



Demonstrações Financeiras Intermediárias

31 de Março de 2016

ÍNDICE

1 – BALANÇO PATRIMONIAL

2 - DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

3 – DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

4 – DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

5 – DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

6 – DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

7 – NOTAS EXPLICATIVAS

8 – COMENTÁRIO DE DESEMPENHO

9 - RELATÓRIO AUDITOR – REVISÃO ESPECIAL

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA

Balanço patrimonial
31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015
(Em milhares de reais)

	Notas	31/03/2016	31/12/2015
Ativo			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	558.208	959.661
Contas a receber de clientes e outros	5	1.279.522	1.284.801
Impostos e contribuições a recuperar	6	104.024	124.364
Entidade de previdência privada		8.410	8.019
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	7	118.034	65.459
Outros ativos circulantes		116.560	110.412
Total do circulante		2.184.758	2.552.716
Não circulante			
Contas a receber de clientes e outros	5	32.902	33.311
Impostos e contribuições a recuperar	6	57.806	54.748
Impostos e contribuições diferidos	8	232.512	247.441
Depósitos judiciais	9	360.289	347.587
Entidade de previdência privada		15.600	17.015
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	7	-	112.605
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	10.1	2.648.079	2.514.452
Outros ativos não circulantes		8.879	11.243
Intangível	10.2	3.845.182	3.761.922
Total do não circulante		7.201.249	7.100.324
Ativo total		9.386.007	9.653.040

	Notas	31/03/2016	31/12/2015
Passivo e patrimônio líquido			
Circulante			
Fornecedores	11	648.227	1.060.081
Empréstimos e financiamentos	12	923.263	901.644
Salários e encargos a pagar	13	71.239	74.747
Taxas regulamentares	14	84.037	101.393
Impostos e contribuições a recolher	15	188.413	157.209
Dividendos e juros sobre capital próprio	18	8.529	8.543
Provisões	16	67.213	69.004
Obrigações de benefícios de aposentadoria	24	16.815	22.419
Outros passivos circulantes	17	240.057	257.535
Total do circulante		2.247.793	2.652.575
Não circulante			
Fornecedores	11	37.559	36.398
Empréstimos e financiamentos	12	3.239.838	3.314.151
Taxas regulamentares	14	29.343	25.239
Impostos e contribuições a recolher	15	5.179	4.842
Provisões	16	202.530	191.125
Obrigações de benefícios de aposentadoria	24	345.540	333.375
Valores a pagar da parcela A e outros itens financeiros	7	107.103	--
Outros passivos não circulantes	17	34.389	25.943
Total do não circulante		4.001.481	3.931.073
Patrimônio líquido			
Capital social	18	542.163	542.163
Reservas de capital		698.050	698.050
Reservas de lucros		1.869.463	1.869.463
Outros resultados abrangentes		(40.284)	(40.284)
Lucros acumulados		67.341	-
Total patrimônio líquido		3.136.733	3.069.392
Passivo e patrimônio líquido total		9.386.007	9.653.040

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA

Demonstração do resultado

Períodos findos em 31 de março de 2016 e 2015

(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Notas	31/03/2016	31/03/2015 (Reclassificado)
Receita líquida	19	1.635.218	1.321.299
Custo do serviço	20	(1.298.168)	(952.689)
Custos com energia elétrica	20.a	(813.096)	(676.370)
Custos de operação	20.b	(272.263)	(182.790)
Custos de construção		(212.809)	(93.529)
Lucro bruto		337.050	368.610
Despesas com vendas	20.b	(69.448)	(78.969)
Despesas gerais e administrativas	20.b	(71.573)	(53.792)
Lucro operacional		196.029	235.849
Resultado financeiro		(102.453)	(107.592)
Receitas financeiras	21	653.441	585.164
Despesas financeiras	21	(755.894)	(692.756)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social		93.576	128.257
Imposto de renda e contribuição social		(26.235)	(25.944)
Corrente	8.a	(14.581)	(48.104)
Diferido	8.a	(10.925)	4.209
Imposto de Renda - SUDENE	8.a	3.276	22.112
Amortização fiscal do ágio	8.a	(4.005)	(4.161)
Lucro líquido do período		67.341	102.313
Lucro do período por ação do capital:			
Ordinária		0,35	0,53
Preferencial A		0,35	0,53
Preferencial B		0,38	0,58

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA

Demonstração do resultado abrangente
Períodos findos em 31 de março de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	31/03/2016	31/03/2015
Lucro líquido do período	67.341	102.313
Outros resultados abrangentes		
Resultado das obrigações de benefícios pós-emprego	-	(184)
Tributos sobre resultados abrangentes	-	63
Outros resultados abrangentes do período, líquidos de impostos	-	(121)
Total de resultados abrangentes do período, líquido dos efeitos tributários	67.341	102.192

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA

Demonstração das mutações do patrimônio líquido
Períodos findos em 31 de março de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	Reserva de Capital				Reserva de Lucros							Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Remuneração de Bens e Direitos Constituídos Com Capital Próprio	Reserva Especial de Ágio	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva Legal	Reserva de Retenção de Lucros	Reserva de Lucros Realizada	Outras Reservas de Lucros	Outros Resultados Abrangentes	Lucros (Prejuízos) Acumulados	
Saldos em 31 de dezembro de 2014	542.163	18.569	339.052	340.429	816.705	108.433	614.713	27.792	2.207	(22.699)	-	2.787.364
Reversão de Dividendos/JSCP prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	16	-	-	16
Resultado das obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(121)	-	(121)
Lucro Líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102.313	102.313
Saldos em 31 de março de 2015	542.163	18.569	339.052	340.429	816.705	108.433	614.713	27.792	2.223	(22.820)	102.313	2.889.572
Saldos em 31 de dezembro de 2015	542.163	18.569	339.052	340.429	855.658	108.433	875.222	27.793	2.357	(40.284)	-	3.069.392
Lucro Líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67.341	67.341
Saldos em 31 de março de 2016	542.163	18.569	339.052	340.429	855.658	108.433	875.222	27.793	2.357	(40.284)	67.341	3.136.733

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA

Demonstração do fluxo de caixa Períodos findos em 31 de março de 2016 e 2015 (Em milhares de reais)

	31/03/2016	31/03/2015
Fluxo de caixa das atividades operacionais		(Reclassificado)
Lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	93.576	128.257
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) com o caixa gerado pelas atividades Operacionais:		
Amortização *	83.240	84.507
Constituição e remuneração dos Valores de compensação da Parcela A e outros componentes financeiros	93.946	38.550
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	109.188	98.353
Valor justo do ativo financeiro de concessão	(70.500)	(26.494)
Valor residual do ativo intangível baixado / financeiro baixado	3.795	2.725
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	8.959	47.189
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	25.048	6.345
Atualização monetária benefício pós-emprego	11.313	9.113
	358.565	388.545
(Aumento) redução dos ativos operacionais		
Contas a receber de clientes e outros	(19.361)	(191.304)
IR e CSLL a recuperar	(9.893)	(26.424)
Impostos e contribuições a recuperar, exceto IR e CSLL.	26.068	33.469
Estoques	(3.032)	2.415
Depósitos judiciais	(6.968)	(15.868)
Despesas pagas antecipadamente	1.788	(7.450)
Benefício pós-emprego	1.024	(23.397)
Amortização dos Valores de compensação da Parcela A e outros componentes financeiros	(149.659)	278.783
Outros ativos	(6.478)	(11.718)
	(166.511)	(38.506)
Aumento (redução) dos passivos operacionais		
Fornecedores	(410.693)	(192.980)
Salários e encargos a pagar	(3.508)	3.359
Encargos de dívidas e swap pagos	(82.571)	(47.112)
Taxas regulamentares	(14.542)	53.563
Imposto de renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) pagos	(5.815)	(36.768)
Impostos e contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	27.158	46.010
Valores de compensação da Parcela A e outros componentes financeiros	222.845	-
Indenizações/contingências pagas	(10.729)	(40.367)
Obrigações de Benefícios Pós-Emprego	(4.752)	(3.293)
Outros passivos	(9.031)	24.409
	(291.638)	(193.179)
Caixa oriundo das (aplicado nas) atividades operacionais	(99.583)	233.872
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição de intangível	(226.809)	(167.428)
Aplicação em títulos e valores mobiliários	(113)	(6.531)
Resgate de títulos e valores mobiliários	2.177	5.574
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(224.745)	(168.385)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e financiamentos	-	441.731
Amortização do principal de empréstimos e financiamentos	(90.695)	(73.377)
Obrigações vinculadas	13.583	68.326
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(13)	(100.067)
Caixa oriundo das (aplicado nas) atividades de financiamento	(77.125)	336.613
Aumento (redução) no caixa e equivalente de caixa	(401.453)	402.100
Caixa e equivalentes no início do período	959.661	206.588
Caixa e equivalentes no final do período	558.208	608.688
Aumento (redução) no caixa e equivalente de caixa	(401.453)	402.100

(*) Valor bruto, não deduzidos dos créditos de PIS/COFINS.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA

Demonstração do valor adicionado
Períodos findos em 31 de março de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	31/03/2016	31/03/2015
RECEITAS		(Reclassificado)
Vendas brutas de energia, serviços e outros	2.515.290	1.954.157
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(25.048)	(10.754)
	2.490.242	1.943.403
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		
Energia elétrica comprada para revenda*	(790.526)	(632.236)
Encargos de uso da rede básica de transmissão*	(122.673)	(103.850)
Materiais, serviços de terceiros e outros*	(421.393)	(246.719)
	(1.334.592)	(982.805)
VALOR ADICIONADO BRUTO	1.155.650	960.598
Amortização *	(83.240)	(84.506)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	1.072.410	876.092
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		
Receitas financeiras	655.913	585.163
	655.913	585.163
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	1.728.323	1.461.255
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Pessoal		
Remunerações	43.036	34.456
Encargos sociais (exceto INSS)	9.376	7.076
Entidade de previdência privada	4.462	(15.009)
Auxílio alimentação	6.565	4.338
Convênio assistencial e outros benefícios	1.678	2.418
Despesas com desligamento	2.886	11.762
Provisão para férias e 13º salário	9.762	9.684
Plano de saúde	9.251	6.476
Indenizações trabalhistas	2.566	1.651
Participação no resultado	5.266	5.480
Administradores	2.236	942
Encerramento de ordem em curso	395	373
(-) Transferência para ordens	(17.407)	(14.803)
Outros	-	231
Subtotal	80.072	55.075
Impostos , Taxas e Contribuições		
INSS (sobre folha de pagamento)	10.192	8.737
ICMS	483.612	397.573
PIS/COFINS sobre faturamento	149.734	94.701
Imposto de renda e contribuição social	26.235	25.944
Obrigações intra-setoriais	146.761	79.114
Outros	6.515	3.411
Subtotal	823.049	609.480
Remuneração de Capitais de Terceiros		
Juros e variações cambiais	755.894	692.757
Aluguéis*	1.967	1.630
Subtotal	757.861	694.387
Remuneração de Capitais Próprios		
Lucros (prejuízos)	67.341	102.313
Subtotal	67.341	102.313
VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUIDO	1.728.323	1.461.255

* Valor bruto, não deduzidos dos créditos de PIS/COFINS.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

1. Informações gerais

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, com sede no subdistrito Narandiba em Salvador – Bahia, listada na Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (BOVESPA), controlada pela NEOENERGIA S/A (“NEOENERGIA”), é concessionária de serviço público de energia elétrica. Suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e compreendem projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo ainda realizar operações de exportação e importação.

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 municípios do Estado da Bahia abrangendo uma área de concessão de 563 mil km², a qual é regulada pelo Contrato de Concessão nº 010 com vencimento em 2027.

Adicionalmente a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002.

A emissão dessas demonstrações financeiras intermediárias foi autorizada pela Companhia em 11/05/2016, as quais estão expressas em milhares de reais.

2. Elaboração e apresentação das Demonstrações Financeiras Intermediárias

2.1 – Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras intermediárias da Companhia relativas aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2016 foram elaboradas e estão apresentadas de acordo com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária, que inclui as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e em conformidade com a IAS 34 – Interim Financial Reporting.

2.2 – Base de apresentação

As práticas contábeis adotadas na preparação destas demonstrações financeiras intermediárias são as mesmas descritas na nota explicativa nº 02 das demonstrações financeiras auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2015 e, portanto, devem ser lidas em conjunto para melhor compreensão das informações apresentadas.

As normas e procedimentos emitidos e revisados que entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2016 também foram analisados e não trouxeram impactos para esta informação trimestral.

2.3 Reclassificações de saldos comparativos

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu aos seguintes ajustes e reclassificações nas suas demonstrações intermediárias do resultado, dos fluxos de caixa e do valor adicionado do período de três meses findo em 31 de março de 2015, originalmente emitidas em 14 de maio de 2015 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 –

Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro". As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido do período.

A natureza das principais reclassificações realizadas encontra-se descritas a seguir:

Demonstração do resultado	31/03/2015	Ref.	Reclassificações	31/03/2015
	(Apresentado)			(Reclassificado)
Receita líquida	1.201.793	(a)/(d)	119.506	1.321.299
Custo dos serviços	(938.646)	(b)/(d)	(14.043)	(952.698)
Despesas com vendas	-	(b)	(78.969)	(78.969)
Receitas financeiras	614.823	(a) / (c)	(29.659)	585.164
Despesas financeiras	(695.921)	(c)	3.165	(692.756)
Lucro líquido do período	102.313		-	102.313

Demonstração do fluxo de caixa	2015	Ref.	Reclassificações	2015
	(Apresentado)			(Reclassificado)
Caixa oriundo das atividades operacionais	244.328	(e)	(10.456)	233.872
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(178.841)	(e)	10.456	(68.385)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	336.613		-	336.613
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	402.100		-	402.100

Demonstração do valor adicionado	31/03/2015	Ref.	Reclassificações	31/03/2015
	(Apresentado)			(Reclassificado)
Valor adicionado líquido	942.610	(a)/(d)	(66.518)	872.092
Valor adicionado recebido em transferência	611.657	(a)	(26.494)	585.163
Valor adicionado total a distribuir	1.554.267		(93.012)	1.461.255
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal	55.075		-	55.075
Impostos ,taxas e contribuições	702.492	(d)	(93.012)	609.480
Remuneração de capitais de terceiros	694.387		-	694.387
Remuneração de capitais próprios	102.313		-	102.313
Valor adicionado total distribuído	1.554.267		(93.012)	1.461.255

- (a) Após revisão de suas práticas contábeis, a Companhia concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, no montante de R\$ 26.494, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, poderia ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócios de distribuição de energia elétrica, uma vez que o retorno sobre o investimento em infraestrutura no negócio de distribuição é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura, que corresponde a um único ativo físico.

A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 – Contrato de Concessão. Vide nota explicativa nº 02 das demonstrações financeiras auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

- (b) Reclassificação de despesas comerciais do custo dos serviços para despesas com vendas no valor de R\$ 78.969.
- (c) Apresentação da remuneração financeira setorial de forma líquida no resultado financeiro.
- (d) Reclassificação dos valores relativos ao faturamento das Bandeiras tarifárias, antes classificado como redutor do custo para o grupo de receita operacional líquida no montante de R\$ 93.012.
- (e) Correção dos efeitos dos juros capitalizados sobre obras em andamento sem efeito caixa no montante de R\$ 10.456, antes apresentados nos grupos dos fluxos de caixa das atividades operacionais e de investimento.

3. Assuntos regulatórios

Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos valores são publicados pela ANEEL, a cada mês, em despacho, tendo entrado em vigor em janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, Encargo de Serviços de Sistema - ESS e risco hidrológico. Por meio da Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016, e decorrente da Audiência Pública 081/15, a ANEEL estabeleceu uma nova faixa de bandeira tarifária, resultando em quatro faixas: vermelha – patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$45/MWh, vermelha – patamar 1, com acréscimo de R\$30/MWh, amarela, com acréscimo de R\$15/MWh e verde, sem acréscimo.

Dessa forma, no primeiro trimestre de 2015, vigorou a bandeira vermelha, nos montantes de R\$30/MWh para janeiro e fevereiro e R\$55/MWh a partir de março. Já em 2016, foi aplicada bandeira vermelha em janeiro no valor de R\$45/MWh, vermelha – patamar 1 em fevereiro com acréscimo de R\$30/MWh e em março a amarela no valor de R\$15/MWh

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) e são repassados aos agentes de distribuição considerando a diferença entre os valores realizados incorridos e a cobertura tarifária vigente.

