

TRACTEBEL ENERGIA anuncia lucro líquido de R$ 347,6 milhões no 3T15 e credita juros sobre o capital próprio de R$ 314,0 milhões

Usinas de fontes complementares não convencionais batem recorde de geração

Florianópolis (SC), 6 de novembro 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 terceiro trimestre de 2015 e ao período encerrado em 30 de setembro de 2015 (3T15 e 9M15). 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

- ✓ A Companhia apurou lucro líquido de R$ 347,6 milhões no 3º trimestre de 2015, correspondendo a R$ 0,5326 por ação, valores 35,4% abaixo dos alcançados no 3T14, em razão, principalmente, da diferença da estratégia de alocação entre os trimestres em comparação. No entanto, o **lucro líquido acumulado em 2015 se manteve estável** frente o registrado nos 9M14.
- ✓ O EBITDA apresentou redução de 24,0% no 3T15, em comparação com o 3T14, atingindo R$ 771,7 milhões. A **margem EBITDA foi de 47,1%** no período em análise, apresentando um decréscimo de 11,4 p.p. em relação ao terceiro trimestre de 2014. No período de nove meses, o EBITDA apresentou **crescimento** de R$ 136,6 milhões, ou **6,8%** em relação ao apurado nos 9M14.
- ✓ A receita líquida de vendas no 3T15 totalizou R$ 1.640,0 milhões, uma queda de 5,6% em comparação ao montante apurado no 3T14. No acumulado do ano, a **receita líquida de vendas superou em 1,2%** o valor auferido nos 9M14.
- ✓ O **preço médio dos contratos de venda de energia, líquido** das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 172,82/MWh no 3T15, valor **13,9% superior** ao registrado no 3T14. Esse aumento reflete, essencialmente, os reajustes de preços dos contratos existentes e os maiores preços praticados nos novos.
- ✓ No terceiro trimestre de 2015 a **Tractebel Energia vendeu** 8.867 GWh (4.016 MW médios), volume **4,6% menor** do que o comercializado no mesmo período de 2014.
- ✓ Em 30 de setembro de 2015, a **dívida líquida** era de R$ 1.682,7 milhões, apresentando uma **redução de 34,8%** em relação ao valor obtido ao final do 3T14, atingindo uma relação dívida líquida sobre EBITDA de 0,6x.
- ✓ No 3T15, a Tractebel Energia registrou **recorde de geração** do conjunto de suas usinas de fontes complementares, que produziram um total de 171,7 GWh (230,8 MW médios), atingindo fator de capacidade de 61,4%.
- ✓ Em agosto, a Companhia **comercializou 46,0 MW médios no Leilão de Geração** nº4/2015 (A-3). A energia contratada será gerada por quatro empreendimentos de geração eólica, com capacidade instalada total de 97,2 MW, integrantes do Complexo Eólico Santa Mônica, localizado no Município de Trairi (CE).
- ✓ Em 24 de setembro, **a Tractebel Energia foi eleita destaque do 19º Troféu Transparência**, concedido pela Anefac – Fipecafi – Serasa Experian, pela transparência e qualidade de suas demonstrações contábeis divulgadas no ano de 2015, na categoria "Empresa com receita líquida de até R$ 5 bilhões". Essa foi a sexta premiação da Companhia no Troféu, sendo cinco nos últimos cinco anos.
- ✓ O Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de **R$ 314,0 milhões (R$ 0,4810 por ação)** sob a forma de **juros sobre o capital próprio** referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2015. As ações ficarão **ex-juros** sobre o capital próprio a partir do dia **24 de novembro** de 2015.

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

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

Teleconferência com webcast
dia 09/11/2015 às 11h00 (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

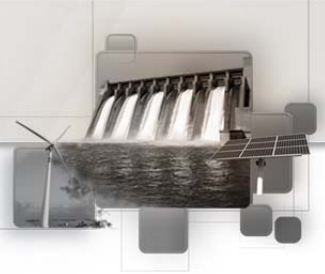
Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

Tractebel - Consolidado

(valores em R$ milhões)	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.640,0	1.736,6	-5,6%	4.802,8	4.744,4	1,2%
Resultado do Serviço (EBIT)	618,7	870,3	-28,9%	1.698,7	1.569,2	8,3%
EBITDA (1)	771,7	1.015,4	-24,0%	2.147,6	2.011,0	6,8%
EBITDA / RLV - (%) (1)	47,1	58,5	-11,4 p.p.	44,7	42,4	2,3 p.p.
Lucro Líquido	347,6	538,2	-35,4%	901,6	901,2	0,0%
Dívida Líquida (2)	1.682,7	2.580,4	-34,8%	1.682,7	2.580,4	-34,8%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)(3)	5.590	5.580	0,2%	5.279	5.469	-3,5%
Energia Vendida (MW médios)	4.016	4.208	-4,6%	4.115	4.196	-1,9%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) (4)	172,82	151,70	13,9%	170,06	148,16	14,8%
Número de Empregados	1.176	1.143	2,9%	1.176	1.143	2,9%

(1) EBITDA representa: 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 2015
MSCI 2015 Constituent MSCI Global Sustainability Indexes



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A Tractebel Energia, **maior geradora privada de energia elétrica do Brasil, possui uma capacidade instalada total de 7.044,3 MW, operando um parque gerador de 8.765,0 MW,** composto por 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)	72,0	72,0	set/28
Total - Termelétricas			**1.119,0**	**1.119,0**	
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	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**
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável**
Total - Complementares			**375,7**	**365,6**	
Total			**8.765,0**	**7.044,3**	

(*) 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
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	340,0	340,0	mar/50
Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	jul/50
Santa Mônica	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45
Total			**4.513,9**	**2.263,9**	

(*) Existe a 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 ESBR venceu o leilão de concessão organizado pela 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, volume equivalente a mais de 50% das emissões da aviação civil no Brasil em 2013, segundo dados da Agência Nacional de Aviação Civil (Anac)**.** Além disso, conforme comunicado ao mercado divulgado pela Tractebel Energia em 13 de maio de 2013, a ENGIE, 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 ENGIE 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. **A energia assegurada total foi atingida com o início da operação comercial da 33ª unidade no mês de julho de 2015.** Com este importante marco, a Usina Hidrelétrica Jirau está em pleno cumprimento com suas obrigações comerciais no mercado regulado, independente da resolução final acerca do excludente de responsabilidade em decorrência dos eventos de vandalismo ocorridos em 2011 e 2012. **O projeto possui atualmente 36 unidades em operação comercial e mais quatro unidades em fase de montagem e comissionamento**, tendo apresentado, entre os meses de julho e setembro de 2015, a mais elevada disponibilidade dentre as hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Seguindo o modelo de negócios vigente, existe a perspectiva de a participação da ENGIE no projeto ser transferida para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.

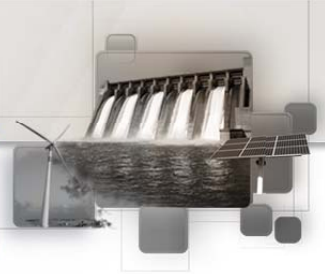


Vista aérea do empreendimento (Agosto 2015)



Foto ilustrativa, projeção em 3D da UTE Pampa Sul.

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul. A 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 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 cerca de R$ 1,8 bilhão. Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento denominada 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 Ministério de Minas e Energia. 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.



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 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 direcionada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). O investimento aprovado para os 11 parques foi de cerca de R$ 1,7 bilhão. A Companhia protegeu a parcela denominada em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de hedge.

