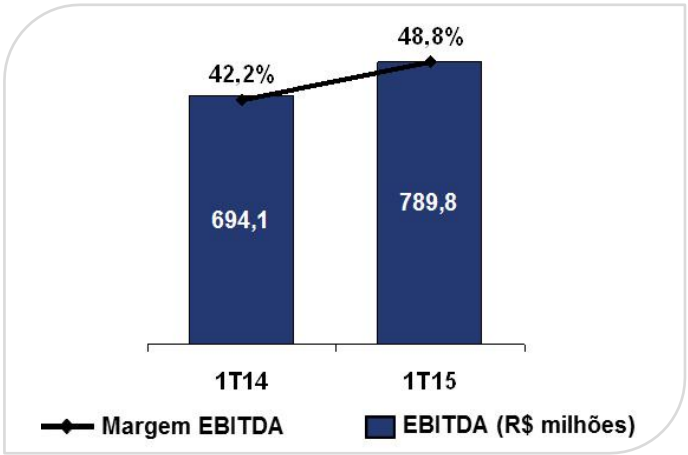
Genericamente esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada, que ocorre quando a geração das usinas que fazem parte do MRE, em relação à energia alocada, é maior (Energia Secundária) ou menor (GSF – *Generation Scaling Factor*); (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, por sua vez, será liquidada ao valor do PLD.

**No 1T15, o resultado líquido decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE**, foi positivo em R$ 62,9 milhões, enquanto que no mesmo período do ano anterior o resultado foi negativo em R$ 63,0 milhões, ou seja, uma **variação positiva de R$ 125,9 milhões** entre os trimestres comparados.

Essa variação decorreu, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia; (ii) substancial ampliação do efeito negativo no 1T15, decorrente da aplicação do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF), em função do déficit de geração hidrelétrica em relação à energia alocada pelos agentes; (iii) impacto negativo resultante da exposição termelétrica no 1T15 devido à parada de geração para a manutenção de unidade geradora do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, enquanto que no mesmo período do ano anterior foi registrado efeito positivo decorrente do excedente de geração térmica em relação à energia alocada; (iv) compras de energia de curto prazo realizadas somente no 1T14, com deságios em relação ao PLD, visando reduzir a posição devedora naquele trimestre, fato não ocorrido no 1T15; (v) pequena evolução na receita no MRE devido ao aumento da geração hidrelétrica e; (vi) recuperação dos efeitos negativos na CCEE ocasionados pela interrupção na geração, devido a sinistros em unidades geradoras, conforme anteriormente mencionado.

Vale mencionar que, em novembro de 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2015 em R$ 388,48/MWh e R$ 30,26/MWh, respectivamente. Nesse contexto, a expressiva redução do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste, que passou de R$ 674,63/MWh no 1T14 para R$ 388,48/MWh no 1T15, contribuiu significativamente para as reduções no 1T15 da posição líquida credora na CCEE, bem como dos efeitos negativos do GSF e da exposição termelétrica da Companhia.

**EBITDA (1) e Margem EBITDA**




(1) EBITDA representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.

## EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos retro mencionados, o **EBITDA** do 1T15 foi de R$ 789,8 milhões, **13,8%**, ou R$ 95,7 milhões, **acima** do apurado no 1T14, que foi de R$ 694,1 milhões. A **margem EBITDA** foi de 48,8% no 1T15, representado um **acréscimo de 6,6 p.p.** em relação ao mesmo período de 2014. As elevações acima citadas decorreram da combinação dos seguintes principais fatores: (i) elevação de R$ 215,8 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) aumento de R$ 129,4 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) efeito positivo de R$ 79,9 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iv) constituição de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor, em função de divergência à definição do preço do combustível consumido, no montante de R$ 76,6 milhões; (v) reconhecimento do montante de R$ 46,0 milhões relativo à recuperação dos impactos negativos na CCEE,

resultante de paralização na geração, motivada pelo sinistro anteriormente mencionado; e (vi) crescimento de R$ 40,0 milhões nos demais custos e despesas operacionais, tais como materiais, serviços de terceiros, encargos de uso da rede elétrica e conexão, pessoal e royalties.