Mensalmente é apurado o valor adicional faturado das bandeiras tarifárias, o valor da exposição incorrida pelas distribuidoras nos itens previstos no Decreto nº 8.401/15 e fixado o valor líquido a ser repassado pela distribuidora à CONTA-CRBT ou a ser recebido pela mesma.

Em 31 de março de 2016 a Companhia reconheceu o montante de R\$ 139.999 (R\$ 123.252 em 31 de março de 2015) de bandeira tarifária, tendo sido R\$ 47 repassados para a conta

CCRBT (R\$ 63.500, em 31 de março de 2015).

Sobrecontratação de energia

De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência mínima de cinco, três ou um ano. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial o Decreto nº 5.163/2004 se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas das variações de custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

No final de 2014, visando um maior equilíbrio no custo da energia comprada pelas empresas de distribuição, a ANEEL propôs uma realocação das cotas de energia proveniente das geradoras que possuem um preço médio menor e que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, alterando, a partir de janeiro de 2015, os montantes contratados de cada distribuidora.

Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, com a respectiva cobertura tarifária.

Concomitante à questão das cotas, outro item relacionado à sobrecontratação é o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável, que também pode contribuir para que as empresas apresentem um cenário de exposição, que vem sendo tratado pelas distribuidoras através de sua associação (ABRADEE) no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME e ANEEL, para endereçamento apropriado de forma a mitigar possíveis impactos para o setor.

A Companhia irá avaliar as soluções propostas pela ANEEL, a eventual exposição remanescente e os respectivos impactos contábeis.

CDE-Encargos

Através da Resolução Homologatória nº 1.857/2015, a ANEEL estabeleceu o encargo anual da CDE para o ano de 2015, o qual foi devidamente contemplado nas tarifas por meio do reajuste anual da Companhia. Contudo em julho de 2015, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) questionou judicialmente o pagamento de alguns itens que compõe a CDE e a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, obtendo uma decisão liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados.

Em cumprimento à decisão judicial, por intermédio da Resolução Homologatória nº 1.967, de 24 de setembro de 2015, a ANEEL estabeleceu as tarifas a serem aplicadas aos associados da ABRACE, a partir de 3 de julho de 2015 e enquanto perdurar os efeitos da antecipação de tutela concedida no Processo Judicial nº 24648-39.2015.4.01.3400, alcançando 13 grandes consumidores da COELBA, especificados na resolução. A decisão liminar está sendo contestada pela ANEEL e pela ABRADEE.

A diferença entre o valor original da cota de CDE e o valor faturado pela distribuidora, será

contemplado na apuração dos componentes financeiros de neutralidade dos encargos setoriais no próximo reajuste tarifário de 2016 conforme cláusula prevista no contrato de concessão.

Decreto nº 8.221/14

As Distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos da energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido a redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras; (ii) condições hidroenergéticas desfavoráveis à época, o que culminou no despacho das usinas térmicas com preços bem mais elevados. Diante deste cenário, o Governo Federal, dentre outras medidas, permitiu o repasse às distribuidoras de recursos provenientes do fundo da CDE para neutralizar esses efeitos.

Sendo os recursos provenientes do fundo da CDE insuficientes para neutralizar a exposição das distribuidoras, foi publicado em abril de 2014 o Decreto nº 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, a fim de normatizar o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos e consequente repasse às empresas distribuidoras.

Para que a CCEE pudesse iniciar a liquidação dos seus compromissos junto aos bancos, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária de 2015. Sendo assim, através da Resolução Normativa nº 1.863/15, a ANEEL homologou para a Companhia um incremento na tarifa equivalente a R\$ 30.430 por mês, que será repassado à CCEE a partir de abril de 2015 até março de 2021, sendo atualizado periodicamente. Para o período de abril à dezembro de 2015 a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 273.868 e ao longo do primeiro trimestre de 2016 R\$ 91.289.

A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esses contratos.

4. Caixa e equivalentes de caixa

	31/03/2016	31/12/2015
Caixa e depósitos bancários à vista	23.417	58.908
Aplicações financeiras de liquidez imediata:		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	2.223	12.342
Letras Financeiras do Tesouro (LFT)	23.831	84.434
Fundos de investimento	508.737	803.977
	<u>558.208</u>	<u>959.661</u>

Caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo. São operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

A carteira de aplicações financeiras em 31 de março de 2016 é constituída por: (i) Certificados de Depósito Bancário - CDB's pós-fixados; (ii) LFT composto por títulos pós-fixado cuja rentabilidade segue a variação da Taxa Selic diária; e (iii) Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por operações compromissadas, títulos públicos, CDB's e cotas de fundos.

5. Contas a receber de clientes e outros

		<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Consumidores	(a)	1.415.649	1.437.788
Terceiros		1.415.559	1.437.704
Partes relacionadas		90	84
Títulos a receber de terceiros		4.970	4.956
Comercialização de energia na CCEE	(b)	80.337	14.830
Disponibilização do sistema de distribuição		28.356	21.453
Terceiros		27.765	20.694
Partes relacionadas		591	759
Serviços prestados a terceiros		11.750	11.688
Serviços taxados e administrativos		7.567	7.457
Subvenções/Subsídios governamentais	(c)	87.994	133.039
Outros créditos de terceiros		27.379	23.288
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(d)	(351.578)	(336.387)
Total		<u>1.312.423</u>	<u>1.318.112</u>
Circulante		1.279.522	1.284.801
Não circulante		32.902	33.311

(a) Consumidores

	<u>Saldos vincendos</u>	<u>Saldos vencidos</u>		<u>Total</u>		<u>PCLD</u>	
		<u>Até 90 dias</u>	<u>Mais de 90 dias</u>	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Setor privado							
Residencial	163.114	196.727	233.913	593.754	572.961	(221.901)	(214.571)
Industrial	94.611	13.090	20.873	128.574	131.537	(14.114)	(12.973)
Comercial, serviços e outras	145.582	43.827	58.710	248.119	255.741	(47.771)	(42.992)
Rural	38.723	16.934	28.359	84.016	93.547	(19.384)	(18.610)
	<u>442.030</u>	<u>270.578</u>	<u>341.855</u>	<u>1.054.463</u>	<u>1.053.786</u>	<u>(303.170)</u>	<u>(289.146)</u>
Setor público							
Federal	6.748	5.824	2.115	14.687	12.842	(804)	(1.673)
Estadual	9.450	8.527	2.265	20.242	18.823	(930)	(589)
Municipal	14.784	6.567	2.451	23.802	25.115	(1.453)	(1.028)
	<u>30.982</u>	<u>20.918</u>	<u>6.831</u>	<u>58.731</u>	<u>56.780</u>	<u>(3.187)</u>	<u>(3.290)</u>
Iluminação pública	20.406	11.296	12.579	44.281	45.795	(2.505)	(2.015)
Serviço público	32.562	5.013	5.910	43.485	39.829	(2.830)	(2.263)
Fornecimento não faturado	214.689	-	-	214.689	241.598	-	-
Total	<u>740.669</u>	<u>307.805</u>	<u>367.175</u>	<u>1.415.649</u>	<u>1.437.788</u>	<u>(311.692)</u>	<u>(296.714)</u>
Circulante				1.390.719	1.412.503	(311.692)	(296.714)
Não circulante				24.930	25.285	-	-

As contas a receber de consumidores do não circulante representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos, de consumidores inadimplentes, e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Incluem juros e multa calculados pró-rata temporis.

(b) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Referem-se a créditos oriundos da comercialização de energia no mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE) informados pela CCEE a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado.

Os valores de longo prazo compreendem as operações realizadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 vinculadas a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. Dada à incerteza de sua realização a Companhia constituiu Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito.

(c) Subvenções

(c.1) Baixa Renda – Tarifa Social:

O Governo Federal, por meio das Leis nºs 12.212 e 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. O saldo a receber em 31 de março de 2016 é de R\$ 38.784 (R\$ 37.266 em 31 de dezembro de 2015).

(c.2) CDE:

O Decreto Presidencial nº 7.583, de 13 de outubro de 2011 definiu as fontes para concessão de subvenção econômica, a ser custeada com recursos da CDE e com alterações na estrutura tarifária de cada concessionária. A Resolução Normativa ANEEL nº 472, de 24 de janeiro de 2012 estabeleceu a metodologia de cálculo para apurar a Diferença Mensal de Receita – DMR e o montante de recursos a ser repassado a cada distribuidora para custear essa diferença.

Em 14 de abril de 2015, foi emitida a resolução homologatória nº 1.878/2015 aprovando o valor mensal de R\$ 22.426 a ser repassado pela Eletrobrás durante o período de abril de 2015 a março de 2016.

O saldo a receber em 31 de março de 2016 é de R\$ 49.210 (R\$ 95.773 em 31 de dezembro de 2015, referente aos meses de abril de 2015 a março de 2016).

(d) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa “PCLD”

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços

públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

	Consumidores	Títulos a receber	Comercialização de energia na CCEE	Outros créditos	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2015	(280.977)	(1.500)	(14.829)	(29.433)	(326.739)
Adições	(109.348)	(390)	-	(2.194)	(111.932)
Reversões	30.378	423	-	8.250	39.051
Baixados a reserva	63.233	-	-	-	63.233
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(296.714)	(1.467)	(14.829)	(23.377)	(336.387)
Adições	(40.908)	(36)	-	(1.377)	(42.321)
Reversões	16.073	16	-	1.185	17.274
Baixados a reserva	9.857	-	-	-	9.857
Saldo em 31 de março de 2016	(311.692)	(1.487)	(14.829)	(23.569)	(351.578)

6. Impostos e contribuições a recuperar

		31/03/2016	31/12/2015
Circulante			
Imposto de renda - IR	(a)	26.330	20.429
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	(a)	8.500	5.615
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b)	54.418	55.613
Programa de integração social - PIS	(c)	2.742	7.801
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	(c)	9.793	32.764
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		2.241	2.142
		104.024	124.364
Não circulante			
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b)	55.393	52.335
Recuperação fiscal - REFIS		2.413	2.413
		57.806	54.748
Total		161.830	179.112

- (a) Correspondem aos valores recolhidos quando das apurações tributárias mensais, além das antecipações de aplicações financeiras, retenções de órgãos públicos e na fonte referente a serviços prestados e saldo negativo do IRPJ e CSLL.
- (b) O saldo do ICMS é composto da seguinte forma:
- b.1) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo operacional, no montante de R\$ 99.090 (R\$ 96.861 em 31 de dezembro de 2015).
- b.2) Diversos créditos de ICMS a recuperar, no montante de R\$ 10.721 (R\$ 11.087 em 31 de dezembro de 2015).

- (c) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo, nos montantes de R\$ 12.535 em 31 de março de 2016 (R\$ 40.565 em 31 de dezembro de 2015).

7. Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

Em 10 de dezembro de 2014, a ANEEL aditou os contratos de concessão e permissão com vistas a eliminar eventuais incertezas, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo, a ANEEL garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

A composição dos ativos e passivos setoriais encontra-se demonstradas a seguir:

		31/03/2016						
		Ativo			Passivo (-)			
		Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total	Total Líquido
Parcela "A"	(a)							
Revisão Tarifária		-	-	-	(22.123)	-	(22.123)	(22.123)
CVA e Neutralidade	(b)							
Energia		95.092	50.706	145.798	-	-	-	145.798
Encargo de Serviço do Sistema - ESS		75.874	-	75.874	(3.382)	(89.264)	(92.646)	(16.772)
Neutralidade dos encargos setoriais		-	-	-	(30.043)	-	(30.043)	(30.043)
Sobrecontratação		-	-	-	(52.635)	(57.499)	(110.134)	(110.134)
Outras CVA's		61.098	-	61.098	(8)	(11.136)	(11.144)	49.954
Componentes Financeiros e Subsídios								
Energia Eletronuclear		158	-	158	-	-	-	158
Exposição Financeira		222	90	312	-	-	-	312
Outros componentes financeiros		888	-	888	(7.107)	-	(7.107)	(6.219)
		233.332	50.796	284.128	(115.298)	(157.899)	(273.197)	10.931

		31/12/2015						
		Ativo			Passivo (-)			
		Não			Não			
		Circulante	Circulante	Total	Circulante	Circulante	Total	Total Líquido
Parcela "A"	(a)							
Revisão Tarifária		-	-	-	(25.723)	-	(25.723)	(25.723)
CVA e Neutralidade	(b)							
Energia		196.876	107.224	304.100	-	-	-	304.100
Encargo de Serviço do Sistema - ESS		33.555	11.185	44.740	(59.878)	-	(59.878)	(15.138)
Neutralidade dos encargos setoriais		-	-	-	(12.702)	(3.177)	(15.879)	(15.879)
Sobrecontratação		-	-	-	(149.541)	(20.766)	(170.307)	(170.307)
Outras CVA's		65.881	15.461	81.342	(195)	-	(195)	81.147
Componentes Financeiros e Subsídios								
Energia Eletronuclear		4.961	-	4.961	-	-	-	4.961
Exposição Financeira		14.443	2.494	16.937	-	-	-	16.937
Outros componentes financeiros		757	184	941	(2.975)	-	(2.975)	(2.034)
		316.473	136.548	453.021	(251.014)	(23.943)	(274.957)	178.064

(a) Parcela "A"

A conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" – CVA tem o propósito de registrar as variações de custos relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais e são atualizadas monetariamente com base na taxa SELIC.

(b) CVA e neutralidade

✓ Neutralidade dos encargos sociais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa.

✓ Sobrecontratação

O Decreto nº 7.945 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% (cento e cinco por cento) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga.

A movimentação dos saldos de ativos e passivos está demonstrada a seguir:

Saldos em 01 de janeiro de 2015	480.364
Constituição	(137.023)
Amortização	(224.650)
Remuneração financeira setorial	59.373
Saldos em 31 de dezembro de 2015	178.064
Constituição	(100.593)
Amortização	(73.187)
Remuneração financeira setorial	6.647
Saldos em 31 de março de 2016	10.931

8. Impostos e contribuições diferidos

		<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Imposto de renda e contribuição social	(a)	96.419	107.344
Diferido ativo		299.732	285.141
Diferido passivo		(203.313)	(177.797)
Benefício fiscal do ágio e reversão PMIPL	(b)	136.093	140.097
Total		<u>232.512</u>	<u>247.441</u>

(a) Imposto de renda e Contribuição social diferido

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

A Companhia registrou o IRPJ e a CSLL diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

	Ativo			
	<u>31/03/2016</u>		<u>31/12/2015</u>	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de renda				
Diferenças temporárias	283.241	70.870	315.373	78.903
Contribuição Social				
Diferenças temporárias	283.882	25.549	316.014	28.441
Total		<u>96.419</u>		<u>107.344</u>

A base de cálculo das diferenças temporárias é composta como segue:

Ativo	31/03/2016		31/12/2015	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	62.848	62.848	58.607	58.607
Provisão para passivo atuarial	360.441	360.441	354.126	354.126
Provisão contingências	252.264	252.264	242.650	242.650
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	120.418	120.418	108.436	108.436
Valor justo de derivativos financeiros	69	69	87	87
Outros	86.184	86.184	75.385	75.385
Total Ativo	882.224	882.224	839.291	839.291
Passivo (-)				
Valor justo do ativo indenizável	(515.392)	(514.751)	(444.892)	(444.251)
Capitalização/(amortização) de juros de acordo com o IFRS	(72.575)	(72.575)	(67.458)	(67.458)
Outros	(11.016)	(11.016)	(11.567)	(11.567)
Total Passivo	(598.983)	(598.342)	(523.917)	(523.276)
Total Líquido	283.241	283.882	315.373	316.014

Estudos técnicos de viabilidade aprovados pelo Conselho de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia indicam a plena capacidade de recuperação, nos exercícios subsequentes, dos valores de impostos diferidos reconhecidos e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado em que a mesma opera conforme Instrução CVM 371/02.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de março de 2016 e 2015.

