

São Luís, 14 de maio de 2010 - A Companhia Energética do Maranhão S/A (CEMAR), concessionária do serviço de distribuição de energia elétrica em todo o estado do Maranhão, anuncia hoje os seus resultados do primeiro trimestre de 2010 (1T10). As informações não financeiras da CEMAR, as relacionadas ao Programa Luz Para Todos (PLPT) assim como as referentes às expectativas da administração quanto ao desempenho futuro da Companhia, não foram revisadas pelos auditores independentes.

## MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA DA CEMAR CRESCE 17,5%. PERDAS ATINGEM 24,2% DA ENERGIA REQUERIDA.

### 1. DESTAQUES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

- ▶ O volume de energia faturada no trimestre cresceu 17,5%, atingindo 959,9 GWh. Destaque para o crescimento do consumo da classe residencial, que atingiu 17,3% na comparação do 1T10 com o 1T09.
- ▶ A Receita Operacional Líquida (ROL) cresceu 1,6% no 1T10, totalizando R\$ 267,5 milhões.
- ▶ O EBITDA trimestral alcançou R\$88,8 milhões no 1T10, redução de 16,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como reflexo da Revisão Tarifária ocorrida em agosto/2009 e alteração na contabilização do Subsídio Baixa Renda.
- ▶ O Lucro Líquido atingiu R\$48,9 milhões no 1T10, queda de 17,8% em relação ao registrado no 1T09.
- ▶ Os investimentos (excluindo investimentos diretos relacionados ao Programa Luz para Todos - PLPT) totalizaram R\$36,6 milhões no 1T10, 15,5% inferior aos investimentos realizados no 1T09.
- ▶ No 1T10, os índices de DEC e FEC da CEMAR (acumulados dos últimos 12 meses) foram de 21,9 horas e 14,4 vezes, respectivamente, registrando quedas de 21,8% e 17,7% em relação aos índices observados ao final do 1T09, devido à menor pluviometria no trimestre.
- ▶ As perdas de energia dos últimos 12 meses encerrados em 1T10 representaram 24,2% da energia requerida, com redução de 4,3 p.p. em relação aos 28,5% verificados no 1T09.

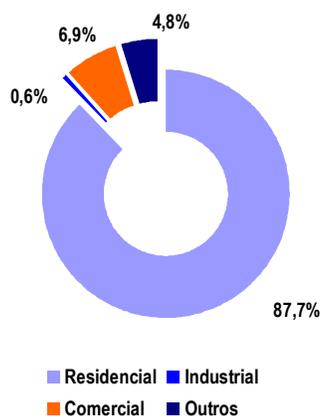
DADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS (R\$MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	263,2	320,8	267,5	1,6%
EBITDA	106,7	130,4	88,8	-16,8%
Margem EBITDA (%ROL)	40,5%	40,6%	33,2%	-7,3 p.p.
EBITDA (últ. 12 meses)	430,0	470,3	452,4	5,2%
Resultado Operacional	71,7	35,3	58,0	-19,1%
Margem Operacional (%ROL)	27,2%	11,0%	21,7%	-5,5 p.p.
Lucro Líquido (Prejuízo)	59,5	-31,2	48,9	-17,8%
Margem Líquida (%ROL)	22,6%	-9,7%	18,3%	-4,3 p.p.
Lucro Líquido (Prejuízo) por Ação (R\$)	0,36	(0,19)	0,30	-16,7%
Investimentos CEMAR (Ex. PLPT)	43,3	63,5	36,6	-15,5%
Investimentos Diretos PLPT	35,8	69,2	33,1	-7,5%
Dívida Líquida	731,3	768,6	744,5	1,8%
Dívida Líquida / EBITDA (últ. 12 meses)	1,7 x	1,6 x	1,6 x	-0,1 x

DADOS OPERACIONAIS	1T09	4T09	1T10	Var.
Energia Vendida (MWh sem cons. próprio)	816.756	985.396	959.921	17,5%
Nº de Consumidores	1.572.631	1.687.937	1.730.925	10,1%
Nº de Colaboradores	1.287	1.309	1.291	0,3%

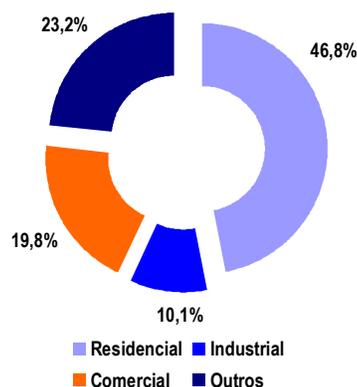
## 2. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MARANHÃO

### 2.1. VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Base de Clientes (% por Classe) – 1T10



Energia Vendida (% por Classe) – 1T10



No 1T10, as vendas de energia cresceram 17,5% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, atingindo 959,9 GWh. O crescimento observado no trimestre é resultado de 3 causas principais: (i) queda de mais de 55% no índice pluviométrico do Estado para o trimestre em relação à sua média histórica; (ii) crescimento econômico do Estado, com o aumento do consumo per capita (iii) ligação de novos clientes à base de consumidores da Companhia, e; (iv) a intensificação no combate às perdas da Companhia, objetivando manter-se abaixo da meta estabelecida pela ANEEL para o 2º Ciclo de Revisão Tarifária.

Destaque para o segmento industrial que volta a apresentar crescimento no seu consumo após alguns trimestres em declínio, demonstrando a retomada da trajetória positiva da atividade econômica no Maranhão.

