Neoenergia
Release
Em 30 de Setembro de 2016 e 2015

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

Disclaimer

Esse documento foi preparado pela Neoenergia S.A. ("NEOENERGIA"), visando indicar a situação geral e o andamento dos negócios da Companhia. O documento é propriedade da NEOENERGIA e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita da NEOENERGIA.

A informação contida neste documento reflete as atuais condições e nosso ponto de vista até esta data, estando sujeitas a alterações. O documento contém declarações que apresentam expectativas e projeções da NEOENERGIA sobre eventos futuros. Estas expectativas envolvem vários riscos e incertezas, podendo, desta forma, haver resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados, não podendo a Companhia garantir a sua realização.

Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e nas Informações Contábeis Intermediárias.

Demais informações sobre a empresa podem ser obtidas no Formulário de Referência, disponível no site da CVM e no site de Relações com Investidores da NEOENERGIA.

Destaques 3T16

- Expressiva melhora no DEC das nossas Distribuidoras: Coelba (-16,8p.p), Celpe (-22,8p.p) e Cosern (-8,4p.p)
- Comportamento positivo do Índice de Arrecadação: Coelba (1,54p.p), Celpe (0,26p.p) e Cosern (1,24p.p)
- Aumento no volume de energia vendida para o mercado cativo (2,8 p.p)
- Liberação pela Aneel da entrada em operação da unidade 3 da UHE Belo Monte
- Alcançamos um EBITDA de R$ 1,98 bilhão no acumulado do ano (+26%) e Lucro Líquido de R$ 285 milhões (+34%)
- Dívida Líquida / EBITDA Consolidado 3,45x

Resultado do Período

Demonstração de Resultado - R$ MM	Trimestre		Acumulado		Variação (R$)		Variação (%)	
	3T16	3T15	9M16	9M15	Trimestral	Acumulada	Trimestral	Acumulada
Receita bruta	**5.319**	**5.016**	**16.014**	**15.698**	**303**	**316**	**6,04%**	**2,02%**
Dedução da receita bruta	(1.721)	(1.671)	(5.221)	(5.031)	(50)	(189)	2,98%	3,76%
Receita líquida	**3.598**	**3.345**	**10.794**	**10.667**	**253**	**127**	**7,57%**	**1,19%**
Custos de bens e/ou serviços vendidos	(2.874)	(2.791)	(8.324)	(8.570)	(83)	246	2,96%	-2,87%
Resultado bruto	**724**	**553**	**2.470**	**2.097**	**171**	**373**	**30,87%**	**17,80%**
Despesas com vendas e gerais adm.	(352)	(327)	(1.023)	(935)	(25)	(89)	7,70%	9,51%
Resultado de participações	(49)	(61)	(54)	(172)	12	118	-19,05%	-68,68%
Resultado do serviço	**323**	**165**	**1.393**	**990**	**157**	**402**	**95,05%**	**40,62%**
(-) Amortização e Depreciação	201	201	588	584	(1)	5	-0,36%	0,82%
EBITDA[1]	**523**	**367**	**1.981**	**1.574**	**157**	**407**	**42,67%**	**25,86%**
Resultado Financeiro	(319)	(240)	(925)	(629)	(80)	(296)	33,14%	46,98%
Lucro antes dos impostos e contribuições	**3**	**(74)**	**468**	**361**	**78**	**107**	**-104,45%**	**29,56%**
IRPJ e CSLL	(11)	5	(152)	(103)	(16)	(49)	-304,42%	47,90%
Lucro (Prejuízo) Líquido Antes das Part. Minoritária	**(7)**	**(69)**	**316**	**259**	**62**	**58**	**-89,44%**	**22,28%**
Lucro (Prejuízo) Líquido	**(13)**	**(73)**	**285**	**212**	**60**	**73**	**-81,71%**	**34,18%**
Lucro Líquido Part. Minoritárias	**6**	**4**	**31**	**46**	**2**	**(15)**	**45,83%**	**-32,27%**

[1]EBITDA = Lucro antes dos imposto, resultado financeiro, depreciação e amortização.

SUMÁRIO EXECUTIVO

- Aumento na **Receita Operacional Líquida** de **R$ 253 milhões (+7,6p.p)** devido ao impacto positivo na receita de fornecimento gerado pelo maior volume de energia vendida para o mercado cativo, aliado ao aumento da receita de uso de rede, ocasionado pela migração de clientes industriais para o mercado livre.
- O **Resultado Bruto** do 3T16 obteve um **aumento de R$ 171 milhões (+30,9p.p),** que mesmo com um ligeiro aumento dos custos (2,96p.p) foi compensado com aumento da receita líquida.
- **EBITDA** de **R$ 523 milhões** com variação positiva de R$ 157 milhões (+42,7p.p) em relação ao 3T15 compensado parcialmente pelo aumento das despesas (+7,7p.p).
- **Prejuízo** de **R$ 13 milhões** devido à despesa financeira de R$ 319 milhões no terceiro trimestre, variação favorável de 81,7% em relação ao 3T15.

DESEMPENHO SEGMENTOS DE NEGÓCIOS

Dados Econômico-Financeiros - R$ MM	DISTRIBUIÇÃO			GERAÇÃO			COMERCIALIZAÇÃO		
	9M16	9M15	Variação %	9M16	9M15	Variação %	9M16	9M15	Variação %
Receita Operacional Bruta	14.787	14.258	3,7%	1.487	1.266	17,5%	849	1.157	-26,6%
Receita Operacional Líquida	9.749	9.457	3,1%	1.409	1.200	17,4%	751	998	-24,8%
Resultado do Serviço - EBIT	889	908	-2,1%	618	230	168,6%	7	47	-84,1%
EBITDA	1.321	1.343	-1,6%	655	335	95,6%	8	47	-84,0%
Resultado Financeiro	(547)	(404)	35,3%	(210)	(157)	33,2%	(4)	(9)	-50,4%
Margem EBITDA (%)	13,55%	14,20%	-0,65 p.p.	46,49%	27,92%	18,57 p.p.	1,00%	4,72%	-3,72 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido	283	410	-30,8%	322	78	311,4%	2	29	-92,8%
Dados Econômico-Financeiros - R$ MM	**TRANSMISSÃO**			**OUTROS**			**CONSOLIDADO**		
	9M16	9M15	Variação %	9M16	9M15	Variação %	9M16	9M15	Variação %
Receita Operacional Bruta	86	156	-44,8%	28	24	17,3%	16.014	15.698	2,0%
Receita Operacional Líquida	82	152	-46,2%	26	22	17,3%	10.794	10.667	1,2%
Resultado do Serviço - EBIT	29	25	17,1%	491	293	67,4%	1.393	990	40,6%
EBITDA	29	25	17,1%	553	360	53,7%	1.981	1.574	25,9%
Resultado Financeiro	1	(1)	-195,8%	(164)	(58)	184,4%	(925)	(629)	47,0%
Margem EBITDA (%)	35,76%	16,42%	19,34 p.p.	2115,83%	1614,38%	5,01 p.p.	18,35%	14,76%	3,6 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido	27	21	29,8%	323	233	38,8%	285	212	34,2%

Nota: Consolidado considera as eliminações entre as empresas do Grupo.

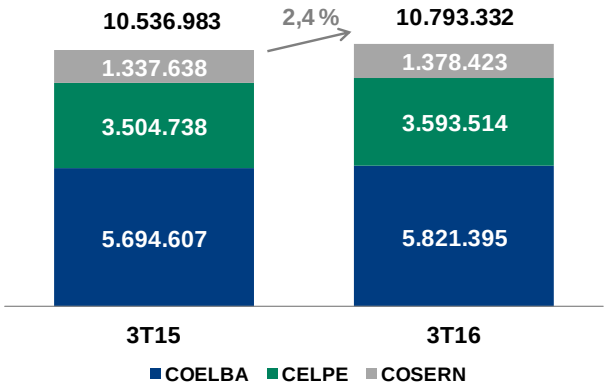
2. DISTRIBUIÇÃO

2.1. Número de Consumidores Ativos

No 3T16, o Grupo Neoenergia alcançou o patamar de 10.793 mil de consumidores ativos nas Distribuidoras, obtendo crescimento de 2,4%, representando incremento de 256 mil novos clientes, em relação ao mesmo período do ano anterior.

O crescimento apresentado em relação ao 3T15 foi impulsionado, principalmente, pelo aumento de 238 mil novos clientes na classe residencial (convencional e baixa renda).

Descrição	Evolução do Número de Consumidores					
	3T15	3T16	Variação Vertical %		Variação Horizontal %	
			3T15	3T16	3T15 / 3T16	
Residencial	9.258.449	9.496.342	87,87%	87,98%	237.893	2,57%
Industrial	22.359	22.213	0,21%	0,21%	-146	-0,65%
Comercial	680.560	696.879	6,46%	6,46%	16.319	2,40%
Rural	443.803	444.171	4,21%	4,12%	368	0,08%
Poder Público	83.710	83.985	0,79%	0,78%	275	0,33%
Iluminação Pública	29.535	30.149	0,28%	0,28%	614	2,08%
Serviço Público	16.897	17.938	0,16%	0,17%	1.041	6,16%
Subtotal	**10.535.313**	**10.791.677**	**99,98%**	**99,98%**	**256.364**	**2,43%**
Consumo Próprio	1.639	1.627	0,02%	0,02%	-12	-0,73%
Suprimento	31	28	0,00%	0,00%	-3	-9,68%
Total	**10.536.983**	**10.793.332**	**100,00%**	**100,00%**	**256.349**	**2,43%**



COELBA

A Companhia encerrou em 30 de setembro de 2016 com o total de 5.821.395 consumidores, representando um crescimento de 2,23%, equivalente a 126.788 novas unidades consumidoras, em relação ao mesmo período de 2015.

O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, que representa 88,21% dos clientes da Coelba, registrando um crescimento de 2,23%, um incremento de 111.908 novos consumidores em relação ao mesmo período de 2015. Essa evolução representa o crescimento do mercado regulado da Coelba, reflexo 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, com uma retração de 3,75%, ainda reflexo da reclassificação de consumidores industriais para comerciais, iniciada em 2015.

CELPE

A Companhia encerrou o terceiro trimestre de 2016 com o total de 3.593.514 consumidores, representando um crescimento de 2,53%, equivalente a 88.776 novas unidades consumidoras, em relação ao mesmo período de 2015.

O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, que representa 88,07% dos clientes da Celpe, registrando um crescimento de 2,69%, aumento de 83.023 novos consumidores, em relação ao mesmo período de 2015.

As classes Industrial e Comercial apresentaram um crescimento de 9,56% e 2,26% respectivamente. Esse aumento é explicado pela revisão no cadastro dos consumidores industriais e comerciais com a migração destes para outras classes no terceiro trimestre de 2015, portanto, quando comparamos com o mesmo período de 2016, onde não ocorreu esse movimento, é possível observar o aumento destas duas classes.

COSERN

A Companhia encerrou em 30 de Setembro de 2016 com o total de 1.378.423 consumidores, representando um crescimento de 3,05%, equivalente a 40.785 novas unidades consumidoras, em relação ao mesmo período de 2015.

O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial e comercial, que representam 86,8% e 6,59% respectivamente dos clientes da Cosern, registrando um aumento de 3,72% a residencial e 3,21% a comercial, um acréscimo de 42.962 e 2.825 novos consumidores respectivamente, em relação ao mesmo período de 2015.

A classe Rural apresentou um decréscimo de 7,74%. Esta queda do número de clientes rurais é explicada pela migração de clientes para a classe residencial devido ao processo de atualização do cadastro comercial da empresa.

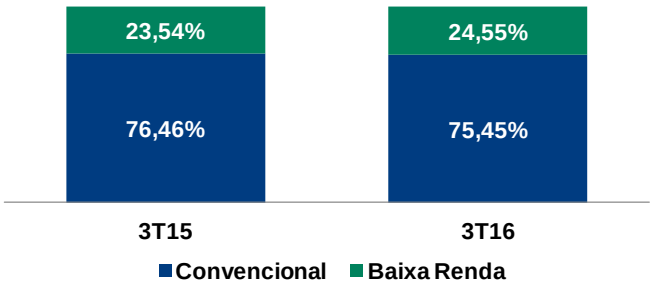
As demais classes tiveram crescimento, porém em termos nominais o aumento do número de consumidores foi marginal, impactando pouco o crescimento total da empresa.

2.2. Número de Consumidores Baixa Renda

O número de consumidores residenciais em setembro de 2016, nas Distribuidoras do Grupo representou 87,98% do total de clientes/contratos ativos, e destes 24,55% são consumidores enquadrados como residencial baixa renda, em conformidade com a Lei nº. 12.212/2010, regulamentada pela Resolução ANEEL nº. 414/2010.

Em setembro de 2015 esse número era de 23,54%, sendo este aumento motivado 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 e é residual em 2016.