	31/03/2016		31/03/2015	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	93.576	93.576	128.257	128.257
Amortização do ágio e reversão da PMIPL	(4.005)	(4.005)	(4.161)	(4.161)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT	89.571	89.571	124.096	124.096
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	22.393	8.061	31.024	11.169
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:				
(+) Adições	167	67	5.093	6
(-) Exclusões				
Reversão da PMIPL	(1.943)	(700)	(2.018)	(728)
Incentivo fiscal SUDENE	(3.276)	-	(22.112)	-
Incentivos audiovisual/rouanet e PAT	(353)	-	(651)	-
Outras exclusões	(1.585)	(601)	-	-
	(7.157)	(1.301)	(24.781)	(728)
Imposto de renda e contribuição social no período	15.403	6.827	11.336	10.447
Imposto de renda e contribuição social no resultado	15.403	6.827	11.336	10.447

	31/03/2016		31/03/2015	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Corrente	7.370	3.935	13.083	12.909
Recolhidos e Pagos	3.947	1.868	10.703	13.227
A pagar	3.929	2.668	2.380	-
Compensados e deduzidos	(506)	(601)	-	-
Impostos antecipados a recuperar	-	-	-	(318)
Diferido	8.033	2.892	(1.747)	(2.462)
	<u>15.403</u>	<u>6.827</u>	<u>11.336</u>	<u>10.447</u>

(b) Benefício Fiscal – Ágio Incorporado da Controladora

O benefício fiscal do ágio incorporado refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado.

Os registros contábeis apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal, correspondentes.

9. Depósitos judiciais

	31/03/2016	31/12/2015
Trabalhistas	179.542	172.074
Cíveis	95.612	92.784
Fiscais:	<u>75.938</u>	<u>73.976</u>
Incentivo fiscal SUDENE	10.425	10.189
ICMS	29.020	28.290
IRPJ	21.599	21.013
Outros	14.894	14.484
Outros	9.197	8.753
Total	<u>360.289</u>	<u>347.587</u>

Estão classificados neste grupo os depósitos judiciais recursais à disposição da Justiça para permitir a interposição de recurso, nos termos da lei.

Os depósitos judiciais são atualizados mensalmente, pelos índices aplicáveis para a atualização das cadernetas de poupança (TR), nos casos de depósitos de natureza cível e trabalhista e taxa SELIC para os depósitos de natureza fiscal/tributária.

10. Concessão de serviço público

O Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica detido pela Companhia está enquadrado nos critérios de aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12), que trata

da contabilidade de concessões e dos investimentos em infraestrutura que serão objeto de indenização do Poder Concedente ao final da concessão.

A parcela dos ativos da concessão que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão. A parcela dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão é registrada como um ativo financeiro, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

10.1 Ativo financeiro

O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), aplicado sobre o saldo residual dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao final do prazo contratual da concessão.

Dessa forma, o ativo financeiro da concessão é composto pelo valor residual dos ativos da BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações.

Em 31 de março de 2016 a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da Concessão está assim apresentada:

Saldos em 01 de janeiro de 2015		2.008.433
Baixas		(1.422)
Transferências	(a)	235.734
Reversão	(b)	27.384
Atualização monetária / valor justo		244.323
Saldos em 31 de dezembro de 2015		<u>2.514.452</u>
Baixas		(178)
Transferências	(a)	63.305
Atualização monetária / valor justo		70.500
Saldos em 31 de março de 2016		<u><u>2.648.079</u></u>

(a) Transferência do intangível em curso em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no período.

(b) Devolução de obrigação especial oriunda do Programa Luz para Todos no total de R\$ 52.729, tendo sido R\$ 25.345 revertidos do ativo intangível e R\$ 27.384 do ativo financeiro.

O ativo financeiro da concessão é remunerado ao seu valor justo mais o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório, incluído na tarifa e reconhecido no resultado mediante faturamento aos consumidores (Vide nota 19). A realização do WACC sobre a totalidade da infraestrutura ocorre através do faturamento das contas de energia elétrica. Adicionalmente, para estimar o valor da indenização ao final da concessão, o valor residual do ativo financeiro é atualizado a valor justo utilizando a Base de Remuneração Regulatória (BRR) estabelecida a cada revisão tarifária. As variações anuais dessa atualização a valor justo nos anos em que não há revisão tarifária é capturada através da aplicação ao ativo financeiro da variação do IPCA, considerado

pela Companhia como a melhor estimativa dessa variação, cuja contrapartida é registrada no resultado operacional do período.

Conforme mencionado acima, a Companhia adota como melhor estimativa de evolução do VNR o mesmo índice utilizado pelo regulador para atualização da BRR nas revisões tarifárias anuais. A Resolução Normativa ANEEL nº 686/2015, de 23 de novembro de 2015 aprovou a revisão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET) da Base de Remuneração Regulatória (BRR), passando a mesma a ser atualizada pela variação do IPCA (antes IGPM) entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

10.2 Intangível

O ativo intangível é composto pelos ativos de distribuição avaliados ao custo de aquisição, incluindo custos de empréstimos capitalizados e deduzido de obrigações especiais e amortização acumulada. A amortização é calculada de forma não linear, pelo prazo esperado de retorno via tarifa (prazo de vencimento do contrato).

As obrigações especiais representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, desde o segundo ciclo de revisão tarifária periódica. Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

Em 31 de março de 2016 foi incorporado ao ativo intangível, a título de custos de empréstimos capitalizados, o montante de R\$ 18.280 (R\$ 10.456 em 31 de março de 2015) cuja taxa média de capitalização foi de 0,93% no ano.

A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens exceda seu valor recuperável.

Por natureza, o intangível está constituído da seguinte forma:

	31/03/2016			31/12/2015		
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Valor líquido
<u>Em serviço</u>						
Direito de uso da concessão	3,41%	8.584.648	(4.185.241)	(1.488.764)	2.910.643	2.915.402
<u>Em curso</u>						
Direito de uso da concessão		1.287.574	-	(353.035)	934.539	846.520
Total		<u>9.872.222</u>	<u>(4.185.241)</u>	<u>(1.841.799)</u>	<u>3.845.182</u>	<u>3.761.922</u>

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço				Em curso			Total
	Custo	Amortização	Obrigações	Valor	Custo	Obrigações	Valor	
		acumulada	especiais	líquido		especiais	líquido	
Saldos em 01 de janeiro de 2015	8.190.176	(3.692.447)	(1.548.572)	2.949.157	914.084	(280.124)	633.960	3.583.117
Adições	-	-	-	-	967.971	(247.724)	720.247	720.247
Baixas	(56.392)	46.422	-	(9.970)	(18.272)	-	(18.272)	(28.242)
Amortizações	-	(435.378)	104.751	(330.627)	-	-	-	(330.627)
Transferências - Intangíveis	326.816	-	(74.938)	251.878	(326.816)	74.938	(251.878)	-
Transferências - Ativos financeiros	(235)	-	-	(235)	(319.324)	83.825	(235.499)	(235.734)
Transferências - Outros	29.724	61	25.414	55.199	7.924	(9.962)	(2.038)	53.161
Saldos em 31 de dezembro de 2015	<u>8.490.089</u>	<u>(4.081.342)</u>	<u>(1.493.345)</u>	<u>2.915.402</u>	<u>1.225.567</u>	<u>(379.047)</u>	<u>846.520</u>	<u>3.761.922</u>
Adições	-	-	-	-	245.088	(13.583)	231.505	231.505
Baixas	(9.175)	6.102	-	(3.073)	(544)	-	(544)	(3.617)
Amortizações	-	(110.001)	26.810	(83.191)	-	-	-	(83.191)
Transferências - Intangíveis	97.036	-	(22.229)	74.807	(97.036)	22.229	(74.807)	-
Transferências - Ativos financeiros (a)	(3)	-	-	(3)	(91.712)	28.410	(63.302)	(63.305)
Transferências - Outros (b)	6.701	-	-	6.701	6.211	(11.044)	(4.833)	1.868
Saldos em 31 de março de 2016	<u>8.584.648</u>	<u>(4.185.241)</u>	<u>(1.488.764)</u>	<u>2.910.643</u>	<u>1.287.574</u>	<u>(353.035)</u>	<u>934.539</u>	<u>3.845.182</u>

(a) Transferência do intangível em curso para o ativo financeiro em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no período.

(b) Referem-se às transferências de material técnico, mão de obra e capitalização de encargos, além de devoluções de obrigações especiais ocorridas no período.

11. Fornecedores

	31/03/2016	31/12/2015
Energia elétrica:	382.535	554.802
Terceiros	311.358	538.477
Partes relacionadas	71.177	16.325
Encargos de uso da rede	82.045	19.690
Terceiros	80.400	17.968
Partes relacionadas	1.645	1.722
Materiais e serviços	183.646	485.589
Terceiros	183.212	485.149
Partes relacionadas	434	440
Energia livre	37.560	36.398
Total	<u>685.786</u>	<u>1.096.479</u>
Circulante	648.227	1.060.081
Não circulante	37.559	36.398

Os montantes classificados no não circulante referem-se a valores remanescentes de energia livre no montante R\$ 37.559, fixados pela ANEEL, a serem repassados pelas distribuidoras às geradoras, e que estão sendo contestados pelos concessionários de distribuição.

12. Empréstimos e financiamentos

Composição da dívida líquida	31/03/2016			31/12/2015	
	Empréstimo	Custos de transação	Operações com Swap	Total	Total
Moeda nacional					
BNB	123.993	(440)	-	123.553	139.995
BNDES FINEM	1.166.710	(4.286)	-	1.162.424	1.218.740
Eletrobrás	99.115	(705)	-	98.410	103.969
FINEP	37.952	(157)	-	37.795	41.843
CEF - LPT 8	56.202	-	-	56.202	55.380
Banco do Brasil	402.434	(1.273)	-	401.161	386.969
BONDS BRL	419.975	(65)	-	419.910	407.944
	2.306.381	(6.926)	-	2.299.455	2.354.840
Moeda estrangeira					
ITAÚ I e II	263.057	-	(55.034)	208.023	201.103
Títulos Externos	535.065	-	(121.570)	413.495	400.141
Bank of America 2012 e 2013	749.486	-	(307.897)	441.589	441.587
Bank of Tokyo	175.079	-	(70.405)	104.674	104.675
Citibank 2013 e 2015	448.253	-	(123.324)	324.929	328.309
Banco JP Morgan	87.970	-	(29.603)	58.367	58.365
BNP Paribas	306.799	-	(74.181)	232.618	240.984
Mizuho	133.800	-	(5.402)	128.398	132.826
	2.699.509	-	(787.416)	(1.912.093)	1.907.990
(-) Depósitos em garantia	(48.447)	-	-	(48.447)	(47.035)
Dívida líquida	4.957.443	(6.926)	(787.416)	(4.163.101)	4.215.795
Circulante	898.037	(2.634)	27.860	923.263	901.644
Não circulante	4.059.406	(4.292)	(815.276)	3.239.838	3.314.151

(a) Captações e renegociações de recursos no período

- Não houveram novas captações e/ou renegociações de recursos no período compreendido entre 31/12/2015 e 31/03/2016.

(b) Condições restritivas financeiras (covenants)

Os empréstimos em moeda estrangeira contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros com parâmetros pré-estabelecidos, como segue:

- Títulos Externos, Citibank N.A. 2013, JP Morgan, N.A. 2013, Citibank N.A. 2015, BNP Paribas S.A. 2015, BNDES 2013, Bank of America, N.A. 2012, Bank of America, N.A. 2013, e Mizuho Bank Ltd. 2015 - Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2;
- Bonds BRL: Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3;
- Bank of Tokyo-Mitsubish UFJ, LTD. 2012: Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.
- BNDES 2009: Patrimônio líquido / Exigível total maior ou igual a 45%, EBITDA / Receita operacional líquida maior ou igual a 15%, EBITDA / Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2, Ativo Circulante / Passivo Circulante maior ou igual a 0,4.

Os índices financeiros dos contratos do BNDES são apurados com base nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora Neoenergia S.A.

Em 31 de março de 2016 a Companhia assinou o 4o aditivo contratual relativo ao empréstimo com o Bank of America contraído em 2012 o qual alterou as condições restritivas (covenants) que antes previam um limite do indicador Dívida Líquida/EBITDA para os trimestres findos a partir de 31 de março de 2016 como menor ou igual a 3 passando este a ser como menor ou igual a 4 até o vencimento final do empréstimo.

Adicionalmente, a Companhia obteve no trimestre findo em 31 de março de 2016, waiver junto ao Bank of Tokyo-Mitsubishi relativo ao limite do indicador Dívida Líquida/EBITDA como menor ou igual a 3 para o trimestre findo naquela data.

Em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 a Companhia encontra-se adimplente com as cláusulas contratuais dos empréstimos e financiamentos.

Os vencimentos das parcelas em não circulante são os seguintes:

	31/03/2016			31/12/2015		
	Dívida	Custos transação	Total líquido	Dívida	Custos transação	Total líquido
2017	1.055.119	(993)	1.054.126	212.281	-	212.281
2018	1.582.353	(1.188)	1.581.165	2.144.210	(950)	2.143.260
2019	185.996	(786)	185.210	31.011	(63)	30.948
2020	179.467	(780)	178.687	19.030	(26)	19.004
2021	137.666	(427)	137.239	412.179	(3.255)	408.924
Após 2021	151.977	(119)	151.858	547.306	(537)	546.769
Total obrigações	3.292.578	(4.293)	3.288.285	3.366.017	(4.831)	3.361.186
(-) Garantias depósitos vinculados			(48.447)			(47.035)
Total			<u>3.239.838</u>			<u>3.314.151</u>

A mutação de empréstimos e financiamentos no período é a seguinte:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Passivo circulante	Não circulante	Passivo circulante	Não circulante	
Saldos em 01 de janeiro de 2015	353.748	1.854.635	(30.522)	1.429.666	3.607.527
Ingressos	-	445.842	-	449.794	895.636
Encargos	211.035	-	40.826	-	251.861
Varição monetária e cambial	923	8.114	4.363	887.893	901.293
Swap	-	-	104.995	(870.338)	(765.343)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	(1.510)	(21.137)	(22.647)
Transferências	864.883	(864.883)	-	-	-
Amortizações e pagamentos de juros	(558.705)	-	(86.040)	-	(644.745)
(-) Mov. depósitos em garantia	-	(5.101)	-	-	(5.101)
(-) Custos de transação	(2.352)	(334)	-	-	(2.686)
Saldos em 31 de dezembro de 2015	869.532	1.438.273	32.112	1.875.878	4.215.795
Encargos	50.860	-	15.728	-	66.588
Varição monetária e cambial	738	7.168	(878)	(247.678)	(240.650)
Swap	-	-	47.431	247.678	295.109
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	-	(18)	(18)
Transferências	80.051	(80.051)	-	-	-
Amortizações e pagamentos de juros	(115.105)	-	(58.160)	-	(173.265)
(-) Mov. depósitos em garantia	-	(1.412)	-	-	(1.412)
(-) Custos de transação	954	-	-	-	954
Saldo em 31 de março de 2016	887.030	1.363.978	36.233	1.875.860	4.163.101

13. Salários e encargos a pagar

	31/03/2016	31/12/2015
Salários	5.816	9.842
Encargos sociais	10.733	12.761
Provisões férias e 13º salário	24.081	26.470
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	2.782	3.178
Provisão PLR (a)	27.590	22.327
Outros	237	169
Total	71.239	74.747

(a) A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas. O pagamento da PLR referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 ocorreu em abril de 2016.

14. Taxas regulamentares

		<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(a)	48.960	57.170
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	(b)	1.953	2.346
Empresa de Pesquisa Energética – EPE	(b)	405	419
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(b)	38.757	30.894
Programa de Eficientização Energética – PEE	(b)	14.553	10.850
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	(c)	679	678
Encargos Setoriais - Outros CCRBT	(e)	8.073	24.275
Total		<u>113.380</u>	<u>126.632</u>
Circulante		84.037	101.393
Não circulante		29.343	25.239

(a) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. O saldo em aberto em 31 de março de 2016, refere-se às quotas mensais definitivas de CDE - Uso no valor de R\$ 11.794 conforme Resolução 2.018 de 02/02/2016, CDE-ENERGIA no valor de R\$ 6.631 conforme Resolução 1.857 de 27/02/2015 e CDE-CONTA ACR no valor de R\$ 30.430 conforme Resolução 1.863 de 31/03/2015.

(b) Programas de Eficientização Energética (PEE) – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de re-investimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas. A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas, líquido dos valores aplicados nos respectivos programas, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC.

