

Tractebel Energia divulga lucro líquido de R$ 347,1 milhões no 1T16, com recuperação no cenário hidrológico

Florianópolis (SC), 5 de maio de 2016. 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 2016 (1T16). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e de acordo com os princípios e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente.

Destaques

- A Tractebel Energia obteve lucro líquido de R$ 347,1 milhões no 1T16 (R$ 0,5318/ação), valor 0,7% ou R$ 2,3 milhões acima do alcançado no 1T15.
- O Ebitda[1] alcançou R$ 792,7 milhões no período, aumento de 0,4% (R$ 2,9 milhões) em comparação ao primeiro trimestre de 2015 (1T15). A margem Ebitda foi de 49,5% no 1T16, aumento de 0,7 p.p. em relação ao 1T15.
- A receita líquida de vendas no 1T16 totalizou R$ 1.602,7 milhões, representando redução de 0,9% (R$ 15,3 milhões) em comparação ao montante apurado no 1T15.
- O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 177,29/MWh no 1T16, valor 5,9% superior ao registrado no 1T15.
- No 1T16, a quantidade de energia vendida foi de 8.867 GWh (4.060 MW médios), volume 4,4% menor do que o comercializado no mesmo período de 2015.
- Em fevereiro de 2016, o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento em Energia Solar Fotovoltaica da Tractebel Energia recebeu, em fevereiro, o 23º Prêmio Expressão em Ecologia, na categoria Inovação Tecnológica.
- No âmbito dos projetos em construção, na UTE Pampa Sul foram contratados os fornecedores da correia transportadora de carvão e da linha de transmissão, cuja DUP foi emitida pela Aneel, além de o primeiro lote das estruturas metálicas da caldeira ter chegado ao País.
- No Complexo Eólico de Santa Mônica, foi concluída a montagem da primeira torre, utilizando o inédito dispositivo Eolift.

Eventos subsequentes

- Em 14 de abril, a agência Fitch Ratings reafirmou o *Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)', com perspectiva estável. Os *ratings* em escala internacional foram reafirmados em 'BBB' para emissões em moeda nacional, com perspectiva estável, e 'BBB-' com perspectiva negativa, para emissões em moeda estrangeira, refletindo o recente rebaixamento do *rating* soberano para 'BB+'.
- No dia 19 de abril, a Companhia concluiu a aquisição de 50% do capital social da GD Brasil Energia Solar S.A., que passará a se chamar ENGIE Solar, empresa que integra o Grupo Araxá, um dos líderes no mercado brasileiro de geração solar distribuída.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

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

Rafael J. Caron Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rbosio@tractebelenergia.com.br
Tel.: (48) 3221-7221

Teleconferência com *webcast*
Dia 06/05/2016 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 17.

Visite nosso Site
www.tractebelenergia.com.br

Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

Tractebel - Consolidado

(Valores em R$ milhões)	1T16	1T15	Var.
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.602,7	1.618,0	-0,9%
Resultado do Serviço (EBIT)	638,6	643,1	-0,7%
Ebitda [1]	792,7	789,8	0,4%
Ebitda / RLV - (%) [1]	49,5	48,8	0,7 p.p.
Lucro Líquido	347,1	344,8	0,7%
Dívida Líquida [2]	1.074,9	2.229,1	-51,8%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [3]	5.493	5.974	-8,1%
Energia Vendida (MW médios)	4.060	4.245	-4,4%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [4]	177,29	167,35	5,9%
Número de Empregados	1.167	1.180	-1,1%

(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.
(2) Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
(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 2016
MSCI 2015 Constituent MSCI Global Sustainability Indexes



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A Tractebel Energia, **maior geradora privada de energia elétrica do Brasil, possui capacidade instalada total de 7.008,3 MW e opera um parque gerador de 8.729,0 MW,** composto de 28 usinas, sendo nove hidrelétricas, cinco termelétricas e 14 complementares — biomassas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e solar, das quais 24 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)	36,0	36,0	set/28
Total - Termelétricas			**1.083,0**	**1.083,0**	
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30
Complexo Trairi***	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	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
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****
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável****
Total - Complementares			**375,7**	**365,6**	
Total			**8.729,0**	**7.008,3**	

(*) Complexo composto de três usinas.
(**) A partir de 2016 a UTE Charqueadas teve sua capacidade nominal de geração reduzida pela metade, visando minimizar os impactos da Resolução 500 da Aneel.
(***) Complexo composto por 4 usinas.
(****) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, o instrumento legal aplicável é o registro.

Expansão

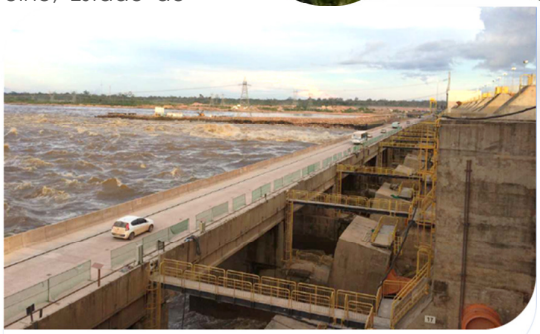
Projetos em Construção

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
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	340,0	340,0	mar/50
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	jul/50
Complexo Santa Mônica	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45
Assú V	Solar	Assú (RN)	36,7	36,7	N/D
Total			**4.550,6**	**2.300,6**	

(*) Existe perspectiva de a participação da ENGIE 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 ENGIE, controladora da Companhia, detém participação de 40% no projeto, enquanto a Chesf, a Eletrosul (subsidiárias da Eletrobras) e a Mitsui & Co. Ltd. permanecem com 20% cada uma.



Vista geral do vertedouro (Abr/16)

A ESBR venceu o leilão de concessão organizado pela Aneel (Leilão A-5/2008), 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, com contrato de concessão de 35 anos. No leilão de energia realizado em 17 de agosto de 2011 (Leilão A-3/2011), a ESBR vendeu 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). Em 10 de novembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, na Portaria nº 337, a nova capacidade comercial da UHE Jirau, passando de 2.184,3 MW médios para 2.205,1 MW médios, a partir dessa data. O acréscimo concedido de 20,5 MW médios equivale à revisão das perdas hidráulicas da Usina Hidrelétrica Jirau. Como consequência desse acréscimo, a ESBR comercializou, no Leilão de Energia A-1, realizado em 13 de dezembro de 2015, 18 MW médios adicionais.

A Usina Hidrelétrica Jirau **atingiu sua energia assegurada total em julho de 2015 com o início da operação da 33ª unidade.** Com esse marco, a Usina está cumprindo suas obrigações comerciais no mercado regulado, independentemente da resolução final acerca do excludente de responsabilidade em decorrência dos eventos de vandalismo ocorridos em 2011 e 2012.