**A fim de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA, apresentamos a tabela abaixo:**

| (valores em R$ milhões) | 1T15 | 1T14 | Var. % |
|---|---|---|---|
| Lucro líquido | 344,8 | 289,2 | 19,2 |
| (+) Imposto de renda e contribuição social | 163,5 | 136,8 | 19,5 |
| (+) Despesas financeiras, líquidas | 134,8 | 120,4 | 12,0 |
| (+) Depreciação e amortização | 146,7 | 147,7 | -0,7 |
| **EBITDA** | **789,8** | **694,1** | **13,8** |

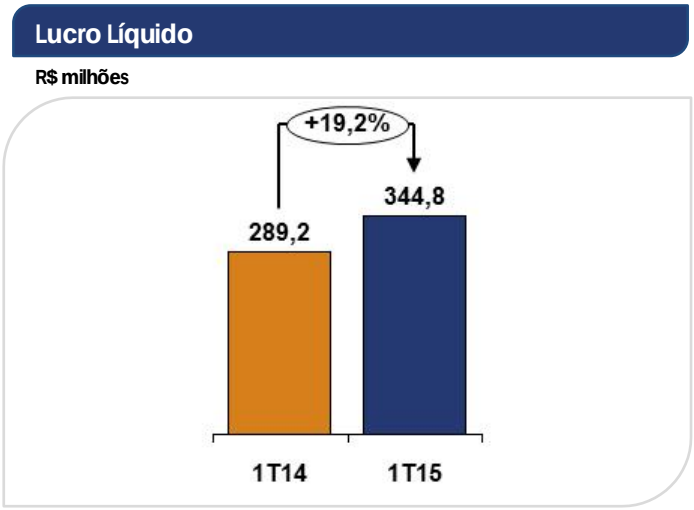
## Resultado Financeiro

**Receitas financeiras:** no 1T15, essas receitas atingiram R$ 57,3 milhões, **R$ 23,7 milhões acima** dos R$ 33,6 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2014, em função substancialmente do incremento na receita com aplicações financeiras dos recursos disponíveis da Companhia.

**Despesas financeiras:** essas despesas no 1T15 foram de R$ 192,1 milhões, **R$ 38,1 milhões acima** das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foi de R$ 154,0 milhões. As principais variações observadas foram as seguintes: (i) elevação de R$ 17,0 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas, líquidos de operações de hedge; (ii) incremento de R$ 10,0 milhões nos juros e variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) aumento de R$ 5,7 milhões nos juros e variação monetária sobre provisões; e (iv) efeito negativo de R$ 5,0 milhões de variação cambial incorrida entre os trimestres comparados.

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

As **despesas com IR e CSLL** no 1T15 foram de R$ 163,5 milhões, valor **superior em R$ 26,7 milhões** ao do mesmo trimestre de 2014, que foi de R$ 136,8 milhões em decorrência, principalmente, da elevação do lucro antes dos tributos.




## Lucro Líquido

O **lucro líquido** do 1T15 foi de R$ 344,8 milhões, valor R$ 55,6 milhões, ou **19,2%, superior** aos R$ 289,2 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse aumento decorreu, substancialmente do crescimento de R$ 64,5 milhões no EBITDA e do aumento de R$ 9,5 milhões das despesas financeiras líquidas, ambos líquidos do imposto de renda e contribuição social.

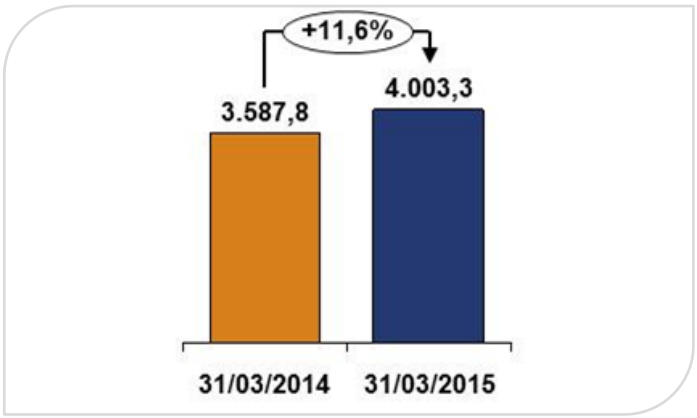
## Endividamento

A **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida de operações de **hedge, totalizava** R$ 4.003,3 milhões ao final do 1T15, um **acréscimo de 11,6%** comparativamente à posição de 31 de março de 2014. Do total da dívida no final do período, 27,2% estavam denominados em moeda estrangeira (15,8% ao final do 1T14). Considerando-se, no entanto, as operações de swap contratadas, **não havia exposição a moedas estrangeiras ao final do período em análise.**