Descrição	Evolução do número de consumidores Residenciais	
	3T15	3T16
Convencional	7.078.831	7.165.201
Baixa Renda	2.179.618	2.331.141
Total	**9.258.449**	**9.496.342**



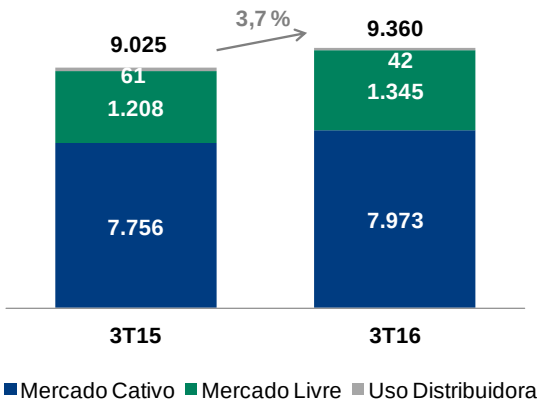
2.3. Energia Distribuída

A Energia Distribuída (cativo + livre) no 3T16 pela Neoenergia alcançou no 9.360 GWh, incremento de 3,71% em relação ao registrado no mesmo período de 2015.

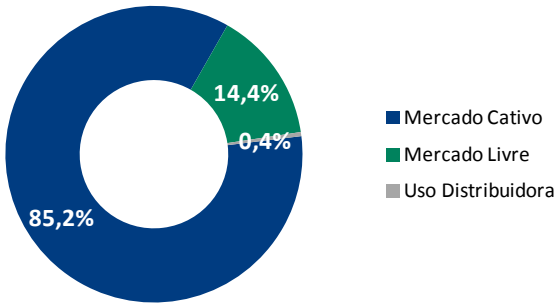
O mercado livre apresentou crescimento nas três distribuidoras, com destaque para a Coelba e Celpe que registraram incremento de 12,89% e 14,64% respectivamente.

O mercado cativo da Coelba e Cosern apresentaram crescimento de 3,86% e 5,86% respectivamente. A Celpe registrou uma variação estável negativa de 0,03%. As causas para essas movimentações serão explicados, em detalhe, no item 2.5 de Comportamento do Mercado.

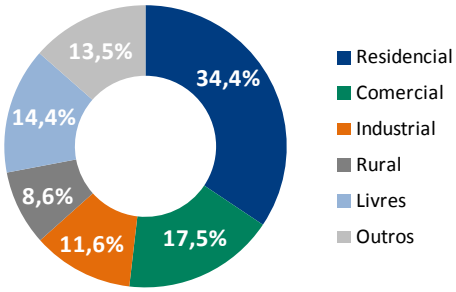
Descrição	Energia Distribuída (GWh)				
	Mercado	3T15	3T16	Variação Horizontal % 2015 / 2016	
COELBA	Mercado Cativo	4.009	4.164	155	3,86%
	Mercado Livre	504	569	65	12,89%
	Uso Distribuidora	21	0	-21	-99,66%
	Subtotal	**4.534**	**4.733**	**198**	**4,37%**
CELPE	Mercado Cativo	2.640	2.639	-1	-0,03%
	Mercado Livre	488	560	71	14,64%
	Uso Distribuidora	39	41	2	5,23%
	Subtotal	**3.167**	**3.240**	**73**	**2,30%**
COSERN	Mercado Cativo	1.107	1.170	63	5,68%
	Mercado Livre	216	217	1	0,38%
	Uso Distribuidora	0	0	0	11,26%
	Subtotal	**1.324**	**1.387**	**64**	**4,81%**
TOTAL		9.025	9.360	335	3,71%



Participação por Mercado 3T16 (%)



Participação por Classe do Mercado Cativo 3T16 (%)



2.5. Comportamento do Mercado Cativo

Classe	3T15		3T16		Variação 2015/2016		Participação 3T16	
	Receita (R$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
COELBA								
Residencial	866	1.534	919	1.590	6,2%	3,7%	45,9%	38,2%
Industrial	273	637	252	614	-7,8%	-3,5%	12,6%	14,8%
Comercial	469	769	473	775	0,9%	0,8%	23,6%	18,6%
Rural	134	440	134	518	0,6%	17,7%	6,7%	12,4%
Outras Classes[1]	212	630	224	666	5,6%	5,8%	11,2%	16,0%
Subtotal COELBA	**1.954**	**4.009**	**2.003**	**4.164**	**2,5%**	**3,9%**	**100,0%**	**100,0%**
CELPE								
Residencial	600	1.088	634	1.112	5,7%	2,2%	45,9%	42,1%
Industrial	188	382	158	341	-16,4%	-10,7%	11,4%	12,9%
Comercial	365	608	360	601	-1,4%	-1,2%	26,1%	22,8%
Rural	55	155	56	168	2,2%	8,3%	4,1%	6,4%
Outras Classes[1]	178	406	174	417	-2,3%	2,5%	12,6%	15,8%
Subtotal CELPE	**1.387**	**2.640**	**1.382**	**2.639**	**-0,4%**	**-0,03%**	**100,0%**	**100,0%**
COSERN								
Residencial	244	465	256	498	4,7%	7,0%	45,6%	42,5%
Industrial	55	121	52	121	-6,2%	-0,7%	9,2%	10,3%
Comercial	144	248	138	248	-4,7%	0,0%	24,6%	21,2%
Rural	35	97	37	116	5,8%	20,5%	6,6%	9,9%
Outras Classes[1]	79	176	78	187	-0,3%	6,4%	14,0%	16,0%
Subtotal COSERN	**557**	**1.107**	**560**	**1.170**	**0,6%**	**5,7%**	**100,0%**	**100,0%**
TOTAL	**3.898**	**7.756**	**3.945**	**7.973**	**1,2%**	**2,8%**	**-**	**-**

Nota[1]: Corresponde ao Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio

No 3T16 o mercado cativo registrou um volume de 7.973 GWh, apresentando um aumento em relação ao 3T15 de 2,8% equivalente a 217 GWh. Quando analisamos, cada distribuidora do Grupo, podemos perceber que a COELBA e COSERN apresentaram aumento em sua Energia Vendida ao Mercado Cativo de 3,9% e 5,7% respectivamente, enquanto a CELPE apresentou redução de 0,03%. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R$ 3.945 milhões no 3T16, crescimento de 1,2 % em relação ao mesmo período do ano anterior, devido a fatores que serão detalhados no item 7.2.1 sobre Receita Operacional.

Destacamos alguns aspectos do comportamento do mercado no 3T16 em relação ao 3T15:

COELBA

A classe residencial apresentou no 3T16 uma variação positiva de 3,7% em relação a 3T15, atingindo um consumo de 1.590 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo total da Coelba, com uma participação de 38,2%. 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, condições favoráveis do calendário de leitura colaboraram com o crescimento.

A classe industrial apresentou uma redução de 3,5% no 3T16 comparado a 3T15. Associada a migração de clientes industriais para o mercado livre, a classe industrial também tem sido afetada pela retração da produção industrial da Bahia, que até agosto de 2016 sofreu queda de 4,3%.

A classe comercial que, juntamente com a residencial, tem sido a grande responsável pela sustentação do patamar de energia faturada pela empresa, apresentou crescimento de apenas 0,8% no trimestre, comparado com igual período de 2015. A reversão das condições climáticas, com a queda na temperatura, explicam o desempenho.

A classe rural registrou um crescimento de 17,7% no consumo do 3T16 em relação 3T15 devido ao aumento do consumo com irrigação. O comportamento rural, por serem áreas intensivas em irrigação, está diretamente relacionado ao regime de chuvas das regiões Oeste e Norte do Estado, que tiveram uma redução no volume de chuvas de 40,58 mm,

CELPE

A classe residencial apresentou um acréscimo de 2,2%, atingindo um consumo de 1.112 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo total cativo da Celpe, com uma participação de 42,1%. A classe tem sido negativamente influenciada pela conjuntura econômica, com aumento no nível de desemprego, queda na renda e aumento no nível de inadimplência. A temperatura um pouco mais amena quando comparada ao mesmo período do ano anterior também vem contribuindo para reduzir o desempenho da classe.

A retração da produção do setor industrial em Pernambuco devido à deterioração da economia brasileira associada à migração de grandes clientes industriais para o mercado livre implicou um decrescimento de 10,7% no consumo da classe industrial no trimestre.

A retração da economia brasileira também afeta a classe comercial, visto que, o consumo da população apresentou queda em função do aumento do desemprego e inflação. Portanto, neste trimestre o consumo de energia dessa classe recuou 1,2% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A classe rural apresenta seu desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, tendo registrado um crescimento de 8,3%, devido a redução do índice pluviométrico no período.

COSERN

Mesmo com o aumento nas taxas de desemprego e no nível de endividamento das famílias que afetam diretamente o consumo de energia da classe Residencial, esta apresentou um crescimento de 7,0%, atingindo um consumo de 498 GWh no período. Esta classe detém a maior parcela do consumo total da Cosern, com uma participação de 42,5%.

A classe Industrial registrou uma queda de 0,7%, influenciada principalmente pela redução da atividade industrial no Estado decorrente da deterioração da economia e redução do nível de confiança dos empresários, que continuam a pressionar o desempenho da classe.

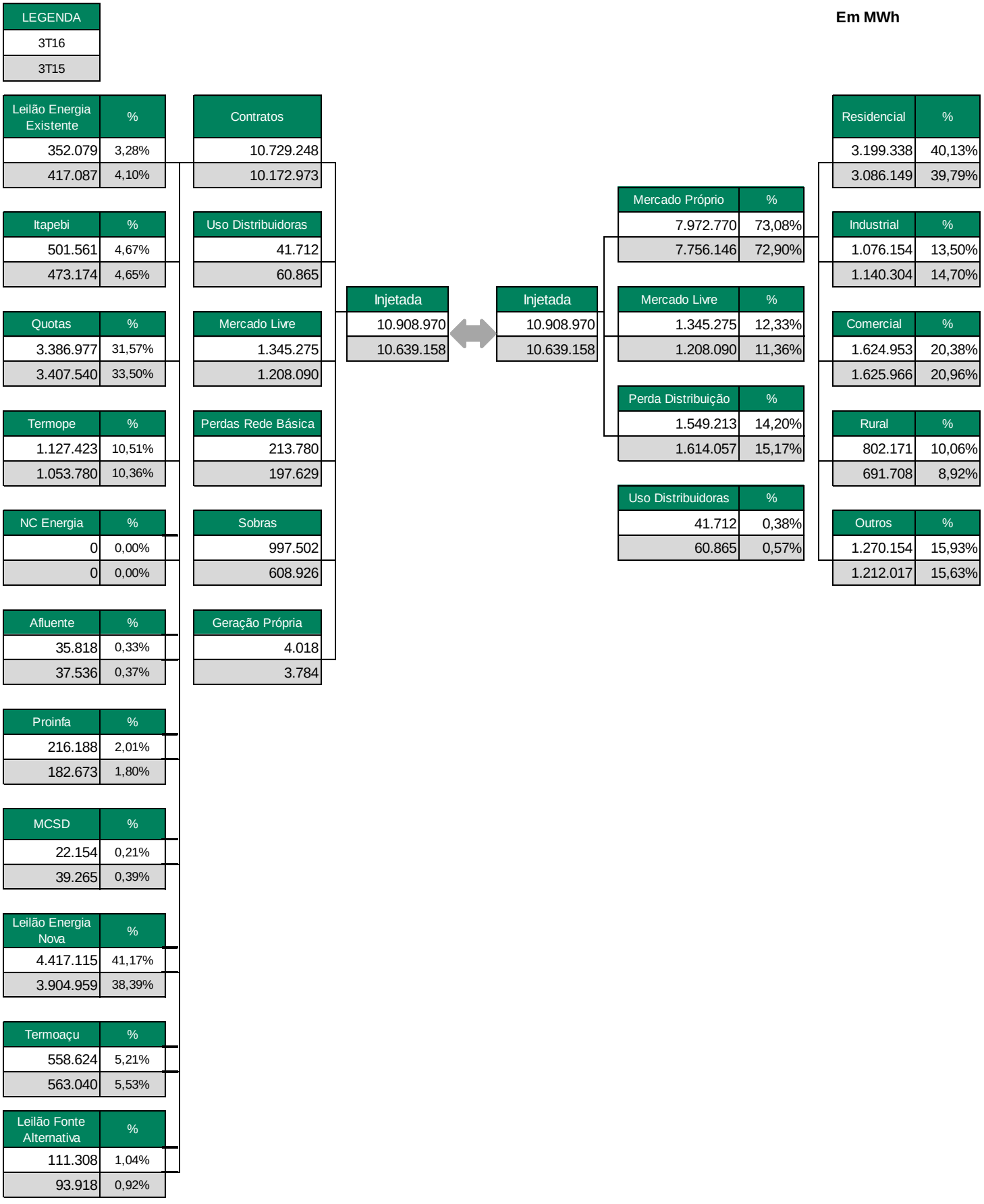
A classe comercial ficou estável, esse resultado é diretamente relacionado à redução no nível de atividade econômica que impactou diretamente o setor, impossibilitando seu crescimento.