Em 26 de dezembro de 2012, a Usina tornou-se elegível à venda de créditos de carbono, ao obter registro na Organização das Nações Unidas (ONU), passando a ter direito de comercializar aproximadamente 6 milhões de toneladas de CO_2/ano quando operar em plena capacidade — volume equivalente a mais de 50% das emissões da aviação civil no Brasil em 2013, de acordo com dados da Agência Nacional de Aviação Civil (Anac).

Em janeiro de 2016, a Aneel aprovou o pedido da ESBR de adesão à repactuação do risco hidrológico, dessa maneira os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) dos Leilões A-5/2008 e A-3/2011 terão proteção contra o défice hidrelétrico acima de 8% e 10%, respectivamente.

Os CCEARs arcarão com prêmio pela cobertura do risco hidrológico nos valores de R$ 2,5/MWh e de R$ 1,25/MWh para os Leilões A-5/2008 e A-3/2011, respectivamente. Os créditos decorrentes da repactuação amortizarão os valores do prêmio de risco até julho de 2025 (para o Leilão A-5/2008) e março de 2027 (para o Leilão A-3/2011).

Em 29 de março de 2016, a Aneel deliberou sobre o pedido apresentado pela ESBR, solicitando o parcelamento do pagamento de suas dívidas sobre a exposição ao GSF de maio a dezembro de 2015. O Conselho de Administração da Aneel autorizou o pagamento dos débitos em seis vezes mensais a partir de 18 de abril de 2016, com atualização pelo IGPM + 1%.

Em 31 de março de 2016, o projeto possuía 42 unidades em operação comercial e mais duas unidades em fase de montagem. A quantidade de energia gerada pela Usina, no 1T16, foi de 1.687,9 MW médios, levando a um índice de disponibilidade de 99,4% no período.

Seguindo o modelo de negócios vigente, a participação da ENGIE no projeto deverá ser transferida para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.



Fundação da chaminé na UTE Pampa Sul

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul. A UTE Pampa Sul está sendo implantada no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, e terá capacidade instalada de 340 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida também situada em Candiota. Esta será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por uma linha de transmissão de 525 kv na subestação Candiota II, a ser construída pela Companhia.



Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados ao preço total 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 da Usina foi de aproximadamente R$ 1,8 bilhão. Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

A UTE Pampa Sul foi aprovada como empreendimento prioritário para geração de energia pela Portaria nº 187, de 8 de maio de 2015, do MME. Em 19 de junho de 2015, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) emitiu a Licença de Instalação para a planta.

No primeiro trimestre de 2016 foram contratados os fornecedores da correia transportadora de carvão e da linha de transmissão e selecionada a empresa responsável pela montagem das estruturas metálicas. O primeiro lote das estruturas metálicas da caldeira já foi recebido no Brasil e o segundo e terceiro lotes foram despachados da China.

A Aneel concedeu a Declaração de Utilidade Pública (DUP) para a linha de transmissão.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cujo potencial de desenvolvimento é de 506,1 MW. Todos os empreendimentos, que serão desenvolvidos em etapas, estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, **a Tractebel Energia comercializou 82,6 MW médios ao valor médio total de R$ 139,29/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 (75,2 MW médios), serão desenvolvidos nessa etapa do projeto, sendo a energia possivelmente direcionada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). O investimento aprovado para os 11 parques foi de aproximadamente R$ 1,7 bilhão. A parcela denominada em moeda estrangeira foi protegida contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*. A Companhia está se preparando para iniciar as obras ainda em 2016 e o início da operação comercial é esperado a partir de novembro de 2018.

Complexo Eólico Santa Mônica – Ceará. Em construção no Município de Trairi, Estado do Ceará, o Complexo Eólico Santa Mônica será composto dos seguintes empreendimentos e das respectivas capacidades instaladas: Central Eólica Estrela, 29,7 MW (anteriormente denominada Central Eólica Trairi II); Central Eólica Cacimbas, 18,9 MW; Central Eólica Santa Mônica, 18,9 MW; e Central Eólica Ouro Verde, 29,7 MW (anteriormente denominada Central Eólica Santa Mônica SPE II). O empreendimento está localizado próximo ao Complexo Eólico Trairi, de 115,4 MW (já em operação comercial), e poderá desfrutar de sinergia advinda de estruturas existentes, como subestação e linha de transmissão. A Companhia está investindo aproximadamente R$ 460 milhões no Complexo, que incrementará em 97,2 MW de energia renovável não convencional seu parque gerador, após a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. No Leilão A-3, de 21 de agosto de 2015, **a Tractebel Energia comercializou 46,0 MW médios,** pelo prazo de 20 anos a partir de 1º de janeiro de 2018, 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 num **preço médio de venda de R$ 188,45/MWh** ou R$ 75,9 milhões de receita fixa anual.



Complexo Eólico Santa Mônica: montagem do Eolift.

Em março de 2016 foi concluída a montagem da primeira torre do Complexo Eólico Santa Mônica, utilizando o inédito dispositivo Eolift. As operações comerciais do Complexo terão início a partir do 2T16.

Central Fotovoltaica Assú V. Em novembro de 2015, a Companhia comercializou, por intermédio 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 Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015). A energia será gerada pela Central Fotovoltaica Assú V, que terá capacidade instalada de 36,7 MW, integrante do Complexo Fotovoltaico Assú, a ser implantado no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte.

O empreendimento está em fase de licenciamento ambiental e medição da irradiação solar e demandará investimento total de aproximadamente R$ 220,0 milhões. As obras terão início em 2017 e a entrada em operação, em 2018.



Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Partic. da Cia./Grupo
Complexo Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Complexo Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	330,0	330,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Assú - Centrais I e II	Solar	Assú (RN)	73,4	73,4
Total			**1.693,4**	**1.693,4**

Complexo Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Complexo é composto de 24 sociedades de propósito específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW**. Todos os parques estão localizados nos Municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte. Os estudos ambientais estão sendo elaborados, e a emissão da Licença Prévia (LP) está prevista para o segundo semestre de 2016.



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 terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.** Em março de 2016 foi emitida a Licença Ambiental Prévia deixando a Usina apta a participar de futuros leilões de energia nova.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). A Companhia pretende acrescentar aproximadamente 330 MW de capacidade instalada ao Complexo Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua segunda fase, visando a venda da energia para os mercados livre e regulado.

Complexo Fotovoltaico Alvorada. Adquiriu-se área no Estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos quatro projetos que irão compor o **Complexo Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MW**. Os projetos estão em fase de licenciamento ambiental e medição da irradiação solar.

A Companhia também está analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

Complexo Fotovoltaico Assú. Composto de três Centrais Fotovoltaicas, este Complexo está em desenvolvimento no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte, e terá **capacidade instalada total aproximada de 110 MWp**. Conforme mencionado anteriormente, a energia a ser gerada pela Central Fotovoltaica Assú V foi vendida no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015. As Centrais Solares I e II estão em fase de licenciamento ambiental e mediação da irradiação solar.