O incremento no endividamento da Companhia está relacionado principalmente à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 1T14 e 1T15: (i) saques junto ao BNDES e seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 147,7 milhões, destinado aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; (ii) contratação de empréstimos em dólar norte-americano no valor equivalente a R$ 723,3 milhões, sujeitos a operações de swap, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra a alta da moeda estrangeira; (iii) emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no montante de R$ 162,4 milhões; (iv) a geração de R$ 297,6 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; (v) amortização de debêntures no valor de R$ 184,6 milhões; e (vi) R$ 730,5 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.

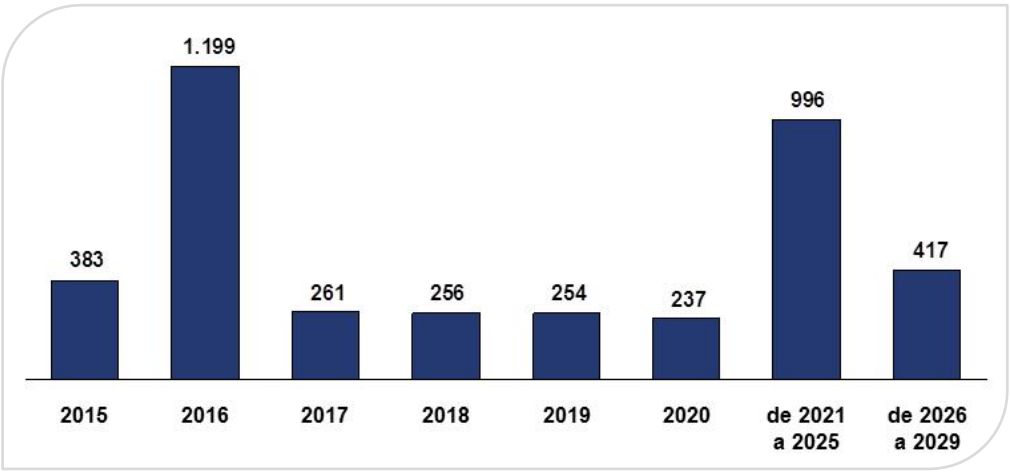
## Dívida Bruta

R$ milhões



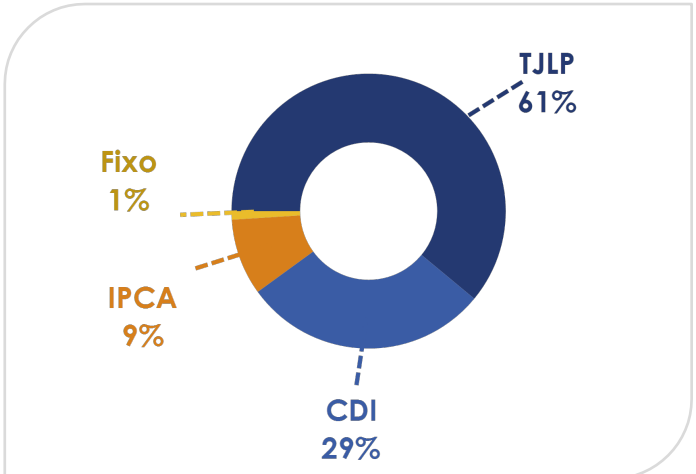

## Cronograma de Vencimento da Dívida

R$ milhões




O **custo médio ponderado nominal da dívida** no trimestre foi **9,6% a.a.**

## Composição da Dívida





A partir do 3T14, os depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida passaram a ser deduzidos da dívida bruta para fins de composição da dívida líquida apresentada pela Companhia. De modo a manter a consistência dos procedimentos entre os períodos analisados, a dívida líquida de 31 de março de 2014 passou de R$ 2.455,1 milhões para R$ 2.321,7 milhões.