CLASSE DE CONSUMO (MWh)	1T09	4T09	1T10	Var.
Residencial	383.043	455.430	449.430	17,3%
Industrial	90.599	103.561	97.279	7,4%
Comercial	161.357	187.627	190.389	18,0%
Outros	181.757	238.778	222.823	22,6%
<b>TOTAL</b>	<b>816.756</b>	<b>985.396</b>	<b>959.921</b>	<b>17,5%</b>

No 1T10, a carga da CEMAR apresentou crescimento de 11,2% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, em linha com a evolução das cargas nacional e da região nordeste.

GWh	1T09	4T09	1T10	Var.
Carga Brasil (*)	109.827	116.747	120.975	10,2%
Carga Nordeste (*)	16.081	17.620	17.925	11,5%
Carga CEMAR	1.115	1.295	1.240	11,2%

(\*) Dados referente ao Sistema Interligado Nacional  
Fonte: ONS e CEMAR

### 2.2. BALANÇO ENERGÉTICO

O volume de energia requerida pelo sistema da CEMAR alcançou 1.240,5 GWh no 1T10, apresentando crescimento de 11,2% em relação ao mesmo período do ano anterior enquanto que o volume de energia vendida cresceu 17,3% na comparação trimestral. Mesmo apesar do forte crescimento apresentado pelo mercado, o nível de perdas apresentado pela Companhia no 1T10 foi inferior em 5,6% se comparado ao 1T09.

Bal. Energético (MWh)	1T09	4T09	1T10	Var.
Energia Requerida	1.115.287	1.294.559	1.240.466	11,2%
Energia Vendida (*)	818.152	987.033	960.070	17,3%
Perdas	297.135	307.526	280.396	-5,6%

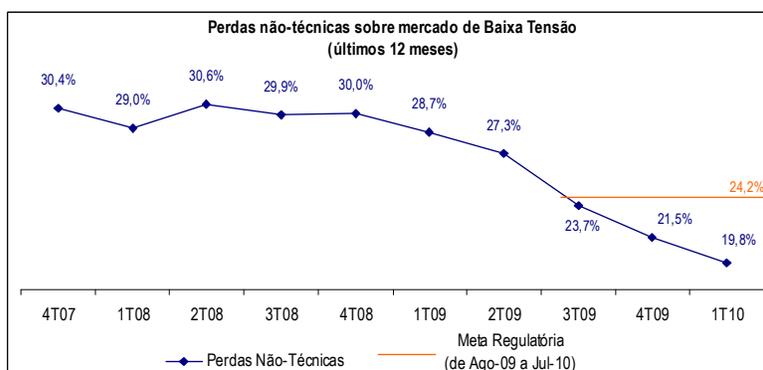
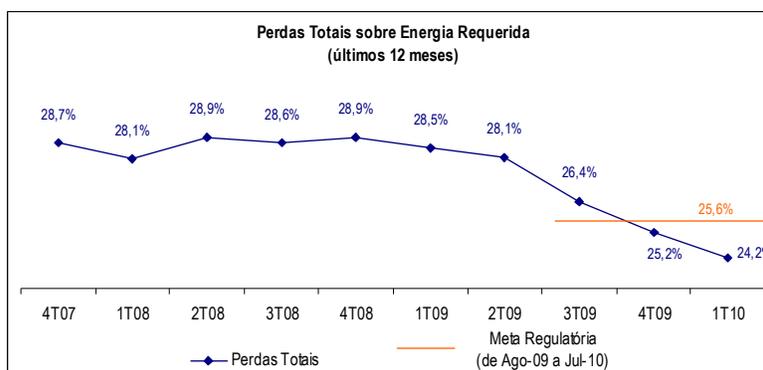
(\*) Inclui venda às classes, consumo próprio e vendas à CEPISA

### 2.3. PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Com o intuito de manter o nível de perdas de energia da Companhia abaixo das novas metas regulatórias estabelecidas no processo da 2ª Revisão Tarifária Periódica da CEMAR, o combate às perdas foi intensificado e diversas medidas adotadas desde o final de 2008 vêm gradativamente mostrando resultados positivos.

Dentre as medidas adotadas, podemos destacar: i) maior eficácia nas inspeções tanto de baixa como de alta tensão, através da medição fiscal, que consiste em comparar o volume de energia distribuída por cada transformador com o efetivamente faturado aos clientes ligados àquele mesmo transformador; ii) intensificação no treinamento das equipes de campo; iii) atualização cadastral das redes da iluminação pública, e iv) combate a auto-religação (quando, após ter sua energia cortada pela Companhia, o próprio cliente refaz sua ligação, sem dar ciência à CEMAR).

Com isso, no 1T10, as perdas totais caíram 4,3 pontos percentuais em relação ao 1T09, atingindo 24,2% da energia requerida, percentual inferior aos 25,6% determinados como meta regulatória para o período compreendido entre agosto/09 e julho/10. Avaliando de acordo com a metodologia estabelecida recentemente pela ANEEL, as perdas não-técnicas sobre o mercado de baixa tensão ficaram em 19,8%, abaixo dos 24,2% estabelecidos como meta para o 1º ano do atual ciclo, também entre agosto/09 e julho/10.

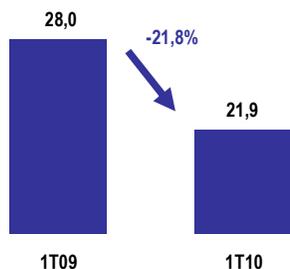


### 2.4. QUALIDADE DO SERVIÇO (DEC E FEC)

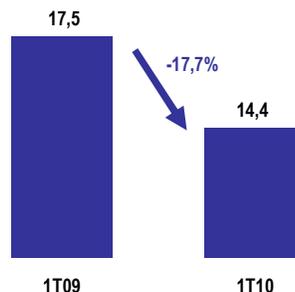
O nível da qualidade e da eficiência do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a duração média das interrupções, em horas por cliente por período) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a frequência das interrupções, em número de interrupções por cliente por período).