No que tange à classe rural seu desempenho é bastante correlacionado ao comportamento das variáveis climáticas, e ao calendário de leitura, tendo registrado alta de 20,5%. O crescimento expressivo está ligado à melhora no nível de alguns reservatórios do estado quando comparados ao mesmo período do ano anterior, possibilitando assim um maior consumo de energia para a agropecuária rural.

2.6. Balanço Energético

No 3T16 a Energia Injetada pelas Distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentou um aumento de 2,54% equivalente a 269.812 MWh em relação ao 3T15.

Em MWh


LEGENDA
3T16
3T15
Leilão Energia Existente
%
352.079
3,28%
417.087
4,10%
Itapebi
%
501.561
4,67%
473.174
4,65%
Quotas
%
3.386.977
31,57%
3.407.540
33,50%
Termope
%
1.127.423
10,51%
1.053.780
10,36%
NC Energia
%
0
0,00%
0
0,00%
Afluente
%
35.818
0,33%
37.536
0,37%
Proinfa
%
216.188
2,01%
182.673
1,80%
MCSD
%
22.154
0,21%
39.265
0,39%
Leilão Energia Nova
%
4.417.115
41,17%
3.904.959
38,39%
Termoaçu
%
558.624
5,21%
563.040
5,53%
Leilão Fonte Alternativa
%
111.308
1,04%
93.918
0,92%
Contratos
10.729.248
10.172.973
Uso Distribuidoras
41.712
60.865
Mercado Livre
1.345.275
1.208.090
Perdas Rede Básica
213.780
197.629
Sobras
997.502
608.926
Geração Própria
4.018
3.784
Injetada
10.908.970
10.639.158
Injetada
10.908.970
10.639.158
Mercado Próprio
%
7.972.770
73,08%
7.756.146
72,90%
Mercado Livre
%
1.345.275
12,33%
1.208.090
11,36%
Perda Distribuição
%
1.549.213
14,20%
1.614.057
15,17%
Uso Distribuidoras
%
41.712
0,38%
60.865
0,57%
Residencial
%
3.199.338
40,13%
3.086.149
39,79%
Industrial
%
1.076.154
13,50%
1.140.304
14,70%
Comercial
%
1.624.953
20,38%
1.625.966
20,96%
Rural
%
802.171
10,06%
691.708
8,92%
Outros
%
1.270.154
15,93%
1.212.017
15,63%

COELBA

A energia injetada atingiu o patamar de 5.438.924 MWh no 3T16, apresentando um acréscimo de 2,8% com relação a igual período de 2015. Do total da energia injetada, 75,9% foi destinada ao consumo regulado, 10,4% para o consumo do mercado livre e 13,7% representam perdas no processo de distribuição no trimestre.

O mercado próprio da distribuidora exigiu 4.164.045 MWh no 3T16, representando um acréscimo de 3,9% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre exigiu a entrega de 568.595 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 12,9% em relação ao mesmo período do ano anterior.

CELPE

A energia injetada atingiu o patamar de 3.882.355 MWh no 3T16, representando uma alta de 1,7% com relação a igual período de 2015. Do total da energia injetada, 72,1% foi destinada ao consumo regulado, 14,4% para o consumo do mercado livre e 16,5% representam perdas no processo de distribuição no trimestre.

O mercado próprio da distribuidora exigiu 2.638.709 MWh no 3T16, representando um decréscimo de 0,03% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre exigiu a entrega de 559.654 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 14,6% em relação ao mesmo período do ano anterior.

COSERN

A energia injetada atingiu o patamar de 1.542.691 MWh no 3T16, representando uma alta de 3,9% com relação a igual período de 2015. Do total da energia injetada, 75,8% foi destinada ao consumo regulado, 14,1% para o consumo do mercado livre e 10,1% representam perdas no processo de distribuição no trimestre.

O mercado próprio da distribuidora exigiu 1.170.016 MWh no 3T16, representando um acréscimo de 5,7% em relação ao mesmo período do ano anterior.

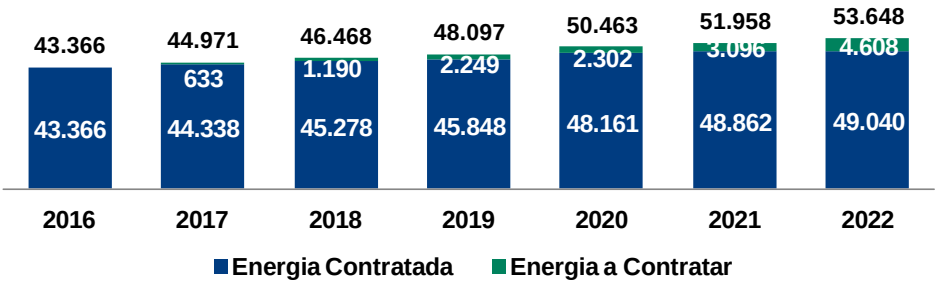
O mercado livre exigiu a entrega de 217.026 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 0,4% em relação ao mesmo período do ano anterior.

2.7. Energia Contratada

No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada para o período de 2016 a 2021 para o mercado das Distribuidoras do Grupo Neoenergia no 3T16 baseada na expectativa de crescimento.

Projeção de Contratação de Energia 2016 a 2022 - GWh

Descrição	Energia Contratada (GWh)						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energia Contratada	43.366	44.338	45.278	45.848	48.161	48.862	49.040
Energia a Contratar	0	633	1.190	2.249	2.302	3.096	4.608
Total	**43.366**	**44.971**	**46.468**	**48.097**	**50.463**	**51.958**	**53.648**



A crescente migração de consumidores potencialmente livres para o ACL, em decorrência dos baixos preços praticados no mercado livre, a queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável aliado às questões das cotas de energia, vem se apresentando um cenário de sobrecontratação pelas Distribuidoras. Porém, até setembro de 2016, os lastros de energia contratada da Coelba e da Cosern estavam enquadrados dentro do limite regulatório de 5%, com apenas Celpe se encontrando ligeiramente acima desse limite.

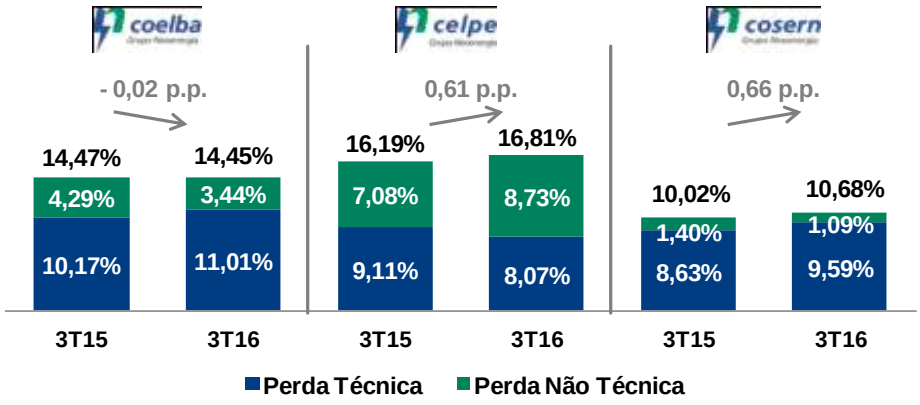
As distribuidoras através da ABRADEE, no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME e ANEEL estão tratando do tema para endereçamento apropriado de forma a mitigar possíveis impactos para o setor. Os tratamentos são abordados mais adiante na nota 3.3 Assuntos Regulatórios do ITR.

2.8. 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 das três Distribuidoras do Grupo Neoenergia até setembro de 2016, comparado ao mesmo período do ano anterior.

Índice de Perdas (%)
Últimos 12 meses



Limite Regulatório 3T16	
coelba	12,41%
celpe	14,52%
cosern	10,95%

No 3T16, conforme demonstrado no gráfico acima, a COELBA apresentou uma redução e a CELPE e COSERN um aumento no Índice de Perdas Globais em relação ao 3T15. Cabe destacar que apesar do aumento, a COSERN apresentou uma redução, de 0,31 p.p. no índice de Perda Não Técnica que é aquela resultante de falhas na medição, fraudes e furtos de consumidores.

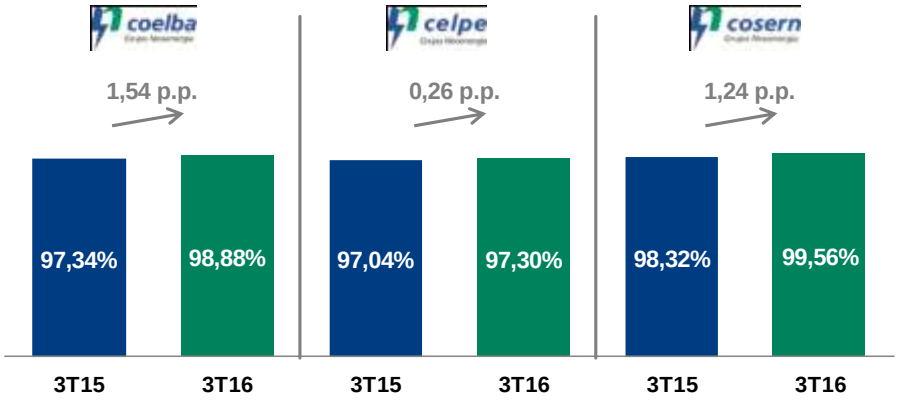
Nos primeiros noves meses de 2016 as Distribuidoras do Grupo Neoenergia investiram mais de R$ 157 milhões em ações de combate as perdas, entre as principais ações desenvolvidas, destacamos:

- Realização de inspeções e recuperações de energia;
- Regularização de ligações clandestinas
- Melhoria e modernização da rede
- Substituição de equipamentos de medição, com equipes de inspeção e de enlace;
- Instalação de medições externas em clientes com impedimento de leitura
- Atualização de pontos de iluminação pública através do levantamento cadastral e ações de fiscalização do parque de iluminação pública.
- Atuação concentrada em áreas de perdas elevadas com aplicação de blindagem e de medição centralizada minimizando a possibilidade de realização de irregularidade e facilitando as ações comerciais como leitura, corte, religação e acompanhamento de cortados.

2.9. 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, consequentemente, na composição deste indicador. A seguir, temos o demonstrativo do índice das Distribuidoras do Grupo Neoenergia no 3T16 e seu comportamento em relação ao mesmo período de 2015.

Índice de Arrecadação (%)
Últimos 12 meses



O comportamento positivo da arrecadação, mesmo no cenário econômico desfavorável para a inadimplência, teve como contribuinte, a redução do faturamento das bandeiras tarifárias devido à mudança de bandeira vermelha para bandeira verde. Três fatores contribuíram para redução da bandeira: aumento de energia disponível com a redução da demanda, evolução positiva do período úmido e a adição de novas usinas ao sistema elétrico brasileiro.

O cenário econômico desfavorável no terceiro trimestre de 2016, exigiu das Distribuidoras do Grupo um maior desempenho para manter os níveis de arrecadação dos faturamentos, adotando medidas incisivas para assegurar o resultado com o cumprimento e otimização do plano operacional de cobrança, e outras ações, tais como:

- Manutenção do volume de ações administrativas de menor custo iniciado no primeiro trimestre: Negativação, URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagens), com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento;
- Implantação de campanhas de estímulo aos colaboradores das empresas parceiras que proporcionou um aumento da efetividade das ações nas assessorias de cobrança;
- Otimização da seleção dos clientes para a suspensão do fornecimento por meio do método de georeferenciamento, baseado no deslocamento em campo e a representatividade das dívidas;
- Implantação de modelagem estatística para a seleção dos clientes para a negativação objetivando o aumento da efetividade da ação;
- Intensificação das visitas e envio de cartas aos órgãos dos Poderes Públicos e grandes clientes, visando realizar negociação das dívidas antigas;
- Controle e incremento das ações de cobrança nos clientes com os maiores dívidas.
- Critérios de atendimento a execução de serviços prestados aos clientes do Poder Público mediante à quitação das dívidas mais antigas;
- Interação com o jurídico para revisar o andamento processual das liminares ativas;

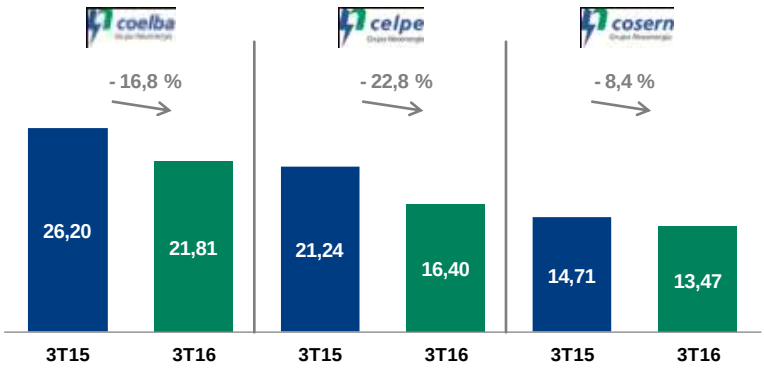
2.10. Indicadores de Qualidade no Fornecimento

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 COELBA, CELPE e COSERN apresentaram expressiva melhoria nos índices de DEC e FEC, resultado do intenso trabalho de melhoria na sua rede de distribuição e no atendimento aos seus clientes.