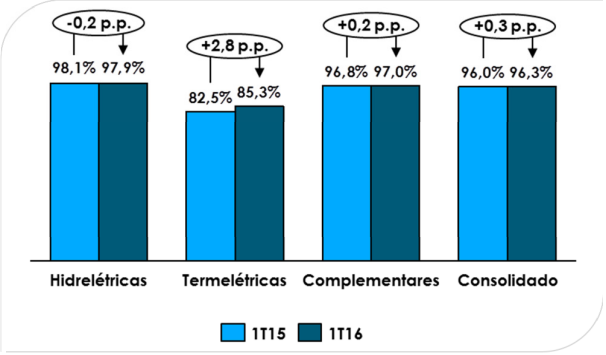


ENGIE Solar. A Companhia está ampliando sua atuação para o mercado de geração distribuída por meio da aquisição de 50% do capital da GD Brasil Energia Solar S.A., que passará a se chamar ENGIE Solar, que integra o Grupo Araxá, um dos líderes no mercado brasileiro de geração solar distribuída. Esse investimento possibilitará o ingresso da Tractebel Energia em um mercado com grande potencial de crescimento, que no momento encontra-se extremamente pulverizado, sem um participante dominante, o que responde aos desafios de uma matriz energética dinâmica e próxima do consumidor final. O investimento poderá atingir até R$ 24,3 milhões e será destinado a fortalecer a capacidade de execução e gestão da empresa e prover o capital de giro necessário para seu desenvolvimento.

Disponibilidade

O índice de disponibilidade das usinas operadas pela Tractebel Energia atingiu **96,3% no 1T16, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 97,9% nas usinas hidrelétricas, 85,3% nas termelétricas e 97,0% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassa, eólicas e fotovoltaica.

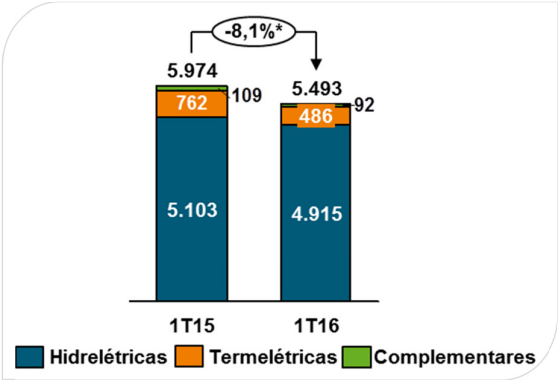
Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas



Levando-se em conta todas as paradas programadas, a disponibilidade global no primeiro trimestre de 2016 passa para 86,2%, sendo 89,7% nas usinas hidrelétricas, 68,8% nas termelétricas e 71,0% nas usinas de fontes complementares. A disponibilidade das usinas hidrelétricas tem sido afetada pela modernização simultânea das usinas hidrelétricas Salto Santiago e Ponte de Pedra, o que acaba refletindo no índice global. Situação semelhante ocorre com as usinas termelétricas em razão das manutenções programadas nas unidades 2 e 5 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. A disponibilidade das usinas complementares também foi afetada no período, em decorrência da manutenção programada na Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética e nas unidades da Usina Termelétrica Ferrari, aproveitando o período de entressafra na produção de cana-de-açúcar.

Produção

Geração
MW médios



(*) A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2016 ser ano bissexto.

No 1T16, **a produção de energia elétrica nas usinas operadas pela Tractebel Energia** foi de 11.996 GWh (5.493 MW médios), resultado **7,0% inferior** à produção do 1T15. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 10.735 GWh (4.915 MW médios); as termelétricas, por 1.061 GWh (486 MW médios); e as complementares, por 200 GWh (92 MW médios). Esses resultados representam redução de 2,6% em relação às usinas hidrelétricas, e de 35,5% e 15,2% nas usinas termelétricas e complementares, respectivamente.

Enquanto a geração das usinas hidrelétricas, comparando o 1T16 com o mesmo período do ano anterior, manteve-se praticamente a mesma (com redução inferior a 3%), a redução de mais de 35% na geração das usinas termelétricas deu-se em virtude de essas usinas não estarem sendo mais despachadas por mérito, como ocorreu nos últimos dois anos em consequência da forte estiagem que atingiu algumas regiões do País. Nessa nova condição, teve-se redução significativa na geração das unidades 1 e 2 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e nas unidades da Usina Termelétrica William Arjona, desligadas por conveniência operacional.



A Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética também contribuiu para essa significativa redução de geração das usinas termelétricas, em razão da parada programada da Unidade Geradora 5 para revisão geral, desde o início de outubro de 2015. Ainda como destaque entre as usinas termelétricas, é importante registrar que a Usina Termelétrica Charqueadas teve sua capacidade nominal de geração reduzida pela metade, a partir de 10 de fevereiro de 2016, visando minimizar os impactos da Resolução 500 da Aneel, que estabelece procedimentos para reembolso do custo de combustível em usinas que utilizam o carvão mineral nacional.

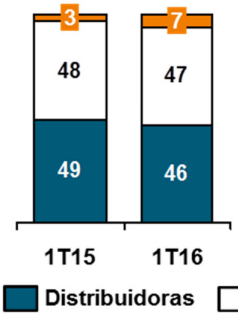
Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à adoção do 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.

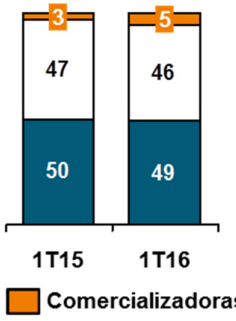
Clientes

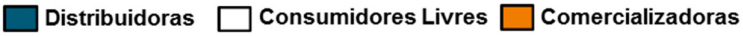
A participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 46,9% do total das vendas físicas e 45,7% do total da receita líquida de vendas do 1T16, **avanços de 1,1 p.p. e 1,5 p.p.**, respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas
(%)



Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a Receita Líquida de Vendas
(%)





Estratégia de Comercialização

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a amortecer o risco de ficar exposta 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 revela maior propensão de compra.



De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de março de 2016**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da Tractebel Energia:

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido p/ 31/12/15 (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.534	3.542	3.585	4.014	4.007	4.015			
+ Compras para Revenda	859	691	668	569	347	295			
= **Recursos Totais (A)**	**4.393**	**4.233**	**4.253**	**4.583**	**4.354**	**4.310**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.673	1.323	1.371	1.765	1.612	1.612			
2005-EE-2009-08	345	-	-	-	-	-	94,0	out-05	160,8
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	194,8
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	213,8
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	223,8
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	201,1
2014-EE-2014-06	150	150	150	150	-	-	270,7	mai-14	292,8
Proinfa	44	44	44	44	44	44	147,8	jun-04	279,4
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	254,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	18	18	18	17	14	14	-	-	230,3
2014-EN-2019-25	-	-	-	295	295	295	183,5	mar-14	217,1
2014-EN-2019-25	-	-	-	10	10	10	206,2	nov-14	244,5
2014-EN-2019-20	-	-	-	83	83	83	139,3	nov-14	158,8
2015-EE-2016-01	5	-	-	-	-	-	169,4	dez-15	169,4
2015-EN-2018-20	-	-	46	46	46	46	188,5	ago-15	197,4
8º Leilão de Reserva	-	-	2	9	9	9	303,0	dez-15	314,3
+ Vendas Bilaterais	2.502	2.690	2.398	1.882	1.214	721			
= **Vendas Totais (B)**	**4.175**	**4.013**	**3.769**	**3.647**	**2.826**	**2.333**			
Saldo (A - B)	**218**	**220**	**484**	**936**	**1.528**	**1.977**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	177,9	175,3	176,0						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3]:	206,5	181,1	181,7						