(c) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

(d) Encargo do Serviço do Sistema – ESS

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema

Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

(e) Encargos Setoriais - Outros CCRBT

Valor estimado de repasse, referente aos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias que serão revertidos à Conta Centralizadora, criada pelo Decreto 8.401 de 04 de fevereiro de 2015. Essa estimativa leva em consideração também o montante referente ao efeito da aplicação das bandeiras tarifárias no cálculo da provisão da receita não faturada.

15. Impostos e contribuições a recolher

	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Circulante		
Imposto de renda – IR	13.007	7.233
Contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL	4.536	296
Imposto sobre circulação de mercadorias – ICMS	84.638	80.151
Programa de integração social – PIS	11.160	8.546
Contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS	51.803	39.616
Instituto Nacional de Seguridade Social – INSS	4.041	3.736
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço – FGTS	1.253	1.196
Imposto sobre serviços – ISS	200	284
Impostos e contribuições retidos na fonte	9.630	15.393
Outros	8.145	758
	<u>188.413</u>	<u>157.209</u>
Não circulante		
Imposto sobre circulação de mercadorias – ICMS	5.021	4.770
Instituto Nacional de Seguridade Social – INSS	158	72
	<u>5.179</u>	<u>4.842</u>
Total	<u>193.592</u>	<u>162.051</u>

16. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultantes de eventos passados, para as quais seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. A Companhia, com base nas opiniões da Administração e de seus assessores legais, registrou provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável:

	<u>31/03/2016</u>				
	<u>Trabalhistas</u>	<u>Cíveis</u>	<u>Fiscais</u>	<u>Regulatórias</u>	<u>Total</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2015	152.101	85.404	18.216	4.408	260.129
Constituição	5.460	7.750	417	-	13.627
Baixas/reversão	(6.804)	(8.400)	(192)	-	(15.396)
Atualização	5.468	5.370	298	247	11.383
Saldos em 31 de março de 2015	<u>156.225</u>	<u>90.124</u>	<u>18.739</u>	<u>4.655</u>	<u>269.743</u>
Circulante	19.070	42.923	5.220	-	67.213

Não circulante 137.155 47.201 13.519 4.655 202.530

Trabalhistas

Referem-se às ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia, envolvendo cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 573.721 (R\$ 481.628 em 31 de dezembro de 2015) em processos trabalhistas com expectativa de perda possível.

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da Taxa Referencial (TR) índice de atualização de processos trabalhistas divulgado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho, acrescidos de juros de 1% a.m.

Cíveis

Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, morte, danos materiais e/ou danos morais. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 1.526.530 (R\$ 1.407.399 em 31 de dezembro de 2015) em processos cíveis com expectativa de perda possível.

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC, acrescidos de juros de 1% a.m.

Fiscais

Referem-se às ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal referente a diversos tributos, tais como ICMS, ISS, CPMF, IRPJ, CSLL, IPTU, REFIS, PIS/COFINS, entre outros. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 896.200 (R\$ 925.387 em 31 de dezembro de 2015) em ações tributárias de naturezas diversas com expectativa de perda possível. . Neste montante, destacamos os autos de infração motivados pela falta de retenção do IRRF incidente sobre o pagamento de juros sobre capital próprio e decorrente da não adição da despesa de amortização do ágio nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL, que estão estimados em R\$ 569.930 (R\$ 557.289 em 31 de dezembro de 2015).

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

Regulatórias

Contingências Regulatórias	Valor atualizado	Expectativa de perda	Valor provisionado	
			31/03/2016	31/12/2015
Auto de Infração ANEEL	(a) / (b)	4.655	4.655	4.408
		88.518	-	-
Total		93.173	4.655	4.408

- (a) Auto de infração referente à fiscalização técnica e comercial realizada pela ANEEL em 2009, abordando, principalmente, ressarcimento aos consumidores que alegaram danos elétricos a equipamentos por oscilações no sistema de distribuição de energia. O processo foi julgado pela ANEEL, tendo a Companhia efetuado depósito judicial e em julho de 2014 foi prolatada sentença procedente em parte, sendo provisionado o processo em razão da sentença. A Companhia apresentou embargos de declaração, os quais foram julgados em 30 de março de 2015, com acolhimento parcial. Em 30 de junho de 2015 foi interposta apelação, a qual permanece aguardando julgamento. Valor atualizado do processo em 31 de março de 2016 é de R\$ 2.906.
- (b) Ação ordinária interposta pela Companhia em 12 de setembro de 2011, com o objetivo de desconstituir despacho da Aneel de nº. 3.421/11 e visando afastar qualquer sanção ou penalidade, em razão da utilização de faturamento por média, quando da troca do sistema SAP/CCS. Apelação interposta pela Companhia, a qual permanece aguardando julgamento. O valor atualizado do processo em 31 de março de 2016 é de R\$ 1.749.

17. Outros passivos

	Ref	31/03/2016	31/12/2015
Consumidores	(a)	46.915	64.654
Caução em garantia	(b)	160.447	153.595
Adiantamentos recebidos	(c)	35.128	31.800
Outras		31.958	33.431
Total		272.046	281.078
Circulante		240.057	257.535
Não circulante		34.391	25.945

- (a) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.
- (b) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.
- (c) Adiantamentos recebidos de consumidores ou terceiros para a realização de serviços técnicos que serão executados pela Companhia, em contrapartida de serviços prestados a terceiros.

18. Patrimônio líquido

Capital social

O Capital social autorizado da Companhia em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 1.300.000 e o integralizado até a data do balanço é de R\$ 542.163.

A composição do capital social realizado por classe de ações, sem valor nominal, e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Nº de Ações (em unidades)							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total	%
	Única	%	A	%	B	%		
Neoenergia S.A.	103.719.991	94,9	18.257.737	93,4	59.315.266	100,0	181.292.994	96,3
Previ	3.317.800	3,0	994.400	5,1	-	0,0	4.312.200	2,3
Outros	2.266.725	2,1	305.419	1,6	-	0,0	2.572.144	1,4
Total	109.304.516	100,0	19.557.556	100,0	59.315.266	100,0	188.177.338	100,0

Acionistas	R\$ mil							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total	%
	Única	%	A	%	B	%		
Neoenergia S.A.	298.831	94,9	52.603	93,4	170.895	100,0	522.329	96,3
Previ	9.559	3,0	2.865	5,1	-	0,0	12.424	2,3
Outros	6.530	2,1	880	1,6	-	0,0	7.410	1,4
Total	314.920	100,0	56.348	100,0	170.895	100,0	542.163	100,0

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado ainda: (i) as ações preferenciais “Classe A” têm prioridade na distribuição de dividendos, que serão no mínimo 10% (dez por cento) sobre o capital social representado por ações preferenciais “Classe A”; (ii) as ações preferenciais “Classe B”, têm prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferenciais “Classe A”, sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Reservas de Capital

a) Reserva Especial de Ágio

Reserva no montante de R\$ 339.052 foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio, quando o ágio foi transferido para a Companhia através da incorporação.

Até 31 de março de 2016, a parcela relativa à reserva especial de ágio já realizada e disponível para capitalização por parte dos acionistas monta R\$ 247.042 (R\$ 243.038 em 31 de dezembro de 2015).

b) Reserva de Incentivo Fiscal

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada.

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$ 340.429 foi mantido como reserva de capital e somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei.

Reservas de Lucros

a) Reserva de Incentivo Fiscal

O valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei 11.638/07 foi contabilizado no resultado do período, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis. O incentivo fiscal SUDENE, com validade até 2020, provê à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

A Companhia apurou no período findo em 31 de março de 2016 o valor de R\$ 3.276 (R\$ 22.112 em 31 de março 2015) de incentivo fiscal SUDENE.

b) Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social.

c) Reserva de Retenção de Lucros

Em 04 de fevereiro de 2016, a Reunião do Conselho de Administração da Companhia propôs “ad referendum” à Assembleia dos Acionistas o aumento do capital social no montante de R\$ 167.709 para eliminação do excesso das reservas de lucros em relação ao capital social em atendimento ao artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas (Lei 6.404/76).

Outros Resultados Abrangentes

Estão sendo reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes os ajustes decorrentes da mudança no conceito de retornos esperados sobre ativos do plano de benefício definido de previdência privada. Em 31 de março de 2016, não houve qualquer efeito reconhecido em outros resultados abrangentes (R\$ 121 negativo em 31 de março de 2015).

19. Receita líquida

Segue a composição da receita líquida por natureza e suas deduções:

	<u>31/03/2016</u>	<u>31/03/2015</u>
		(Reclassificado)
Fornecimento de energia	(a) 1.196.772	1.006.693
Receita de distribuição	1.065.086	882.048
Remuneração financeira wacc	131.686	124.645
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b) 17.285	171.549
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c) 1.155.544	938.801
Receita de distribuição	1.152.843	936.562
Remuneração financeira wacc	2.701	2.239
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	(d) (173.780)	(308.706)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	212.809	93.529
Outras receitas	(e) 106.660	52.289
Total receita bruta	2.515.290	1.954.155

(-) Deduções da receita bruta	(f)	(880.072)	(632.856)
Total receita operacional líquida		<u>1.635.218</u>	<u>1.321.299</u>

(a) Fornecimento de energia

Composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumo:

	R\$ mil	
	31/03/2016	31/03/2015
Consumidores:		
Residencial	1.046.191	829.591
Industrial	266.668	230.011
Comercial	544.923	440.536
Rural	114.887	94.630
Poder público	90.385	75.332
Iluminação pública	64.914	54.895
Serviço público	64.203	62.569
Fornecimento não faturado	(10.694)	(4.628)
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor cativo (*)	(1.108.266)	(904.471)
	<u>1.073.211</u>	<u>878.465</u>
Subvenção à tarifa social baixa renda	123.561	128.228
Total	<u>1.196.772</u>	<u>1.006.693</u>

(*) Em atendimento ao Despacho ANEEL n° 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "TUSD média" calculada a partir da TUSD homologada para consumidores cativos.

(b) Câmara de Comercialização de energia - CCEE

Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia.

(c) Receita pela disponibilidade da rede elétrica

A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	31/03/2016	31/03/2015
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor livre	47.278	34.330
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor Cativo*	1.108.266	904.471
	<u>1.155.544</u>	<u>938.801</u>

(*) Vide comentários nota (a), acima.

(d) Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos

	<u>31/03/2016</u>	<u>31/03/2015</u>
Parcela "A"		
Revisão Tarifária	22.123	36.290
CVA e Neutralidade		
Energia	(165.182)	(85.333)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(2.660)	381
Neutralidade dos encargos setoriais	(13.368)	(1.534)
Sobrecontratação	63.222	(239.598)
Outras CVA's	(33.823)	24.067
Componentes Financeiros e Subsídios		
Desconto Tarifa Autoprodutores	-	(124)
Energia Eletronuclear	(4.803)	-
Exposição Financeira	(21.739)	(2.978)
Outros componentes financeiros	(17.550)	(39.877)
Total	<u>(173.780)</u>	<u>(308.706)</u>

(e) Outras Receitas

	<u>31/03/2016</u>	<u>31/03/2015</u>
		(Reclassificado)
Renda da prestação de serviços	5.775	7.132
Arrendamentos e aluguéis	8.736	2.098
Serviço taxado	3.034	3.015
Valor justo ativo indenizável da concessão (a)	70.500	26.494
Multa por inadimplência	18.380	13.210
Outras receitas	235	340
	<u>106.660</u>	<u>52.289</u>

(a) Conforme mencionado na nota 10, a Companhia atualiza o ativo financeiro indenizável da concessão com base no mesmo índice de atualização da BRR. Em 23 de novembro de 2015 a Resolução Normativa ANEEL nº 686/2015 aprovou a revisão do índice de atualização da Base de Remuneração Regulatória (BRR) passando a ser utilizado o IPCA em substituição ao IGPM entre a data base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

(f) Deduções da Receita Bruta

	<u>31/03/2016</u>	<u>31/03/2015</u>
Impostos e contribuições		
ICMS	(483.612)	(397.573)
PIS	(44.512)	(27.910)
COFINS	(204.963)	(128.559)
ISS	(2.260)	(1.220)
Encargos Setoriais		
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(146.880)	(32.254)
Programa de Eficientização Energética - PEE	(6.797)	(6.171)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(2.704)	(2.469)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(1.352)	(1.234)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(2.704)	(2.469)
Encargos do Consumidor - PROINFA	(3.494)	(2.608)
Encargos do Consumidor - CCRBT	19.206	(30.389)
Total	<u>(880.072)</u>	<u>(632.856)</u>

20. Custos e despesas operacionais do serviço**(a) Custo de Energia Elétrica**

	<u>31/03/2016</u>	<u>31/03/2015</u>
Energia comprada para revenda		
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado - ACR	(436.252)	(526.813)
Energia adquirida contrato bilateral	(202.539)	(179.094)
Contratos por cotas de garantia física	(105.873)	(63.864)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	(32.986)	(27.950)
Energia curto prazo - PLD	29.541	(87.305)
PROINFA	(31.076)	(21.645)
Ressarcimento de energia	1.778	27.251
Aporte CDE/ Conta ACR -CCEE	-	247.184
Créditos de PIS e COFINS	95.003	53.993
Encargos de energia de reserva - EER	(13.120)	-
	<u>(695.524)</u>	<u>(578.243)</u>
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição		
Encargos de rede básica	(51.951)	(62.108)
Encargos de conexão	(6.191)	(5.205)
Encargo de uso do sistema de distribuição	(74)	(1.294)
Encargo de serviço do sistema - ESS	(64.456)	(43.634)
Encargos de energia de reserva - EER	-	8.392
Créditos de PIS e COFINS	5.100	5.722
	<u>(117.572)</u>	<u>(98.127)</u>
	<u>(813.096)</u>	<u>(676.370)</u>

(b) Custo de operação e despesas operacionais

Custo / Despesas	31/03/2016			31/03/2015	
	Custos dos serviços	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total	Total
					(Reclassificado)
Pessoal	(38.609)	(21.538)	(23.197)	(83.344)	(77.667)
Administradores	-	-	(2.456)	(2.456)	(1.154)
Entidade de previdência privada	(2.085)	(1.018)	(1.359)	(4.462)	15.009
Material	(5.537)	(401)	(465)	(6.403)	(3.930)
Serviços de terceiros	(129.942)	(20.260)	(23.276)	(173.478)	(123.135)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica-TFSEE	(2.035)	-	-	(2.035)	(1.520)
Indenizações Cíveis/Trabalhistas	-	-	(7.971)	(7.971)	(6.534)
Amortização	(75.726)	-	(5.543)	(81.269)	(82.574)
Arrendamentos e aluguéis	(483)	(79)	(1.266)	(1.828)	(1.511)
Tributos	(107)	(13)	(4.134)	(4.254)	(2.192)
Provisões líquidas – PCLD	-	(15.192)	-	(15.192)	(6.346)
Perdas conta a receber/consumidores	-	(9.856)	-	(9.856)	(4.408)
Provisões líquidas - contingências	-	-	1.994	1.994	(6.547)
Multas regulatórias	(10.631)	-	-	(10.631)	(6.294)
Outros	(7.108)	(1.091)	(3.900)	(12.099)	(6.748)
Total custos / despesas	(272.263)	(69.448)	(71.573)	(413.284)	(315.551)

21. Receitas e despesas financeiras

Receitas financeiras	31/03/2016	31/03/2015
		(Reclassificado)
Renda de aplicações financeiras	22.620	12.008
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	10.576	8.072
Marcação a mercado da dívida/swap	139.700	175.110
Variação cambial	361.809	2.239
Operações swap	105.120	367.260
Atualização depósitos judiciais	5.734	4.646
Remuneração financeira setorial	6.647	8.249
Outras receitas financeiras	3.707	7.580
(-) Pis e Cofins s/ receita financeira	(2.472)	-
	653.441	585.164

Despesas financeiras	31/03/2016	31/03/2015
		(Reclassificado)
Encargos de dívida	(53.563)	(51.996)
Marcação a mercado da dívida/swap	(147.591)	(187.536)
Variação cambial	(113.051)	(368.627)
Operações swap	(400.228)	(35.978)
Obrigações Pós-Emprego	(11.313)	(9.164)

Atualização contingências	(11.384)	(13.719)
Outras despesas financeiras	(18.764)	(25.736)
	<u>(755.894)</u>	<u>(692.756)</u>