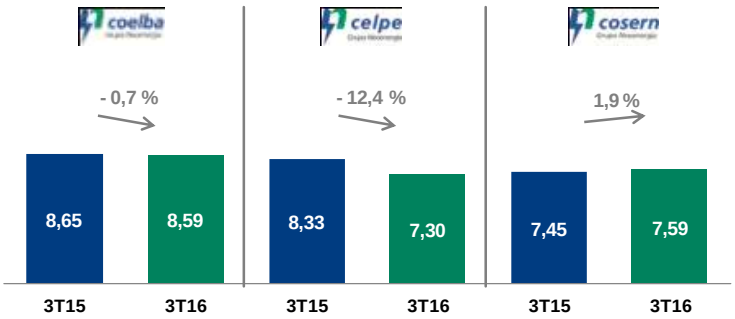
Demonstramos a seguir os indicadores de qualidade das Distribuidoras do Grupo no 3T16 e seu comportamento em relação ao mesmo período do ano anterior.

DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) – horas
Últimos 12 meses



Limite Regulatório 3T16	
coelba	15,89
celpe	14,59
cosern	14,07

FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) - vezes
Últimos 12 meses



Limite Regulatório 3T16	
coelba	9,50
celpe	10,15
cosern	10,01

3. GERAÇÃO

5.1. Usinas em Implantação

UHE Belo Monte

Em 20 de abril de 2010, no leilão 006/2009 promovido pela ANEEL, a empresa Norte Energia S.A adquiriu autorização para a implantação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte localizada no Rio Xingu, em Altamira no estado do Pará. A Neoenergia possui 10% de participação na Norte Energia, através da SPE Belo Monte Participações S.A.

A Usina terá capacidade instalada de 11.233 MW, energia firme de 4.571 MW médios e previsão de entrada em operação de todas as unidades geradoras até 2019.

Em dezembro de 2012, a Norte Energia S.A contratou financiamento de longo prazo com o BNDES nas modalidades direta e indireta - através de repasse dos bancos BTG Pactual e Caixa Econômica Federal - no valor total R$ 22.500 milhões.

O empreendimento encontra-se em construção sendo que 95% das obras civis foram concluídas e as unidades geradoras 1 e 2 da casa de força principal (Belo Monte) e as unidades 1, 2 e 3 da casa de força complementar (Pimental) estão em operação comercial e a unidade 4 de Pimental encontram-se em fase de comissionamento.

No início de novembro de 2016 recebemos a liberação para entrada em operação da unidade 3 de Belo Monte pela Aneel.

UHE Baixo Iguaçu

A Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu fica localizada no Rio Iguaçu estado do Paraná e quando concluída terá capacidade instalada de 350,20 MW e 172,80 MW médios de Garantia Física.

Em novembro de 2015, após aprovação pelo ICMBio do plano de trabalho para atendimento de condicionantes, o Instituto Ambiental do Paraná autorizou a retomada das obras. Em janeiro de 2016, a ANEEL reconheceu a ocorrência de excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação da UHE Baixo Iguaçu concedendo 626 dias de excludente, no mês seguinte, as obras foram retomadas em sua plenitude. Contudo, ainda em fevereiro, o CEBI apresentou pedido de reconsideração ao processo de excludente de responsabilidade deliberado pela ANEEL e, em 26 de abril o recurso foi analisado e julgado, tendo sido retificado o período reconhecido como excludente de responsabilidade para 756 dias, por meio do Despacho n.º 1.078, de 03 de maio de 2016.

Com isso o novo cronograma de implantação prevê a entrada em operação da 1ª Unidade Geradora (UG) em 20/05/2018, a 2ª UG em 21/07/2018 e a 3ª UG em 18/09/2018.

Em agosto estavam mobilizados 2.800 funcionários do Consórcio Construtor Baixo Iguaçu e a obra transcorre em ritmo normal. Sendo realizadas como principais atividades a finalização da escavação do Vertedouro; Concreto nas Unidades Geradoras 2 e,3 e término da concretagem dos Pilares 8 e 9 do Vertedouro.

Parques Eólicos

Em 2014, a Força Eólica do Brasil – joint venture entre a Neoenergia e a Iberdrola Renováveis, venceu dois leilões de energia (A-3 e A-5) e construirá seis novos parques, sendo três no Rio Grande do Norte – Calango 6 (30 MW), Santana 1 (30 MW) e Santana 2 (24 MW), que somam 84 MW, e três na Paraíba – Canoas (31,5MW), Lagoa 1 (31,5MW) e Lagoa 2 (31,5MW), com 94,5MW de potência total. Esses Parques assinaram Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com Distribuidoras de Energia Elétrica. A Força Eólica do Brasil S.A., hoje é controladora direta dos parques eólicos Calango 6, Santana 1, Santana 2, Lagoa 1, Lagoa 2 e Canoas. Com estes novos projetos, a Neoenergia, por meio da Força Eólica do Brasil terão 16 parques de geração eólica no Brasil, com potência total de 466,5 MW.

Os parques do A-3, localizados no RN, tem a data de início de suprimento, prevista em CCEAR, de 01/01/17, já os parques do A-5, localizados na PB, de 01/01/19, contudo, para estes últimos ocorrerá a antecipação de entrada em operação comercial para 01/10/17, a fim de atender um o contrato firmado com a NC Energia.

4. COMERCIALIZAÇÃO

NC Energia

A NC Energia comercializou no 3T16 cerca de 960 MW médios mensais, com vendas totais de cerca de R$ 306 milhões através de contratos de curto e longo prazo realizados com parte relacionada, consumidores livres, consumidores especiais e demais agentes de mercado. Desse volume total aproximadamente 29% é decorrente de fontes incentivadas.

5. TRANSMISSÃO

5.1. Em Implantação

Potiguar Sul

Em 10 de maio de 2013, no leilão de transmissão da ANEEL 001/2013, o Grupo Neoenergia adquiriu o lote G. O Projeto consiste na construção e instalação da Linha de Transmissão de 500 kV para conexão das subestações Campina Grande III, na Paraíba e Ceará-Mirim II, no Rio Grande do Norte, totalizando 196 km de linha, passando por 54 municípios.

O projeto está sendo construído pela SPE Potiguar Sul, subsidiária integral da NC Energia, que pertence 100% ao Grupo Neoenergia. O Contrato de Concessão foi assinado junto a ANEEL em 01 de agosto de 2013 e, em outubro de 2016, a linha de transmissão de Potiguar Sul foi testada e considerada apta a entrar em operação comercial, aguardando apenas a licença de operação. O prazo de concessão é de 30 anos, podendo, a critério exclusivo da ANEEL, ser renovado por no máximo outros 30.

Transmissão - Novo Projeto	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada Operação	Prazo de Concessão
POTIGUAR SUL LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II	Transmissão	100%	RN	Apta a entrada em Operação Comercial	01/08/2043

6. ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Dados econômicos-financeiros (R$ mil)	Trimestre		Acumulado		Variação (%)	
	3T16	3T15	9M16	9M15	Trimestral	Acumulada
Receita Operacional Bruta	**5.318.983**	**5.015.882**	**16.014.377**	**15.697.974**	**6,04%**	**2,02%**
Receita Operacional Líquida	3.598.119	3.344.802	10.793.640	10.666.573	7,57%	1,19%
EBITDA	**523.462**	**366.913**	**1.980.998**	**1.573.931**	**42,67%**	**25,86%**
Resultado do Serviço - EBIT	322.739	165.468	1.392.529	990.254	95,05%	40,62%
Resultado Financeiro	(319.425)	(239.922)	(924.540)	(629.034)	33,14%	46,98%
Lucro Líquido Antes das Participações Minoritárias	(7.314)	(69.255)	316.217	258.605	-89,44%	22,28%
Lucro Líquido Participações Minoritárias	6.119	4.196	31.372	46.321	45,83%	-32,27%
Lucro (Prejuízo) Líquido	**(13.433)**	**(73.451)**	**284.845**	**212.284**	**-81,71%**	**34,18%**

Indicadores Financeiros de Margem (%)	Trimestre		Acumulado		Variação	
	3T16	3T15	9M16	9M15	Trimestral	Acumulada
Margem EBITDA	14,55%	10,97%	18,35%	14,76%	3,58 p.p.	3,6 p.p.
Margem EBIT	8,97%	4,95%	12,90%	9,28%	4,02 p.p.	3,62 p.p.
Margem Líquida Consolidada	-0,20%	-2,07%	2,93%	2,42%	1,87 p.p.	0,51 p.p.

Informações Patrimoniais Consolidadas (R$ mil)	set/16	dez/15	Variação (%)
Ativo Total	25.589.653	25.545.393	0,17%
Dívida Bruta	10.764.594	10.154.674	6,01%
Dívida Líquida[1]	9.647.244	7.552.545	27,74%
Patrimônio Líquido Consolidado	9.438.713	9.382.728	0,60%
Patrimônio Líquido Atribuído aos Controladores	8.920.104	8.866.365	0,61%

Indicadores Financeiros de Dívida	set/16	dez/15	Variação
Dívida Líquida/EBITDA[2]	3,45	3,16	0,29
Índice de Endividamento[3]	47,75%	38,66%	9,09 p.p.

Indicadores de Ações	set/16	dez/15	Variação
Valor Patrimonial de Ação da Holding (R$)	1,52	1,52	0,01
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação da Holding (R$)[2]	0,09	0,08	0,01

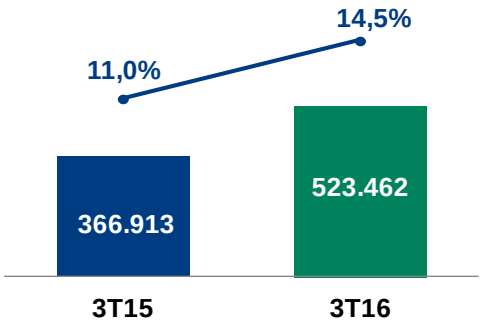
[1]Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários
[2]EBITDA ou Lucro Líquido de 12 meses
[3]Índice de Endividamento Líquido = Dívida líquida/Dívida bruta + Patrimônio Líquido
p.p - Pontos Percentuais

6.1 LAJIDA (EBITDA)

6.1.1 EBITDA E MARGEM EBITDA

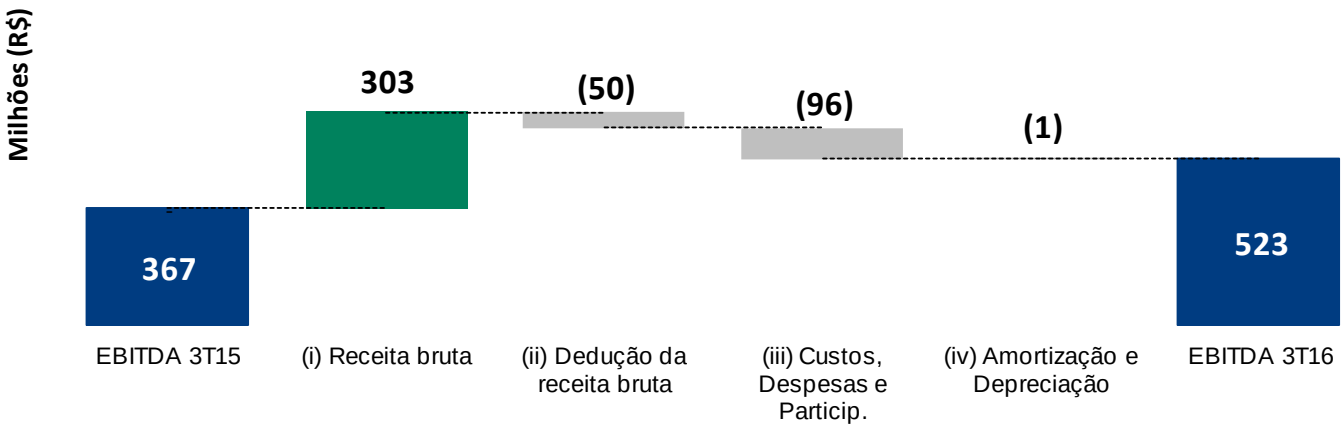
O Grupo apurou no 3T16 o EBITDA de R$ 523.462 mil com aumento de 42,7%, equivalente a R$ 156.549 mil, em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA no 3T16 foi de 14,5%, apresentando um aumento de 3,6 p.p. em relação ao 3T15.