Complexo Eólico Santa Mônica – Ceará. Em construção no Município de Trairi (CE), o Complexo Eólico Santa Mônica será composto pelos seguintes empreendimentos e 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 e já em operação comercial, e gozará 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 o seu parque gerador, após a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras, prevista para 2016. 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, resultado num **preço médio de venda de R$ 188,45/MWh** ou R$ 75,9 milhões de receita fixa anual.



Complexo Eólico Santa Mônica: concretagem das fundações.

Projetos em Desenvolvimento

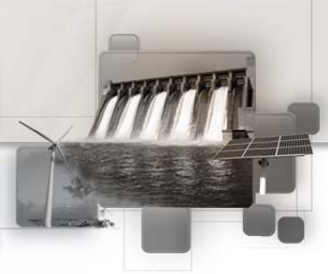
Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Partic. da Cia./Grupo
Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	300,0	300,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	120,0	120,0
Total			**1.620,0**	**1.620,0**

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 os parques 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) foram concluídos, e a audiência pública foi realizada em 28 de setembro. Assim, há perspectiva de emissão da LP até o final de 2015.



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.

Energia Solar Fotovoltaica. Foi adquirida uma área no Estado da Bahia, em região com promissor potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos quatro projetos que irão compor o **Complexo Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em até 120 MWp**. Os projetos estão em fase de licenciamento ambiental e medição da irradiação solar.

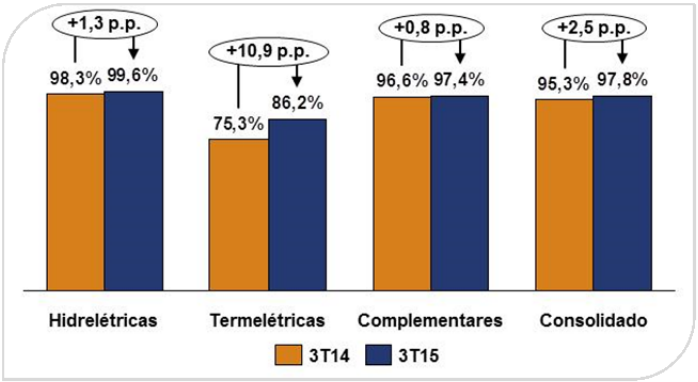
A Companhia também está analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como potenciais parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura a nível mundial.

Disponibilidade

No 3T15, as usinas operadas pela Tractebel Energia atingiram **97,8% de disponibilidade, desconsiderando-se as paradas programadas,** sendo 99,6% nas usinas hidrelétricas, 86,2% nas termelétricas e 97,4% nas usinas de fontes complementares – PCHs, biomassa, eólicas e fotovoltaica. No acumulado de nove meses de 2015, as usinas atingiram uma disponibilidade de 97,2%, sendo 99,0% nas usinas hidrelétricas, 85,7% nas termelétricas e 97,1% nas usinas de fontes complementares.

Disponibilidade

Desconsiderando-se as paradas programadas

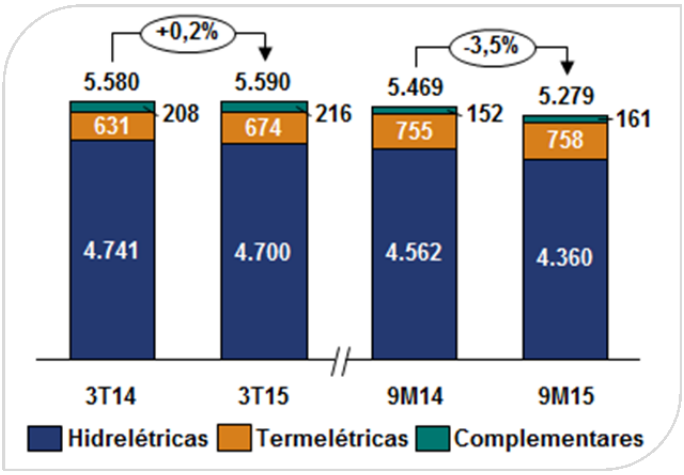


Quando consideradas também todas as paradas programadas, a disponibilidade global no terceiro trimestre de 2015 passa para 86,2%, sendo 88,4% nas usinas hidrelétricas, 69,4% nas termelétricas e 94,2% nas usinas de fontes complementares, índice que no acumulado no ano foi de 86,7%, sendo 89,2% nas usinas hidrelétricas, 72,9% nas termelétricas e 86,1% nas usinas de fontes complementares. A disponibilidade das usinas hidrelétricas tem sido afetada pela modernização simultânea das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Ponte de Pedra, o que acaba se refletindo no índice global.

Produção

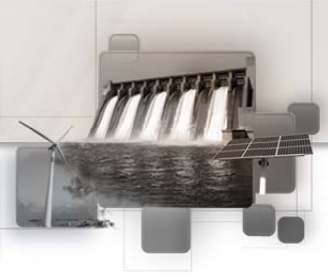
Geração

MW médios



No 3T15, **a produção de energia elétrica nas usinas operadas pela Tractebel Energia** foi de 12.343 GWh (5.590 MW médios). Esse resultado supera ligeiramente a produção do 3T14, com **incremento de 0,2%**. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 10.378 GWh (4.700 MW médios), as termelétricas por 1.488 GWh (674 MW médios) e as complementares por 477 GWh (216 MW médios). Os resultados apontam uma redução de 0,9% em relação às usinas hidrelétricas e aumentos de 6,8% e 3,8%, nas usinas termelétricas e complementares, respectivamente.

A geração das usinas hidrelétricas no 3T15 foi afetada pelas paradas programadas em pelo menos quatro usinas, sendo que três delas continuam em processo de modernização de suas unidades - Usina Hidrelétrica Salto Santiago, Usina Hidrelétrica Passo Fundo e Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra -, elevando o período normal de uma parada programada.



Apesar de no 3T15 terem ocorrido duas paradas programadas de longa duração em usinas termelétricas, a primeira na Unidade 1 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A - durante todo o trimestre - e a segunda na Usina Termelétrica Jorge Lacerda C – que durou em torno de 25 dias, - foi verificado aumento de produção de energia originária dessa fonte de geração, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Em agosto, foram registrados recordes mensais de geração na Usina Termelétrica Ferrari e na Central Eólica Guajiru, respectivamente com a produção de 45,3 GWh (60,1 MW médios) e 18,8 GWh (25,3 MW médios). Esses desempenhos colaboraram, para que a Companhia registrasse recorde de geração do conjunto de suas usinas de fontes complementares, com um total de 171,7 GWh (230,8 MW médios), atingindo fator de capacidade de 61,4%. Já em setembro, a Usina Eólica Pedra do Sal bateu seu recorde mensal de geração com 8,8 GWh (12,2 MW médios).