22. Saldos e transações com partes relacionadas

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

Por empresa	Ref	Resultado	Ativo			Passivo		
			Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
NEOENERGIA S.A.	(e)	(311)	-	-	-	6.504	16.758	23.262
CELPE	(b)	1.068	439	-	439	72	-	72
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(a.1)/(g)/(h)	(102.926)	81	1.723	1.804	38.534	-	38.534
TERMOPERNAMBUCO S/A	(a.1)	(29.749)	-	-	-	17.019	-	17.019
BAGUARI I GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(a.2)	(1.102)	-	-	-	502	-	502
GOIÁS SUL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(a.2)	(679)	-	-	-	309	-	309
RIO PCH I S.A.	(a.2)	(372)	-	-	-	169	-	169
BAHIA PCH I S.A.	(b)	193	62	-	62	-	-	-
SE NARANDIBA S.A.	(c)/(d)	(1.931)	-	-	-	833	-	833
NC ENERGIA S.A.	(a.1)	(754)	-	-	-	-	-	-
AFLUENTE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(a.1)/(b)/(e)	(7.715)	89	-	89	2.721	-	2.721
AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(c)/(d)/(g)	(2.894)	10	-	10	1.250	-	1.250
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(a.2)	(4.668)	-	-	-	2.127	-	2.127
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELES PIREES	(a.2)	(18.444)	-	-	-	8.406	-	8.406
CALANGO 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(330)	-	-	-	110	-	110
CALANGO 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(282)	-	-	-	94	-	94
CALANGO 3 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(330)	-	-	-	110	-	110
CALANGO 4 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(306)	-	-	-	102	-	102
CALANGO 5 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(325)	-	-	-	108	-	108
MEL 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(222)	-	-	-	74	-	74
ARIZONA 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(198)	-	-	-	99	-	99
CAETITÉ 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(273)	-	-	-	91	-	91
CAETITÉ 3 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(a.2)	(276)	-	-	-	92	-	92
AMARA BRASIL	(f)	(1.587)	-	-	-	330	-	330
Controladores								
PREVI - CAIXA DE PREV. DOS FUNC. DO BANCO DO BRASIL		-	-	-	-	147	-	147
BB - BANCO INVESTIMENTO S/A	(i)	(14.192)	-	-	-	401,161	-	401.161
OUTROS MINORITÁRIOS		-	-	-	-	1.982	-	1.982
Em 31 de março de 2016		(188.605)	681	1.723	2.404	482.946	16.758	499.704
Em 31 de março de 2015		<u>(141.969)</u>						
Em 31 de dezembro de 2015			843	3.547	4.390	27.704	16.636	44.340

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão descritas a seguir:

- (a) Contratos de suprimento de energia elétrica nos mercados:
- a.1) Contratação Bilateral (Iniciais), aprovadas pela ANEEL, com vigência entre 2016 e 2027. Os contratos são corrigidos anualmente pela variação do IGPM.
 - a.2) Contratação no Ambiente Regulado (CCEAR), através dos Leilões de Energia promovidos e regulamentados pela ANEEL. Contratos com vigência entre 2032 e 2040, corrigidos anualmente pela variação do IPCA
- (b) Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), com vigência entre 2020 e 2029, corrigidos anualmente (i) através do reajuste tarifário ANEEL ou (ii) pela variação do IGPM.
- (c) Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), com vigência até 2027, corrigidos anualmente pela variação do IGPM.
- (d) Contratos de Conexão do Sistema de Transmissão (CCT), com vigência até 2027, corrigidos anualmente pela variação do IGPM.
- (e) Contratos de locação de imóveis, com vigência entre 2017 e 2018, corrigidos anualmente pela variação do IGPM. Contratos de cessão de crédito com a Neenergia em função da compensação do prejuízo fiscal do débito da PGFN e do PRORELIT de débitos com a Receita Federal do Brasil corrigidos mensalmente pelo IGPM pró-rata.
- (f) Contratos de prestação de serviços, referente à administração e logística de almoxarifado, corrigido anualmente pela variação do IPCA, com vencimento em 15 de agosto de 2018.
- (g) Contratos de fornecimento de energia, corrigidos anualmente através do reajuste tarifário ANEEL. Adicionalmente a Companhia realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em sua área de concessão (consumidores cativos), com valores definidos através de tarifas reguladas pela ANEEL.
- (h) Debêntures aplicação/emissão - Regulamento BB POLO 28 Fundo de Investimento Renda Fixa com longo prazo de crédito privado.
- (i) Contratos de empréstimo com o Banco do Brasil com vigência até 2018, corrigidos pela taxa de juros de 111,6% do CDI

22.1 Remuneração da administração

A remuneração total dos administradores da Companhia para o período findo em 31 de março de 2016 é de R\$ 2.344 (R\$ 773 em 31 de março de 2015) e engloba pró-labore, plano de previdência (PGBL), assistência médica/odontológica, remuneração variável e incentivo de longo prazo.

A Companhia possui ainda programa de incentivo de longo prazo (ILP) aos seus administradores o qual se baseia no cumprimento de metas trienais e corporativas que visam criação de valor e geração de riqueza para o negócio de forma sustentável. Em 31 de março

de 2016, a provisão relativa ao ILP monta R\$ 4.568 (R\$ 4.568 em 31 de dezembro de 2015) a qual será liquidada quando da apuração final do cumprimento das metas trienais.

A Administração da Companhia entende que as operações comerciais realizadas com partes relacionadas estão em condições usuais de mercado.

23. Gestão de risco financeiro

Considerações gerais e políticas

A administração dos riscos financeiros da Companhia segue o proposto na Política Financeira da NEOENERGIA que foi aprovada pelo Conselho de Administração. Dentre os objetivos dispostos na Política estão: proteção de 100% da dívida em moeda estrangeira, financiamento dos investimentos da Companhia com Bancos de Fomento, alongamento de prazos, desconcentração de vencimentos e diversificação de instrumentos financeiros. A Companhia ainda monitora seus riscos através de uma gestão de controles internos que tem como objetivo o acompanhamento contínuo das operações contratadas, proporcionando maior controle das operações realizadas.

Ainda de acordo com a Política Financeira, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico de proteção com relação a eventuais exposições de moedas ou taxas de juros. A política da Companhia não permite a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

Gestão do capital social

A gestão do capital consiste em estabelecer níveis de alavancagem que maximizam valor para a empresa, considerando o benefício fiscal da dívida, o custo de endividamento e todos os diversos aspectos envolvidos na definição da estrutura ótima de capital.

Em 31 de março de 2016, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalentes de caixa – valores considerados como mantido para negociação e por isso, classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado.
- Títulos e valores mobiliários – (a) Ativos financeiros destinados para garantias de empréstimos, financiamentos e leilões de energia são classificados como mantidos até o vencimento e registrados contabilmente pelo custo amortizado; (b) Títulos e valores mobiliários representados por fundos exclusivos compostos por papéis com vencimentos acima de 90 dias, considerados como mantidos para negociação e classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado.
- Contas a receber de clientes e outros – decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.
- Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro) – está classificado como um ativo disponível para venda, por tratar-se de uma categoria residual, já que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável. A

Companhia registra as variações no fluxo de caixa estimado desse ativo financeiro ao final do período da concessão no resultado operacional do período.

- Ativos Financeiros Setoriais – decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, são classificados como empréstimos e recebíveis.
- Fornecedores – decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado.
- Empréstimos e financiamentos - o principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão da Companhia e eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.

- ✓ Empréstimos e financiamentos em moeda nacional – são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais (custo amortizado), e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação.
- ✓ Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira são considerados como itens objeto de hedge, classificado como passivo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado.
- ✓ Instrumentos Financeiros Derivativos - são mensurados a valor justo por meio do resultado. A Companhia faz uso de derivativos com o objetivo de proteção, utilizando a contabilização de hedge (hedge accounting). A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado à proteção são registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do período.
- ✓ Operação de “hedge” (utilizando swap dólar para CDI) para a totalidade do endividamento com exposição cambial, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda estrangeira.

Os contratos de derivativos, considerados instrumentos de proteção de fluxo de caixa, vigentes em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 são como segue:

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência				Valor Justo		Efeito acumulado		
					Moeda Estrangeira		Moeda Local		31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/16
					31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015					Valor a receber/recebido - a pagar/pago
Contratos de swaps:													
Coelha													
Swap Ativa	Banco Citibank	22/06/2010 / 26/08/2010 / 10/12/2010 / 14/05/2014	26/12/2018	USD 6M LIBOR + 1.50 %a.a.	USD 150.892	USD 150.000	R\$ 123.583	R\$ 399.495	535.066	172.703			
Swap Passiva	Banco Merrill Lynch e Banco BNP Paribas			102,60% do CDI					413.495	533			
									121.571	172.170			
Swap Ativa	Banco de Tokyo	03/12/12	14/06/18	114,29% * (USD Libor 3M+0,80% a.a)	USD 50.034	USD 50.000	R\$ 73.391	R\$ 104.005	175.096	84.614			
Swap Passiva				CDI + 0,60% a.a.					104.691	550			
									70.405	84.064	(2.848)		
Swap Ativa	Bank of America Merrill Lynch	13/11/12 / 16/11/12 / 19/11/12 / 05/12/13	14/06/2018 20/12/2018	117,65% * (USD Libor 3M+1,70% a.a) CDI + 0,552% a.a. / CDI + 0,60% a.a. / CDI + 0,61% a.a. / 106% do CDI	USD 210.089	USD 209.900	R\$ 306.097	R\$ 439.032	749.763	369.297			
Swap Passiva									441.865	1.850			
									307.898	367.447	(9.888)		
Swap Ativa	Banco Citibank	22/11/2013 / 27/03/2015	03/12/2018 / 15/03/2018	117,65%*(USD Libor 3M+0,970% a.a) / 117,65%*(USD Libor 6M+1,8% a.a)	USD 128.127	USD 128.000	R\$ 131.061	R\$ 322.540	448.332	159.932			
Swap Passiva				104,5% do CDI / 106,9% do CDI					325.009	4.639			
									123.323	155.293	(11.521)		
Swap Ativa	Banco JP Morgan	03/12/13	17/12/18	3,4588% a.a.	USD 24.530	USD 24.500	R\$ 28.933	R\$ 58.065	87.989	35.438			
Swap Passiva				105% do CDI					58.386	183			
									29.603	35.255	(1.208)		
Swap Ativa	Banco Itaú Unibanco	/12/2014 / 19/12/20	18/12/17	3,65% a.a.	USD 73.795	USD 73.127	R\$ 54.606	R\$ 200.000	263.476	77.951			
Swap Passiva				111% do CDI					208.442	734			
									55.034	77.217			
Swap Ativa	BNP Paribas	16/01/2015	22/01/2018	1,9235% a.a.	EUR 75.235	EUR 75.000	R\$ 72.218	R\$ 226.953	306.968	78.865			
Swap Passiva				105,2% do CDI					232.787	11.885			
									74.181	67.180	(13.166)		
Swap Ativa	Bank of America	28/07/2015	30/07/2018	2,1414882675% a.a.	USD 37.446	USD 37.700	R\$ 4.867	R\$ 125.701	133.874	18.099			
Swap Passiva				101,4% do CDI					128.472	5.958			
									5.402	12.141	(7.072)		
Total									787.417	970.767	(45.703)		

Valor Justo

O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de março de 2016 e 31 dezembro de 2015:

	31/03/2016		31/12/2015	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Ativo financeiros (Circulante / Não circulante)				
Empréstimos e recebíveis	1.430.457	1.430.458	1.496.176	1.496.176
Contas a receber de clientes e outros	1.312.423	1.312.424	1.318.112	1.318.112
Valores a Receber da parcela A e outros itens financeiros	118.034	118.034	178.064	178.064
Mantidos até o vencimento	1.258	1.258	1.455	1.455
Títulos e valores mobiliários	1.258	1.258	1.455	1.455
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	559.931	559.931	963.208	963.208
Caixa e equivalentes de caixa	558.208	558.208	959.661	959.661
Títulos e valores mobiliários	1.723	1.723	3.547	3.547
Disponível para venda	2.648.079	2.648.079	2.514.452	2.514.452
Concessão do Serviço Público - Indenização	2.648.079	2.648.079	2.514.452	2.514.452

Passivo financeiros (Circulante / Não circulante)

Mensurado pelo custo amortizado	2.936.794	2.936.794	3.404.284	3.404.284
Fornecedores	685.786	685.786	1.096.479	1.096.479
Empréstimos e financiamentos	2.251.008	2.251.008	2.307.805	2.307.805
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	1.912.093	1.912.093	1.907.990	1.907.990
Empréstimos e financiamentos	2.699.510	2.699.510	2.878.757	2.878.757
Derivativos	(787.417)	(787.417)	(970.767)	(970.767)

A Companhia entende que o valor justo de contas a receber e fornecedores, por possuir a maior parte dos seus vencimentos no curto prazo, já está refletido em seu valor contábil. Assim como para os títulos e valores mobiliários classificados como mantidos até o vencimento. Nesse caso a companhia entende que o seu valor justo é similar ao valor contábil registrado, pois estes têm taxas de juros indexadas à curva DI (Depósitos Interfinanceiros) que reflete as variações das condições de mercado.

Para os passivos financeiros classificados e mensurados ao custo amortizado a metodologia utilizada é a de taxas de juros efetiva. Essas operações são bilaterais e não possuem mercado ativo nem outra fonte similar com condições comparáveis as já apresentadas que possam ser parâmetro a determinação de seus valores justos. Dessa forma, a Companhia entende que os valores contábeis refletem o valor justo da operação.

Os ativos financeiros classificados como mensurados a valor justo estão, em sua maioria, aplicados em fundos restritos, dessa forma o valor justo está refletido no valor da cota do fundo.

Para os passivos financeiros (empréstimos) classificados como mensurados a valor justo incluindo os instrumentos financeiros derivativos com a finalidade de proteção (*hedge*), a Companhia mensura o valor justo através do valor presente dos fluxos projetados considerando características contratuais de cada operação. Ao final de cada exercício, a companhia utiliza as taxas referenciais de mercado disponíveis na BM&F como taxa de desconto para precificação dos ativos e passivos após a interpolação exponencial para obtenção das taxas estimadas durante todo o período dos contratos respeitando as características de cada um deles. A metodologia adotada consiste em calcular o valor presente dos fluxos futuros da dívida e das pontas ativa e passiva do swap adotando como taxa de desconto a taxa que zera o fluxo da ponta passiva no dia da contratação do swap.

A Companhia entende que adotando a metodologia descrita acima reflete o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

A mensuração contábil da indenização e dos recebíveis decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais já descritos nesta demonstração. Para esses ativos não existe mercado ativo, e uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados, o Grupo entende que o valor contábil registrado reflete os seus valores justos.

Hierarquia de Valor Justo

A tabela abaixo apresenta os instrumentos financeiros classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado, de acordo com o nível de mensuração:

- Nível 1 – Preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos;
- Nível 2 – Inputs diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e
- Nível 3 – Inputs para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (inputs não observáveis).

	31/03/2016			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Ativos financeiros				
Disponível para venda				
Concessão do Serviço Público - Indenização	-	-	2.648.079	2.648.079
Mantidos para negociação				
Caixa e equivalentes de caixa	558.208	-	-	558.208
Títulos e valores mobiliários	1.723	-	-	1.723
Passivos				
Passivos financeiros				
Empréstimos e financiamentos	-	2.699.510	-	2.699.510
Derivativos	-	(787.417)	-	(787.417)
	559.931	1.912.093	2.648.079	5.120.103

Fatores de Risco

• Riscos financeiros

- ✓ Risco de variação cambial

A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de março de 2016, operações de “hedge” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

Para o período findo em 31 de março de 2016, a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de “hedge” cambial no montante de R\$ 787.417 (R\$ 514.869, resultado positivo em 31 de março de 2015).

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da variação da taxa de câmbio do dólar no resultado da Companhia, mantendo-se todas as outras variáveis constantes.

Para a análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos a Administração da Companhia entende que há necessidade de considerar os passivos com exposição à flutuação das taxas de câmbio e seus respectivos instrumentos derivativos registrados no balanço patrimonial. Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por swaps, o risco de variação cambial é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

R\$ Mil

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Saldo	Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
Dívida em Dólar			3,5589	2.401.943	(52.023)	(65.029)	(78.035)
Swap Ponta Ativa em Dólar	Dólar(\$)	Alta do Dólar	3,5589	2.394.523	58.228	72.785	87.341
Exposição Líquida					6.205	7.756	9.306
Dívida em Euro			4,0518	304.837	(4.984)	(6.230)	(7.476)
Swap Ponta Ativa em Euro	Euro(€)	Alta do Euro	4,0518	303.885	5.845	7.307	8.768
Exposição Líquida					861	1.077	1.292

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos e as taxas de câmbio vigentes ao final do exercício. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável.