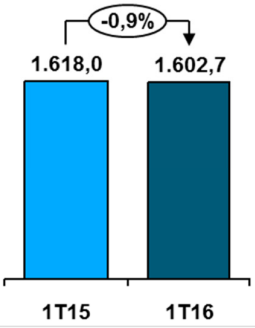
[1] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ➔ ano de realização do leilão
YY ➔ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ➔ ano de início de fornecimento
ZZ ➔ duração do fornecimento (em anos)
[2] Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), referido a 31/03/16, ou seja, não considera a inflação futura.
[3] Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 31/03/16, ou seja, não considera a inflação futura.
Notas:
- 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 contratadas, que são atualizadas trimestralmente.
- A Aneel concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico aos contratos da Companhia negociados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).
Informações adicionais podem ser encontradas nas demonstrações financeiras de 2015.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Líquida de Vendas

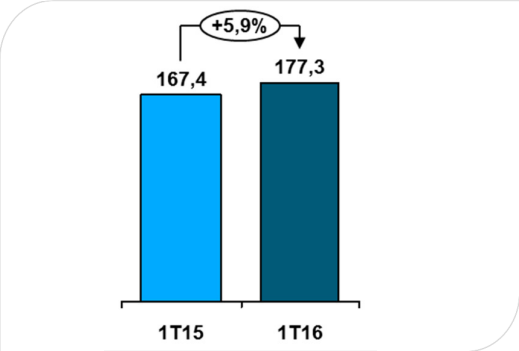
No 1T16, **a receita líquida de vendas apresentou redução de 0,9%**, (R$ 15,3 milhões), quando comparada àquela auferida no 1T15, passando de R$ 1.618,0 milhões para R$ 1.602,7 milhões. A seguir, os principais fatores que provocaram essa variação: (i) R$ 95,7 milhões — elevação do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 58,1 milhões — menor volume de energia vendida; e (iii) R$ 53,5 milhões — queda na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Receita Líquida de Vendas
R$ milhões





Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



(*) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

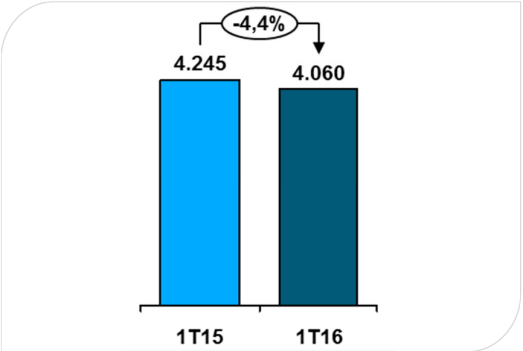
✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 177,29/MWh no 1T16, **5,9% acima** do obtido no 1T15, cujo valor foi de R$ 167,35/MWh. A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuada pelos menores preços praticados em novos contratos.

✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida passou de 9.169 GWh (4.245 MW médios) no 1T15 para 8.867 GWh (4.060 MW médios) no 1T16, **redução de 302 GWh** (185 MW médios) entre os períodos comparados. Tais variações decorreram do término de contratos bilaterais, cujas quantidades foram liquidadas no mercado de curto prazo.

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$ 770,9 milhões no 1T16, montante **1,3% superior** aos R$ 760,7 milhões auferidos no 1T15. A combinação destas variações ocasionou tais efeitos: (i) R$ 75,7 milhões — elevação de 10,4% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 65,5 milhões — redução de 367 GWh (190 MW médios) na quantidade de vendas, passando de 4.485 GWh (2.076 MW médios) no 1T15 para 4.118 GWh (1.886 MW médios) no 1T16.

✓ **Comercializadoras**

No trimestre em análise, **a receita líquida de venda a comercializadoras** foi de R$ 83,1 milhões, **67,9% superior** à receita auferida no 1T15, que foi de R$ 49,5 milhões. Essa ampliação resultou dos seguintes aspectos: (i) R$ 48,0 milhões — aumento de 306 GWh (139 MW médios) no volume de energia vendida, avançando de 285 GWh (132 MW médios) no 1T15 para 591 GWh (271 MW médios) no 1T16; e (ii) R$ 14,4 milhões — decréscimo de 19,0% no preço médio líquido de vendas.

✓ **Consumidores Livres**

A receita de venda a consumidores livres reduziu 0,9% entre os trimestres em análise, passando de R$ 724,2 milhões no 1T15 para R$ 718,0 milhões no 1T16. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 40,6 milhões — redução de 241 GWh (134 MW médios) na quantidade de energia vendida, passando de 4.399 GWh (2.037 MW médios) no 1T15 para 4.158 GWh (1.903 MW médios) no 1T16; e (ii) R$ 34,4 milhões — elevação de 4,9% no preço médio líquido de venda da energia.



✓ **Transações no Mercado de Curto Prazo, Inclusive no Âmbito da CCEE**

No 1T16, **a receita auferida no mercado de curto prazo**, inclusive no âmbito da CCEE, foi de R$ 21,8 milhões, enquanto no 1T15 foi de R$ 75,3 milhões, representando **redução de R$ 53,5 milhões** (71,0%), entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas em "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$ 14,3 milhões, **(1,5%)**, entre os trimestres comparados, passando de R$ 930,6 milhões no 1T15 para R$ 916,3 milhões no 1T16. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** redução de R$ 5,2 milhões no 1T16, em comparação ao 1T15, reflexo principalmente dos menores preços praticados nas novas contratações de médio e de longo prazo.

✓ **Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram R$ 59,6 milhões superiores. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 7,6 milhões (8,8%), entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Pessoal:** aumento de R$ 3,9 milhões (7,4%), no 1T16 em relação ao 1T15 em virtude, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** decréscimo de R$ 17,3 milhões entre os trimestres analisados, em razão, basicamente, do reconhecimento extraordinário no 1T16 de R$ 15,3 milhões relativos à recuperação de crédito de PIS e Cofins incidentes sobre materiais e contratações de serviços de terceiros.

✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 7,2 milhões entre os trimestres comparados, resultante, sobretudo, da conclusão, no fim do 2T15, de grandes manutenções no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e do início da operação comercial, em maio de 2015, do turbogerador 5 da Usina Termelétrica Ferrari.