Ao final do 1T10, o DEC acumulado dos últimos 12 meses alcançou 21,9 horas, que comparado às 28,0 horas do final do 1T09, representou queda de 21,8%. O indicador FEC (acumulado dos últimos 12 meses) do final do 1T10, foi de 14,4 vezes, representando redução de 17,7% em relação ao fechamento do 1T09. Tais índices foram positivamente impactados pelo menor índice pluviométrico no 1T10 em relação ao 1T09.

DEC (horas): Últ. 12 meses



FEC (vezes): Últ. 12 meses



## 2.5. RECEITA BRUTA MÉDIA

RECEITA BRUTA MÉDIA - R\$/MWh (*)	1T09	4T09	1T10	Var.
Residencial	421,4	426,9	416,2	-1,2%
Industrial	353,1	355,7	350,1	-0,8%
Comercial	488,3	477,8	467,3	-4,3%
Outros	354,5	342,4	329,3	-7,1%
<b>Total</b>	<b>412,2</b>	<b>408,6</b>	<b>399,5</b>	<b>-3,1%</b>

(\*) Incluindo ICMS/PIS/COFINS

A Receita Bruta Média da CEMAR do 1T10 apresentou redução de 3,1% na comparação com 1T09, somando R\$399,5 por MWh.

Ao final de agosto de 2009, a Companhia passou pelo processo de Revisão Tarifária Periódica, onde o efeito médio para o consumidor foi um reajuste negativo em 1,64%. Essa tarifa estará vigente por 12 meses, até agosto de 2010.

## 2.6. CUSTO MÉDIO DE COMPRA DE ENERGIA

No 1T10, o custo médio de compra de energia líquido de PIS/COFINS (excluindo custos de transporte e contabilizações de CVA) foi de R\$84,1 por MWh, representando crescimento de 8,0% em relação ao 1T09. O aumento no custo médio é explicado por: (i) novas contratações de energia nos leilões A-3 e de fontes alternativas, e; (ii) atualização monetária contratual dos custos da compra de energia pelo IPCA, em agosto de 2009. Vale ressaltar que os custos de compra de energia são repassados à tarifa da venda de energia, uma vez que fazem parte da Parcela A (custos não gerenciáveis).

CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA	1T09	4T09	1T10	Var.
Energia Comprada* (R\$MMM)	95,1	143,0	107,9	13,5%
MWh Contratado	1.220.212	1.824.181	1.282.395	5,1%
<b>R\$/MWh</b>	<b>77,9</b>	<b>78,4</b>	<b>84,1</b>	<b>8,0%</b>

\* Líquida de PIS/COFINS

## 2.7. ENERGIA CONTRATADA

No encerramento do 1T10, a posição de energia contratada da CEMAR para o período de 2010 a 2016 apresentava a distribuição demonstrada na tabela a seguir. Os montantes abaixo incluem a energia contratada nos leilões de energia nova A-3 e A-5, realizados em setembro de 2008, assim como a energia contratada no Leilão da Usina de Jirau (contrato de 30 anos, iniciando no ano 2013).

CONTRATOS (MWh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>TOTAL - MWh</b>	<b>5.660.207</b>	<b>5.940.269</b>	<b>6.394.675</b>	<b>3.981.674</b>	<b>3.047.967</b>	<b>2.776.531</b>	<b>2.599.412</b>

### 3. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

#### 3.1. RECEITA OPERACIONAL

No 1T10, a Receita Bruta de venda de energia cresceu 14,0%, influenciada em grande parte pelo crescimento no volume da energia vendida de 17,5% no trimestre, em comparação com o mesmo período do ano anterior. Em relação à Receita Líquida, o total registrado no trimestre foi de R\$267,5 milhões, 1,6% superior à obtida no mesmo trimestre do ano anterior.

Destacamos que no 1T10, a linha de CVA, componente da Receita, foi impactada em R\$10,0 milhões pela amortização do ativo Subsidio Baixa Renda, uma vez que esse ativo já foi reconhecido no resultado do 3T09, quando o mesmo foi homologado como Componente Financeiro da Revisão Tarifária Periódica da CEMAR.