EBITDA (R$ mil) e Margem EBITDA (%)



6.1.2. EVOLUÇÃO DO EBITDA

A variação observada no EBITDA do Grupo foi decorrente dos itens abaixo destacados:



(i) A Receita Bruta do Grupo registrou um acréscimo de 6,04% no 3º trimestre de 2016, em comparação ao mesmo período de 2015, saindo de R$ 5.015.882 mil no período de 2015 para R$ 5.318.983 mil em 2016. No item 7.2.1 deste comentário será apresentado mais informações com as justificativas dessa variação.

(ii) As Deduções da Receita Bruta sofreram um aumento de 2,98%, quando comparado o 3º Trimestre de 2016 com o mesmo período de 2015. Isso representa uma variação negativa de R$ 49.784 mil. No item 7.2.2 deste comentário será abordado com mais detalhes os principais impactos que ocasionaram essa variação.

(iii) Os Custos, Despesas e os Resultados de Participação da Companhia registraram um aumento de 3,02%, que equivale a R$ 96.046 mil no terceiro trimestre do ano de 2016 em comparação ao mesmo período do ano 2015. Eles atingiram o montante de R$ 3.275.380 mil no terceiro trimestre de 2016, contra R$ 3.179.334 mil. No item 7.3 deste comentário será abordado com mais detalhes os principais impactos que ocasionaram essa variação.

(iv) A Amortização e Depreciação sofreram um aumento de R$ 722 mil no 3º Trimestre de 2016 em comparação ao mesmo período do ano anterior.

6.1.3. A CONCILIAÇÃO ENTRE O EBITDA E LUCRO LÍQUIDO SEGUE APRESENTADA ABAIXO:

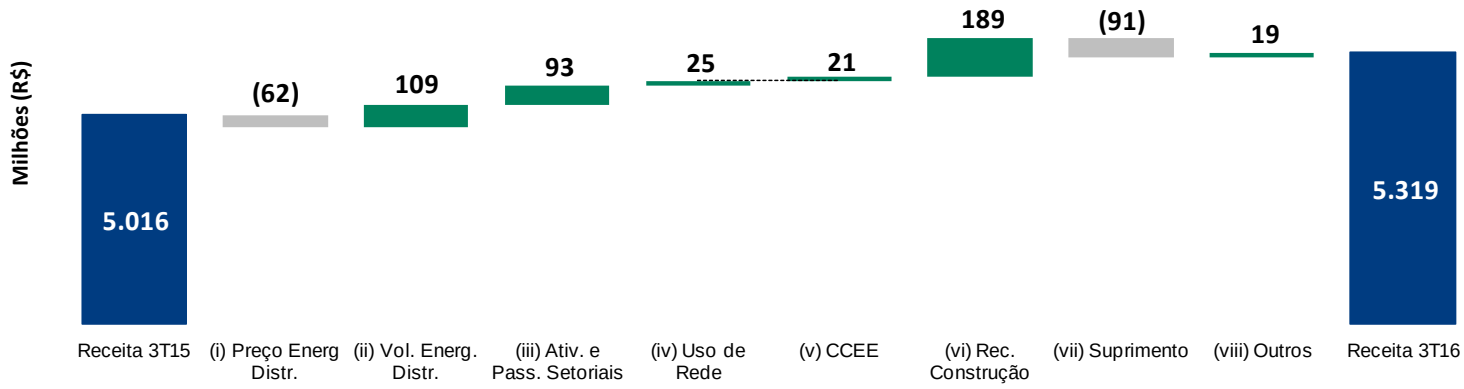
Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

Conciliação do LAJIDA (EBITDA) - R$ Mil	Trimestre		Acumulado		Variação (%)	
	3T16	3T15	9M16	9M15	Trimestral	Acumulada
Lucro (Prejuízo) Líquido	(13.433)	(73.451)	284.845	212.284	-81,71%	34,18%
Participações Minoritárias	6.119	4.196	31.372	46.321	45,83%	-32,27%
Lucro (Prejuízo) Líquido Antes das Part. Min. (A)	(7.314)	(69.255)	316.217	258.605	-89,44%	22,28%
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido (B)	10.628	(5.199)	151.772	102.615	-304,42%	47,90%
Amortização e Depreciação (C)	180.706	179.566	528.530	519.223	0,63%	1,79%
Amortização de ágio (D)	20.017	21.879	59.939	64.454	-8,51%	-7,00%
Receitas Financeiras (E)	(324.199)	(1.792.560)	(3.150.299)	(3.724.251)	-81,91%	-15,41%
Despesas Financeiras (F)	643.624	2.032.482	4.074.839	4.353.285	-68,33%	-6,40%
LAJIDA (EBITDA) = (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F	**523.462**	**366.913**	**1.980.998**	**1.573.931**	**42,67%**	**25,86%**

6.2. Receita Operacional

6.2.1 Receita Operacional Bruta

Receita Operacional Bruta Consolidada - R$ mil	Trimestre		Variação (R$)	Variação (%)
	3T16	3T15	Trimestral	Trimestral
Residencial	1.808.725	1.709.978	98.747	5,77%
Industrial	461.226	516.839	(55.613)	-10,76%
Comercial	971.001	978.488	(7.487)	-0,77%
Rural	227.541	223.484	4.057	1,82%
Poder público	207.230	200.833	6.397	3,19%
Iluminação pública	123.100	127.466	(4.366)	-3,43%
Serviço público	146.633	141.008	5.625	3,99%
Receita de uso de rede	121.696	96.528	25.168	26,07%
Fornecimento Faturado	**4.067.152**	**3.994.624**	**72.528**	**1,82%**
Fornecimento não faturado	(46.642)	(24.307)	(22.335)	91,89%
Total Fornecimento	**4.020.510**	**3.970.317**	**50.193**	**1,26%**
Subvenção à tarifa social baixa renda	285.652	230.983	54.669	23,67%
Suprimento	340.550	431.868	(91.318)	-21,14%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	128.971	108.186	20.785	19,21%
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros	(27.499)	(120.733)	93.234	-77,22%
Receita de construção da infraestrutura da concessão	519.901	331.397	188.504	56,88%
Receita de concessão	8.686	2.095	6.591	314,61%
Outras receitas	42.212	61.769	(19.557)	-31,66%
Receita Operacional Bruta Consolidada	**5.318.983**	**5.015.882**	**303.101**	**6,04%**



Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta no 3T16 em relação ao 3T15 foram:

Aumento da Receita de Fornecimento, em R$ 47.360 mil, excluindo-se o efeito do uso de rede de R$ 25.168 mil, decorrente, principalmente, de dois efeitos: (i) Efeito do Preço da Energia Distribuída e (ii) Efeito do Volume da Energia Distribuída

(i) Efeito Preço: A redução do preço impactou negativamente a Receita de Fornecimento em R$ 61.511 mil devido à mudança de patamar da Bandeira Tarifária. No terceiro trimestre de 2015, a bandeira vermelha estava em vigor, assim uma receita adicional era considerada a cada quilowatt-hora (kWh) consumido, em contrapartida, no mesmo período de 2016 a bandeira verde entrou em vigor – sem receita adicional para as empresas, ou custo adicional para os consumidores. Por outro lado, o Reajuste Tarifário Anual aplicado a partir de abril de 2016 com incremento médio percebido pelo consumidor na tarifa de 10,62%, 9,99% e 7,73% para Coelba, Celpe e Cosern respectivamente, compensou parcialmente o efeito da Bandeira Tarifária.

(ii) Efeito do Volume: O aumento do volume de energia distribuída de 2,8% no mercado cativo impactou positivamente a Receita de Fornecimento em R$ 108.871 mil, Apesar do cenário econômico adverso, a Coelba e Cosern apresentaram aumento de 3,9% e 5,7% respectivamente, no volume de energia distribuída para o mercado cativo, com destaque positivo para as classes residencial e rural, enquanto a Celpe se manteve estável registrando uma leve queda de 0,03%.

(iii) Variação positiva de R$ 93.234 mil nos "Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros" entre os trimestres decorrente principalmente das CVAs Energia, Encargo de Serviço do Sistema – ESS e Sobrecontratação que juntos representaram quase a totalidade desse aumento. Aumento esse, resultante principalmente, da constituição normal passiva no valor de R$ 22.538 mil do terceiro trimestre de 2016 em relação à constituição normal e passiva no valor de R$ 108.155 mil do terceiro trimestre de 2015 com base nos saldos homologados pela ANEEL nos reajustes tarifários de 2016 e 2015.

(a) No 3T16, a conta contábil dos "Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros" registrou o valor de R$ 27.499 mil, sendo composto pelo valor liquido entre a constituição normal dos ativos de R$ 50.926 mil decorrentes os custos realizados acima da cobertura tarifária e R$ 78.425 mil referente à reversão passiva da Parcela A, dentro do mesmo exercício.

(iv) O aumento na receita de uso de rede do consumidor livre em 26,07%, no valor de R$ 25.168 mil, em virtude, principalmente, da migração de clientes industriais para o mercado livre que contribuiu com um aumento do consumo em 137 GWh, representando um crescimento de 11,36%, assim o impacto do efeito volume foi de R$ 10.961 mil. Foi registrado também um aumento no preço médio por consumo do mercado livre de 13,22%, assim o efeito preço foi de R$ 14.207 mil.

(v) Aumento da Receita da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica "CCEE", no montante de R$ 20.785 mil, devido a:

(a) Nas Distribuidoras foi registrado um aumento de R$ 36.737 mil em função do aumento do volume das sobras de energia registradas no terceiro trimestre de 2016 em relação ao mesmo período de 2015, associado à migração de clientes industriais cativos para o mercado livre. Esse aumento foi

compensado parcialmente pela redução de 38% do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, que é utilizado nas transações da CCEE, quando comparamos os dois períodos em análise.

(b) As Geradoras registraram uma redução na Receita da CCEE de R$ 19.915 mil, principalmente devido aos impactos de Itapebi e Termope que em conjunto registraram uma variação negativa de R$ 14.981 mil. (i) O impacto de Itapebi foi decorrente da ausência do evento ocorrido no 3T15, em que através de liminares foi obtida uma liquidação na CCEE de receita de energia no curto prazo referente ao efeito da GSF. Essa ocorrência não é observada no 3T16, devido ao acordo de repactuação do GSF estabelecido no final de 2015 pela Itapebi. (ii) O impacto de Termope foi decorrente da ausência de venda de energia no curto prazo pela não existência de volume de energia excedente aos contratos PPAs quando comparado com 3T15.

(vi) Redução da receita consolidada de suprimento de energia em R$ 91.318 mil no terceiro trimestre de 2016, quando comparado ao mesmo período de 2015. Essa variação se justifica principalmente pela redução da receita de fornecimento do faturamento da NC Energia, em R$ 167.646 mil, decorrente da redução do preço negociado no spot (PLD) que impactou diretamente as vendas da comercializadora. Sendo parcialmente compensado por Itapebi (R$ 17.960 mil) e Termope (R$ 62.046 mil), que tiveram maior volume de recursos alocados no 3º trimestre de 2016 do que em 2015, o que levou a um resultado maior nesse período de 2016 quando comparado a 2015, além dos reajustes dos contratos realizados no ACR (PPAs).

(vii) Aumento R$ 188.619 mil no Custo de Construção, que é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais, contribuindo com uma variação desfavorável de 56,92% Esse aumento foi ocasionado pelos maiores gastos com investimento líquido observado nas distribuidoras do Grupo Neoenergia, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa variação foi impactada, principalmente, pela Coelba devido ao aumento das adições brutas no 3T16 somado a um recebimento menor de subvenções, fazendo com que no período a Receita de Construção tivesse um incremento de R$ 150.073 mil. Porém não tem impacto algum sobre o resultado da companhia, pois em contra partida houve aumento semelhante nos custos de construção reconhecidos Receita.