Em 31 de março de 2015, a **dívida líquida** (dívida total menos 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$ 2.229,1 milhões**, **uma redução de 4,0%** em relação ao registrado ao final do 1T14.

**Dívida Líquida**

**R$ milhões**

| | 31/03/15 | 31/03/14 | Var. % |
|---|---|---|---|
| Dívida bruta | 4.322,3 | 3.587,8 | 20,5 |
| Resultado de operações com derivativos | (319,0) | 0,0 | - |
| Depósitos vinculados ao serviço da dívida | (156,1) | (133,4) | 17,0 |
| Caixa e equivalentes de caixa | (1.618,1) | (1.132,7) | 42,9 |
| **Dívida líquida total** | **2.229,1** | **2.321,7** | **-4,0** |

## Investimentos

No trimestre em análise os **investimentos totais da Companhia atingiram R$ 202,5 milhões**, dos quais R$ 30,5 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador, R$ 25,3 para modernização das Usinas Hidrelétrica Salto Santiago e Passo Fundo e R$ 146,7 aplicados nas usinas mencionadas no item "Projetos em Construção", com exceção da UHE Jirau.

# SUSTENTABILIDADE: COMPROMISSO, CERTIFICAÇÕES E DESEMPENHO

A Tractebel Energia atua com foco no desenvolvimento sustentável, buscando em suas operações o equilíbrio das dimensões ambiental, social e econômica. Todas as suas usinas operam segundo a Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável, disponível no website, que abrange as dimensões Qualidade, Meio Ambiente, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Gestão da Energia. Das 27 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 15, com uma potência somada que correspondente a 83,8% da total operada pela Companhia, são certificadas segundo as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e OHSAS 18001(da Saúde e Segurança no Trabalho).

Esse compromisso com o desenvolvimento sustentável resultou na **permanência da Tractebel Energia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa desde que este foi criado em 2005 - pelo décimo ano consecutivo.** O ISE corresponde a uma carteira de ações de companhias consideradas sustentáveis no longo prazo e com excelente desempenho nos aspectos econômico-financeiros, socioambientais e de governança corporativa. Com relação aos indicadores socioambientais, a tabela a seguir apresenta os destaques do trimestre:



## Indicadores de Sustentabilidade[1]

| | Indicador | 1T15 | 1T14 | Variação |
|---|---|---|---|---|
| Qualidade[2] | Número de usinas em operação | 27 | 24 | 3 |
| | Capacidade instalada total (MW) | 8.748 | 8.649 | 1,1% |
| | Número de usinas certificadas | 14 | 14 | - |
| | Capacidade instalada certificada (MW) | 7.330 | 7.330 | - |
| | Capacidade instalada certificada em relação à total | 83,8% | 85,2% | -1,4 p.p. |
| | Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis | 7.629 | 7.596 | 0,4% |
| | Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total | 87,2% | 87,8% | -0,6 p.p. |
| | Geração de energia total (GWh) | 12.904 | 12.368 | 4,3% |
| | Geração de energia certificada | 11.230 | 10.258 | 9,5% |
| | Geração certificada em relação à total | 87,0% | 82,9% | 4,1 p.p. |
| | Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh) | 11.259 | 10.453 | 7,7% |
| | Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total | 87,2% | 84,5% | 2,7 p.p. |
| | Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas | 96,1% | 98,0% | -2,0 p.p. |
| | Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas | 87,0% | 93,6% | -6,6 p.p. |
| Meio Ambiente | Usinas em operação licenciadas | 100% | 100% | - |
| | Doação e plantio de mudas (somatório de plantadas e doadas)[3] | 50.935 | 45.265 | 12,5% |
| | Número de visitantes às usinas | 11.233 | 9.907 | 13,4% |
| | Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh) | 0,985 | 0,979 | 0,6% |
| | Emissões de CO2 do parque gerador da Tractebel Energia (t/MWh) | 0,126 | 0,152 | -17,1% |
| Saúde e Segurança no Trabalho | Nº médio de empregados | 1.138 | 1.124 | 1,2% |
| | Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[4] | 0,000 | 4,110 | ↓ |
| | Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[5] | 0,000 | 0,060 | ↓ |
| | Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[4] | 0,000 | 2,700 | ↓ |
| | Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[5] | 0,000 | 0,030 | ↓ |
| Investimentos no Programa de Responsabilidade Social (R$ milhões) | Investimentos não incentivados | 0,980 | 0,986 | -0,6% |
| | Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência | 0,054 | 0,764 | -93,0% |
| | Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura | 5,09 | 2,00 | 153,9% |
| | Investimentos pela Lei do Esporte | 0,35 | 0,05 | 600,0% |
| | Outros investimentos incentivados (saúde e outros) | 0,70 | - | - |