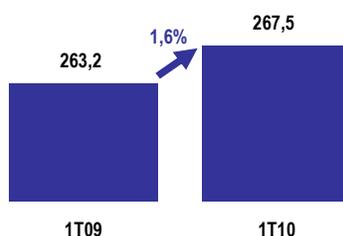
ANÁLISE DA RECEITA	1T09	4T09	1T10	Var.
<b>Volume de Vendas (MWh)*</b>	<b>816.756</b>	<b>985.396</b>	<b>959.921</b>	<b>17,5%</b>
<b>No. de Clientes**</b>	<b>1.572.631</b>	<b>1.687.937</b>	<b>1.730.925</b>	<b>10,1%</b>
<b>KWh por Cliente (no período)</b>	<b>519,4</b>	<b>583,8</b>	<b>554,6</b>	<b>6,8%</b>
<b>Receita Bruta de Fornecimento de Energia (R\$ MM)</b>	<b>336,6</b>	<b>402,7</b>	<b>383,6</b>	<b>14,0%</b>
Residencial	161,4	194,4	187,1	15,9%
Industrial	32,0	36,8	34,1	6,6%
Comercial	78,8	89,7	89,0	12,9%
Outras classes	64,4	81,8	73,4	14,0%
<b>Suprimento (R\$ MM)</b>	<b>4,9</b>	<b>1,7</b>	<b>1,6</b>	<b>-67,3%</b>
<b>Outras Receitas (R\$ MM)</b>	<b>25,3</b>	<b>41,3</b>	<b>5,2</b>	<b>-79,4%</b>
Subvenção Baixa Renda	26,4	30,6	30,3	14,8%
Constituição (Amortização) de Ativos Regulatórios	(4,6)	(34,3)	(29,0)	-530,4%
CVA	2,6	(17,1)	(12,3)	-573,1%
Uso da Rede	0,1	-	-	-100,0%
PLPT - IRT	-	(1,7)	(1,6)	N/A
RTD	(7,3)	(15,5)	(15,1)	-106,8%
Outras Receitas Operacionais	3,5	20,2	3,9	11,4%
Outras Receitas Operacionais não-recorrentes	-	24,8	-	N/A
<b>Deduções à Receita (R\$ MM)</b>	<b>(103,7)</b>	<b>(125,0)</b>	<b>(122,7)</b>	<b>18,3%</b>
<b>Receita Operacional Líquida (R\$ MM)</b>	<b>263,2</b>	<b>320,8</b>	<b>267,5</b>	<b>1,6%</b>
<b>Ativos Regulatórios***</b>	<b>118,7</b>	<b>91,2</b>	<b>59,9</b>	<b>-49,5%</b>

\* Exclui Consumo Próprio e Fornecimento à CEPISA

\*\* Exclui unidades consumidoras próprias

\*\*\* Saldo Líquido de Ativos e Passivos Regulatórios no Balanço

Receita Líquida - trimestral (R\$MM)



#### 3.2. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

No 1T10, o total de custos e despesas gerenciáveis e não gerenciáveis, excluindo depreciação e amortização, foi de R\$180,7 milhões, equivalentes a 67,6% da receita líquida, aumento de 5,2 p.p. em relação ao percentual verificado no 1T09, de 62,4%.

**Custos e Despesas Operacionais Gerenciáveis**

No 1T10, o total de custos e despesas gerenciáveis da Companhia, representados pelos custos e despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros – PMSO, excluindo a PDD (Provisão para Devedores Duvidosos), as provisões para contingências, assim como amortização CVA e outros custos, atingiu R\$51,6 milhões, aumento de 5,6 p.p. em comparação ao 1T09, em termos de percentual da receita líquida.

Neste trimestre, as despesas com pessoal totalizaram R\$14,9 milhões, aumento de 58,5% em relação ao observado no 1T09. Esse aumento é reflexo não só do acordo coletivo firmado em novembro de 2009, quando foi concedido reajuste salarial de 4,18%, como também por uma alteração promovida pela Resolução Normativa nº 396/2010 nos procedimentos de contabilização dos custos com pessoal.

As despesas com materiais totalizaram R\$2,0 milhões no 1T10, permanecendo em linha quando comparado com mesmo trimestre do ano anterior. Os principais custos que compõem essa rubrica são: i) a compra de material para a operação e manutenção, de R\$1,2 milhão; e ii) compra de combustíveis e lubrificantes para veículos de suporte, reparo e manutenção da rede de distribuição, que totalizaram R\$0,6 milhão.

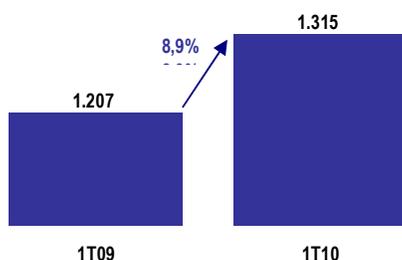
Os gastos com serviços de terceiros no 1T10 apresentaram aumento de 31,3% em relação aos valores verificados no 1T09, encerrando o trimestre em R\$30,6 milhões, impactados pelo aumento significativo no número de clientes (10,1%) e melhoria da qualidade do sistema de distribuição de energia. Os principais serviços que contribuíram para o crescimento dessa conta foram: i) crescimento de R\$1,4 milhão em serviços de plantão de emergência, com equipes de apoio de técnicos e eletricitistas; ii) serviços de atendimento terceirizados, aumentando R\$0,8 milhão devido a abertura de novas agências na área de concessão da Companhia; iii) serviços de call-center, telecomunicações e transmissão de dados em R\$1,0 milhão.