6.2.2 Deduções da Receita Bruta

Deduções da Receita Bruta - R$ mil	Trimestre		Variação (R$)	Variação (%)
	3T16	3T15	Trimestral	Trimestral
Impostos	**(1.384.243)**	**(1.279.168)**	**(105.075)**	**8,21%**
ICMS	(898.795)	(869.521)	(29.274)	3,37%
PIS	(85.503)	(72.069)	(13.434)	18,64%
COFINS	(396.858)	(333.409)	(63.449)	19,03%
ISS	(3.087)	(4.169)	1.082	-25,95%
Encargos Setoriais	**(336.621)**	**(391.912)**	**55.291**	**-14,11%**
Quota para reserva global de reversão - RGR	(512)	(449)	(63)	14,03%
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(296.465)	(343.587)	47.122	-13,71%
Programa de Eficientização Energética - PEE	(13.644)	(12.581)	(1.063)	8,45%
Fund. Nacional de Desenvol. Científico e Tecnológ.	(5.458)	(5.033)	(425)	8,44%
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(2.728)	(2.516)	(212)	8,43%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(9.744)	(8.657)	(1.087)	12,56%
Encargos do consumidor - PROINFA	(7.416)	(6.672)	(744)	11,15%
Encargos do Consumidor - CCRBT	(654)	(12.417)	11.763	-94,73%
Total das deduções da receita bruta	**(1.720.864)**	**(1.671.080)**	**(49.784)**	**2,98%**

A variação positiva na Receita Bruta foi acompanhada pelo acréscimo de R$ 49.784 mil nas Deduções da Receita Bruta em relação ao mesmo período do ano anterior devido a:

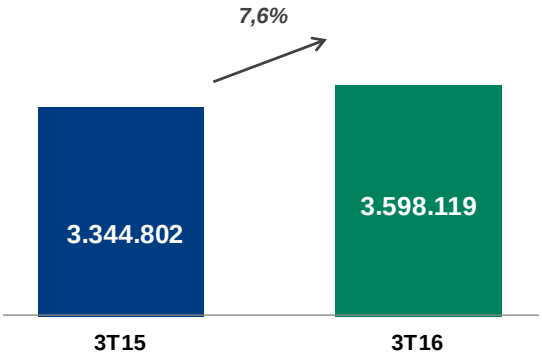
- Aumento de 8,2% dos tributos de ICMS, PIS e COFINS no valor de R$ 105.075 mil, devido basicamente ao acréscimo da base de cálculo (Receita Bruta);

- Redução de R$ 55.291 mil nos Encargos Setoriais, devido a (i) diminuição na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de R$ 47.122 mil decorrente ao valor menor de encargo estipulado pela ANEEL através da Res. Homologatória nº 2.008/2016 e (ii) redução na contabilização do passivo homologado de bandeira tarifária como outros encargos do consumidor CCRBT devido a redução das Bandeiras Tarifárias no terceiro trimestre de 2016 em função da melhora do cenário hidrológico quando comparado ao mesmo período do ano anterior, ocasionando uma redução de R$ 11.763 mil.

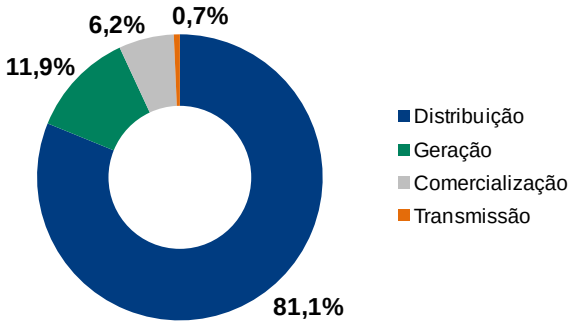
6.2.3 Receita Operacional Líquida

Receita Operacional Líquida Consolidada R$ mil	Trimestre		Variação (R$)	Variação (%)
	3T16	3T15	Trimestral	Trimestral
Receita Operacional Bruta Consolidada	5.318.983	5.015.882	303.101	6,04%
(-) Dedução da receita bruta	(1.720.864)	(1.671.080)	(49.784)	2,98%
Receita Operacional Líquida	**3.598.119**	**3.344.802**	**253.317**	**7,57%**

Receita Líquida (R$ mil)



Contribuição dos Segmentos na Receita Líquida[1]



Nota 1: Não inclui eliminações

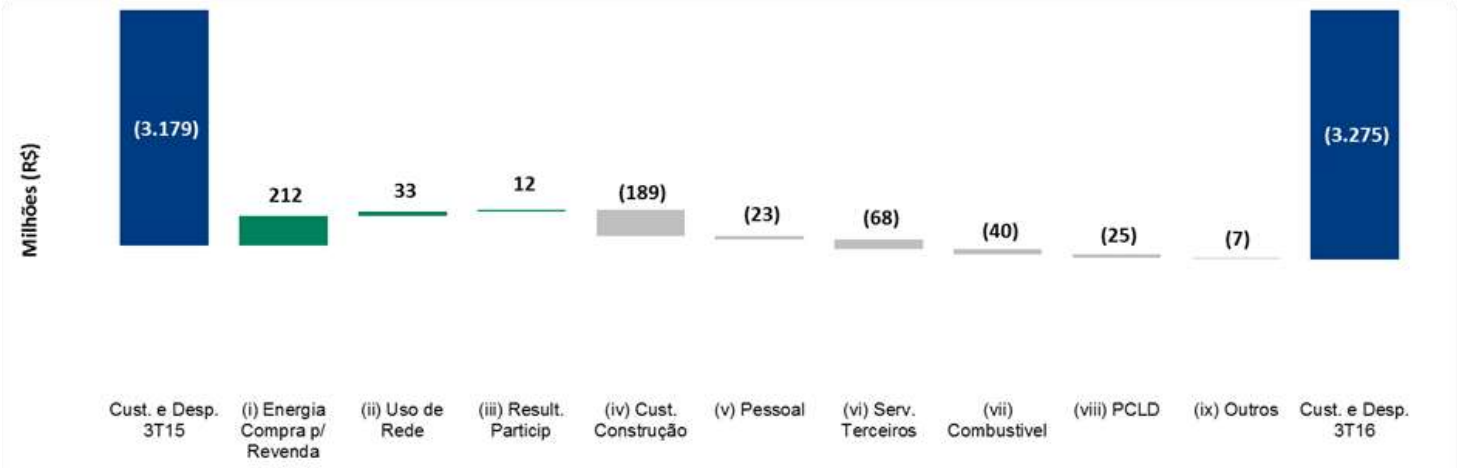
No 3T16, a Receita Operacional Líquida foi de R$ 3.598.119 mil apresentando decrescimento de 7,6%, equivalente a R$ 253.317 mil em relação ao mesmo período do ano anterior que foi de R$ 3.344.802 mil. Do total apurado no 3T16, 81,1% refere-se à Distribuição, 11,9% à Geração, 6,2% à Comercialização, 0,7% a Transmissão, antes das eliminações do consolidado.

6.3. Custos e despesas operacionais

Os Custos e Despesas Operacionais e o Resultado de participação no 3T16 atingiram o montante de R$ 3.275.380 mil, apresentando um aumento de R$ 96.046 mil que equivale a 3,02% em relação ao ano anterior, onde foi de R$ 3.179.334 mil.

Custos, Despesas Operacionais e Resultado de participação - R$ mil	Trimestre		Variação (R$)	Variação (%)
	3T16	3T15	Trimestral	Trimestral
Energia comparada para revenda	(1.546.626)	(1.758.151)	211.525	-12,03%
Encargos de uso dos sistema de transmissão e distribuição	(185.906)	(218.483)	32.577	-14,91%
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica–TFSEE	(5.058)	(4.641)	(417)	8,99%
Total Parcela A	**(1.737.590)**	**(1.981.275)**	**243.685**	**-12,30%**
Pessoal	(187.740)	(166.840)	(20.900)	12,53%
Administradores	(4.665)	(2.325)	(2.340)	100,65%
Entidade de previdência privada	(11.036)	(7.725)	(3.311)	42,86%
Serviços de terceiros	(379.453)	(311.520)	(67.933)	21,81%
Combustível para produção de energia	(131.769)	(91.387)	(40.382)	44,19%
Material	(23.411)	(12.340)	(11.071)	89,72%
Arrendamentos e aluguéis	(5.388)	(4.719)	(669)	14,18%
Provisões líquidas - PCLD	(3.537)	21.058	(24.595)	-116,80%
Perdas contas a receber/consumidores	(44.961)	(72.094)	27.133	-37,64%
Provisões líquidas - contingências	5.721	14.532	(8.811)	-60,63%
Indenizações Civeis/Trabalhistas	(40.580)	(32.054)	(8.526)	26,60%
Provisões atuariais	-	-	-	
Multas regulatórias	-	-	-	
Tributos	(1.115)	(780)	(335)	42,95%
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH	(564)	(2.119)	1.555	-73,38%
Alienação / desativação de bens e direitos	(238)	-	(238)	
Outras despesas (receitas) operacionais	41.005	42.167	(1.162)	-2,76%
Total Parcela B	**(787.731)**	**(626.146)**	**(161.585)**	**25,81%**
Depreciação e amortização	(180.706)	(179.566)	(1.140)	0,63%
Amortização de ágio	(20.017)	(21.879)	1.862	-8,51%
Equivalência patrimonial	(29.320)	(39.071)	9.751	-24,96%
Custos de construção	(520.016)	(331.397)	(188.619)	56,92%
Total	**(3.275.380)**	**(3.179.334)**	**(96.046)**	**3,02%**

Os custos e despesas da Parcela A no 3T16 representaram 53,05% do total dos gastos. Essa parcela foi reduzida em R$ 243.685 mil, equivalente a uma variação negativa na Parcela A de 12,30%. Os custos e despesas da Parcela B no 3T16 representaram 24,05% do total de gastos, que correspondeu a um aumento de custos de R$ 161.585 mil em relação ao mesmo período do ano anterior, equivalente a uma variação de 25,81% na Parcela B. Os principais fatores que influenciaram as variações foram:



(i) Os custos com compra de energia para revenda atingiram R$ 1.546.626 mil no 3T16, uma redução de R$ 211.525 mil, que equivale a uma variação favorável de 12,03% em relação ao ano anterior, quando o montante foi de R$ 1.758.151 mil. As principais variações que ocasionaram esse resultado foram:

- Variação favorável de R$ 199.671 mil na Energia adquirida no ambiente livre – ACL, impactado, principalmente, pela redução do preço praticado no ambiente de comercialização livre quando comparado com o mesmo período de 2015.

- Redução de R$ 194.838 mil nos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo em função da redução dos custos das térmicas e do risco hidrológico quando comparamos o terceiro trimestre de 2016 com o mesmo período de 2015.

- Variação favorável de R$ 35.475 mil na Energia de Curto Prazo (PLD) em função das exposições financeiras, devido às diferenças de preços entre os PLD´s nos submercados.

- A redução do custo de energia para revenda foi parcialmente compensada por:

  (a) Aumento de R$ 187.696 mil nos custos de energia de leilão do ACR, dos contratos bilaterais, das cotas de garantia física e das cotas de Angra I e Angra II devido aos reajustes de tarifas de compras e inclusão de novas cotas e contratos no ano de 2016. Além de sazonalização nos contratos bilaterais que alocaram mais energia em relação ao trimestre do período do ano anterior.
  (b) Aumento de R$ 19.689 mil no Custo do PROINFA em função das novas cotas de para 2016.
  (c) Parcialmente compensados pela redução de R$ 30.919 mil nos Encargos de Energia de Reserva devido à diminuição de 38% do PLD quando comparamos o terceiro trimestre de 2016 com o mesmo período de 2015.

(ii) Variação favorável de R$ 32.577 mil nos Encargos de uso do sistema de transmissão. O principal impacto foi registrado nas Distribuidoras, decorrente principalmente dos Encargos de uso do sistema de transmissão, com variação favorável de R$ 2.484 mil, decorrente da melhora do cenário hidrológico e consequente redução do despacho das usinas termoelétricas, favorecendo o equilíbrio entre custo e receita. Essa melhora de cenário impactou principalmente nos encargos Encargo de Serviço do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – ERR.

(iii) Variação favorável de R$ 11.613 mil no Resultado de Participação em Empresas de Controle Conjunto e Coligadas que é dada pela combinação das variações das linhas de Equivalência Patrimonial e de Amortização de Ágio. O principal impacto veio da variação positiva do resultado de equivalência patrimonial da Teles Pires Participações, quando comparamos o segundo trimestre de 2016 com o mesmo período do ano de 2015, em decorrência da entrada em operação comercial da UHE Teles Pires a partir de novembro de 2015. O restante da variação foi decorrente das demais participadas que contribuíram positivamente ou negativamente em menor grau.

(iv) Aumento de R$ 188.619 mil no Custo de Construção, que é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais, contribuindo com uma variação desfavorável de 56,92% Esse aumento foi ocasionado pelos maiores gastos com investimento líquido observado nas distribuidoras do Grupo Neoenergia, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa variação foi impactada, principalmente, pela Coelba devido ao aumento das adições brutas no 3T16 somado a um recebimento menor de subvenções, fazendo com que no período a Receita de Construção tivesse um incremento de R$ 150.073 mil. Porém, esse gasto não tem impacto no resultado, pois tem contra partida no mesmo valor na Receita.

(v) Aumento de R$ 23.240 mil dos gastos na conta de Pessoal e Administradores, devido a menor transferência de custo de pessoal para outras despesas em serviço – ODS, reajuste acordo sindicato, migração do plano de saúde e aumento do quadro de colaboradores devido às mudanças estruturais do Grupo Neoenergia com adaptações na Coelba. A Coelba contribuiu com 79% desse aumento, no valor de R$ 18.462 mil.

(vi) Aumento dos gastos com serviços de terceiros em R$ 67.933 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, serviço de leitura e entrega de conta, desligamentos e religamentos, dentre outros.