✓ **Provisões operacionais líquidas:** efeito positivo no resultado de R$ 70,3 milhões no 1T16 em comparação ao 1T15. A variação apresentada resultou, principalmente, destes eventos ocorridos no 1T15: (i) R$ 76,6 milhões — constituição de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor em consequência de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido; e (ii) R$ 6,1 milhões — reversão, por pagamento, de provisão cível relativa às indenizações de desapropriações vinculadas à Usina Hidrelétrica Cana Brava.

✓ **Outros:** variação positiva de R$ 3,3 milhões no 1T16 em relação ao 1T15, em virtude, essencialmente: (i) do pagamento no 1T15 de R$ 6,1 milhões de indenizações de desapropriações acima mencionadas; e (ii) do aumento em R$ 3,8 milhões do valor do prêmio dos seguros renovados pela Companhia.

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. 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, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

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



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

No 1T16, **o resultado líquido** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) **decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi negativo em R$ 50,1 milhões**, ao passo que, no 1T15, o resultado foi positivo em R$ 62,9 milhões, ou seja, variação negativa de R$ 113,1 milhões entre os trimestres comparados.

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) redução substancial no 1T16 do efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física da aplicação do GSF em virtude da redução do fator de redução e do PLD; (ii) diminuição considerável da posição credora na CCEE (posição *long*) como resultado da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia (entre os trimestres comparados) e da redução expressiva do PLD; (iii) menor valor de exposição termelétrica em razão, substancialmente, das expressivas reduções do PLD médio no trimestre corrente, apesar da redução do despacho termelétrico e da consequente elevação da quantidade dessa exposição; (iv) impacto negativo no 1T16 proveniente da diferença do PLD médio entre os submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste; (v) ressarcimento de custos no 1T16 em virtude do despacho fora da ordem de mérito da Usina Termelétrica William Arjona (UTWA); (vi) reconhecimento no 1T15 dos montantes relativos à recuperação dos impactos negativos na CCEE em razão de sinistros em unidades geradoras. Os efeitos positivos dos itens (i), (iii) e (v) atenuaram o impacto negativo dos demais itens.

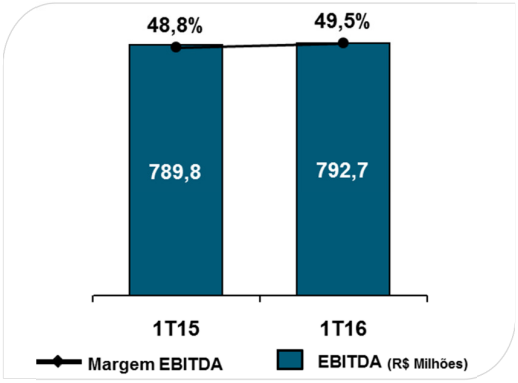
Cabe considerar que as expressivas reduções do PLD médio entre os trimestres e anos analisados (conforme informados a seguir) contribuíram de maneira significativa para a mitigação dos efeitos negativos nos resultados decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para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

Em dezembro de 2015, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2016 em R$ 422,56/MWh e R$ 30,25/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, **o PLD médio** dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste **diminuiu 91,1%,** passando de R$ 388,48/MWh no 1T15 para R$ 34,60/MWh no 1T16.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda** do 1T16 foi de R$ 792,7 milhões, isto é, R$ 2,9 milhões **(0,4%) acima** do apurado no 1T15, que foi de R$ 789,8 milhões. **A margem Ebitda** foi de 49,5% no 1T16, **acréscimo de 0,7 p.p.** em relação ao 1T15. As elevações supracitadas são consequência, substancialmente, da combinação destes fatores: (i) efeito negativo de R$ 113,1 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) efeito positivo de R$ 68,9 milhões nas provisões operacionais, líquidas; (iii) elevação de R$ 37,6 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) decréscimo de R$ 15,6 milhões em materiais e serviços de terceiros; e (v) elevação de R$ 6,1 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

Ebitda (1) e Margem Ebitda



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

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela a seguir:

(Valores em R$ milhões)	1T16	1T15	Var. %
Lucro líquido	347,1	344,8	0,7
(+) Imposto de renda e contribuição social	163,3	163,5	-0,1
(+) Despesas financeiras, líquidas	128,2	134,8	-4,9
(+) Depreciação e amortização	154,1	146,7	5,0
Ebitda	**792,7**	**789,8**	**0,4**



Resultado Financeiro

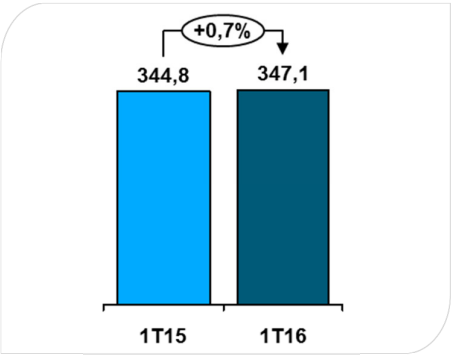
Receitas financeiras: no 1T16, as receitas atingiram R$ 124,9 milhões, isto é, **R$ 67,6 milhões (118,0%) acima** dos R$ 57,3 milhões auferidos no 1T15, em razão, substancialmente: (i) do incremento no valor de R$ 27,2 milhões na receita com aplicações financeiras; e (ii) do reconhecimento, no trimestre corrente, de R$ 37,2 milhões, referente a juros e variação monetária de contas a receber de venda de energia elétrica, oriundos de decisão favorável à Companhia em disputa judicial com agente do setor elétrico brasileiro.

Despesas financeiras: as despesas no 1T16 foram de R$ 253,1 milhões, isto é, **R$ 61,0 milhões (31,8%) acima** das registradas no 1T15, que foi de R$ 192,1 milhões. As principais variações observadas foram: (i) reconhecimento no 1T16 de R$ 46,3 milhões de variação monetária sobre os valores a pagar na CCEE que estavam pendentes de pagamento em razão das liminares que impediam a aplicação do GSF pela CCEE; (ii) incremento de R$ 22,8 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; e (iii) redução de R$ 8,3 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas.