Notas:
1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (website da Companhia / Investidor / informações para a CVM).
2) Indicadores não consideram a Usina Termelétrica Alegrete, que está em processo de devolução à União desde 2013.
3) Sem considerar as do Consórcio Estreito Energia
4) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
5) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Estatuto Social da Tractebel Energia vem sendo permanentemente adequado às novas regras e procedimentos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa o mais alto nível de governança corporativa daquela bolsa de valores. Adicionalmente, conforme já mencionado, a Companhia faz parte do ISE. O Conselho de Administração da Tractebel Energia tem suas reuniões monitoradas com relação aos tempos dedicados a questões estratégicas e de curto prazo, relativamente à sustentabilidade empresarial, e é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Com exceção do escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral. Um Conselho Fiscal, permanente, independente da administração e da auditoria externa da Companhia, responde pela fiscalização dos atos dos administradores e por examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras, pela avaliação dos sistemas de gestão de risco e de controles internos e das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração no caso de contratação de serviços adicionais da empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

Tendo a ética como um de seus valores corporativos, a Companhia pauta sua conduta por um Código de Ética - um documento público, disponível em seu website -, além de possuir um Comitê de Ética, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2013, a Tractebel Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção**, uma iniciativa do Instituto Ethos em desdobramento ao Pacto Global da ONU, do qual a GDF SUEZ é signatária desde o seu lançamento.

Adicionalmente às regras do Novo Mercado, a Tractebel segue os regulamentos da lei Sarbanes-Oxley, cujo objetivo é coibir a conduta antiética e proporcionar mais confiabilidade para as demonstrações financeiras.

**A política de dividendos da Tractebel estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, determina 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.**

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar ainda mais os padrões de governança corporativa por elas adotadas. Dentre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto em sua maioria por membros independentes do Conselho de Administração da Tractebel Energia.

## MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da BM&FBovespa, a Tractebel 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 uma proteção maior 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), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico.

Em 6 de janeiro de 2014, as ações da Companhia ingressaram no principal índice de ações da BM&FBovespa, o Índice Bovespa.

As ações ordinárias da Tractebel 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 – TBLE3

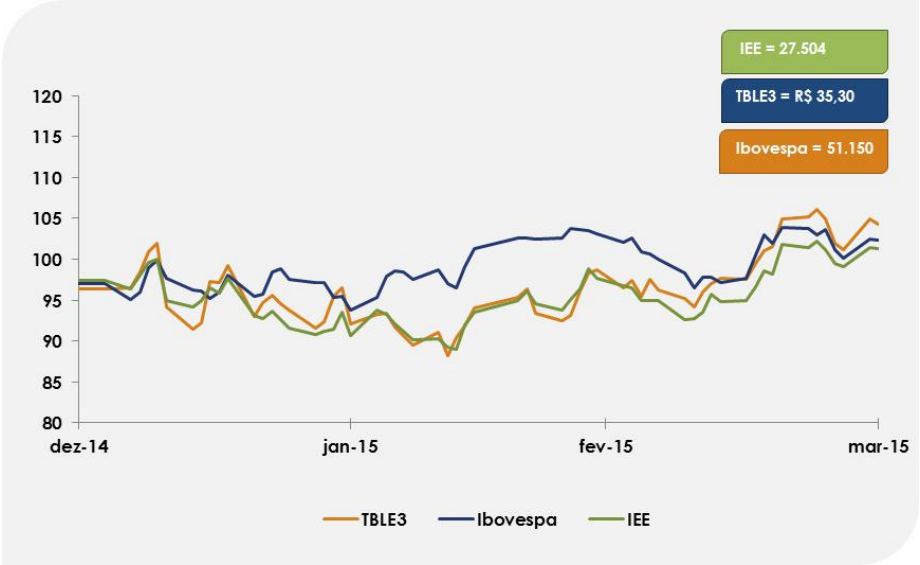
O principal índice da Bovespa registrou modesta valorização no primeiro trimestre de 2015, apreciando 2,3% no período, refletindo as preocupações com crescimento global devido a perspectivas econômicas desanimadoras vindas da zona do euro, Japão e Brasil, entre outras economias emergentes, anulando o benefício de preços mais baixos do petróleo. Em dólar, o Ibovespa acumulou perda de 14,7% no 1T15.