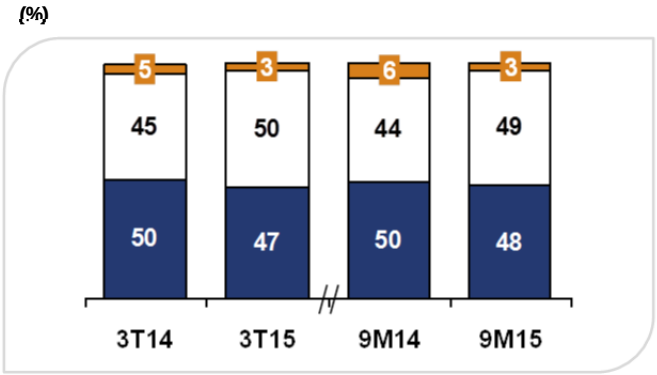
Cabe destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma forma, a redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à adoção do MRE,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

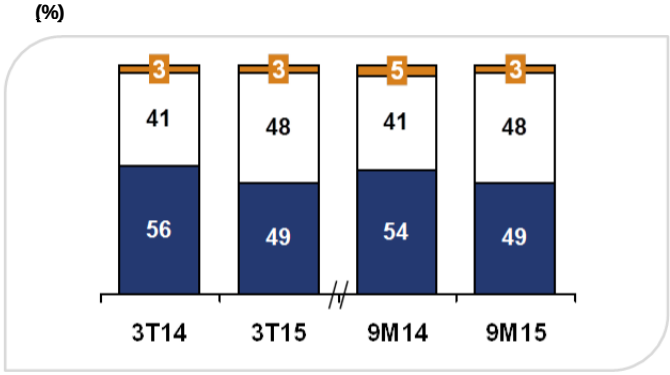
Clientes

No 3T15, **a participação de consumidores livres** no portfólio da Companhia alcançou 49,7% do total das vendas físicas e 47,8% do total da receita líquida de vendas, representando **avanços de 5,1 p.p.** e **7,1 p.p.**, respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Participação de Clientes nas Vendas Físicas



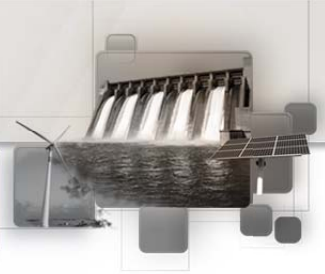
Participação de Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a Receita Líquida de Vendas





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 **30 de setembro de 2015**, o balanço de energia da Tractebel Energia é apresentado a seguir:

Balanço de Energia

(em MW médios)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido p/ 30/09/15 (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.534	3.567	3.557	3.601	4.022	4.014			
+ Compras para Revenda	988	799	491	477	420	210			
= Recursos Totais (A)	**4.522**	**4.366**	**4.048**	**4.078**	**4.442**	**4.224**			
Vendas reguladas*	1.819	1.676	1.323	1.369	1.756	1.603			
2005-EE-2008-08	143	-	-	-	-	-	81,6	abr-05	129,4
2005-EE-2009-08	353	353	-	-	-	-	94,0	out-05	145,0
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	192,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	211,8
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	220,4
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	198,6
2014-EE-2014-06	150	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	230,5
Mix de leilões (Reserva / Energia Nova / GD)	18	18	18	18	17	14	-	-	216,4
2014-EN-2019-25	-	-	-	-	295	295	183,5	nov-14	199,0
2014-EN-2019-25	-	-	-	-	10	10	206,2	nov-14	223,7
2014-EN-2019-20	-	-	-	-	83	83	139,3	nov-14	151,1
2015-EN-2018-20	-	-	-	46	46	46	188,5	ago-15	189,5
+ Vendas Bilaterais	2.363	2.444	2.367	2.005	1.596	1.090			
= Vendas Totais (B)	**4.182**	**4.120**	**3.690**	**3.374**	**3.352**	**2.693**			
Saldo (A - B)	**340**	**246**	**358**	**704**	**1.090**	**1.531**			
Preço **líquido** médio de venda (R$/MWh) *1:	172,2	166,3	161,6						
Preço **líquido** médio de compra (R$/MWh) *2:	207,5	193,1	180,8						

* 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 30/09/15, ou seja, não considera a inflação futura.
*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 30/09/15, 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, que são atualizadas trimestralmente.

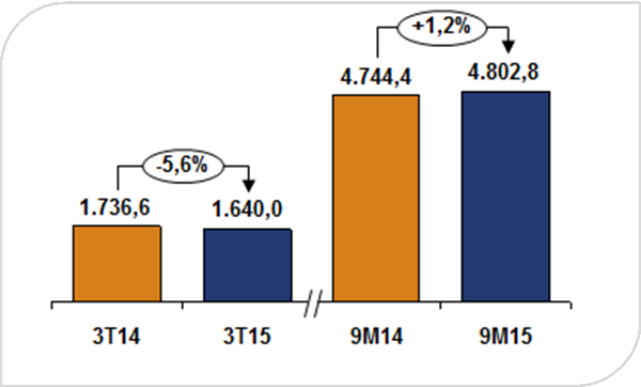
Desempenho Econômico-Financeiro

Receita Líquida de Vendas

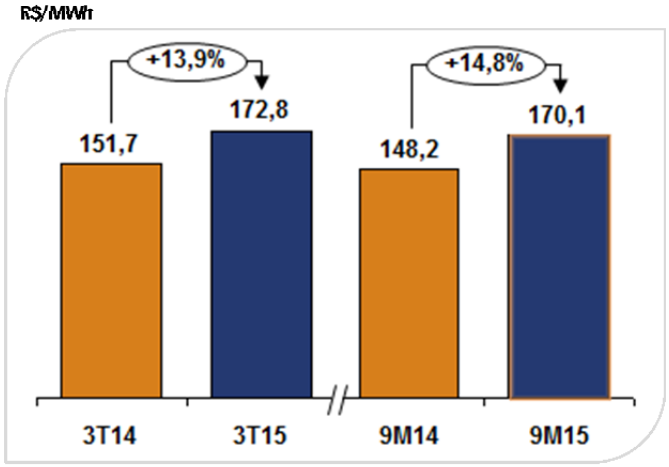
No 3T15, **a receita líquida de vendas reduziu 5,6%**, ou R$ 96,6 milhões, quando comparada àquela auferida no mesmo período do ano anterior, passando de R$ 1.736,6 milhões para R$ 1.640,0 milhões. Os principais fatores que contribuíram para essa variação foram os seguintes: (i) R$ 119,6 milhões – queda na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (ii) R$ 100,9 milhões - reconhecimento, no 3T14, da indenização de seguro para recomposição da receita na CCEE, em função dos sinistros ocorridos em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; (iii) R$ 74,9 milhões - redução no volume de energia vendida; e (iv) R$ 197,9 milhões - elevação do preço médio líquido de venda.

Receita Líquida de Vendas

R$ milhões



Preço Médio Líquido de Venda*



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

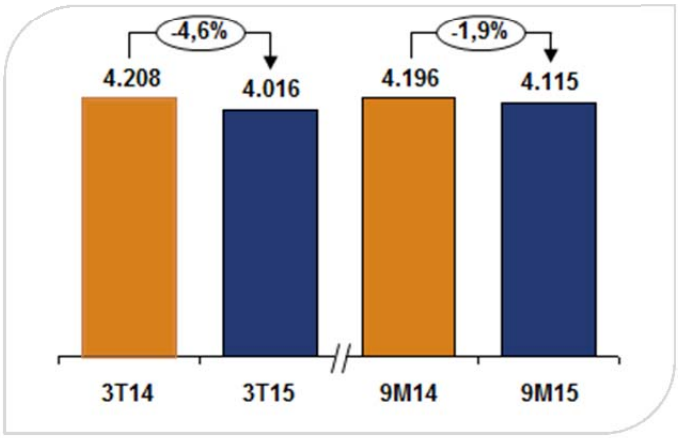
✓ **Preço médio líquido de venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 172,82/MWh no 3T15**, 13,9% acima** do apurado no mesmo trimestre de 2014, cujo valor foi de R$ 151,70/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 9.291 GWh (4.208 MW médios) no 3T14 para 8.867 GWh (4.016 MW médios) no 3T15, **redução de 4,6%**, ou 424 GWh (192 MW médios), entre os períodos comparados. Tal variação é decorrente principalmente do término de contratos com distribuidoras e comercializadoras, cujas quantidades foram parcialmente liquidadas no mercado de curto prazo, de modo a atenuar os efeitos negativos provenientes do déficit sistêmico de geração hidrelétrica, verificados nos últimos trimestres.