✓ Risco de taxas de juros e índice de preços

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores (índices de preços) associados aos empréstimos, financiamentos e debêntures, como também sobre aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários. A política para utilização de derivativos aprovada pelo Grupo Neoenergia não compreende a contratação de instrumentos contra esse risco, no entanto, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

A Companhia possuía, em 31 de março de 2016, aplicações financeiras atreladas ao CDI, bem como contratos de empréstimos e financiamentos atrelados ao CDI e à TJLP.

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos corrigidos por taxas pré-fixadas no montante de R\$ 913.598 (R\$ 935.893 em 31 de dezembro de 2015) registrados pelo valor contábil. Alterações nas taxas de juros não influenciam o resultado decorrente desses contratos, por este motivo não foram considerados na análise de sensibilidade.

A análise de sensibilidade demonstra os impactos no resultado da Companhia de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. A

tabela abaixo demonstra a perda (ganho) que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

R\$ Mil

Operação	Indexador	Risco	Taxa no período	Saldo	Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras	CDI	Queda do CDI	13,7%	510.960	16.987	12.893	8.702
Passivos financeiros							
Empréstimos e financiamentos	CDI	Alta do CDI	13,7%	402.433	14.491	17.887	21.203
Swap – ponta passiva	CDI	Alta do CDI	13,7%	1.913.146	283.519	353.621	423.724
Empréstimos e financiamentos	TJLP	Alta da TJLP	7,5%	834.502	20.241	24.153	28.065
Empréstimos e financiamentos	SELIC	Alta da SELIC	14,2%	154.480	6.342	7.574	8.778

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o exercício seguinte, considerando os saldos e as taxas vigentes ao final do exercício. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. Para os rendimentos das aplicações financeiras, foi considerada a projeção do CDI da BM&FBOVESPA para o exercício no cenário provável, uma redução de 25% no CDI projetado para o cenário II e uma redução de 50% para o cenário III.

✓ Risco de liquidez

O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade da Companhia não honrar com seus compromissos no vencimento. A Política Financeira adotada pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, desconcentração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o hedge da dívida em moeda estrangeira. O permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes.

A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica. O prolongamento da geração de energia por meio de termelétricas pode pressionar o aumento dos custos para as distribuidoras de energia, o que ocasiona uma maior necessidade de caixa no curto prazo, que são recuperáveis dentro do arcabouço regulatório vigente, e pode impactar em aumentos tarifários futuros.

Havendo sobras de caixa são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes com base na Política de Crédito do Grupo Neoenergia, com o objetivo de preservar a liquidez e mitigar o risco de crédito (atribuído ao rating das instituições financeiras). As aplicações da

Companhia são concentradas em fundos exclusivos do Grupo Neoenergia, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

Em 31 de março de 2016 a Companhia mantinha um total de aplicações no curto prazo de R\$ 534.791 sendo R\$ 508.737 em fundos exclusivos e R\$ 26.054 em outros ativos.

A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de obrigações da Companhia, com empréstimos, financiamentos, debêntures e fornecedores, e outros, por faixa de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual.

	31/03/2016							Acima de 5 anos
	Valor Contábil	Fluxo de caixa contratual total	Até 9 meses	2016	2017	2018	2019	
Passivos financeiros não derivativos:								
Empréstimos e financiamentos	4.950.518	6.340.228	-	977.061	1.826.415	2.671.308	239.558	625.887
Fornecedores	685.786	685.786	411.472	236.755	-	-	-	37.559
Passivos financeiros derivativos								
Não designados como hedge accounting:								
Bank of America	(307.898)	(399.213)	-	28.599	(241.573)	(186.239)	-	-
Banco de Tokyo	(70.405)	(91.143)	-	8.356	(59.378)	(40.121)	-	-
Títulos Externos	(121.570)	(171.193)	-	41.184	(102.080)	(110.298)	-	-
Citibank	(123.324)	(187.630)	-	23.238	29.795	(240.663)	-	-
JP Morgan	(29.603)	(44.682)	-	3.602	4.114	(52.398)	-	-
Itaú	(55.035)	(74.284)	-	19.558	(93.843)	-	-	-
BNP Paribas	(74.180)	(99.573)	-	13.062	24.000	(136.634)	-	-
Mizuho	(5.402)	(11.734)	-	6.781	12.237	(30.752)	-	-

- Riscos operacionais

- ✓ Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros.

Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pela Companhia de distribuição, existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes, os consumidores livres e cativos, concessionárias e permissionárias.

Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários a Companhia segue as disposições da Política de Crédito da Companhia que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha.

Garantias e outros instrumentos de melhoria de créditos obtidos

De uma forma geral, por questões econômicas ou regulatórias, não são tomadas garantias físicas ou financeiras dos créditos obtidos nas atividades fins da Companhia, o contas a receber de clientes e outros.

A exposição máxima ao risco de crédito é o valor registrado de cada classe de ativos financeiros, conforme demonstra abaixo:

	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado		
Caixa e equivalentes de caixa	558.208	959.661
Títulos e valores mobiliários	1.723	3.547
Empréstimos e recebíveis		
Contas a receber de clientes e outros	1.664.002	1.654.499
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	118.034	178.064
Mantidos até o vencimento		
Títulos e valores mobiliários	1.258	1.455
Disponível para venda		
Concessão do Serviço Público - Indenização	2.648.079	2.514.452

Sua principal exposição de risco de crédito é oriunda da possibilidade das empresas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, o Grupo monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira. Todas essas ações estão em conformidade com a regulamentação da atividade.

✓ Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (“covenants” financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide nota 12).

✓ Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica apesar de ser um sistema hidrotérmico. Nos últimos anos houve um incremento significativo sua base de geração com outras fontes de energia renováveis. Contudo, um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidráulicas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo, mesmo considerando a recente redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), além da elevação dos valores de encargos do sistema em decorrência do despacho das usinas termoeletricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita, em função da necessidade de ajustes nos montantes dos contratos de compra e venda de energia.

O acompanhamento do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país tem indicado uma considerável redução do volume de armazenamento, em relação aos anos anteriores. Essa redução, associada ao aumento do consumo de energia observado, aumenta a

probabilidade de racionamento de energia. Visando mitigar o risco de racionamento, o governo tem acionado uma quantidade maior de usinas termelétricas para atender a demanda de energia elétrica no país.

24. Obrigações com benefícios pós-emprego e outros benefícios

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes, na paridade de 1 para 1) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano.

No período findo em 31 de março de 2016, a Companhia efetuou contribuições a FAELBA no montante de R\$ 4.146 (R\$ 3.788 em 31 de março 2015).

25. Eventos subsequentes

a) Aumento de capital

Em 25 de abril de 2016 a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária aprovou aumento de capital valor correspondente ao excesso das reservas de lucros em relação ao capital social no montante de R\$ 167.709, sem modificação no número de ações de emissão da Companhia e no capital social autorizado de R\$ 1.300.000 e fazendo com que o capital integralizado passasse de R\$ 542.163 para R\$ 709.872.

b) Reajuste Tarifário Anual – IRT 2016

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.066 de 19 de abril de 2016, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 16,07%, dos quais 12,18% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 3,89% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio percebido pelos consumidores da concessionária foi de 10,72%.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2016 com vigência até 21 de abril de 2017.

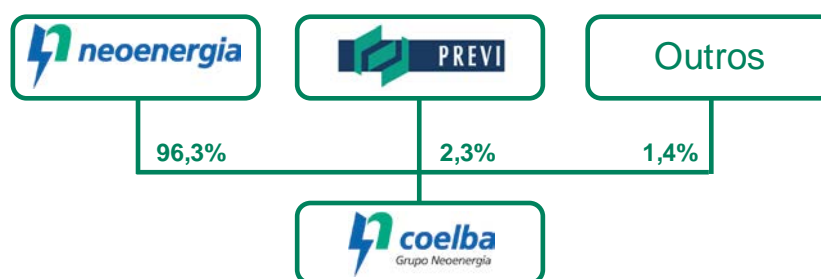
COMENTÁRIO DE DESEMPENHO Em 31 de Março de 2016 e 2015

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

1. ÁREA DE CONCESSÃO

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA é a concessionária de serviço público de energia elétrica destinada a explorar os sistemas de subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, com atuação no Estado da Bahia, que atende a uma população estimada de 15 milhões de habitantes em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia.

Composição acionária da COELBA



2. EVOLUÇÃO DO NEGÓCIO

2.1 Número de Consumidores Ativos

A Companhia encerrou em 31 de março de 2016 com o total de 5.763.895 consumidores, representando um crescimento de 2,61%, equivalente a 146.623 novas unidades consumidoras, em relação ao mesmo período de 2015.

O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, que representa 88,24% dos clientes da Coelba, registrando um crescimento de 2,45%, incremento de 121.431 novos consumidores em relação ao mesmo período de 2015. Essa evolução representa o crescimento do mercado regulado da Coelba, reflexo do crescimento vegetativo e dos investimentos realizados para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial o Programa Luz para Todos.

A classe industrial continua apresentando decréscimo no número de consumidores ativos (-3,32%) devido à reclassificação de consumidores industriais para comerciais, iniciada em 2015.

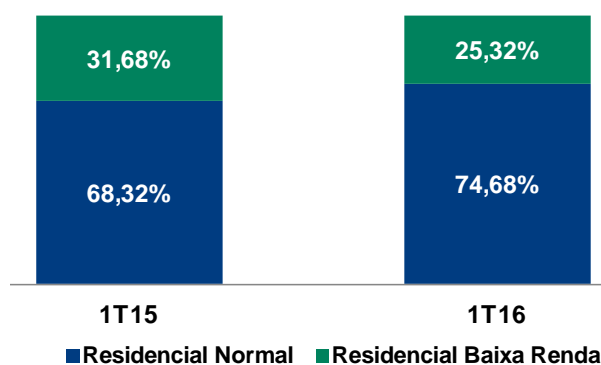
Descrição	Evolução do número de Consumidores					
	1T15	1T16	Variação Vertical %		Variação Horizontal %	
			1T15	1T16	1T16 / 1T15	
Residencial	4.964.804	5.086.235	88,38%	88,24%	121.431	2,45%
Industrial	16.311	15.769	0,29%	0,27%	-542	-3,32%
Comercial	348.561	370.058	6,21%	6,42%	21.497	6,17%
Rural	211.566	214.689	3,77%	3,72%	3.123	1,48%
Poder Público	47.759	48.056	0,85%	0,83%	297	0,62%
Iluminação Pública	16.623	16.835	0,30%	0,29%	212	1,28%
Serviço Público	11.195	11.776	0,20%	0,20%	581	5,19%
Subtotal	5.616.819	5.763.418	99,99%	99,99%	146.599	2,61%
Consumo Próprio	451	475	0,01%	0,01%	24	5,32%
Suprimento	2	2	0,00%	0,00%	0	0,00%
Total	5.617.272	5.763.895	100,00%	100,00%	146.623	2,61%

2.2 Participação do Segmento Baixa Renda na Classe Residencial

O número de consumidores residenciais em março de 2016 representa 88,24% do total de clientes/contratos ativos, e destes 25,32% são consumidores enquadrados como residencial baixa renda, em conformidade com a Lei nº. 12.212/2010, regulamentada pela Resolução ANEEL nº. 414/2010.

No 1T15 esse número era de 31,68%, sendo esta redução motivada pelo reenquadramento dos clientes nos novos critérios adotados pela ANEEL para a concessão do benefício social, baseados não apenas no consumo, mas em índices de renda e adesão aos demais programas sociais do governo federal. Esse enquadramento ocorreu de forma massiva em 2015.

Descrição	Evolução do número de consumidores Residenciais	
	1T15	1T16
Convencional	3.391.883	3.798.436
Baixa Renda	1.572.921	1.287.799
Total	4.964.804	5.086.235



2.3 Energia Vendida

No primeiro trimestre de 2016, o volume total de energia vendida no mercado regulado da Companhia foi de 4.417 GWh, representando um acréscimo de 3,2% quando comparado com o mesmo período do ano anterior. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R\$ 2.192 milhões no 1T16, aumento de 22,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido ao Reajuste Tarifário Anual e Bandeira Tarifária que incidiram durante o período.

A classe residencial apresentou no 1T16 uma variação de +3,1% em relação a 1T15, atingindo um consumo de 1.813 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo total da Coelba, com uma participação de 41,0%. A classe tem sido negativamente influenciada pela conjuntura econômica adversa, com aumento no nível de desemprego, queda na renda e aumento no nível de inadimplência. Apesar disso, as condições climáticas colaboram para a manutenção do patamar de consumo da classe residencial no primeiro trimestre de 2016.

A classe industrial tem sido a mais atingida pela atual conjuntura econômica. Entretanto, favorecida pela entrada de duas novas cargas no mercado, houve crescimento de 1,8% na classe industrial no 1T16, comparado a 1T15.

A classe comercial, juntamente com a residencial, tem sido a grande responsável pela sustentação do patamar de energia faturada pela empresa, apresentando um crescimento de 5,8% no trimestre, comparado com igual período de 2015.

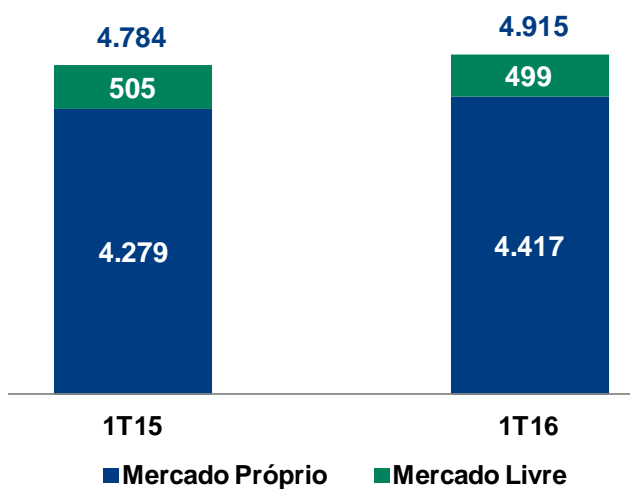
A classe rural registrou um crescimento de 1,0% no consumo do 1T16 em relação 1T15. O comportamento rural está diretamente relacionado ao regime de chuvas das regiões oeste e norte do estado, por serem áreas intensivas em irrigação.

Classe	1T15		1T16		Variação 2016/2015		Participação 1T16	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	830	1.759	1.046	1.813	26,1%	3,1%	47,7%	41,0%
Industrial	230	635	267	646	15,9%	1,8%	12,2%	14,6%
Comercial	441	858	545	908	23,7%	5,8%	24,9%	20,6%
Rural	95	380	115	384	21,4%	1,0%	5,2%	8,7%
Poder Público	75	174	90	181	20,0%	3,9%	4,1%	4,1%
Iluminação Pública	55	244	65	247	18,3%	1,2%	3,0%	5,6%
Serviço Público	63	225	64	233	2,6%	3,6%	2,9%	5,3%
Subtotal	1.788	4.275	2.192	4.412	22,6%	3,2%	100,0%	99,9%
Consumo Próprio	-	4	-	4	-	1,6%	-	0,1%
Total	1.788	4.279	2.192	4.417	22,6%	3,2%	100,0%	100,0%

2.4 Energia Distribuída

A energia distribuída (cativo + livre) totalizou no 1T16 o volume de 4.915 GWh, um crescimento de 2,74% com relação a 1T15.

Descrição	Energia Distribuída			
	1T15	1T16	Variação Horizontal %	
			1T16 / 1T15	
Mercado Cativo	4.279	4.417	137	3,21%
Mercado Livre	505	499	-6	-1,25%
Uso da Distribuidora	0,1	2,3	2	2891,96%



Balanço Energético – MWh

Contratos						Residencial		%	
5.449.377						1.813.005		41,05%	
5.654.467						1.758.514		41,09%	
Uso Distribuidoras				Mercado Próprio				%	
2.288				4.416.581		4.279.266		76,67%	75,88%
76									
Mercado Livre				Mercado Livre				%	
498.572				498.572		504.872		8,65%	8,95%
504.872									
Perdas Rede Básica				Perda Distribuição				%	
121.813				843.425		855.065		14,64%	15,16%
81.234									
Sobras				Uso Distribuidoras				%	
67.559				2.288		76		0,04%	0,00%
438.901									
LEGENDA									
1T16									
1T15									

A energia injetada atingiu o patamar de 5.760.865 MWh no 1T16, apresentando um acréscimo de 2,16% com relação a igual período de 2015. Do total da energia injetada, 76,67% foi destinada ao consumo regulado, 8,65% para o consumo do mercado livre e 14,64% representam perdas no processo de distribuição.