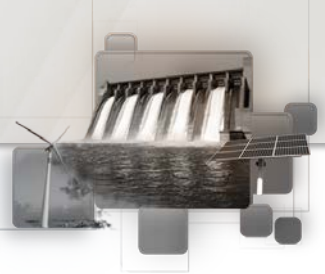
As ações da **Tractebel Energia registraram valorização de 4,3% no 1T15**, superando o desempenho do Índice do Setor Elétrico (IEE) e Ibovespa, que subiram 1,3% e 2,3%, respectivamente, no período. A cotação alcançada por TBLE3 em 31 de março de 2015 foi de R$ 35,30/ação, conferindo um **valor de mercado à Companhia de R$ 23,0 bilhões.**

No 1T15, o volume médio diário de TBLE3 foi de R$ 23,3 milhões, 23,8% abaixo do registrado no mesmo período de 2014, quando atingiu R$ 30,5 milhões.

**TBLE3 vs. Ibovespa vs. IEEX**

**(Base 100 – 31/12/2014)**





## Próximo Evento

A Tractebel realizará os seguintes eventos para discussão dos resultados:

### TELECONFERÊNCIA COM WEBCAST (EM PORTUGUÊS – TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA INGLÊS)

**Data:** 27 de abril de 2015
**Horário:** 11:00 h (horário de Brasília)

**Telefones para conexão:**
Participantes no Brasil: (11) 3193-1001 / (11) 2820 4001
Senha para os participantes: Tractebel

### WEBCAST

Os links de acesso estarão disponíveis no website da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), na seção Investidores.

Replay disponível de 27 de abril a 3 de maio de 2015. Acesso pelo telefone: (11) 3193-1012, código: 1885853# (Português).

## AVISO IMPORTANTE

**Esse material inclui informações e opiniões sobre eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas os quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais estas opiniões se baseiam. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e declarações futuras constantes desse material podem não vir a se concretizar. Tendo em vista estas limitações, os acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas nesse material.**



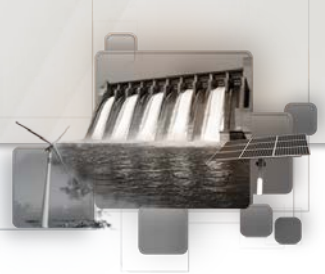
# ANEXO I
# TRACTEBEL ENERGIA S.A.
# BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

| (valores em R$ mil) | | |
|---|---|---|
| **Ativo** | **31/03/2015** | **31/12/2014** |
| **Ativo Circulante** | **3.414.354** | **3.284.956** |
| Caixa e equivalentes de caixa | 1.618.102 | 1.604.731 |
| Contas a receber de clientes | 742.141 | 713.154 |
| Estoques | 78.323 | 70.259 |
| Créditos fiscais a recuperar | 52.739 | 50.751 |
| Combustível a reembolsar | 390.937 | 343.221 |
| Indenização de seguro a receber | 94.865 | 216.426 |
| Depósitos vinculados | 96.842 | 104.260 |
| Ganhos não realizados em operações de hedge | 178.153 | 30.144 |
| Hedge de valor justo | 163.617 | 27.538 |
| Hedge de fluxo de caixa | 14.536 | 2.606 |
| Outros ativos circulantes | 75.366 | 65.124 |
| Ativo não circulante mantido para venda | 86.886 | 86.886 |
| **Ativo Não Circulante** | **10.692.286** | **10.335.590** |
| **Realizável a Longo Prazo** | **782.613** | **480.996** |
| Contas a receber de clientes | 3.009 | 3.309 |
| Créditos fiscais a recuperar | 62.365 | 84.056 |
| Depósitos vinculados | 201.809 | 156.013 |
| Depósitos vinculados ao serviço da dívida | 156.107 | 145.965 |
| Outros depósitos vinculados | 45.702 | 10.048 |
| Depósitos judiciais | 116.359 | 117.144 |
| Ganhos não realizados em operações de hedge | 342.721 | 63.595 |
| Hedge de valor justo | 155.400 | 38.430 |
| Hedge de fluxo de caixa | 187.321 | 25.165 |
| Outros ativos não circulantes | 56.350 | 56.879 |
| **Imobilizado** | **9.714.793** | **9.658.078** |
| **Intangível** | **194.880** | **196.516** |
| **Total** | **14.106.640** | **13.620.546** |