Volume de Vendas



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

✓ **Distribuidoras**

A **receita líquida de venda a distribuidoras** alcançou R$ 748,0 milhões no 3T15, montante **5,4% inferior** aos R$ 790,4 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2014, resultante da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 95,7 milhões - redução de 551 GWh (250 MW médios), ou 11,7%, no volume de vendas; e (ii) R$ 53,3 milhões - elevação de 7,2% no preço médio líquido de venda.

✓ **Comercializadoras**

A **receita líquida de venda a comercializadoras** passou de R$ 45,8 milhões no 3T14 para R$ 52,7 milhões no 3T15, **aumento de 15,1%** entre os períodos comparados, em virtude da conjunção do que segue: (i) R$ 26,1 milhões - aumento de 67,7% no preço médio líquido de vendas; e (ii) decréscimo de 135 GWh (61 MW médios), ou 31,4%, na quantidade de energia vendida, equivalente a R$ 19,2 milhões.

✓ **Consumidores livres**

A receita líquida de venda a consumidores livres aumentou 27,7% entre os trimestres em análise, passando de R$ 573,2 milhões no 3T14 para R$ 731,7 milhões no mesmo período de 2015, em função dos seguintes efeitos: (i) R$ 118,5 milhões - elevação de 20,0% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 40,0 milhões - crescimento de 262 GWh (118 MW médios), ou 6,3%, na quantidade de energia vendida.



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

No 3T15, **a receita auferida no mercado de curto prazo**, no âmbito da CCEE, foi de R$ 99,8 milhões, enquanto no mesmo período de 2014 foi de R$ 320,3 milhões – sendo R$ 100,9 milhões referentes ao reconhecimento da indenização de seguro dos sinistros ocorridos no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, no 3T14 -, representando uma **redução de R$ 220,5 milhões** entre os trimestres comparados. Maiores explicações sobre essas variações podem ser encontradas a seguir no item "Detalhamento das operações de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE".

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os custos da venda de energia e serviços aumentaram em R$ 151,4 milhões, ou **18,5%**, entre os trimestres comparados, passando de R$ 818,8 milhões no 3T14 para R$ 970,2 milhões no trimestre em análise. Essas variações decorreram do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** incremento de R$ 140,1 milhões no 3T15 em comparação com o mesmo trimestre de 2014, reflexo, principalmente, do maior volume de energia comprada no trimestre em análise, em especial à aquisição de excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau e do aumento dos preços de compra de energia 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$ 38,5 milhões. Maiores detalhes estão descritos a seguir em item específico.

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

✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** acréscimo de R$ 14,3 milhões na confrontação do 3T15 com o mesmo período de 2014 em função, substancialmente, da elevação do preço unitário do gás natural consumido pela Usina Termelétrica William Arjona.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties):** aumento de R$ 2,6 milhões entre os terceiros trimestres de 2015 e 2014 em razão, basicamente, do reajuste anual de preços.

✓ **Pessoal:** elevação de R$ 4,1 milhões no 3T15 em relação ao 3T14 em função, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** incremento de R$ 9,6 milhões entre os trimestres analisados, decorrente, principalmente, da concentração, no 3T15, de serviços relacionados à manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia, postergados em outros períodos, quando as mesmas se encontravam com elevado nível de despacho.

✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 7,7 milhões entre os trimestres comparados, resultante, principalmente, da conclusão, no final 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.

✓ **Outros:** aumento de R$ 5,0 milhões entre os trimestres em análise, decorrente, essencialmente, do aumento do prêmio dos seguros renovados pela Companhia.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo, Inclusive no Âmbito da 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 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.

Os resultados líquidos decorrentes de transações de curto prazo, no âmbito da CCEE, foram positivos em R$ 98,9 milhões, no 3T15, e R$ 280,9 milhões, no 3T14, representando uma variação negativa no resultado de R$ 182,0 milhões entre os períodos comparados.

Essa variação decorreu, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) queda significativa da posição vendedora em razão da menor alocação de energia no 3T15 em comparação com o 3T14: (ii) redução do efeito negativo decorrente da aplicação do Mecanismo de Redução de Garantia Física (GSF), em função do menor déficit de geração hidrelétrica no sistema elétrico interligado em relação à energia alocada pelos agentes, entre os trimestres comparados; (iii) menor exposição termelétrica devido, principalmente, à menor geração no 3T14 em razão de sinistros que resultaram na paralização de unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; e, (iv) em menor escala, aumento de receita no MRE, atrelada à Tarifa de Energia de Otimização (TEO), em função da menor quantidade de energia de fontes hidrelétricas alocada no presente trimestre.

Vale mencionar que, em novembro de 2014, a 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$ 662,10/MWh no 3T14 para R$ 198,38/MWh no 3T15, contribuiu para redução dos impactos das transações mencionados nos itens (i), (ii) e (iii).

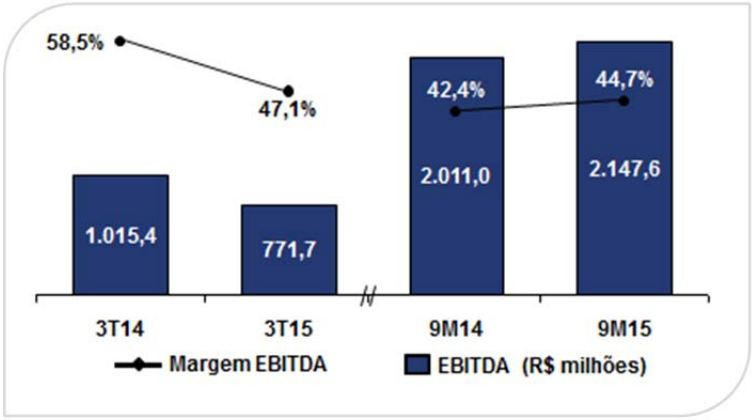
Em relação à paralização das unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, os impactos no 3T14 decorreram da franquia do seguro, equivalente aos custos relativos aos primeiros 45 dias de interrupção das unidades geradoras, no valor estimado de R$ 77,0 milhões, e da indenização dos custos correspondentes aos demais dias de suspensão da geração, no montante de R$ 100,9 milhões, líquidos de impostos, conforme anteriormente descrito no item "Receita Líquida de Vendas".

No início de julho de 2015, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) obteve uma liminar que impede a aplicação do mecanismo de redução de garantia física (GSF) pela CCEE a seus associados, dentre os quais a Tractebel Energia e suas controladas. A Companhia, de forma prudente, não vem reconhecendo os efeitos provenientes dessa liminar, mantendo os impactos do GSF em seu resultado. No mês de agosto de 2015, foi recebido o valor de R$ 124,8 milhões, correspondente à liquidação da CCEE de maio e junho de 2015. A contrapartida desse recebimento foi reconhecida na rubrica "Fornecedores", em função de um eventual desembolso caso a liminar seja revogada ou algum mecanismo seja criado para a solução do litígio.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos retro mencionados, o **EBITDA** do 3T15 foi de R$ 771,7 milhões, **24,0%**, ou R$ 243,7 milhões, **inferior** ao apurado no 3T14, que foi de R$ 1.015,4 milhões. A **margem EBITDA** foi de 47,1% no 3T15, representado uma **redução de 11,4 p.p.** em relação ao mesmo período de 2014. As reduções acima citadas decorreram da combinação a seguir: (i) crescimento de R$ 123,0 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) efeito negativo de R$ 182,0 milhões nas transações ocorridas no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, dos quais R$ 100,9 milhões correspondem ao reconhecimento, no 3T14, da indenização de seguro causada pela paralização de geração motivada por sinistros ocorridos em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; (iii) elevação de R$ 140,1 milhões nas compras de energia para revenda; e (iv) elevação de R$ 44,6 milhões nos demais custos e despesas operacionais, tais como encargos de uso da rede elétrica e conexão, royalties, combustível para produção de energia elétrica, materiais, serviços de terceiros, pessoal, seguros, entre outros.