R\$ MM	1T09	4T09	1T10	Var.
Pessoal	9,4	9,0	14,9	58,5%
Material	2,0	2,4	2,0	0,0%
Serviço de Terceiros	23,3	30,8	30,6	31,3%
Outros	1,4	5,8	4,1	192,9%
<b>PMSO</b>	<b>36,1</b>	<b>48,0</b>	<b>51,6</b>	<b>42,9%</b>
<i>% Receita Líquida</i>	<b>13,7%</b>	<b>15,0%</b>	<b>19,3%</b>	<b>5,6 p.p.</b>
Provisões	12,5	8,3	8,0	-36,0%
PDD e Perdas	10,7	6,9	5,8	-45,8%
<i>% Receita Bruta</i>	2,9%	1,5%	1,5%	-1,4 p.p.
Provisões para Contingências e Outras Provisões	1,8	1,4	2,2	22,2%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	7,6	2,1	2,0	-73,7%
<b>CUSTOS E DESPESAS GERENCIÁVEIS</b>	<b>56,2</b>	<b>58,4</b>	<b>61,6</b>	<b>9,6%</b>
<i>% Receita Líquida</i>	<b>21,4%</b>	<b>18,2%</b>	<b>23,0%</b>	<b>1,6 p.p.</b>
Energia Comprada e Transporte	88,7	105,2	97,7	10,1%
Encargos Uso Rede e Conexão	19,0	28,1	20,7	8,9%
Amortização CVA	-0,3	0,0	0,0	-100,0%
Outros Custos	0,6	0,7	0,7	16,7%
<b>CUSTOS E DESPESAS NÃO-GERENCIÁVEIS</b>	<b>108,0</b>	<b>134,0</b>	<b>119,1</b>	<b>10,3%</b>
<i>% Receita Líquida</i>	<b>41,0%</b>	<b>41,8%</b>	<b>44,5%</b>	<b>3,5 p.p.</b>
<b>TOTAL</b>	<b>164,2</b>	<b>192,4</b>	<b>180,7</b>	<b>10,0%</b>
<b>Total (%Rec. Líq.)</b>	<b>62,4%</b>	<b>60,0%</b>	<b>67,6%</b>	<b>5,2 p.p.</b>

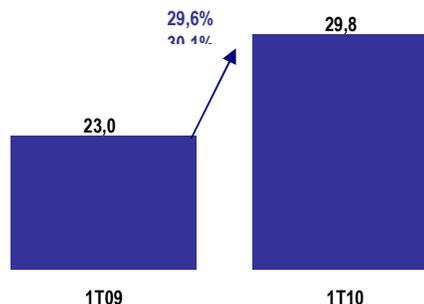
No 1T10, o nível de PDD e Perdas registrado foi de R\$5,8 milhões, ou 1,5% da Receita Operacional Bruta (ROB), nível 1,4 p.p. inferior ao observado no mesmo trimestre do ano anterior, reflexo da melhoria da arrecadação da companhia.

A CEMAR atingiu a marca de 1.315 clientes por colaborador no 1T10, apresentando crescimento de 8,9% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Quanto à relação PMSO por cliente, houve aumento de 30,1%, representando custo de R\$29,8 por cliente.

Cientes por Colaborador



PMSO por Cliente



### Custos e Despesas Operacionais Não Gerenciáveis

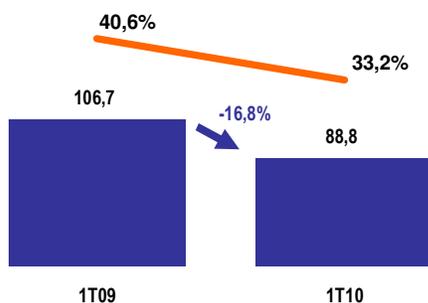
No 1T10, a Companhia registrou um total de R\$119,1 milhões de custos e despesas operacionais não gerenciáveis, um aumento de 10,3% em relação ao 1T09, cujo total foi de R\$108,0 milhões. O aumento verificado no trimestre decorre principalmente da maior compra de energia no período para atendimento do crescimento no consumo do mercado cativo. É importante destacar que esses custos fazem parte de Parcela A da tarifa de energia, e, portanto, qualquer aumento nos mesmos decorrentes de variação de preços deve ser repassado à Companhia através do índice de reajuste tarifário anual (IRT), não devendo representar uma perda financeira para a mesma.

### 3.3. EBITDA

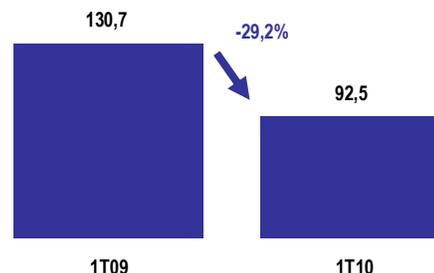
No 1T10, o EBITDA atingiu R\$88,8 milhões, sendo 16,8% inferior aos R\$106,7 milhões registrados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse resultado é impactado pela amortização de R\$10,0 milhões do ativo Subsídio Baixa Renda, conforme comentado na seção Receita Operacional. Este impacto não está sendo considerado como não-recorrente uma vez que, de acordo com as regras vigentes, desde agosto de 2009 está obedecendo ao seguinte padrão: (i) reconhecimento no resultado do ativo incluído nos componentes financeiros da Revisão / Reajuste Tarifário sempre em agosto de cada ano, referente ao Subsídio a ser recolhido pela companhia ao longo de todo o ano tarifário, e; (ii) durante os demais meses do ano, os valores que são efetivamente cobrados dos consumidores (feito caixa) são subtraídos através da amortização de CVA.

EBITDA (R\$ milhões)	1T09	4T09	1T10	Var.
Resultado do Serviço	73,5	107,9	64,4	-12,4%
Depreciação e Amortização	25,6	20,4	22,4	-12,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	7,6	2,1	2,0	-73,7%
<b>EBITDA</b>	<b>106,7</b>	<b>130,4</b>	<b>88,8</b>	<b>-16,8%</b>
Desconto REFIS	-	(24,8)	-	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>106,7</b>	<b>105,6</b>	<b>88,8</b>	<b>-16,8%</b>

EBITDA (R\$MM) e Margem EBITDA: Trimestral



EBITDA (R\$) por MWh: Trimestral



### 3.4. RESULTADO FINANCEIRO

No 1T10, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$6,5 milhões, ante R\$1,9 milhão no 1T09. Na decomposição do resultado financeiro líquido, observamos que a Companhia apresentou R\$25,1 milhões de Receita Financeira (queda de 5,6% em relação ao 1T09), e R\$31,6 milhões de Despesa Financeira (piora de 10,9% na comparação com o 1T09).