O mercado próprio da distribuidora exigiu 4.416.581 MWh no 1T16, representando um acréscimo de 3,21% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre exigiu a entrega de 498.572 MWh de energia durante o trimestre, representando um decréscimo de 1,25% em relação ao mesmo período do ano anterior.

2.5 Tarifas

2.5.1 Reajuste / Revisão Tarifária

Conforme previsto no Contrato de Concessão da COELBA, o processo de reajuste e revisão tarifária são determinantes para o entendimento da receita do segmento de distribuição de energia elétrica.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.878 de 14 de abril de 2015, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2015, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 21,58%, dos quais 16,01% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 5,57% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 11,43%, conforme tabela a seguir.

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	13,34%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	10,45%
Efeito tarifário médio AT+BT	11,43%

2.5.2 Bandeira Tarifária

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº 547/2013 da ANEEL. As Bandeiras Tarifárias consideram as variações dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetam os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Em 27 de fevereiro de 2015 os valores das Bandeiras Tarifárias foram ajustados conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1859/2015:

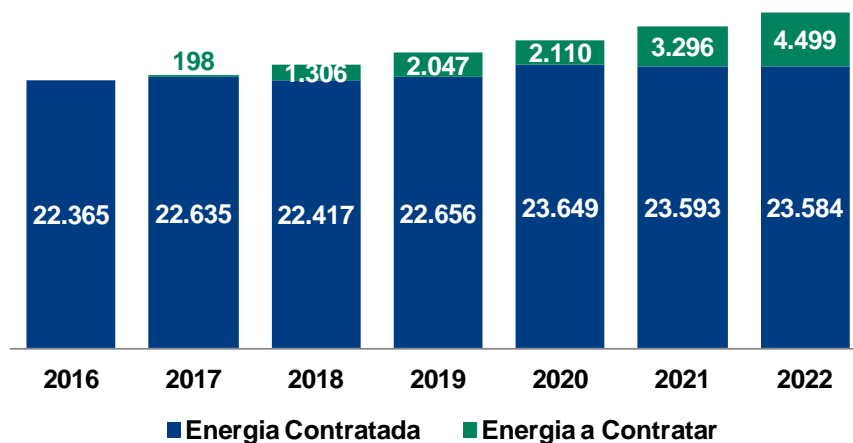
- **Bandeira verde:** Condições favoráveis de geração de energia e será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário – CVU da última usina a ser despachada for inferior ao valor de R\$ 200,00/MWh. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- **Bandeira amarela:** Condições de gerações menos favoráveis e será acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a R\$ 200,00/MWh e inferior ao valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, atualmente de R\$ 388,48/MWh. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 2,50 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.
- **Bandeira vermelha:** Condições mais custosas de geração e será acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior ao valor-teto do PLD, de R\$ 388,48/MWh. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.

Em 28 de agosto de 2015, a ANEEL publicou a REH nº 1.945/2015, estabelecendo o valor a ser acrescido na tarifa de R\$0,025/KWh para a bandeira amarela e R\$0,045/KWh para a bandeira vermelha, com vigência a partir de 01 de setembro de 2015.

Nos meses de janeiro de 2015 a janeiro de 2016 a bandeira tarifária vermelha foi acionada. Em fevereiro de 2016 passou a vigorar a bandeira vermelha patamar 1, em março de 2016, a bandeira amarela e, em abril de 2016, a bandeira verde.

2.6 Energia Contratada

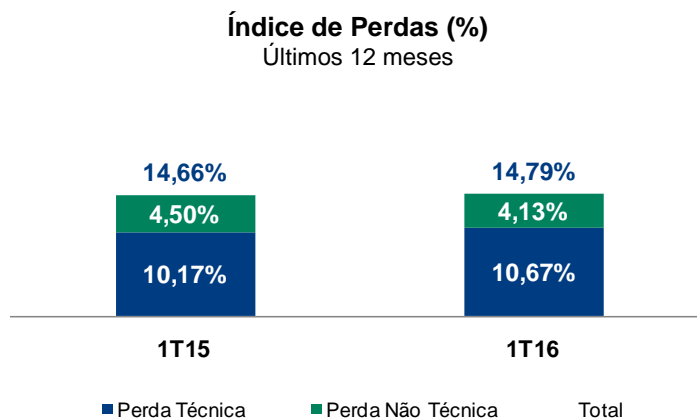
No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada e a contratar em GWh para o período de 2016 a 2022 para o mercado da Companhia em 31/03/2016 baseada na expectativa de crescimento.



2.7 Índice de Perdas

As perdas de energia correspondem às perdas totais englobando as perdas técnicas, montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, decorrentes das irregularidades no cadastro de consumidores, medição e instalações de consumo.

As perdas de energia são acompanhadas pelas distribuidoras através do índice percentual que compara a diferença entre a energia requerida/comprada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, a seguir estão disponibilizados os índices de perdas da Coelba até Março de 2016, comparado ao mesmo período do ano anterior.

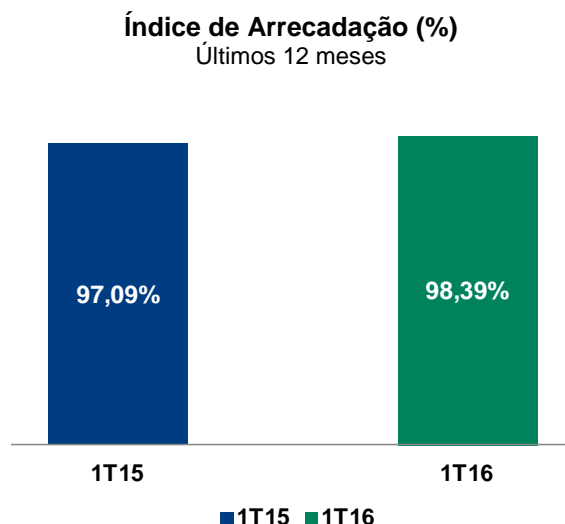


A Coelba apresentou um aumento no Índice de Perdas Globais em relação ao mesmo período de 2015. Entretanto o índice de perdas não técnicas reduziu em 0,37 p.p., quando comparamos o mesmo período de 2015 e 2016. Até o momento, foram gastos cerca de R\$ 17,53 milhões em investimento, onde as principais ações desenvolvidas foram:

- Realização de 35,6 mil inspeções e recuperação de 45,5 GWh de energia;
- Substituição de cerca de 14,5 mil equipamentos de medição;
- Atualização de aproximadamente 35,4 mil pontos de iluminação pública através do levantamento cadastral e mais 5,9 mil pontos através de ação de fiscalização do parque de iluminação pública;
- Atuação em áreas de perdas elevadas com instalação de sistema de medição centralizada e regularização de clandestinos em mais de 8 mil instalações.

2.8 Arrecadação

O Índice de Arrecadação mede a evolução da arrecadação em relação ao faturamento vencido nos últimos 12 meses. Neste sentido, cabe ressaltar a influência direta dos reajustes na tarifa e das ações de cobrança que interferem no comportamento de pagamento das classes de consumo e, conseqüentemente, na composição deste indicador. A seguir, temos o demonstrativo do índice da Coelba no 1T16 e seu comportamento em relação ao mesmo período de 2015.



O comportamento positivo da arrecadação, mesmo no cenário econômico desfavorável para a inadimplência, teve como contribuinte, a redução do faturamento das bandeiras tarifárias comparado ao 1º trimestre de 2015 devido a redução das bandeiras tarifárias com a alteração da bandeira tarifária de vermelha patamar 2 (dois) para vermelha patamar 1 (um), e para amarela, causada pelo desligamento das térmicas.

O cenário econômico desfavorável no primeiro trimestre de 2016 para a inadimplência foi um desafio para manter os níveis razoáveis de arrecadação dos faturamentos. Neste contexto, a Coelba tem adotado medidas para o cumprimento e otimização do plano operacional de cobrança, e as principais iniciativas abaixo são destaques no primeiro trimestre de 2016, tais como:

- Incremento nas ações administrativas de menor custo: Negativação, URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagens), com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento;
- Aumento das negativações acima do planejado em 115% no período, mantendo uma efetividade acima de 40%;
- Aumento do envio de SMS/URA acima do planejado em 135%, em virtude do aumento da abrangência dos clientes nas primeiras faixas de atraso;
- Antecipação da atuação com as assessorias de cobrança para contratos ligados a partir de 45 dias após o vencimento;
- Implantação de novos prazos de acionamentos positivos como base para a remuneração das assessorias de cobrança;
- Intensificação de visitas aos órgãos do Poder Público;
- Interação com o jurídico para revisar o andamento processual das liminares ativas;
- Foco nos maiores débitos, visando realizar negociações de dívidas antigas – ações em Grandes Clientes;

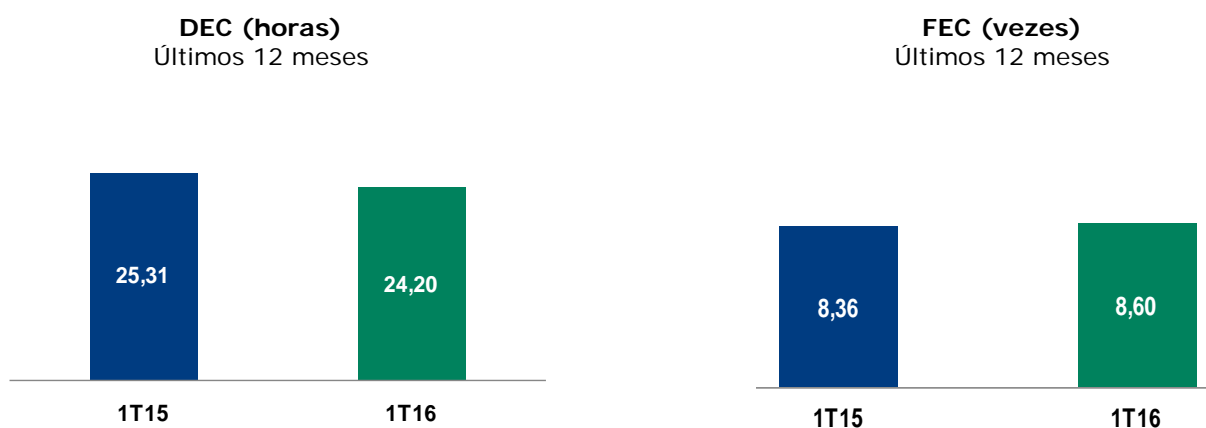
2.9 Indicadores de Qualidade no Fornecimento

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.

A apuração dos indicadores de qualidade acumulado 12 meses até o terceiro trimestre de 2016 apresenta uma trajetória decrescente para o DEC e levemente crescente para o FEC. A Coelba apresentou um DEC 1,11 horas abaixo dos índices apurados no mesmo período do ano anterior e o FEC 0,24 vezes acima dos índices apurados no mesmo período do ano anterior.

O mês de Janeiro de 2016 caracterizou-se por um volume de chuvas na área de concessão da Coelba consistentemente maior do que o verificado em anos anteriores. O volume de chuvas no mês de janeiro/16 em 21 dias superou em quase duas vezes a média histórica na Bahia. O elevado regime de chuvas em toda área de concessão, no mês de janeiro de 2016, intensificou a ocorrência de falhas no sistema elétrico e dificultou as intervenções na rede, o que teve reflexo direto nos indicadores de continuidade da empresa.

Deste modo, o FEC apresentou um aumento de 2,8% no comparativo com o primeiro trimestre de 2015. Entretanto, já se observa ao fim do primeiro trimestre de 2016 um redução de 4,4% no DEC, resultado das ações de melhoria da qualidade implementadas pelo Grupo Neoenergia em suas Distribuidoras.



3 INVESTIMENTOS

A Companhia vem realizando investimentos tanto na área técnica quanto comercial, visando melhorar a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia para atender o crescimento do mercado e garantir a satisfação de seus clientes. No acumulado no ano até março de 2016, foi investido, líquido de subvenções, o montante de R\$ 231.505 mil.

Os recursos aplicados nesse período foram direcionados para o combate às perdas de energia elétrica, reforço da rede de distribuição de energia elétrica, atendimento ao aumento da demanda, novas ligações, extensão de redes e novas conexões (com destaque para o Programa Luz para Todos).

Programa Luz Para Todos

O Programa Luz para Todos foi instituído pelo Governo em 11 de novembro de 2003 destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda brasileira sem acesso a esse serviço público, sendo prorrogado até o ano de 2014, com a publicação do Decreto nº 7.520, de 08 de julho de 2011. Em 30 de dezembro de 2014, por meio do Decreto Nº 8.387 o Programa Luz para Todos foi prorrogado, até 2018.

A COELBA faz hoje a gestão do maior programa de eletrificação rural do país com investimentos superiores a R\$ 3,8 bilhões e participação financeira da Companhia, do Governo Estadual e do Governo Federal.

De janeiro de 2004, quando o programa começou, até março de 2016, a distribuidora já realizou 564.703 ligações, encontra-se em execução 28.366.

Programa Luz para Todos	
Ligações executadas até 2009	353.209
Ligações executadas em 2010	75.637
Ligações executadas em 2011	39.888
Ligações executadas em 2012	26.726
Ligações executadas em 2013	34.766
Ligações executadas em 2014	18.704
Ligações executadas em 2015	13.732
Ligações executadas até 31/03/2016	2.041
Total de Ligações Executadas	564.703

4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Indicadores Econômicos	Acumulado Até		Variação %
	1T16	1T15	1T16/15
Receita Operacional Bruta	2.515.290	1.954.155	28,71%
Receita Operacional Líquida	1.635.218	1.321.299	23,76%
EBITDA	277.298	318.423	-12,92%
Resultado do Serviço	196.029	235.849	-16,88%
Resultado Financeiro	(102.453)	(107.592)	-4,78%
Lucro Líquido	67.341	102.313	-34,18%
Margem EBITDA (%)	16,96%	24,10%	-7,14 p.p
Margem EBITDA (%) - Sem Rec. Construção	15,01%	22,51%	-7,5 p.p
Margem Operacional (%)	11,99%	17,85%	-5,86 p.p
Margem Líquida (%)	4,12%	7,74%	-3,63 p.p

Indicadores Financeiros	mar/16	dez/15	Variação %
			16/15
Ativo Total	9.386.007	9.653.040	-2,77%
Dívida Bruta	4.163.101	4.215.795	-1,25%
Patrimônio Líquido	3.136.731	3.069.390	2,19%
Dívida Total Líquida	3.601.912	3.251.132	10,79%
Dívida Total Líquida /EBITDA (*)	3,17	2,76	14,80%
Dívida Total Líquida /(Dívida Total Líquida + PL)	0,53	0,51	3,92%
Patrimônio Líquido/Ativo Total	0,33	0,32	5,10%

Dívida Líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

**EBITDA dos últimos 12 meses*

4.1 Resultado do Trimestre

Descrição	Trimestre -R\$ Mil		Variação	
	1T16	1T15	R\$ Mil	%
Receita Bruta	2.515.290	1.954.155	561.135	28,71
Deduções da Receita Bruta	-880.072	-632.856	-247.216	39,06
Receita Líquida	1.635.218	1.321.299	313.919	23,76
Custos de Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.298.168	-952.689	-345.479	36,26
Resultado Bruto	337.050	368.610	-31.560	-8,56
Outras Despesas Operacionais	-141.021	-132.761	-8.260	6,22
Resultado do Serviço (I)	196.029	235.849	-39.820	-16,88
Amortização / Depreciação	81.269	82.574	-1.305	-1,58
EBITDA	277.298	318.423	-41.125	-12,92
Resultado Financeiro (II)	-102.453	-107.592	5.139	-4,78
Resultado Operacional (I) + (II)	93.576	128.257	-34.681	-27,04
IR e CSLL	-26.235	-25.944	-291	1,12
Lucro do Período	67.341	102.313	-34.972	-34,18

4.1.1 Receita Operacional Líquida

A Companhia apresentou no primeiro trimestre de 2016 uma Receita Bruta de R\$ 2.515.290 mil, representando um acréscimo de 28,71% em relação ao valor de R\$ 1.954.155 mil alcançado no primeiro trimestre de 2015. E uma Receita Líquida de R\$ 1.635.218 mil, representando um acréscimo de 23,76% em relação ao primeiro trimestre de 2015 que atingiu o valor de R\$ 1.321.299 mil.