EBITDA (1) e Margem EBITDA



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

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

(valores em R$ milhões)	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
Lucro líquido	347,6	538,2	-35,4	901,6	901,2	0,0
(+) Imposto de renda e contribuição social	164,8	257,6	-36,0	424,0	440,1	-3,7
(+) Despesas financeiras, líquidas	106,2	74,5	42,6	373,1	227,9	63,7
(+) Depreciação e amortização	153,0	145,1	5,4	448,9	441,8	1,6
EBITDA	**771,7**	**1.015,4**	**-24,0**	**2.147,6**	**2.011,0**	**6,8**

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 3T15, essas receitas atingiram R$ 75,8 milhões, valor **R$ 40,9 milhões superior** aos R$ 34,9 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2014, em função, substancialmente, da elevação da receita com aplicações financeiras, devido ao maior volume de recursos disponíveis para investimento e a elevação das taxas de juros.

Despesas financeiras: essas despesas no 3T15 foram de R$ 182,0 milhões, **R$ 72,6 milhões acima** das registradas no terceiro trimestre do ano anterior, que foi de R$ 109,4 milhões. As principais variações observadas foram as seguintes: (i) incremento de R$ 45,2 milhões nos juros e variação monetária sobre as concessões a pagar, decorrente da elevação do IPCA e IGP-M entre os trimestres comparados; (ii) elevação de R$ 31,1 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas e operações de hedge; (iii) efeito positivo de R$ 3,0 milhões de variação cambial incorrida no 3T14; e (iv) redução de R$ 0,7 milhão nas demais despesas financeiras.

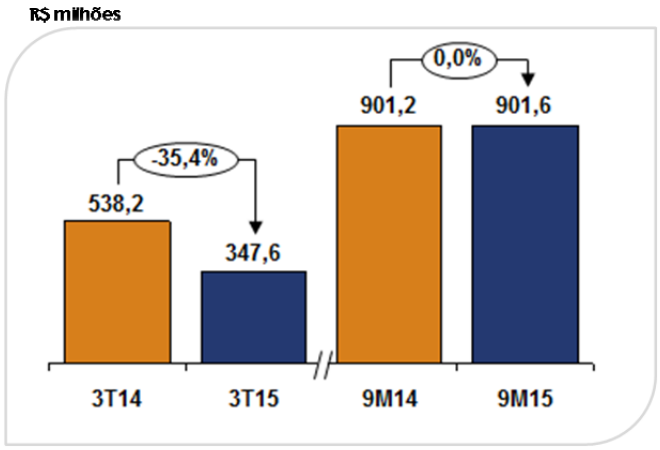
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As **despesas com IR e CSLL** no 3T15 foram de R$ 164,8 milhões, valor **inferior em R$ 92,8 milhões** ao do mesmo trimestre de 2014, que foi de R$ 257,6 milhões em decorrência, principalmente, da redução do lucro antes dos tributos.

Lucro Líquido

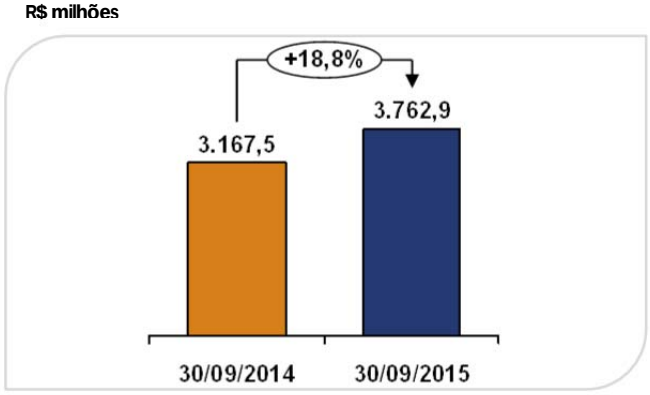
O **lucro líquido** do 3T15 foi de R$ 347,6 milhões, valor R$ 190,6 milhões, ou **35,4%, inferior** aos R$ 538,2 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação decorreu, substancialmente, da redução de R$ 164,3 milhões no EBITDA, do aumento de R$ 21,0 milhões das despesas financeiras líquidas, conforme anteriormente descrito, e da elevação da depreciação em R$ 5,3 milhões, todos líquidos de imposto de renda e contribuição social.

Lucro Líquido



Endividamento

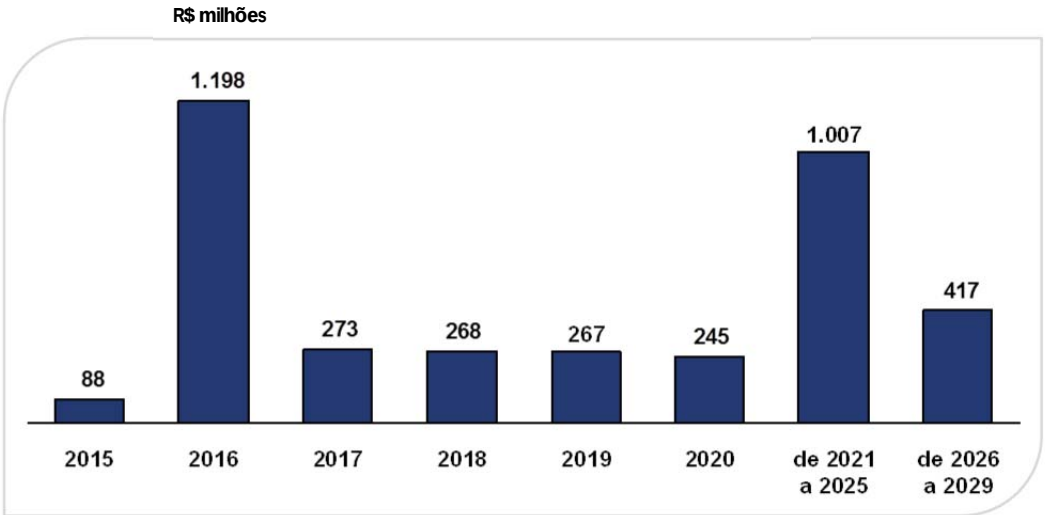
Dívida Bruta



A **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida de operações de **hedge, totalizava** R$ 3.762,9 milhões ao final do 3T15, um **acréscimo de 18,8%** ou R$ 595,4 milhões comparativamente à posição de 30 de setembro de 2014. Do total da dívida no final do período, 34,2% estavam denominados em moeda estrangeira (18,6% ao final do 3T14). Considerando-se, no entanto, as operações de swap contratadas, **não havia exposição a moedas estrangeiras ao final do período em análise.**

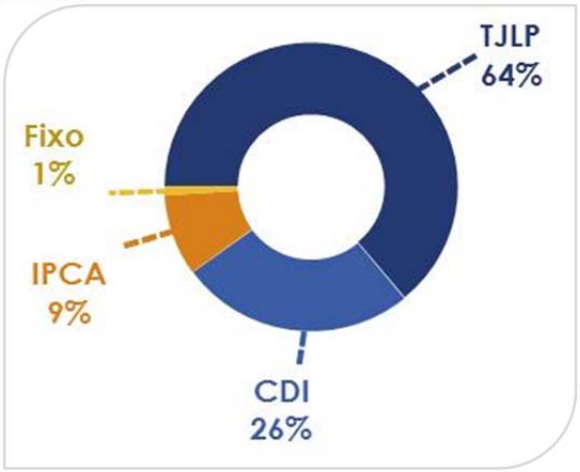
A elevação no endividamento da Companhia está relacionada principalmente à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 3T14 e 3T15: (i) saques junto ao BNDES e seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 193,8 milhões, destinado aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas 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$ 363,9 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; e (v) R$ 847,3 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.