O crescimento da despesa financeira do 1T10 está impactado principalmente pela variação do IGP-M (que encontrava-se em deflação no 1T09), impactando a conta de Variações Monetárias, e mais do que compensando a queda nos juros sobre empréstimos e financiamentos indexados ao CDI.

Atualmente, a Companhia não possui nenhuma operação envolvendo instrumentos financeiros derivativos.

R\$ MM	1T09	4T09	1T10	Var.
Rendas s/ aplicações financeiras	6,5	5,3	6,7	3,1%
Multa e mora s/ energia vendida	9,2	12,3	12,6	37,0%
Correção s/ RTD e CVA	2,8	0,6	0,4	-85,7%
Outras receitas financeiras	8,1	(1,0)	5,4	-33,3%
<b>Receita Financeira Total</b>	<b>26,6</b>	<b>17,2</b>	<b>25,1</b>	<b>-5,6%</b>
Juros s/ empréstimos e financiamentos	(23,4)	(21,7)	(20,5)	12,4%
Variações Monetárias e Cambiais	(3,1)	(2,1)	(6,9)	-122,6%
Outras despesas financeiras	(2,0)	(66,0)	(4,2)	-110,0%
<b>Despesa Financeira Total</b>	<b>(28,5)</b>	<b>(89,8)</b>	<b>(31,6)</b>	<b>-10,9%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(1,9)</b>	<b>(72,6)</b>	<b>(6,5)</b>	<b>-242,1%</b>

### 3.5. IMPOSTO DE RENDA PESSOA JURÍDICA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE LUCRO LÍQUIDO

Na CEMAR, a apuração do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) a pagar é influenciada positivamente pelos seguintes itens: i) incentivo fiscal de redução de 75% do Imposto de Renda decorrente do benefício da ampliação da capacidade instalada, obtido junto à SUDENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste) em dezembro/2005, e que em 2007 foi ampliado pelo benefício de modernização de toda a capacidade instalada, válida até 2016; ii) incentivo fiscal relacionado à depreciação acelerada, obtido junto à SUDENE, que permite que os investimentos na ampliação e modernização da rede de distribuição sejam integralmente considerados como despesa dedutível para fins de apuração do Imposto de Renda de forma imediata (válido entre os anos de 2006 a 2013); e, iii) compensação de prejuízos acumulados. Cabe ressaltar que os itens i e ii são aplicáveis apenas ao IRPJ, enquanto que o item iii refere-se tanto ao IRPJ quanto à CSLL.

#### Composição da Taxa Efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social

IRPJ / CSLL (R\$MM)	1T09	4T09	1T10
<b>LAIR</b>	<b>71,6</b>	<b>35,3</b>	<b>58,0</b>
(+) Impactos REFIS	-	34,0	-
<b>LAIR recorrente ( 1 )</b>	<b>71,6</b>	<b>69,3</b>	<b>58,0</b>
Despesa IRPJ / CSLL	(10,2)	(20,8)	(6,4)
( - ) Ativo Fiscal Diferido	5,4	14,6	(0,3)
<b>= Imposto Calculado</b>	<b>(4,7)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(6,7)</b>
(+) Créditos Fiscais		4,6	1,6
<b>= Imposto Caixa ( 2 )</b>	<b>(4,7)</b>	<b>(1,6)</b>	<b>(5,1)</b>
<b>Taxa Efetiva de IRPJ e CSLL = ( 2 ) / ( 1 )</b>	<b>6,6%</b>	<b>2,3%</b>	<b>8,8%</b>

No 1T10, o resultado de IRPJ e CSLL foi uma despesa de R\$6,4 milhões que, se considerarmos a utilização de ativos fiscais diferidos e créditos fiscais, a saída de caixa para pagamento de impostos somou R\$5,1 milhões, o que representa uma alíquota efetiva de 8,8%.

### 3.6. LUCRO LÍQUIDO

No 1T10, a CEMAR apresentou lucro líquido de R\$48,9 milhões, montante 17,8% inferior àquele apresentado no mesmo trimestre do ano anterior. A exemplo do já comentado nas seções de EBITDA e da Receita Operacional, o lucro também foi impactado pela amortização do ativo Subsidio Baixa Renda.

O resultado líquido apresentado no 1T10 representa R\$0,30 por ação.

#### 4. ENDIVIDAMENTO

No 1T10, o endividamento total consolidado da Companhia, incluindo os encargos, atingiu R\$1.186,4 milhões, queda de 2,5% em relação ao endividamento registrado ao final do 4T09, de R\$1.217,3 milhões.