Lucro Líquido

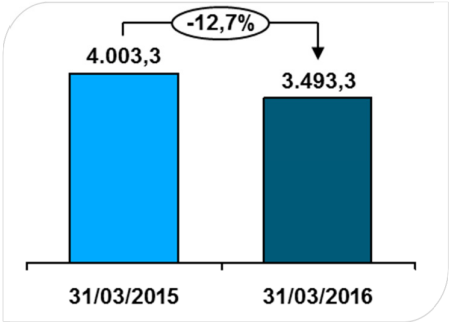
O **lucro líquido** do 1T16 foi de R$ 347,1 milhões, R$ 2,3 milhões **(0,7%), superior** aos R$ 344,8 milhões apresentados no 1T15. Esse aumento é efeito, substancialmente, do seguinte: (i) crescimento de R$ 2,9 milhões no Ebitda; (ii) redução de R$ 6,6 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) aumento de R$ 7,4 milhões da depreciação e amortização; e (iv) redução de R$ 0,2 milhão do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

Dívida Bruta
R$ milhões

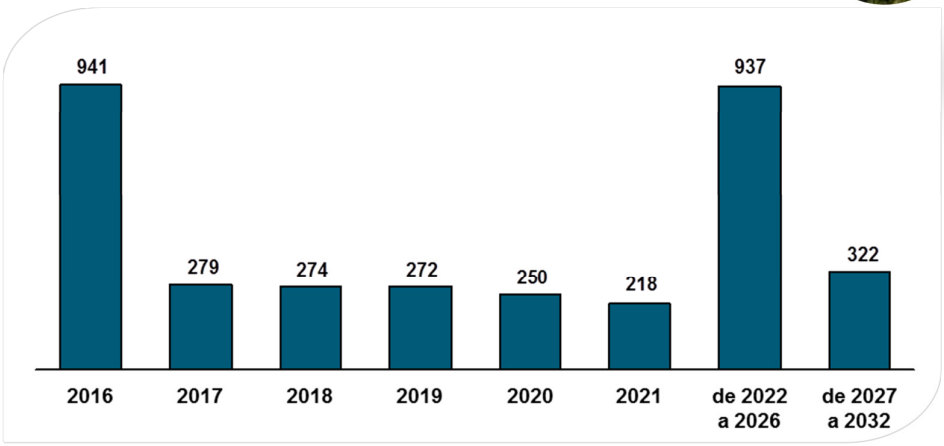


A **dívida bruta total consolidada**, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, **líquida de operações de *hedge*, totalizava R$ 3.493,3 milhões** em 31 de março de 2016 — **decréscimo de 12,7%** (R$ 510,0 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2015. Do total da dívida no fim do período, 26,6% estava denominada em moeda estrangeira (34,5% no fim do 1T15). 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 ocorridos entre o 1T15 e o 1T16: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 90,6 milhões, destinados aos investimentos para modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e para ampliação da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) geração de R$ 400,0 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; e (iii) R$ 1.000,4 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

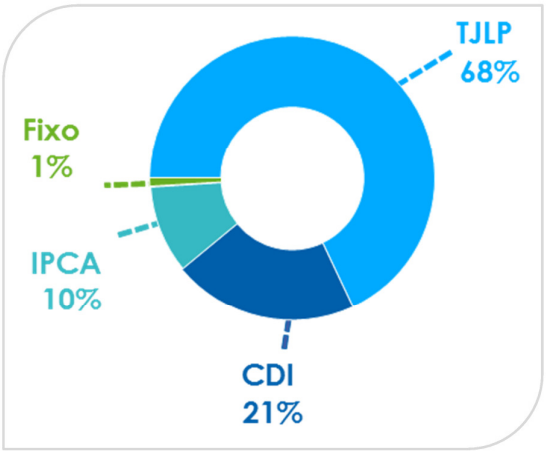


Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O **custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim do 1T16 foi **11,2%.**

Composição da Dívida



Em 31 de março de 2016, 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$ 1.074,9 milhões, redução de 51,8%** em relação ao registrado ao fim do 1T16.

Dívida Líquida
R$ milhões

	31/03/2016	31/03/2015	Var. %
Dívida bruta	3.762,1	4.322,3	-13,0
Resultado de operações com derivativos	(268,8)	(319,0)	-15,7
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(155,0)	(156,1)	-0,7
Caixa e equivalentes de caixa	(2.263,5)	(1.618,1)	39,9
Dívida líquida total	**1.074,9**	**2.229,1**	**-51,8**

Investimentos

No 1T16, **os investimentos totais** da Tractebel Energia foram de **R$ 173,4 milhões**, dos quais R$ 16,2 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; R$ 34,0 milhões, à modernização das usinas hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo; e R$ 123,2 milhões, à construção da UTE Pampa Sul (R$ 66,9 milhões), do Complexo Eólico Santa Mônica (R$ 45,4 milhões) e demais usinas (R$ 10,9 milhões).



COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Gestão Sustentável

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Meio Ambiente, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Gestão da Energia. Das 28 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 14 (com potência somada que corresponde a 83,6% da total operada pela Companhia) são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (da Saúde e Segurança no Trabalho). Para a Responsabilidade Social, a Companhia busca seguir as orientações do guia NBR ISO 26000 (que não permite certificações); e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 14 certificadas, também certificada segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

Além da Política de Gestão Sustentável, outras relacionadas ao compromisso da Companhia com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, sobre temas como Direitos Humanos, Engajamento de *Stakeholders* e Mudanças Climáticas, assim como o Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade, os códigos de Meio Ambiente e Ética, e os Relatórios de Sustentabilidade publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Iniciative* (GRI) e, desde a edição de 2014, agregando as do *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Comitê de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Comitê de Sustentabilidade da Companhia atualmente é formado por 12 membros, de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades. A coordenação é da Diretoria Administrativa, e um dos membros é o representante dos empregados no Conselho de Administração. Entre outros, o Comitê tem como objetivos:

- ✓ Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- ✓ Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- ✓ Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa; e
- ✓ Propor, obter aprovação da Diretoria Executiva e atuar articuladamente com as unidades organizacionais para atingir as metas anuais de sustentabilidade empresarial ("Metas Tractebel Energia de Sustentabilidade"), que são baseadas em quatro Programas — Desenvolvimento Cultural, Melhoria Ambiental, Inclusão Social e Educação para a Sustentabilidade —, com iniciativas associadas a indicadores e pesos para avaliação ao fim de cada ano.

Destaques do Trimestre

- ✓ Em 19 de janeiro, realizada apresentação sobre a COP 21 por representante da ENGIE Brasil no auditório da sede. No mesmo mês, membros do Comitê de Sustentabilidade se reuniram com uma estudante da Universidade Federal de Santa Catarina que participou do evento em Paris (realizado em dezembro de 2015) representando jovens universitários;
- ✓ Em 25 de janeiro, realizada audioconferência com a ENGIE Brasil sobre metodologias de análise e valoração de danos ambientais;
- ✓ Em 29 de fevereiro e 1° de março, realizada apresentação dos Destaques em Desenvolvimento Sustentável de 2015, como parte da apresentação de resultados do quarto trimestre e anuais de 2015, para a Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais (Apimec), em São Paulo e no Rio de Janeiro.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada trimestre. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 1T16, associando cada indicador aos recomendados pela GRI.



Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador[3]	Indicador GRI[4]	1T16	1T15	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	28	27	1
2		Capacidade instalada total (MW)	EU1, G4-9	8.729	8.748	-0,2%
3		Número de usinas certificadas	EU6, G4-15	14	14	-
4		Capacidade instalada certificada (MW)	EU6, G4-15	7.294	7.330	-0,5%
5		Capacidade instalada certificada em relação à total	EU6, G4-15	83,6%	83,8%	-0,3%
6		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.646	7.629	0,2%
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	87,6%	87,2%	0,4%
8		Geração de energia total (GWh)	EU2	11.996	12.904	-7,0%
9		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	10.357	11.230	-7,8%
10		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	86,3%	87,0%	-0,8%
11		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	10.935	11.259	-2,9%
12		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	91,2%	87,2%	4,5%
13		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	96,3%	96,1%	0,3%
14		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	86,3%	87,0%	-0,9%
15	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[5]	G4-EN27	97.517	50.935	91,5%
16		Número de visitantes às usinas[5]	G4-26	11.388	11.233	1,4%
17		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	1,001	0,985	1,6%
18		Emissões de CO2 do parque gerador da Tractebel Energia (t/MWh)	G4-EN15	0,118	0,126	-6,1%
19	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[6]	G4-10, G4-LA1	1.133	1.142	-0,8%
20		Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	0,000	0,000	-
21		Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[8]	G4-LA6	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	1,680	0,000	↑
23		Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[8]	G4-LA6	0,000	0,000	-
24	Responsabilidade Social[9]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	1.175,0	766,1	53,4%
25		Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência	G4-EC8, G4-SO1	671,3	53,8	1147,8%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura	G4-EC8, G4-SO1	5.443,5	4.714,7	15,5%
27		Investimentos pela Lei do Esporte	G4-EC8, G4-SO1	150,00	350,00	-57,1%
28		Outros investimentos incentivados (saúde e outros)	G4-EC8, G4-SO1	0,0	300,0	↓

Notas:

1) Mais indicadores estão disponíveis no ITR (*website* da Companhia / Investidores / Informações Financeiras / Demonstrações Financeiras).

2) Referência: Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável.

3) Indicadores não consideram a Usina Termelétrica Alegrete (em processo de devolução à União desde 2013), à exceção dos de SST, pois há atividades em curso na usina, realizadas por empregados próprios e de terceiros.

4) GRI: *Global Reporting Initiative*.

5) Sem considerar o do Ceste (Consórcio Estreito Energia).

6) Média no período do número de empregados próprios que trabalham nas usinas em operação, na sede e no escritório de São Paulo.

7) TF = nº de acidentes de trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco, considerados os mesmos empregados do Item 19.

8) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco, considerados os mesmos empregados do Item 19 e os de terceiros que trabalham nos mesmos locais .

9) Valores em milhares de reais.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Estatuto Social da Tractebel Energia tem-se regularmente ajustado às novas regras e aos novos procedimentos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa: o mais alto nível de governança corporativa desta bolsa de valores. Adicionalmente (como já mencionado), a Companhia é integrante do ISE. O Conselho de Administração da Tractebel Energia tem suas reuniões monitoradas em relação ao tempo dedicado a questões estratégicas e de curto prazo, relativamente à sustentabilidade empresarial, e é composto de nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Salvo o 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.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu *website*. A Companhia também dispõe de 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:** iniciativa do Instituto Ethos em desdobramento ao Pacto Global da ONU, do qual a ENGIE é signatária desde 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 às demonstrações financeiras.



A política de dividendos da Tractebel Energia 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 os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre 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, de 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 proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram 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.

Em junho de 2015, a Companhia passou a integrar o Euronext-Vigeo EM 70 — índice integrado pelas empresas com mais alto desempenho 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 são negociadas na BM&FBovespa sob código TBLE3. Além disso, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível I, negociados no mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código TBLEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

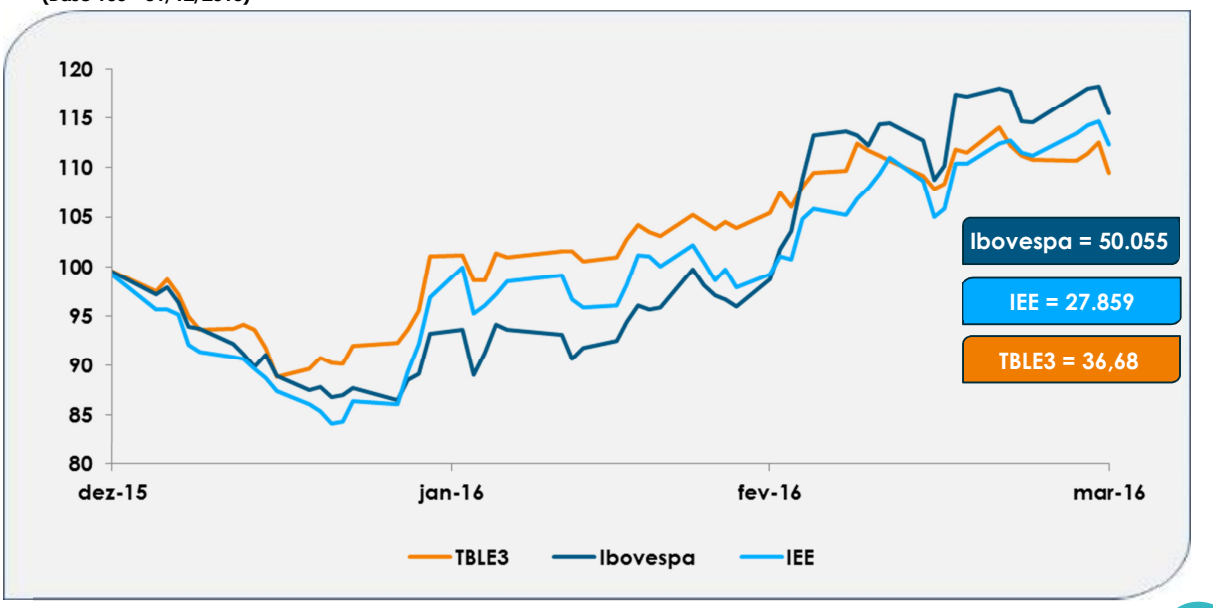
Desempenho das Ações — TBLE3

No primeiro trimestre de 2016, o principal índice da Bovespa apresentou um ganho de 15,5%, ao passo que, em comparação com o mesmo período de 2015, valorizou apenas 2,3%. A valorização reflete essencialmente a repercussão de fatores políticos, refletindo numa melhora na percepção de risco do País.

As ações da Tractebel Energia encerraram o **1T16 com valorização de 9,5%** em comparação aos 12,3% e 15,5% do Índice do Setor Elétrico (IEE) e Ibovespa, respectivamente. O TBLE3 fechou o trimestre cotada a R$ 36,68, o que atribuiu à Companhia valor de mercado de R$ 23,9 bilhões.

No 1T16, o volume médio diário de TBLE3 foi de R$ 38,6 milhões, acréscimo de 66,0% sobre o registrado no 1T15, quando atingiu R$ 23,3 milhões.

TBLE vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2015)





Próximo Evento

A Tractebel realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

Teleconferência com *Webcast*
(Em português — tradução simultânea para inglês)

Data: 6 de maio de 2016
Horário: 11h (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 6 a 12 de maio de 2016. Acesso pelo telefone: (11) 3193-1012 / (11) 2820-4012| código: 2116933# (Português).