Cronograma de Vencimento da Dívida



O **custo médio ponderado nominal da dívida** no trimestre foi **10,6%.**

Composição da Dívida



Em 30 de setembro 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$ 1.682,7 milhões**, **uma redução de 34,8%** em relação ao registrado ao final do 3T14.

Dívida Líquida

R$ milhões

	30/09/15	30/09/14	Var. %
Dívida bruta	4.249,7	3.189,9	33,2
Resultado de operações com derivativos	(486,8)	(22,3)	2.078,5
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(138,5)	(137,0)	1,1
Caixa e equivalentes de caixa	(1.941,7)	(450,1)	331,4
Dívida líquida total	**1.682,7**	**2.580,4**	**-34,8**

Investimentos

No período em análise, a Tractebel Energia destinou R$ 184,2 milhões para investimentos.

Desse total, R$ 94,3 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador, R$ 21,2 milhões foram direcionados para a modernização das usinas hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo e R$ 68,7 milhões para a construção das usinas mencionadas no item "Expansão - Projetos em Construção", com exceção da UHE Jirau.

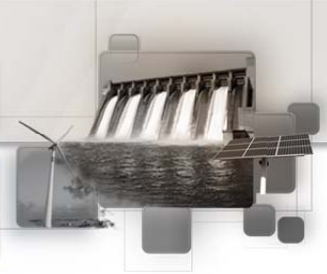
Crédito de Juros sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou em reunião realizada em 6 de novembro de 2015, o crédito de juros sobre o capital próprio referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2015 no montante de **R$ 314,0 milhões (R$ 0,4810475006 por ação)**.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-juros** a partir do dia **24 de novembro de 2015**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e a comunicação se dará por Aviso aos Acionistas.

SUSTENTABILIDADE: COMPROMISSO, CERTIFICAÇÕES, DESEMPENHO E DESTAQUES

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 28 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 NBR 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.

O **Comitê de Sustentabilidade da Companhia** atua matricialmente com as unidades organizacionais. Entre os objetivos do Comitê, encontram-se:

- ✓ Atuar de forma articulada com as áreas executivas para desenvolver e implantar iniciativas de sustentabilidade empresarial;
- ✓ 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; e
- ✓ Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa.

O Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade da Tractebel Energia está disponível em seu website, na seção "A Companhia / Códigos e Políticas".

No terceiro trimestre de 2015, alguns destaques da atuação do Comitê de Sustentabilidade foram:

- ✓ Implantação de um sistema fotovoltaico na sede da Polícia Militar Ambiental de Santa Catarina;
- ✓ Apresentação de palestra sobre o engajamento de stakeholders, na II Semana do Meio Ambiente e Sustentabilidade da Regional das Usinas do Rio Uruguai (Salto Osório e Salto Santiago, em 18 de agosto, em Laranjeiras do Sul (PR));
- ✓ Participação, por videoconferência, em fóruns com a ENGIE, sobre gestão da água e cenários de mudanças climáticas e responsabilidade social local (em julho, agosto e setembro); e, também por videoconferência, na apresentação "Perspectiva Estratégica e a Governança Corporativa", da Coordenação do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa (em 16 de julho).

A tabela a seguir apresenta os destaques do trimestre, com relação aos indicadores socioambientais:

Indicadores de Sustentabilidade[1]

	Indicador	3T15	3T14	Variação	9M15	9M14	Variação
Qualidade[2]	Número de usinas em operação	28	26	2	28	26	2
	Capacidade instalada total (MW)	8.765	8.748	0,2%	8.765	8.748	0,2%
	Número de usinas certificadas	14	14	-	14	14	-
	Capacidade instalada certificada (MW)	7.330	7.330	0,0%	7.330	7.330	0,0%
	Capacidade instalada certificada em relação à total	83,63%	83,79%	-0,2 p.p.	83,63%	83,79%	-0,2 p.p.
	Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	7.646	7.629	0,2%	7.646	7.629	0,2%
	Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	87,23%	87,21%	0,03 p.p.	87,23%	87,21%	0,03 p.p.
	Geração de energia total (GWh)	12.343	12.319	0,2%	34.591	35.834	-3,5%
	Geração de energia certificada	11.206	11.103	0,9%	30.065	30.794	-2,4%
	Geração certificada em relação à total	90,8%	90,1%	-3,0 p.p.	86,9%	85,9%	1,0 p.p.
	Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	10.855	10.926	-0,7%	29.622	30.885	-4,1%
	Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	87,9%	88,7%	-4,9 p.p.	85,6%	86,2%	-0,5 p.p.
	Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	97,8%	97,0%	1,5 p.p.	97,3%	96,6%	-0,3 p.p.
	Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	86,2%	83,1%	3,7 p.p.	87,0%	86,8%	-1,4 p.p.
Meio Ambiente	Doação e plantio de mudas (somatório de plantadas e doadas)[3]	66.088	84.931	-22,2%	181.040	209.032	-13,4%
	Número de visitantes às usinas[3]	27.720	26.552	4,4%	76.094	67.393	12,9%
	Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	0,978	0,955	2,4%	0,979	0,971	2,4%
	Emissões de CO2 do parque gerador da Tractebel Energia (t/MWh)	0,118	0,108	9,2%	0,141	0,134	9,2%
Saúde e Segurança no Trabalho	Nº médio de empregados	1.138	1.136	0,2%	1.140	1.130	0,9%
	Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[4]	0,000	0,000	-	0,000	1,930	↓
	Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[5]	0,000	0,057	↓	0,000	0,082	↓
	Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[4]	1,350	2,610	↓	0,750	3,200	↓
	Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[5]	0,000	0,020	↓	0,000	0,032	↓
Investimentos no Programa de Responsabilidade Social (R$ mil)	Investimentos não incentivados	606,68	1.075,04	-43,6%	3.893,40	4.028,60	-43,6%
	Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência	145,84	654,35	-77,7%	1.124,70	2.109,40	-77,7%
	Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura	500,00	1.396,13	-64,2%	5.714,70	6.500,13	-64,2%
	Investimentos pela Lei do Esporte	0,00	67,00	↓	50,00	67,00	-100,0%
	Outros investimentos incentivados (saúde e outros)	0,00	0,00	-	300,00	0,00	↑

Notas:
1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (website da Companhia / Investidor / Informações financeiras).
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 (Ceste).
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 ENGIE 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 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 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