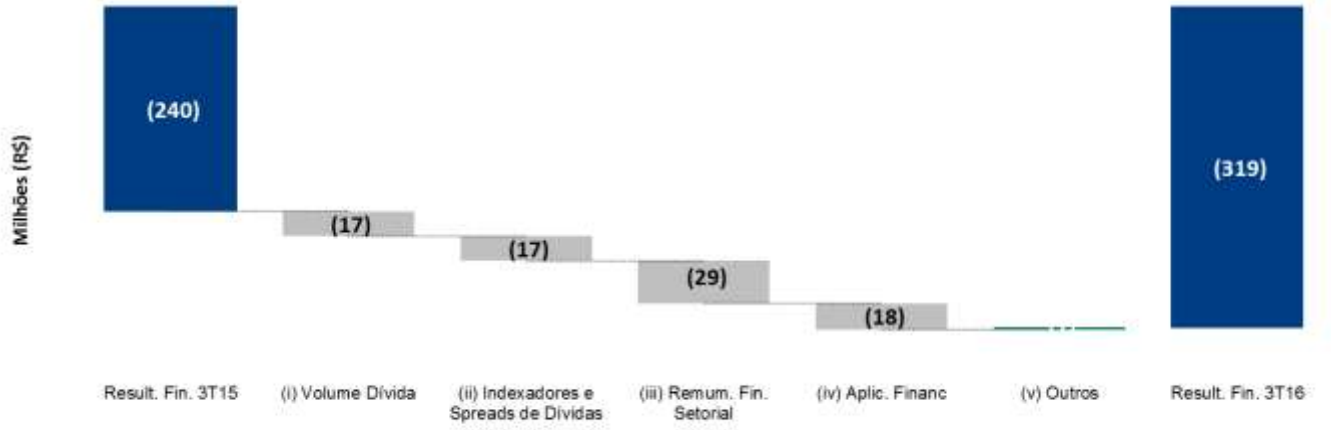
(vii) Acréscimo de R$ 40.382 mil, no custo com combustível para produção de energia devido ao aumento do preço do gás natural, exposição à variação cambial e o fim do benefício fiscal do ICMS a partir de abril de 2016.

(viii) Aumento das provisões líquidas – PCLD em R$ 24.595 mil, decorrente da inadimplência dos parcelamentos negociados de faturas antigas, esse cenário está concentrado nas classes Residencial, Industrial e Comercial. Em adição a PCLD sofreu crescimento devido à Instrução Normativa que provocou antecipação da provisão de algumas faturas para o primeiro semestre, e que pelo critério anterior, a constituição seria realizada no segundo semestre de 2016.

6.4. RESULTADO FINANCEIRO

O Resultado Financeiro do Grupo Neoenergia no 3T16 foi negativo em R$ 319.425 mil, apresentando um aumento de 33,14%, R$ 79.503, em relação ao 3T15.

Resultado Financeiro Líquido - R$ mil	Trimestre		Variação (R$)	Variação (%)
	3T16	3T15	Trimestral	Trimestral
Receita Financeira	**107.923**	**144.643**	**(36.720)**	**-25,39%**
Renda de aplicações financeiras	49.485	67.232	(17.747)	-26,40%
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	23.004	28.444	(5.440)	-19,13%
Remuneração financeira setorial	5.986	34.067	(28.081)	-82,43%
Outras receitas - Variação Monetária	8.161	939	7.222	769,12%
Atualização Depósitos Judicias	7.958	6.492	1.466	22,58%
Outras receitas financeiras	13.329	7.469	5.860	78,46%
Resultado de Dívida	**(315.930)**	**(286.348)**	**(29.582)**	**10,33%**
Encargos de dívida	(189.881)	(175.035)	(14.846)	8,48%
Variação monetária - Dívida	25.885	24.977	908	3,64%
Variação cambial	(51.824)	(1.201.562)	1.149.738	-95,69%
Operações swap	(100.110)	1.065.272	(1.165.382)	-109,40%
Despesa Financeira	**(111.418)**	**(98.217)**	**(13.201)**	**13,44%**
Obrigações Pós Emprego	(17.495)	(17.030)	(465)	2,73%
Atualização contingências	(21.724)	(20.712)	(1.012)	4,89%
Outras despesas - Variação Monetária	(14.555)	(11.459)	(3.096)	27,02%
(-) Pis e Cofins s/ receita financeira	(5.077)	(6.841)	1.764	-25,79%
IOF	(4.492)	(2.225)	(2.267)	101,89%
Encargos P&D/PEE	(2.707)	(2.504)	(203)	8,11%
Remuneração financeira setorial	(1.230)	-	(1.230)	
Outras despesas financeiras	(44.138)	(37.446)	(6.692)	17,87%
Total	**(319.425)**	**(239.922)**	**(79.503)**	**33,14%**



Os principais fatores que contribuíram para esse resultado foram:

(i) No 3º Trimestre de 2016 o cenário foi de manutenção das taxas de juros praticados no mercado. Apresentamos abaixo as taxas trimestrais acumuladas e as respectivas variações comparativas dos dois principais indexadores da dívida do Grupo;

Índice	Set/15 (A)	Set/16 (B)	Variação (B) - (A)
CDI	14,13%	14,13%	0,00%
CDI 3 meses	3,43%	3,47%	0,04%
TJLP	6,50%	7,50%	1,00%

Houve uma variação de 0,04 pontos percentuais no CDI trimestral e de 1,00 ponto percentual na TJLP, ocasionando um aumento de R$ 16.521 mil nas despesas financeiras com dívida no terceiro trimestre de 2016 em comparação ao mesmo período de 2015.

(ii) No terceiro trimestre de 2016, também houve um aumento de 5,3% no volume de dívida já contraída pelo Grupo em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse cenário resultou em um aumento das despesas com dívida de R$ 17.117 mil no terceiro trimestre de 2016 em comparação ao mesmo período de 2015;

(iii) Redução do Resultado positivo líquido da remuneração financeira setorial no montante de R$ 29.311 mil, decorrente do menor custo de energia e maior cobertura tarifária em 2016 contrário ao verificado no mesmo período de 2015 em que o custo de energia era elevado e a cobertura tarifária era menor;

(iv) O CDI acumulado no período foi de 3,47%, uma elevação de 0,04 pontos percentuais em comparação ao mesmo período do ano anterior, onde foi de 3,43%. Além disso, o saldo médio de caixa diminuiu R$ 637.657 mil no 3T16 em comparação com 3T15. Estes dois fatores contribuíram de forma distinta para a variação na renda de aplicação financeira em R$ 17.747 mil reconhecidos no resultado, sendo um efeito negativo de R$ 23.341 mil relacionado à redução de volume de disponibilidades e um efeito positivo de R$ 5.594 mil relacionados ao aumento do indicador referência das aplicações financeiras, o CDI.

6.5. LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO

No 3T16 o Prejuízo Líquido Consolidado registrado foi de R$ 13.433 mil, que corresponde a uma variação positiva de R$ 60.018 mil em relação ao prejuízo líquido de R$ 73.451 mil apurado no mesmo período de 2015.

Lucro / Prejuízo Líquido Consolidado (R$ mil)



7. ESTRUTURA DE CAPITAL

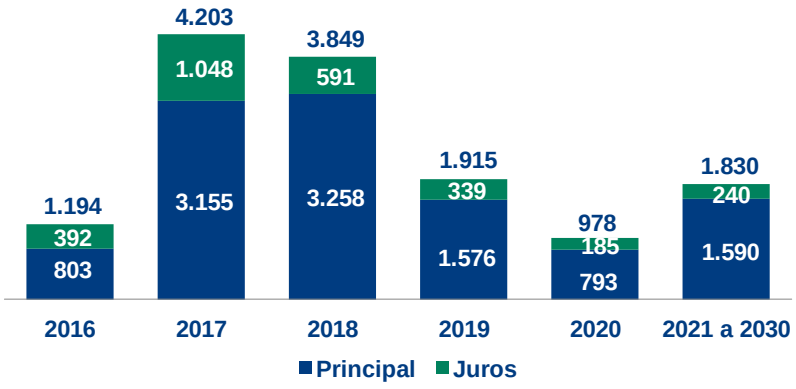
7.1. PERFIL DA DÍVIDA

De acordo com sua Política Financeira, o Grupo Neoenergia busca permanentemente o alongamento e a redução do custo da sua dívida. O valor do endividamento total refere-se às dívidas de suas subsidiárias. Em setembro de 2016, o Grupo contava com 71,9% da dívida contabilizada no longo prazo e 28,1% no curto prazo.

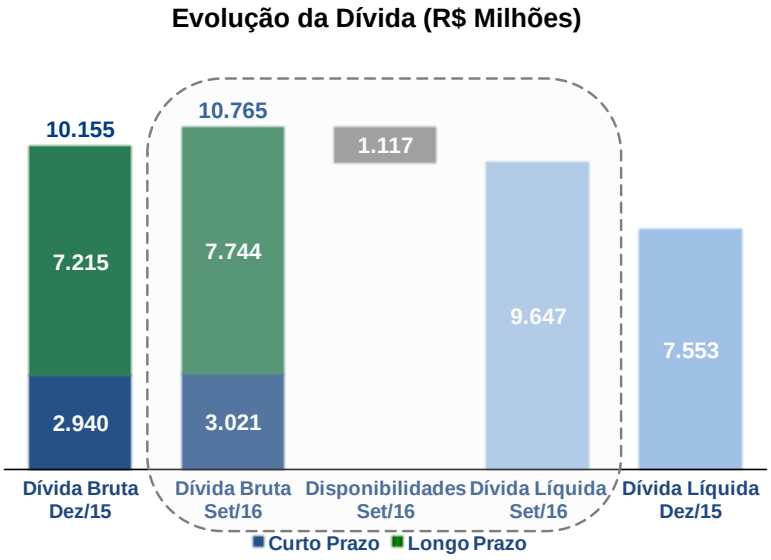
Em setembro de 2016, a dívida bruta consolidada do Grupo Neoenergia, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, foi de R$ 10.765 milhões apresentando um crescimento de 6,01% equivalente a R$ 610 milhões em relação a dezembro de 2015 que foi de R$ 10.155 milhões. Em setembro de 2016 o prazo médio da dívida do Grupo Neoenergia era de 3,26 anos e *duration* era de 2,36 anos.

O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,16 em 31 de dezembro de 2015 para 3,45 em 30 de setembro de 2016.

Cronograma de Esgotamento da Dívida (R$ Milhões)



Nota: O gráfico considera as curvas futuras de esgotamento da dívida.



7.2. 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+**

8. INVESTIMENTOS

No acumulado do ano de 2016 o Grupo Neoenergia atingiu investimentos de R$ 1.957 milhões, sendo R$ 1.630 milhões em distribuição, R$ 281 milhões em geração e R$ 43 milhões em transmissão, conforme o quadro abaixo.

Valores em R$ mil

Empresa	3T16
Distribuidoras	1.629.918
Geradoras	280.612
Transmissoras	43.054
Outras	3.082
Total	**1.956.666**

Os demais investimentos realizados pelas Companhias a qual o Grupo participa do controle ou tem influencia significativa na sua administração correspondem ao montante de R$ 503 milhões, conforme o quadro abaixo:

Valores em R$ mil

Investimento em Controladas em Conjunto e Coligadas	3T16
Teles Pires	28.124
Belo Monte	471.066
Outros	4.012
Total	**503.202**

Nota: Considera a participação da Neoenergia nos empreendimentos

Nota1: As Eólicas consideradas são aquelas controladas pela Iberdrola, as que o Grupo controla estão contidas no valor de Geradoras do Quadro Consolidado apresentado.

8.1. PROGRAMA LUZ PARA TODOS

O Programa Luz para Todos – PLT foi instituído pelo Governo em 11 de novembro de 2003 com a meta de promover o acesso à energia elétrica a população do meio rural e residencial baixa renda brasileira.

Através do Programa Luz para Todos as Distribuidoras do Grupo Neoenergia realizaram até setembro de 2016, 728.388 ligações que promoveram desenvolvimento econômico e melhoria na qualidade de vida das pessoas atendidas na nossa área de concessão.