Importante

Este material inclui informações e opiniões acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as 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, razões por que as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Considerando estas limitações, os acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.



ANEXO I
TRACTEBEL ENERGIA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — ATIVO

(Valores em R$ mil)		
Ativo	**31/03/2016**	**31/12/2015**
Ativo Circulante	**4.068.797**	**4.431.818**
Caixa e equivalentes de caixa	2.263.473	2.396.854
Contas a receber de clientes	780.355	773.602
Estoques	99.104	88.888
Créditos fiscais a recuperar	41.218	46.385
Combustível a reembolsar	118.026	144.249
Depósitos vinculados	59.409	8.426
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	468.888	778.227
Hedge de empréstimos	268.775	488.802
Hedge de compromissos com fornecedores	200.113	289.425
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Outros ativos circulantes	125.374	82.237
Ativo não circulante mantido para venda	86.886	86.886
Ativo Não Circulante	**10.824.961**	**10.857.568**
Realizável a Longo Prazo	**634.857**	**716.695**
Créditos fiscais a recuperar	48.665	46.763
Depósitos vinculados	166.675	158.139
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	154.975	146.766
Outros depósitos vinculados	11.700	11.373
Depósitos judiciais	136.877	132.480
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	36.812	130.240
Hedge de compromissos com fornecedores	36.812	130.240
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	190.563	197.079
Outros ativos não circulantes	55.265	51.994
Imobilizado	**9.935.010**	**9.897.550**
Intangível	**255.094**	**243.323**
Total	**14.893.758**	**15.289.386**



ANEXO II
TRACTEBEL ENERGIA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — PASSIVO

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**31/03/2016**	**31/12/2015**
Passivo Circulante	**2.428.695**	**2.977.377**
Fornecedores	649.465	573.573
Dividendos e juros sobre o capital próprio	4.523	271.021
Empréstimos e financiamentos	1.276.394	1.712.490
Debêntures	3.326	489
Concessões a pagar	62.047	60.572
Imposto de renda e contribuição social a pagar	90.722	17.799
Outras obrigações fiscais e regulatórias	84.775	97.665
Provisão para remunerações e encargos	112.662	102.992
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	26.727	25.727
Obrigações com benefícios de aposentadoria	22.189	22.189
Outros passivos circulantes	95.865	92.860
Passivo Não Circulante	**5.598.505**	**5.669.873**
Empréstimos e financiamentos	2.295.712	2.353.268
Debêntures	186.657	180.947
Concessões a pagar	2.097.711	2.009.980
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	256.546	246.873
Obrigações com benefícios de aposentadoria	260.797	255.552
Imposto de renda e contribuição social diferidos	424.339	558.826
Outros passivos não circulantes	76.743	64.427
Patrimônio Líquido	**6.866.558**	**6.642.136**
Capital social	2.736.253	2.445.766
Reserva de capital	91.695	91.695
Reservas de lucros	3.047.734	3.333.102
Ajustes de avaliação patrimonial	638.018	769.309
Lucros acumulados	350.379	-
Participação de acionista não controlador	2.479	2.264
Total	**14.893.758**	**15.289.386**



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

(Valores em R$ mil)	1T16	1T15	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.602.655**	**1.617.969**	**-0,9**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(916.282)**	**(930.594)**	**-1,5**
Energia elétrica comprada para revenda	(389.323)	(394.571)	-1,3
Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE	(71.968)	(12.385)	481,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(94.344)	(86.698)	8,8
Combustíveis para geração	(52.724)	(52.129)	1,1
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(51.306)	(48.387)	6,0
Pessoal	(55.886)	(52.026)	7,4
Materiais e serviços de terceiros	(31.800)	(49.067)	-35,2
Depreciação e amortização	(151.980)	(144.739)	5,0
Reversão (Constituição) de provisões operacionais	488	(69.858)	-100,7
Outros	(17.439)	(20.734)	-15,9
Lucro Bruto	**686.373**	**687.375**	**-0,1**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(47.773)**	**(44.320)**	**7,8**
Despesas com vendas	(4.647)	(5.014)	-7,3
Despesas gerais e administrativas	(43.875)	(41.632)	5,4
Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas	749	2.326	-67,8
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**638.600**	**643.055**	**-0,7**
Resultado Financeiro	**(128.153)**	**(134.767)**	**-4,9**
Receitas financeiras	124.966	57.298	118,1
Despesas financeiras	(253.119)	(192.065)	31,8
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**510.447**	**508.288**	**0,4**
Imposto de renda	(118.520)	(119.257)	-0,6
Contribuição social	(44.820)	(44.281)	1,2
Lucro Líquido do Exercício	**347.107**	**344.750**	**0,7**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,5318**	**0,5282**	



ANEXO IV
TRACTEBEL ENERGIA S.A.
FLUXO DE CAIXA

(Valores em R$ mil)	1T16	1T15
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	510.447	508.288
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:		
Depreciação e amortização	154.118	146.747
Variação monetária	49.088	61.310
Juros	150.128	113.565
Ajuste a valor justo	1.756	(158)
Constituição de provisões operacionais	(840)	68.060
Outros	23	611
Lucro Ajustado	**864.720**	**898.423**
Redução (aumento) nos ativos		
Contas a receber de clientes	(4.882)	(28.016)
Combustível a reembolsar	26.223	(47.716)
Créditos fiscais a recuperar	(3.407)	(6.836)
Estoques	(10.216)	(8.064)
Depósitos vinculados e judiciais	(50.834)	(16.608)
Indenização de seguro a receber	-	121.561
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	-
Outros ativos	(26.604)	(13.590)
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	56.542	(149.659)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(118)	(1.068)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(21.120)	21.674
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	2.444	(4.134)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(3.692)	(3.064)
Outros passivos	5.560	4.200
Caixa Gerado pelas Operações	**841.132**	**767.103**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(77.605)	(238.146)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(80.871)	(79.015)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**682.656**	**449.942**
Atividades de Investimento	**(200.523)**	**(192.207)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos	(7.866)	-
Aplicação no imobilizado	(190.829)	(190.717)
Aplicação no intangível	(1.828)	(1.490)
Atividades de Financiamento	**(615.514)**	**(244.364)**
Empréstimos e financiamentos obtidos	58	47.471
Empréstimos e financiamentos pagos	(287.759)	(49.869)
Parcelas de concessões pagas	(15.659)	(14.277)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(312.622)	(222.021)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(3.974)	(6.029)
Outros	4.442	361
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(133.381)**	**13.371**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	2.396.854	1.604.731
Saldo final	2.263.473	1.618.102
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(133.381)**	**13.371**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Juros e variação monetária capitalizados	25.661	11.992
Fornecedores de imobilizado e intangível	(26.822)	(1.103)
Compensação de imposto de renda e contribuição social	7.936	6.012
Estimativa para desembolsos futuros	(1.027)	(1.249)
Parcelas remanescentes a pagar na aquisição de investimentos, líquidas dos depósitos vinculados	13.027	37.081