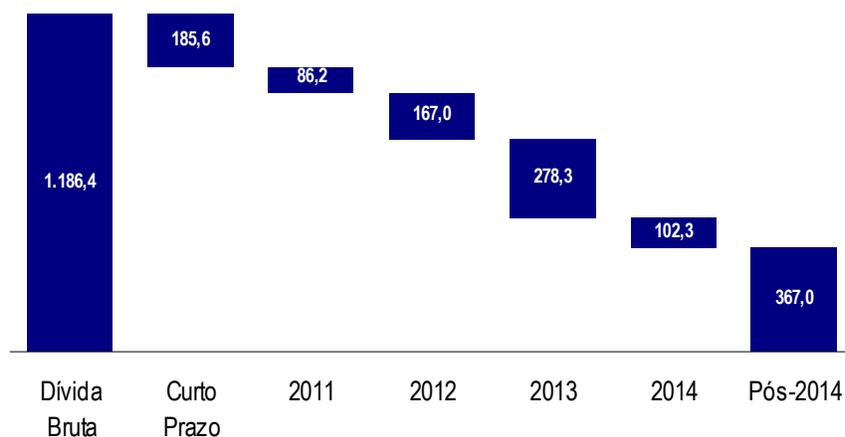
##### 4.1. PERFIL DA DÍVIDA

###### Situação da Dívida Bruta

Vencimento	R\$ MM	% do Total	Indexador	Custo Médio (a.a.)	Prazo Final Médio (mês/ano)	Prazo Médio (em anos)	Part. (%)
<b>Curto Prazo</b>	<b>185,6</b>	<b>15,6%</b>	Libor	1,7%	mar/21	11,2	0,3%
<b>Longo Prazo</b>	<b>1.000,8</b>	<b>84,4%</b>	Pré Fixado (US\$)	6,6%	jun/21	11,5	0,5%
			<b>Moeda Estrangeira</b>	<b>4,6%</b>		<b>11,4</b>	<b>0,8%</b>
2011	86,2	7,3%	IGP-M	5,9%	dez/23	14,0	12,4%
2012	167,0	14,1%	TJLP	9,8%	abr/13	3,0	7,1%
2013	278,3	23,5%	Pré fixado (R\$)	8,6%	jan/19	9,0	21,8%
2014	102,3	8,6%	RGR	6,5%	ago/17	7,5	17,4%
Após 2014	367,0	30,9%	FINEL(*)	10,1%	dez/15	5,9	4,0%
<b>TOTAL</b>	<b>1.186,4</b>	<b>100,0%</b>	SELIC	9,0%	jul/10	0,4	1,0%
			CDI	9,5%	fev/14	4,0	35,4%
			<b>Moeda Nacional</b>	<b>8,4%</b>		<b>6,9</b>	<b>99,2%</b>
			<b>TOTAL</b>	<b>8,4%</b>		<b>6,9</b>	<b>100,0%</b>

(\*) Índice que representa 20% do IGP-M + 9,4%a.a. até 14,0%a.a.

###### Cronograma de Vencimento da Dívida Bruta

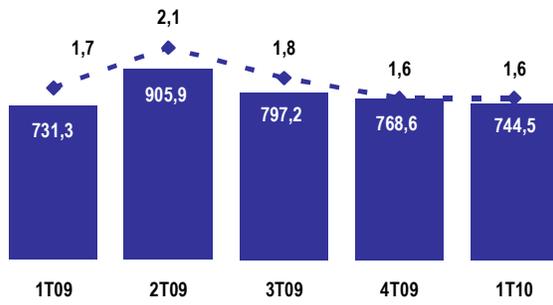


Os vencimentos da dívida da CEMAR estão concentrados no longo prazo, com apenas 15,6% vencendo nos próximos 12 meses e 63,0% vencendo apenas a partir de 2013. O custo médio da dívida é de 8,4%, o que equivale a 93,5% do CDI dos últimos 12 meses.

Ao final do 1º trimestre de 2010, a CEMAR possuía R\$9,4 milhões de dívidas denominadas em moeda estrangeira (Dólares norte-americanos), sendo R\$3,8 milhões indexados a Libor e R\$5,7 milhões pré-fixados, o que representa 0,8% da dívida bruta total. Em função do baixo grau de exposição à variação cambial, a Companhia não possui nenhum tipo de *hedge* para proteção contra a desvalorização do Real frente ao Dólar.

A dívida líquida, considerando as disponibilidades e os ativos regulatórios líquidos, atingiu o montante de R\$744,5 milhões no 1T10, redução de 3,1% em relação aos R\$768,6 milhões verificados no 4T09, mantendo a relação dívida líquida / EBITDA do 4T09 de 1,6x.

Dívida Líquida (R\$MM) e Dívida Líquida/ EBITDA (Últ.12 meses)



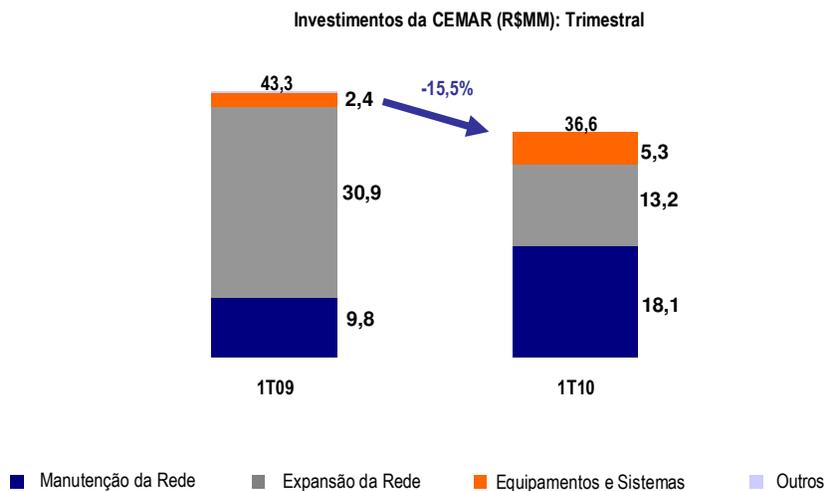
Conciliação da Dívida Líquida (R\$MM) – 1T10