## ANEXO II
## TRACTEBEL ENERGIA S.A.
## BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

| (valores em R$ mil) | | |
|---|---|---|
| **Passivo** | **31/03/2015** | **31/12/2014** |
| **Passivo Circulante** | **1.809.787** | **1.954.081** |
| Fornecedores | 490.939 | 641.702 |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio | 10.756 | 200.142 |
| Empréstimos e financiamentos | 829.078 | 454.321 |
| Debêntures | 3.020 | 442 |
| Concessões a pagar | 56.679 | 55.115 |
| Imposto de renda e contribuição social a pagar | 48.243 | 228.464 |
| Outras obrigações fiscais e regulatórias | 67.613 | 66.985 |
| Provisão para remunerações e encargos | 82.204 | 71.909 |
| Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas | 15.046 | 15.046 |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria | 48.799 | 48.799 |
| Outros passivos circulantes | 157.410 | 171.156 |
| **Passivo Não Circulante** | **6.182.257** | **6.011.516** |
| Empréstimos e financiamentos | 3.321.252 | 3.435.085 |
| Debêntures | 168.996 | 162.884 |
| Concessões a pagar | 1.776.926 | 1.710.657 |
| Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas | 266.679 | 187.426 |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria | 238.412 | 234.119 |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos | 337.613 | 212.507 |
| Outros passivos não circulantes | 72.379 | 68.838 |
| **Patrimônio Líquido** | **6.114.596** | **5.654.949** |
| Capital social | 2.445.766 | 2.445.766 |
| Reserva de capital | 91.695 | 91.695 |
| Reservas de lucros | 2.593.607 | 2.589.794 |
| Ajustes de avaliação patrimonial | 479.617 | 488.660 |
| Outros resultados abrangentes | 150.027 | 35.130 |
| Lucros acumulados | 349.738 | - |
| Participação de acionistas não controladores | 4.146 | 3.904 |
| **Total** | **14.106.640** | **13.620.546** |



## ANEXO III
## TRACTEBEL ENERGIA S.A.
## DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

| (valores em R$ mil) | 1T15 | 1T14 | Var. % |
|---|---|---|---|
| **Receita Líquida de Vendas** | **1.617.969** | **1.643.042** | **-1,5** |
| **Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados** | **(930.594)** | **(1.051.383)** | **-11,5** |
| Energia elétrica comprada para revenda | (394.571) | (265.207) | 48,8 |
| Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE | (12.385) | (380.272) | -96,7 |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão | (86.698) | (77.433) | 12,0 |
| Combustíveis para geração | (52.129) | (50.567) | 3,1 |
| Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos | (48.387) | (40.900) | 18,3 |
| Pessoal | (52.026) | (45.474) | 14,4 |
| Material e serviços de terceiros | (49.067) | (35.860) | 36,8 |
| Depreciação e amortização | (144.739) | (145.748) | -0,7 |
| (Constituição) / reversão de provisões operacionais | (69.858) | 605 | -11.646,8 |
| Outros | (20.734) | (10.527) | 97,0 |
| **Lucro Bruto** | **687.375** | **591.659** | **16,2** |
| **Receitas (Despesas) Operacionais** | **(44.320)** | **(45.233)** | **-2,0** |
| Despesas com vendas | (5.014) | (4.397) | 14,0 |
| Despesas gerais e administrativas | (41.632) | (40.916) | 1,7 |
| Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas | 2.326 | 80 | 2.807,5 |
| **Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro** | **643.055** | **546.426** | **17,7** |
| **Resultado Financeiro** | **(134.767)** | **(120.368)** | **12,0** |
| Receitas financeiras | 57.298 | 33.643 | 70,3 |
| Despesas financeiras | (192.065) | (154.011) | 24,7 |
| **Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro** | **508.288** | **426.058** | **19,3** |
| Imposto de renda | (119.257) | (99.661) | 19,7 |
| Contribuição social | (44.281) | (37.166) | 19,1 |
| **Lucro Líquido do Exercício** | **344.750** | **289.231** | **19,2** |
| Lucro atribuído aos: | | | |
| Acionistas da Tractebel Energia | 344.508 | 289.049 | 19,2 |
| Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A. | 242 | 182 | 33,0 |
| Lucro líquido por ação | 0,5282 | 0,4431 | 19,2 |
| EBITDA | 789.802 | 694.139 | 13,8 |