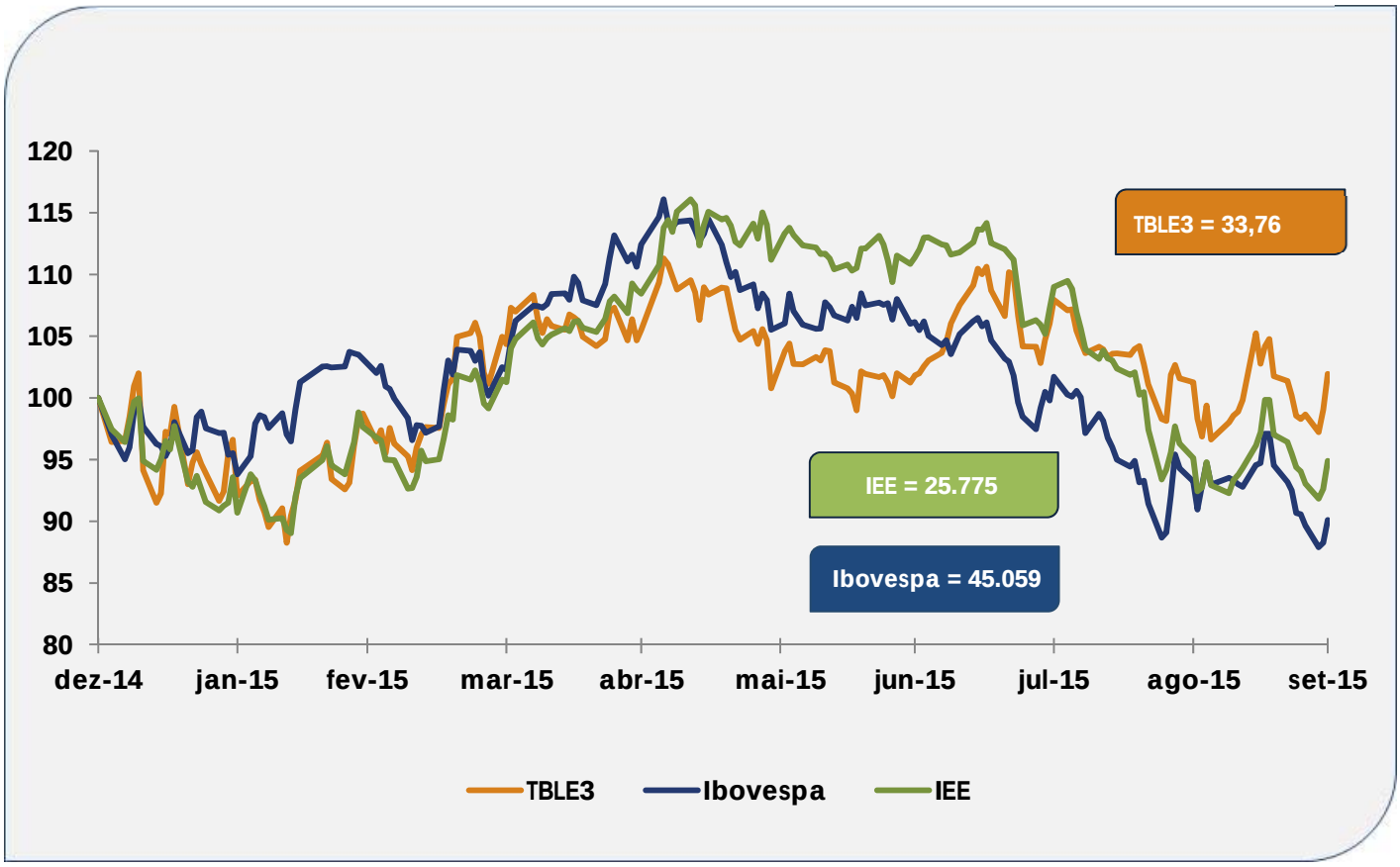
No 3T15, o Ibovespa, índice de referência do mercado acionário brasileiro, recuou 15,1% - o maior declínio trimestral desde o segundo trimestre de 2013. O fraco desempenho econômico e fiscal acelerou a perda do grau de investimento, o que aumentou a volatilidade do câmbio, juros e o mercado acionário, já impactados pelo cenário político adverso.

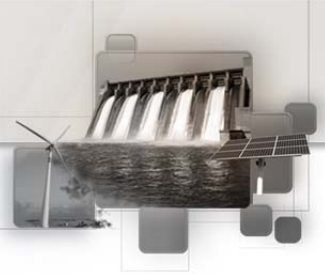
As ações da Tractebel Energia fecharam o trimestre em análise praticamente estáveis, com valorização de 0,1%, resultado significativamente superior ao registrado pelo Índice do Setor Elétrico (IEE), que apresentou queda de 14,8%. **No acumulado do ano, as ações da Companhia permanecem no campo positivo, com ganho de 1,9%**, enquanto o IEE perdeu 5,1% e o Ibovespa retraiu 9,9%. A cotação alcançada por TBLE3 em 30 de setembro de 2015 foi de R$ 33,76/ação, conferindo um **valor de mercado à Companhia de R$ 22,0 bilhões.**

No 3T15, o volume médio diário de TBLE3 foi de R$ 30,7 milhões, 26,4% acima dos R$ 24,3 milhões registrados no mesmo período de 2014.

TBLE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2014)





Próximo Evento

A Tractebel realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

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

Data: 9 de novembro 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

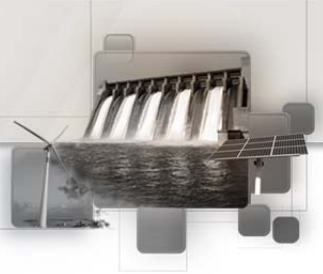
WEBCAST

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

Replay disponível de 9 a 15 de novembro de 2015. Acesso pelo telefone: (11) 3193-1012, código: 1956182# (Português).

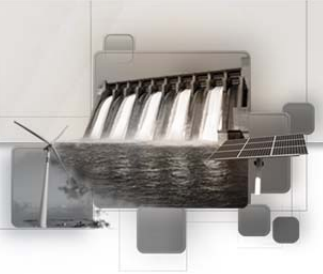
AVISO IMPORTANTE

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

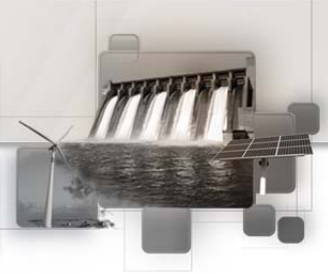
(valores em R$ mil)		
Ativo	**30/09/2015**	**31/12/2014**
Ativo Circulante	**3.547.664**	**3.284.956**
Caixa e equivalentes de caixa	1.941.737	1.604.731
Contas a receber de clientes	810.143	713.154
Estoques	85.898	70.259
Créditos fiscais a recuperar	39.915	50.751
Combustível a reembolsar	147.743	343.221
Indenização de seguro a receber	95.011	216.426
Depósitos vinculados	8.242	104.260
Ganhos não realizados em operações de hedge	261.327	30.144
Hedge de empréstimos	159.074	27.538
Hedge de compromissos com fornecedores	102.253	2.606
Outros ativos circulantes	70.762	65.124
Ativo não circulante mantido para venda	86.886	86.886
Ativo Não Circulante	**11.127.948**	**10.335.590**
Realizável a Longo Prazo	**1.069.923**	**480.996**
Créditos fiscais a recuperar	67.202	84.056
Depósitos vinculados	148.842	156.013
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	138.466	145.965
Outros depósitos vinculados	10.376	10.048
Depósitos judiciais	125.105	117.144
Ganhos não realizados em operações de hedge	669.744	63.595
Hedge de empréstimos	327.710	38.430
Hedge de compromissos com fornecedores	342.034	25.165
Outros ativos não circulantes	59.030	60.188
Imobilizado	**9.847.250**	**9.658.078**
Intangível	**210.775**	**196.516**
Total	**14.675.612**	**13.620.546**



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

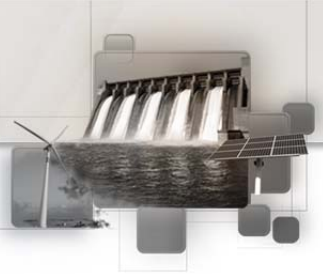
(valores em R$ mil)