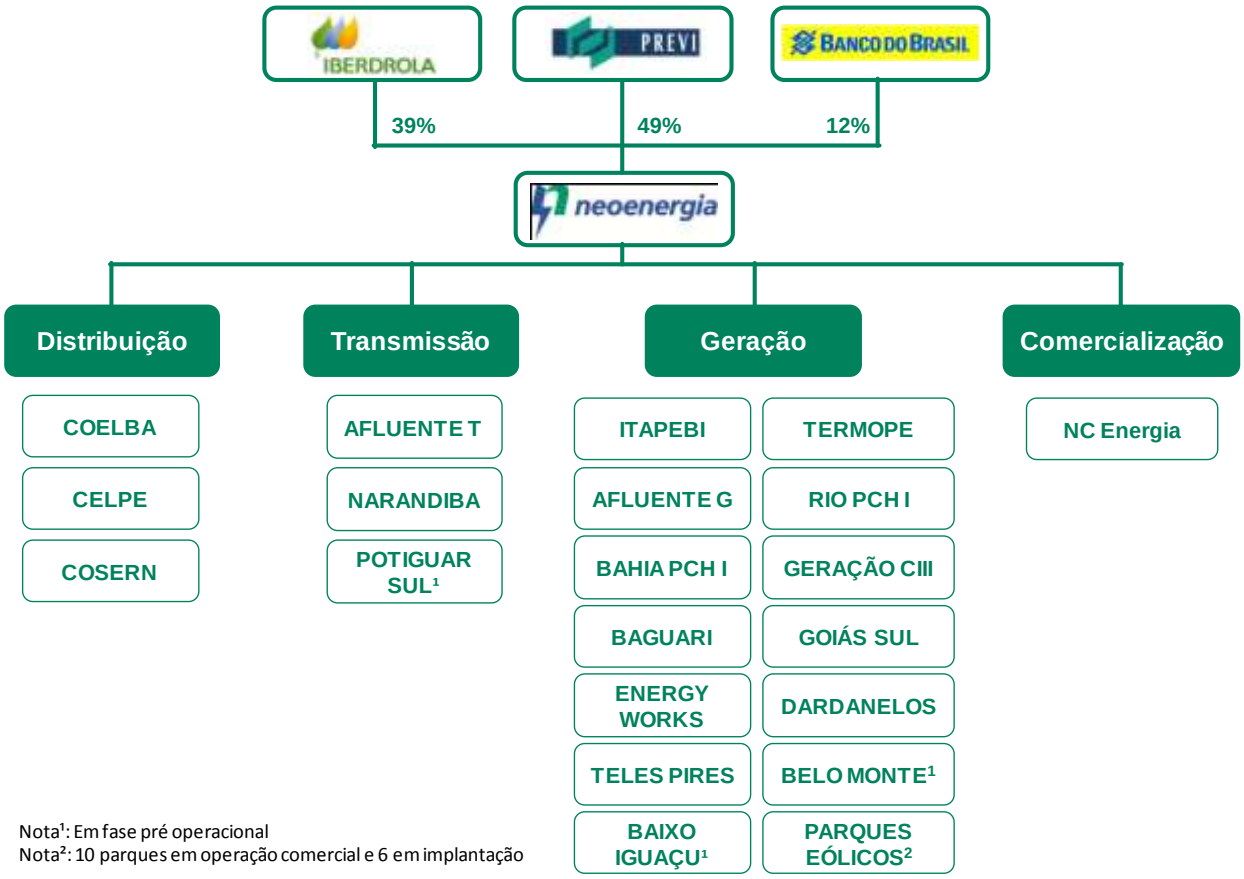
O número de ligações efetuadas nas três Distribuidoras até 30 de setembro de 2016 está demonstrado abaixo.

Programa Luz para Todos	
Ligações executadas até 2009	498.934
Ligações executadas em 2010	75.921
Ligações executadas em 2011	39.888
Ligações executadas em 2012	26.726
Ligações executadas em 2013	35.872
Ligações executadas em 2014	28.458
Ligações executadas em 2015	16.674
Ligações executadas até 30 de setembro de 2016	12.445
Total de Ligações Executadas	**734.918**

Informações Complementares

1. Composição Acionária do Grupo Neoenergia

A NEOENERGIA S.A. (“Neoenergia” ou a “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto domiciliada no Brasil, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades. As controladas da Neoenergia (conjuntamente, o “Grupo”) são dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.



Nota¹: Em fase pré operacional
Nota²: 10 parques em operação comercial e 6 em implantação

2. Distribuidoras

O Grupo NEOENERGIA atua no segmento de distribuição por meio das suas controladas COELBA, CELPE e COSERN.

COELBA

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 no Estado da Bahia, atendendo a uma população estimada de 15 milhões de habitantes em 415 dos 417 municípios do Estado.

CELPE

A Companhia Energética de Pernambuco – CELPE é a concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a explorar os sistemas de subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado de Pernambuco,

atendendo a uma população estimada de 9,3 milhões de habitantes em 184 municípios de Pernambuco, além do Distrito de Fernando de Noronha e do município de Pedras de Fogo na Paraíba.

COSERN

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN é a concessionária de serviço público de energia elétrica destinada a explorar os sistemas de subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte, atendendo a uma população estimada de 3,4 milhões de habitantes em 100% dos municípios do Rio Grande do Norte.

2.1. Tarifas

2.1.1 Reajuste / Revisão Tarifária

Conforme previsto nos Contratos de Concessão da COELBA, CELPE e COSERN, os processos de Reajuste e Revisão Tarifária são determinantes para o entendimento da receita do segmento de distribuição de energia elétrica. A seguir, são apresentados os índices de reajustes aprovados pela ANEEL.

Grupo de Consumo	Reajuste Tarifário		
	COELBA	CELPE	COSERN
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	10,64%	6,77%	7,61%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	10,76%	11,66%	7,78%
Efeito tarifário médio AT+BT	**10,72%**	**9,99%**	**7,73%**

COELBA

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.066 de 19 de abril de 2016, publicada no Diário Oficial da União do dia 22 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 a ser percebido pelos consumidores da concessionária é 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.

CELPE

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.067 de 26 de abril de 2016, publicada no Diário Oficial da União do dia 28 de abril de 2016, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, de 14,03%, dos quais 11,29% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 2,74% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 9,99%.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2016 com vigência até 28 de abril de 2017.

COSERN

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.064, de 19 de abril de 2016, publicada no Diário Oficial da União do dia 24 de Abril de 2016, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 11,51%, dos quais 11,80% correspondem ao reajuste tarifário econômico e -0,29% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 7,73%.

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

2.1.2 Bandeira Tarifária

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia passaram a ser 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 ajustadas conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1859/2015. Posteriormente tais valores e faixas foram ajustados por meio da Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016, decorrente da Audiência Pública 081/15:

• Bandeira verde: A tarifa não sofre nenhum acréscimo.

• Bandeira amarela: A tarifa sofre acréscimo de R$ 0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R$ 1,50 para cada 100 KWh consumidos, sem contar com os impostos.

• Bandeira vermelha patamar 1: A tarifa sofre acréscimo de R$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R$ 3,00 para cada 100 KWh consumidos, sem contar com os impostos.

• Bandeira vermelha patamar 2: A tarifa sofre acréscimo de R$ 0,045 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R$ 4,50 para cada 100 KWh consumidos, sem contar com os impostos.

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, a partir de abril de 2016, a bandeira verde.

3. GERADORAS

3.1 Usinas em Operação

O Grupo Neoenergia atua no segmento de geração por meio de vinte e oito usinas geradoras atualmente em operação, sendo doze hidrelétricas, uma Termelétrica, dez parques eólicos, quatro usinas de cogeração e uma Termelétrica Diesel.

Além destes encontram-se em fase de construção 6 parques eólicos e 2 hidrelétricas, somando um total de 36 ativos de geração.

O quadro a seguir apresenta os ativos de geração em operação e em construção do Grupo Neoenergia.

Geração em Operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
CELPE							
Fernando de Noronha	Termelétrica Diesel	89,65%	Fernando de Noronha - PE	4,08	3,8 MW	21/12/1989	21/12/2019
AFLUENTE G							
UHE Alto Fêmeas I	Hidrelétrica - PCH	87,84%	Rio das Fêmeas - BA	10,65	8,55 MW	06/08/1997	08/08/2027
UHE Presidente Goulart			Rio Corrente - BA	8,00	5,2 MW	08/08/1997	08/08/2027
ITAPEBI							
UHE Itapebi[1]	Hidrelétrica - UHE	100,00%	Rio Jequitinhonha - BA	462,01	214,3 MW	28/05/1999	27/05/2034
TERMOPE							
UTE Termope	Termelétrica - UTE	100,00%	Suape - Ipojuca - PE	532,70	504,2 MW	01/05/2004	01/05/2024
RIO PCH I							
PCH Pedra do Garrafão	Hidrelétrica - PCH	70,00%	Rio Itabapoana - RJ/ES	19,00	10,75 MW	18/12/2002	17/12/2032
PCH Pirapetinga				20,00	12,71 MW	18/02/2002	17/12/2032
GERAÇÃO CIII							
UHE Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	66,23%	Rio Corumbá - GO	96,45	50,9 MW	07/11/2001	06/11/2036
BAGUARI I							
UHE Baguari	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Doce - MG	140,00	80,2 MW	15/08/2006	14/08/2041
BAHIA PCH I							
PCH Sítio Grande	Hidrelétrica - PCH	100,00%	Rio da Fêmeas - BA	25,00	19,62 MW	10/12/1999	09/12/2029
GOIÁS SUL							
PCH Nova Aurora	Hidrelétrica - PCH	100,00%	Rio Veríssimo - GO	21,00	12,37 MW	18/02/2004	17/04/2034
PCH Goiandira				27,00	17,09 MW	18/12/2002	17/12/2032
ENERGYWORKS [2]							
UTE Corn Mogi	Termoelétrica - UTE	100,00%	Mogiguaçu - SP	34,90	30,0 MW	01/04/2003	01/04/2023
UTE Corn Balsa			Balsa Nova - PR	10,70	8,47 MW	01/12/2002	01/12/2022
UTE Brahma Rio			Rio de Janeiro - RJ	14,70	10,5 MW	23/08/1999	23/08/2018
UTE Capuava Energy			Santo André – SP	18,02	12,0 MW	08/06/2000	08/062020
EAPSA							
UHE Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Aripuanã - MT	261,00	154,9 MW	03/07/2007	02/07/2042
TELES PIRES							
Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	50,56%	Rio Teles Pires - MT/PA	1.819,80	930,7 MW	07/6/20111	29/05/2046
PARQUES EÓLICOS							
EOL Arizona 1	Eólica - UEE	50,00%	Rio do Fogo - RN	28,00	12,9 MW	03/03/2011	03/03/2046
EOL Caetité 1			Caetité - BA	30,00	13,3 MW	16/10/2012	19/09/2042
EOL Caetité 2				30,00	11,2 MW	04/02/2011	29/01/2046
EOL Caetité 3				30,00	11,2 MW	23/02/2011	15/02/2046
EOL Calango 1			Bodó, Lagoa Nova - RN	30,00	13,9 MW	26/04/2011	19/04/2046
EOL Calango 2				30,00	11,9 MW	06/05/2011	30/04/2046
EOL Calango 3				30,00	13,0 MW	26/05/2011	21/05/2046
EOL Calango 4				30,00	12,8 MW	18/05/2011	10/05/2046
EOL Calango 5				30,00	13,7 MW	01/06/2011	24/05/2046
EOL Mel 2			Areia Branca - RN	20,00	9,8 MW	24/02/2011	27/02/2046

[1] A Itapebi é controlada diretamente pela Neoenergia (42%) e indiretamente pela Termopernambuco (58%)

[2] Energia garantida

3.2 Usinas em Implantação

Geração em Construção	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta da Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
BELO MONTE							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	11.233,10	4.571 MW	26/08/2010	17/08/2045
GERAÇÃO CÉU AZUL							
Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Iguaçu - PR	350,20	172,8 MW	20/08/2012	12/08/2047
PARQUES EÓLICOS							
UEE Calango 6	Eólica - UEE	50,00%	Bodó-RN	30,00	18,5MW	20/11/2014	11/11/2049
UEE Santana 1			Bodó-RN	30,00	17,3MW	14/11/2014	05/11/2049
UEE Santana 2			Lagoa Nova-RN	24,00	13,1MW	14/11/2014	05/11/2049
UEE Canoas			São José do Sabugí – PB	31,50	17,1MW	03/08/2015	25/07/2050
UEE Lagoa 1			Santa Luzia – PB	31,50	18,6MW	03/08/2015	25/07/2050
UEE Lagoa 2			São José do Sabugí – PB	31,50	16,4MW	03/08/2015	25/07/2050

4. TRANSMISSÃO

O segmento de transmissão em operação do Grupo Neoenergia é composto por:

Transmissão - Em operação	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada Operação	Prazo de Concessão
AFLUENTE T	Transmissão	87,80%			08/08/2027
Linhas de Transmissão (Extensão Total 445 Km2)					
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1			BA	24/12/2002	
LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1				12/03/2001	
LT 230 KV Ford - Pólo C-2				30/09/2001	
LT 230 KV Ford - Camaçari IV C-2				30/09/2001	
LT 230 KV Ford - Pólo C-1				28/09/2001	
LT 230 KV Ford - Camaçari IV C-1				28/09/2001	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1				01/07/1965	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2				01/07/1965	
LT 138 KV Funil - Poções C-1				01/07/1982	
Subestações Rede Básica			BA		
Pólo (4 Entradas de Linha)				24/12/2002	
Ford (2 Entrada de Linha)				01/07/2001	
Funil (2 Entradas de Linha)				01/07/1994	
Camaçari IV (2 Entradas de Linha)				22/01/2015	
Tomba				01/07/1972	
Brumado II				01/07/2002	
Itagibá				01/01/2010	
SE NARANDIBA	Transmissão	100,00%	BA	04/06/2011	28/01/2039
Subestação de Narandiba					
Subestação de Narandiba - Ampliação				20/02/2014	
Subestação Brumado II				23/09/2014	26/08/2042
Subestação Extremoz II			RN	05/07/2015	09/05/2042