# ANEXO IV
# TRACTEBEL ENERGIA S.A.
# FLUXO DE CAIXA

| (valores em R$ mil) | 1T15 | 1T14 |
|---|---|---|
| **Fluxo de caixa das atividades operacionais** | | |
| Lucro antes dos tributos sobre o lucro | 508.288 | 426.058 |
| Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações: | | |
| Depreciação e amortização | 146.747 | 147.713 |
| Variação monetária e cambial | 61.310 | 39.156 |
| Juros | 113.793 | 101.487 |
| Constituição de provisões operacionais | 76.270 | 2.311 |
| Outros | 22 | 13 |
| **Lucro ajustado** | **906.430** | **716.738** |
| Redução (aumento) nos ativos | | |
| Contas a receber de clientes | (28.016) | (17.445) |
| Combustível a reembolsar | (47.716) | (82.753) |
| Créditos fiscais a recuperar | (6.836) | (7.072) |
| Estoques | (8.064) | (4.102) |
| Depósitos vinculados e judiciais | (16.608) | 6.634 |
| Indenização de seguro a receber | 121.561 | - |
| Outros ativos | (13.978) | (2.841) |
| Aumento (redução) nos passivos | | |
| Fornecedores | (149.659) | 277.923 |
| Imposto de renda e contribuição social a pagar | (1.068) | (4.127) |
| Outras obrigações fiscais e regulatórias | 21.676 | (14.848) |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria | (3.096) | (7.544) |
| Outros passivos | (7.523) | (2.105) |
| **Caixa gerado pelas operações** | **767.103** | **858.458** |
| Pagamento de imposto de renda e contribuição social | (238.146) | (438.115) |
| Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge* | (79.015) | (59.006) |
| | | |
| **Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais** | **449.942** | **361.337** |
| | | |
| **Atividades de investimento** | **(192.207)** | **(229.909)** |
| Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos | - | (151.890) |
| Aplicação no imobilizado | (190.717) | (75.272) |
| Aplicação no intangível | (1.490) | (2.747) |
| **Atividades de financiamento** | **(244.364)** | **(223.033)** |
| Empréstimos e financiamentos obtidos | 47.471 | 234.415 |
| Empréstimos e financiamentos pagos | (49.869) | (191.772) |
| Parcelas de concessões pagas | (14.277) | (13.413) |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos | (222.021) | (243.727) |
| Depósitos vinculados ao serviço da dívida | (6.029) | (8.905) |
| Outros | 361 | 369 |
| **Aumento (Redução) de caixa e equivalentes de caixa** | **13.371** | **(91.605)** |
| **Conciliação do caixa e equivalentes de caixa** | | |
| Saldo inicial | 1.604.731 | 1.224.276 |
| Saldo final | 1.618.102 | 1.132.671 |
| **Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa** | **13.371** | **(91.605)** |
| **Transações que não envolveram o caixa e equivalentes de caixa** | | |
| Juros sobre financiamento capitalizados | 11.992 | 1.055 |
| Fornecedores de imobilizado e intangível | (1.103) | (571) |
| Compensação de imposto de renda e contribuição social | 6.012 | 16.030 |
| Estimativa para desembolsos futuros | 1.248 | 358 |
| Parcelas remanescentes a pagar na aquisição de investimentos, líquidas dos depósitos vinculados | 37.081 | 32.010 |