- Aumento de 18,9%, no valor de R\$ 190.079 mil, no fornecimento de energia elétrica decorrente de:
 - ✓ Aumento nas tarifas médias praticadas, decorrente dos efeitos de (i) Reajuste Tarifário Anual aplicado a partir de 22 de abril de 2015, com incremento médio de 11,43%; (ii) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) aplicado a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio de 5,36%; e (iii) Redução Bandeiras Tarifárias que em foram reduzidas para “Bandeira Vermelha Patamar 1” em fevereiro de 2016 e “Bandeira Amarela” em março de 2016
 - ✓ Crescimento de 3,2% do volume de vendas no mercado cativo, representando uma variação de 137 GWh em relação ao mesmo período do anterior.
- Aumento da receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre e cativo no valor de R\$ 216.743 mil em virtude principalmente dos reajustes tarifários.
- Registro contábil dos Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros no valor de R\$ 173.780 mil, sendo composto da constituição do passivo de R\$ 139.948 mil decorrente do recebimento das bandeiras tarifárias, R\$ 73.180 referente a reversão passiva da Parcela A e R\$ 39.348 da constituição dos ativos em função dos custos realizados acima da cobertura tarifária. A variação positiva no valor de R\$ 134.926 mil entre os trimestres, é principalmente referente a constituição passiva elevada no 1º trimestre de 2015, decorrente dos valores recebidos da CONTA ACR (Decreto 8.221).
- Redução de R\$ 154.264 mil na venda de energia de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica “CCEE”, em função da diminuição do volume das sobras de energia registradas no primeiro trimestre de 2016 em relação ao mesmo período de 2015. Além disso, o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, que é utilizado nesta transação, sofreu uma redução no período em análise.
- Aumento de 127,5%, representando R\$ 119.280 mil, na receita de construção de infraestrutura da concessão devido ao maior volume de investimentos nesse trimestre, porém, não tem impacto algum sobre o resultado da companhia, pois em contra partida houve redução semelhante nos custos de construção reconhecidos.
- Aumento de 104,0%, no valor de R\$ 54.371 mil, em outras receitas operacionais, devido principalmente à atualização do ativo financeiro indenizável em face da revisão do índice de correção da Base de Remuneração Regulatória, no montante de R\$ 44.006 mil.

- Essas variações foram parcialmente compensadas pelo aumento de R\$ 247.216 mil nas Deduções da Receita Bruta em relação ao mesmo período do ano anterior devido a:
 - Aumento de 32,3% dos tributos de ICMS, PIS e COFINS no valor de R\$ 179.045 mil, devido basicamente ao aumento na base de cálculo (receita bruta);
 - Aumento de R\$ 67.131 mil nos encargos setoriais, devido basicamente ao (i) aumento na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de R\$ 114.626 mil decorrente das novas cotas para o exercício de 2016 e (ii) redução na contabilização do passivo homologado de bandeira tarifária como outros encargos do consumidor CCRBT devido a redução das Bandeiras Tarifárias no primeiro trimestre de 2016 em função da melhora do cenário hidrológico, ocasionando uma redução de R\$ 49.595 mil.

4.1.2 Custos e Despesas Operacionais

Custos e Despesas Não-Gerenciáveis	Trimestre -R\$ Mil		Variação	
	1T16	1T15	R\$ Mil	%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-695.524	-578.243	-117.281	20,28
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	-117.572	-98.127	-19.445	19,82
Taxa de Fiscalização – TFSEE	-2.035	-1.520	-515	33,88
Subtotal	-815.131	-677.890	-137.241	20,25
Custos e Despesas Gerenciáveis	1T16	1T15	R\$ Mil	%
Pessoal e Administradores	-90.262	-63.812	-26.450	41,45
Material	-6.403	-3.930	-2.473	62,93
Serviços de terceiros	-173.478	-123.135	-50.343	40,88
Amortização	-81.269	-82.574	1.305	-1,58
Indenizações Cíveis/Trabalhistas	-7.971	-6.534	-1.437	21,99
Provisões Líquidas - PCLD	-25.048	-10.754	-14.294	132,92
Provisões Líquidas - Contingências	1.994	-6.547	8.541	-130,46
Custo de Construção	-212.809	-93.529	-119.280	127,53
Outros	-28.812	-16.745	-12.067	72,06
Subtotal	-624.058	-407.560	-216.498	53,12
Total	-1.439.189	-1.085.450	-353.739	32,59

Os custos e despesas operacionais no primeiro trimestre de 2016 alcançaram R\$ 1.439.189 mil um aumento de 32,59% em relação ao primeiro trimestre de 2015 que foi de R\$ 1.085.450 mil. Essa variação é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Aumento do custo da energia elétrica comprada para revenda, em R\$ 117.281 mil, decorrente principalmente de:
 - ✓ Aumento de 5,1% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) nesse trimestre.
 - ✓ Maior tarifa média (mix) de compra de energia (CCEARs e Bilaterais), devido à entrada de novos contratos do 3º Leilão de Fontes Alternativas e 15º Leilão de Energia Nova.;
 - ✓ Registro de ressarcimento das geradoras apresentou desvio desfavorável de R\$ 25.473 mil em relação ao mesmo período de 2015.
 - ✓ Nos três primeiros meses de 2015, a COELBA registrou R\$ 247.184 mil de aportes de CDE e Conta ACR, em contrapartida, em 2016 não foi registrado nenhum desses Aportes. Resultando em uma variação negativa do mesmo montante.
 - ✓ Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela variação favorável de R\$ 116.846 mil na linha de Energia de Curto Prazo – PLD, esse resultado é decorrente da sobrecontratação das distribuidoras no primeiro trimestre de 2016. Esse cenário permitiu que COELBA comercializasse sua sobra de energia no Mercado de Curto Prazo com base no PLD, que permaneceu acima do preço pago pela distribuidora por essa energia.

- Encargos de uso do sistema de transmissão, variação desfavorável de R\$ 19.445 mil, decorrente principalmente: (i) do aumento do valor dos novos equipamentos do sistema de transmissão que onerou o encargo de conexão; (ii) do Encargo de Serviço do Sistema – ESS que cresceu devido aos custos adicionais de Segurança Energética; (iii) da queda do PLD que provocou redução na receita do EER.
- Aumento dos gastos com serviços de terceiros, em R\$ 50.343 mil, decorrente principalmente do: (i) repasse dos índices de inflação nos contratos de prestação de serviços; e (ii) aumento no volume de serviços de manutenção corretiva, inspeção técnica, manutenção/conservação de software, serviço de leitura e entrega de conta, desligação/religação, dentre outros.
- Aumento das provisões líquidas – PCLD, em R\$ 14.294 mil, devido ao aumento do valor das faturas de 285 mil clientes que foram descadastrados da Tarifa Social de Energia Elétrica e o efeito das Bandeiras Tarifárias, da Revisão Extraordinária e do Reajuste Tarifário que somam 34,40% de aumento no faturamento em relação ao mês de março/15.
- Redução das provisões líquidas – Contingências, em R\$ 8.541 mil, devido ao menor número de processos julgados no período com reflexo no aumento dos provisionamentos.

4.1.3 Resultado Financeiro Líquido

Descrição	Trimestre -R\$ Mil		Variação	
	1T16	1T15	R\$ Mil	%
Renda de aplicações financeiras	22.620	12.008	10.612	88,37
Juros, comissões e acréscimo moratório	10.576	8.072	2.504	31,02
Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidas)	-107.804	-99.528	-8.276	8,32
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	-27.845	-28.144	299	-1,06
Total	-102.453	-107.592	5.139	-4,78

A Companhia apresentou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 102.453 mil no primeiro trimestre de 2016, contra um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 107.592 mil no mesmo período de 2015, representando uma variação favorável de R\$ 5.139 mil. As variações decorrem dos principais fatores descritos a seguir:

- Incremento na renda de aplicações financeiras justificado pelo saldo médio de caixa ser superior em comparação ao período anterior, em virtude da captação de novos recursos (impacto de R\$ 3.455 mil). Adicionalmente houve aumento de 15,94% da taxa referência das aplicações financeiras (CDI), representando uma variação de R\$ 7.157 mil;
- Incremento de encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidas) em R\$ 8.276 mil, devido principalmente a: (i) captação de novos ingressos de recursos provenientes do BNDES e CEF; (ii) captação de recursos em moeda estrangeira junto ao Mizuho (R\$ 125.701 mil) e consequente aumento do saldo médio de empréstimos e financiamentos em relação ao primeiro trimestre do ano anterior (impacto de R\$ 6.607 mil); e (iii) aumento das taxas de juros (CDI e TJLP) vinculadas ao endividamento, contribuindo com R\$ 9.493 mil. Em contrapartida, houve aumento dos juros incorporados aos investimentos (Juros de Obras em Andamento – JOA), que representam um efeito positivo de R\$ 7.824 mil.
- Juros, comissões e acréscimo moratório apresentaram aumento de R\$ 2.504 mil devido à elevação da inadimplência e atraso na arrecadação das faturas de energia.

4.1.4 Conciliação entre o EBITDA e Lucro Líquido

Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização - LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

Conciliação EBITDA	Trimestre		Varição %
	1T16	1T15	2016/2015
Lucro líquido	67.341	102.313	-34,18%
Despesas financeiras	755.894	692.756	9,11%
Receitas financeiras	(653.441)	(585.164)	11,67%
Imposto de renda	22.230	21.783	2,05%
Amortização	81.269	82.574	-1,58%
Amortização de ágio	4.005	4.161	-3,75%
EBITDA	277.298	318.423	-12,92%

5 ENDIVIDAMENTO

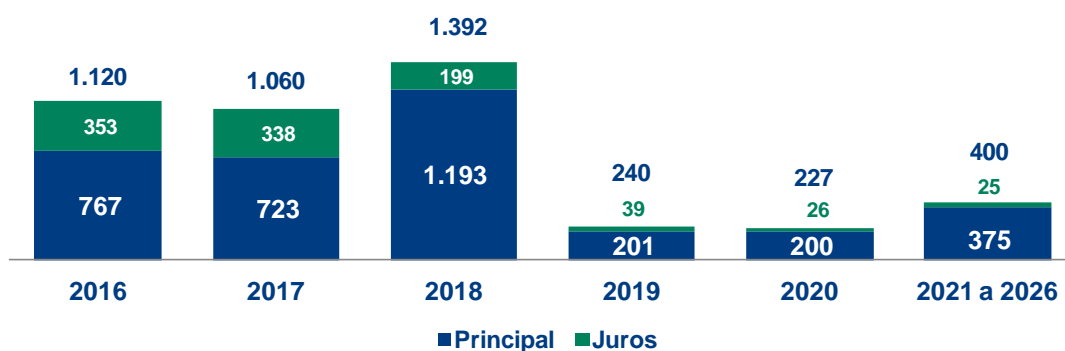
A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, derivativos e encargos, passou de R\$ 4.215.795 mil em 31 de dezembro de 2015 para R\$ 4.163.101 mil em 31 de março de 2016, apresentando redução de R\$ 52.694 mil equivalente a 1,25%.

A dívida líquida da Coelba (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou março de 2016 com R\$ 3.601.912 mil, 10,79% maior do que a verificada em dezembro de 2015 que encerrou com R\$ 3.251.132 mil.

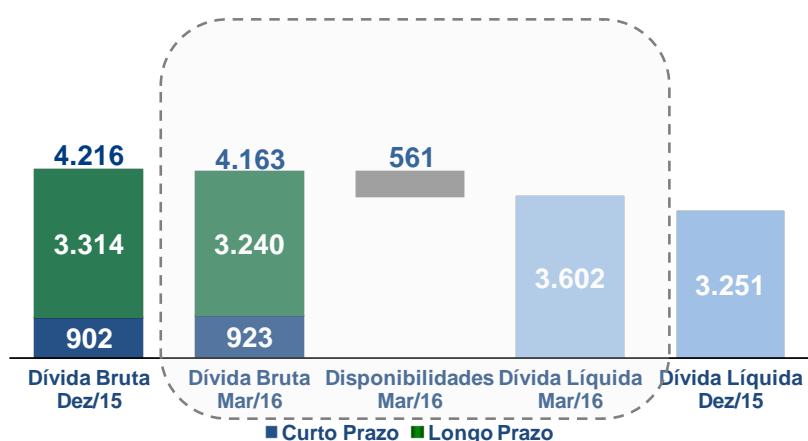
O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 2,76 em 31 de dezembro de 2015 para 3,17 em 31 de março de 2016.

A seguir apresentamos os gráficos referentes ao endividamento da Companhia.

Cronograma de Vencimento da Dívida (R\$ Milhões)



Evolução da Dívida (R\$ Milhões)



6 RATING

Em 10 de Setembro de 2015, a Standard & Poor's – S&P rebaixou os ratings de crédito corporativo atribuídos à Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern para 'BB+' na Escala Global e 'brAA+' na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa para ambos. Este movimento foi reflexo do rebaixamento do Rating soberano do Brasil, devido à condição de setor regulado em que a distribuição de energia elétrica está inserida.

A Itapebi e Termopernambuco também sofreram rebaixamento nos seus Ratings de Emissão que passaram de brAA+ para brAA.

Em 17 de fevereiro de 2016, a agência de rating S&P rebaixou novamente o Rating soberano do Brasil. Devido à condição do setor regulado citada no primeiro parágrafo deste item, os ratings de crédito corporativo da Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern foram rebaixados de 'brAA+' para 'brAA-' na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa.

Nessa data a Itapebi, Termopernambuco e NC Energia sofreram rebaixamento nos seus Ratings de Emissão que passaram de 'brAA' para 'brA+'.

Em 30 de março de 2016, a S&P reafirmou todos os ratings estabelecidos na revisão anterior realizada em 17 de fevereiro desse mesmo ano.

O quadro abaixo apresenta a evolução dos ratings na escala nacional de créditos corporativos atribuídos à Neoenergia e às distribuidoras do Grupo, além das emissões de debêntures das geradoras e da NC Energia.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2011	2012	2013	2014	2015		2016
					Até Setembro	A partir de Setembro	
Neoenergia	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
COELBA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
CELPE	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
COSERN	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
Itapebi (Rating de Emissão)	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+	AA	A+
Termopernambuco (Rating de Emissão)	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+	AA	A+
NC Energia (Rating de Emissão)						AA	A+

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Administradores e Acionistas da

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA
Salvador - BA

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2016, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* – IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais – ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 – Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 – *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e o IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Ênfase

Em 31 de março de 2016 o saldo das reservas de lucros excede o capital social. De acordo com o artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas (Lei 6.404/76), nesta situação a Assembleia dos Acionistas deve propor a aplicação do montante excedente como aumento de capital ou distribuição de dividendos. Conforme demonstrado na nota explicativa 25, em 25 de abril de 2016 a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária aprovou aumento de capital no montante de R\$ 167.709 mil para eliminação do excesso das reservas de lucros em relação ao capital social em atendimento ao referido artigo da Lei das Sociedades Anônimas. Nossa conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2016, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Valores correspondentes ao período anterior

A revisão das demonstrações financeiras intermediárias relativas a 31 de março de 2015, preparadas originalmente antes das reclassificações descritas na nota explicativa 2.3, foi conduzida sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de revisão sem modificações, com data de 14 de maio de 2015.

Como parte da nossa revisão das demonstrações financeiras intermediárias de 31 de março de 2016, revisamos as reclassificações nos valores correspondentes nas demonstrações do resultado, dos fluxos de caixa e do valor adicionado relativas ao período de três meses findo em 31 de março de 2015 e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que tais reclassificações não foram efetuadas, em todos os aspectos relevantes, de forma apropriada. Não fomos contratados para auditar, revisar ou aplicar quaisquer outros procedimentos sobre as demonstrações financeiras intermediárias de 31 de março de 2015 e, portanto, não expressamos opinião ou qualquer forma de assecuração sobre as mesmas tomadas em conjunto.

Salvador (BA), 11 de maio de 2016

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC 2SP015199/F-6

Shirley Nara S. Silva
Contadora CRC-1BA 022.650/O-0