Passivo	30/09/2015	31/12/2014
Passivo Circulante	**1.698.446**	**1.954.081**
Fornecedores	623.351	641.702
Dividendos e juros sobre o capital próprio	5.848	200.142
Empréstimos e financiamentos	637.909	454.321
Debêntures	8.765	442
Concessões a pagar	59.890	55.115
Imposto de renda e contribuição social a pagar	20.764	228.464
Outras obrigações fiscais e regulatórias	80.945	66.985
Provisão para remunerações e encargos	82.744	71.909
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	13.993	15.046
Obrigações com benefícios de aposentadoria	48.799	48.799
Outros passivos circulantes	115.438	171.156
Passivo Não Circulante	**6.629.044**	**6.011.516**
Empréstimos e financiamentos	3.427.177	3.435.085
Debêntures	175.874	162.884
Concessões a pagar	1.902.639	1.710.657
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	280.095	187.426
Obrigações com benefícios de aposentadoria	245.802	234.119
Imposto de renda e contribuição social diferidos	523.677	212.507
Outros passivos não circulantes	73.780	68.838
Patrimônio Líquido	**6.348.122**	**5.654.949**
Capital social	2.445.766	2.445.766
Reserva de capital	91.695	91.695
Reservas de lucros	2.425.351	2.589.794
Ajustes de avaliação patrimonial	767.532	523.790
Lucros acumulados	613.235	-
Participação de acionista não controlador	4.543	3.904
Total	**14.675.612**	**13.620.546**



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

(valores em R$ mil)	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.640.014**	**1.736.565**	**-5,6**	**4.802.840**	**4.744.410**	**1,2**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(970.157)**	**(818.797)**	**18,5**	**(2.958.328)**	**(3.033.506)**	**-2,5**
Energia elétrica comprada para revenda	(484.932)	(344.787)	40,6	(1.254.495)	(929.386)	35,0
Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE	(882)	(39.413)	-97,8	(260.047)	(893.427)	-70,9
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(94.226)	(87.659)	7,5	(268.547)	(244.467)	9,9
Combustíveis para geração	(66.028)	(51.741)	27,6	(181.266)	(152.735)	18,7
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(47.984)	(45.341)	5,8	(125.178)	(123.111)	1,7
Pessoal	(52.967)	(48.881)	8,4	(159.053)	(147.630)	7,7
Materiais e serviços de terceiros	(54.494)	(44.938)	21,3	(149.016)	(125.438)	18,8
Depreciação e amortização	(150.754)	(143.099)	5,3	(442.367)	(435.869)	1,5
Reversão (Constituição) de provisões operacionais	(2.552)	(757)	237,1	(66.065)	(2.286)	2.790,0
Outros	(15.338)	(12.181)	25,9	(52.294)	20.843	-350,9
Lucro Bruto	**669.857**	**917.768**	**-27,0**	**1.844.512**	**1.710.904**	**7,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(51.184)**	**(47.498)**	**7,8**	**(145.777)**	**(141.725)**	**2,9**
Despesas com vendas	(4.229)	(3.830)	10,4	(13.614)	(12.972)	4,9
Despesas gerais e administrativas	(44.415)	(45.749)	-2,9	(131.468)	(132.756)	-1,0
Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas	(2.540)	2.081	-222,1	(695)	4.003	-117,4
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**618.673**	**870.270**	**-28,9**	**1.698.735**	**1.569.179**	**8,3**
Resultado Financeiro	**(106.248)**	**(74.486)**	**42,6**	**(373.126)**	**(227.915)**	**63,7**
Receitas financeiras	75.759	34.923	116,9	195.256	169.653	15,1
Despesas financeiras	(182.007)	(109.409)	66,4	(568.382)	(397.568)	43,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**512.425**	**795.784**	**-35,6**	**1.325.609**	**1.341.264**	**-1,2**
Imposto de renda	(120.552)	(187.654)	-35,8	(309.471)	(320.521)	-3,4
Contribuição social	(44.251)	(69.906)	-36,7	(114.508)	(119.543)	-4,2
Lucro Líquido do Exercício	**347.622**	**538.224**	**-35,4**	**901.630**	**901.200**	**0,0**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da Tractebel Energia	347.368	538.020	-35,4	900.991	900.677	0,0
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	254	204	24,5	639	523	22,2
Lucro líquido por ação	0,5326	0,8246	-35,4	1,3813	1,3806	0,0
EBITDA	771.734	1.015.351	-24,0	2.147.563	2.010.985	6,8



ANEXO IV
TRACTEBEL ENERGIA S.A.
FLUXO DE CAIXA

(valores em R$ mil)	3T15	3T14	9M15	9M14
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	512.425	795.784	1.325.609	1.341.264
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:		-		
Depreciação e amortização	153.061	145.081	448.828	441.806
Variação monetária e cambial	36.153	(4.807)	150.560	37.864
Juros	132.147	103.302	372.963	260.375
Constituição de provisões operacionais	1.549	3.408	63.169	3.166
Outros	8.189	299	9.385	748
Lucro ajustado	**843.524**	**1.043.067**	**2.370.514**	**2.085.223**
Redução (aumento) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(111.282)	(182.858)	(93.823)	(94.723)
Combustível a reembolsar	264.701	6.547	195.478	(85.185)
Créditos fiscais a recuperar	(520)	534	1.029	11.894
Estoques	3.777	(727)	(15.639)	(8.960)
Depósitos vinculados e judiciais	58.157	(1.465)	59.636	3.980
Indenização de seguro a receber	-	(111.155)	121.415	(111.155)
Outros ativos	(7.635)	(34.151)	(14.455)	(59.369)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	42.532	(219.792)	(56.610)	(96.650)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	24.242	18.544	23.864	22.876
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(4.561)	(7.284)	(10.469)	(21.863)
Outros passivos	31.722	(6.739)	(942)	(129.640)
Caixa gerado pelas operações	**1.144.657**	**504.521**	**2.579.998**	**1.516.428**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(83.316)	(63.620)	(398.103)	(518.671)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(89.749)	(61.441)	(253.451)	(193.650)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	**971.592**	**379.460**	**1.928.444**	**804.107**
Atividades de investimento	**(248.435)**	**(77.760)**	**(603.739)**	**(456.434)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos	(2)	(97)	(16.598)	(215.526)
Aplicação no imobilizado	(242.066)	(68.737)	(578.324)	(231.553)
Aplicação no intangível	(6.367)	(8.926)	(8.817)	(9.355)
Atividades de financiamento	**(525.878)**	**(669.596)**	**(987.699)**	**(1.121.809)**
Empréstimos e financiamentos obtidos	21.999	-	93.524	234.415
Empréstimos e financiamentos pagos	(257.487)	(192.910)	(357.340)	(606.732)
Parcelas de concessões pagas	(14.762)	(13.741)	(43.358)	(40.621)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(309.671)	(459.408)	(702.889)	(703.145)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	33.654	(3.537)	21.355	(5.726)
Outros	389	-	1.009	-
Aumento (Redução) de caixa e equivalentes de caixa	**197.279**	**(367.896)**	**337.006**	**(774.136)**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	1.744.458	818.036	1.604.731	1.224.276
Saldo final	1.941.737	450.140	1.941.737	450.140
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**197.279**	**(367.896)**	**337.006**	**(774.136)**
Transações que não envolveram o caixa e equivalentes de caixa				
Juros sobre financiamento capitalizados	5.504	48	27.513	1.246
Fornecedores de imobilizado e intangível	(65.969)	(1.130)	38.041	(29.357)
Compensação de imposto de renda e contribuição social	8.011	(4.418)	26.744	16.521
Incentivos fiscais	(1.789)	(5.339)	(7.638)	(10.510)
Previsão para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	(4.452)	(5.342)	(5.144)	(15.088)
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	6.005	14.093	13.429