## 5. INVESTIMENTOS

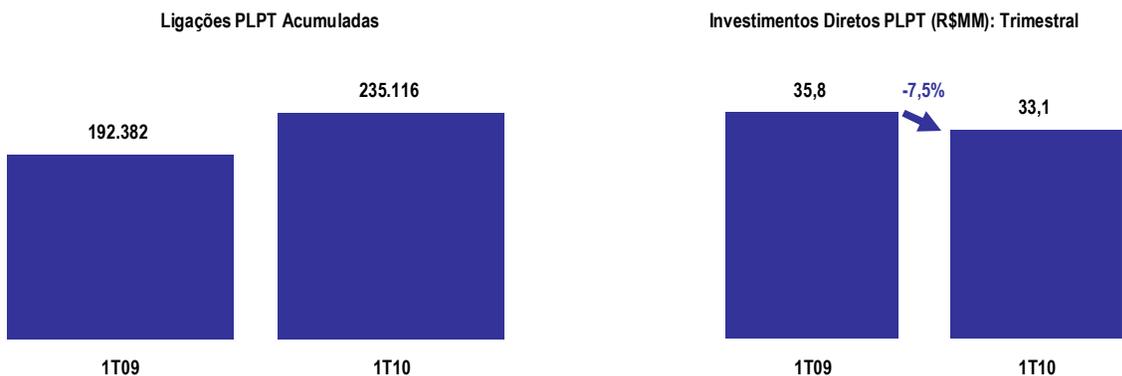
### 5.1. INVESTIMENTOS DA CEMAR

Os investimentos da CEMAR, excluindo os investimentos diretos relacionados ao PLPT, totalizaram R\$36,6 milhões no 1T10, representando uma redução de 15,5% em relação ao 1T09.



### 5.2. INVESTIMENTOS NO PROGRAMA LUZ PARA TODOS (PLPT)

Ao final do 1T10, foi alcançada a marca de 235.116 clientes ligados à rede de distribuição de energia elétrica da CEMAR através do PLPT, gerando um benefício direto para quase 1,2 milhão de habitantes no Estado do Maranhão. O PLPT já está presente em 211 (ou 97%) dos 217 municípios maranhenses, contribuindo para o desenvolvimento de áreas isoladas dos aglomerados urbanos e para a geração de renda nestas localidades. Ao longo do 1T10, o investimento direto no PLPT, que inclui gastos com materiais, fretes e serviços de terceiros, foi de R\$33,1 milhões, 7,5% inferior ao investimento realizado no mesmo trimestre do ano anterior.



## 6. EVENTOS RELEVANTES

### Alteração da Alta Administração

Em abril de 2010, o Sr. Carlos Augusto Piani renunciou ao cargo de Diretor Presidente da CEMAR, tendo sido eleito Presidente do Conselho de Administração da Companhia. Para o seu cargo, foi indicado o Sr. Augusto Miranda, que até então ocupava o cargo de Diretor Vice-Presidente de Operações.

## SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

A Companhia não contratou da KPMG Auditores Independentes, seu auditor externo, outros serviços além da auditoria independente e outros serviços relacionados por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As informações não financeiras da CEMAR e as relacionadas ao Programa Luz para Todos (PLPT), assim como as referentes às expectativas da administração quanto ao desempenho futuro da Companhia, não foram revisadas pelos auditores independentes.

## RELAÇÕES COM INVESTIDORES

### Eduardo Haiama

Diretor de Relações com Investidores

### Thomas Newlands

Analista de Relações com Investidores

Telefones: +0 XX (21) 3206-6635 / 6607

E-mail: [ri@ceamar-ma.com.br](mailto:ri@ceamar-ma.com.br)

Website: [www.ceamar-ma.com.br](http://www.ceamar-ma.com.br)

## AVISOS

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia.

As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

### Considerações acerca dos critérios contábeis:

As informações estão apresentadas de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir das informações financeiras revisadas.

Para garantir a comparabilidade entre os períodos, as informações financeiras do 1T09 foram ajustadas para refletir as mudanças de critério de contabilização regidas pelas regras da CVM e da ANEEL.

**ANEXO 1 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DO EXERCÍCIO**

<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (R\$ mil)</b>	<b>1T09</b>	<b>4T09</b>	<b>1T10</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>366.824</b>	<b>445.811</b>	<b>390.240</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	358.406	399.104	384.723
Suprimento de Energia Elétrica	4.912	1.737	1.574
Encargo de Capacidade Emergencial	0	5	7
Outras Receitas	3.507	44.965	3.937
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(103.650)</b>	<b>(125.033)</b>	<b>(122.732)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>263.175</b>	<b>320.779</b>	<b>267.508</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>(107.988)</b>	<b>(134.082)</b>	<b>(119.195)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(88.716)	(105.240)	(97.726)
Encargo Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(18.950)	(28.112)	(20.740)
Outras Despesas Não-Gerenciáveis	(323)	(729)	(729)
<b>CUSTO/DESPESA OPERACIONAL</b>	<b>(48.459)</b>	<b>(56.260)</b>	<b>(59.539)</b>
Pessoal	(9.367)	(9.049)	(14.871)
Material	(1.964)	(2.448)	(1.988)
Serviço de Terceiros	(23.254)	(30.780)	(30.612)
Provisões	(12.466)	(8.259)	(8.014)
Outros	(1.407)	(5.725)	(4.054)
<b>EBITDA</b>	<b>106.727</b>	<b>130.436</b>	<b>88.774</b>
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(7.608)	(2.111)	(2.024)
Depreciação e Amortização	(25.583)	(20.395)	(22.352)
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>73.536</b>	<b>107.930</b>	<b>64.399</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(1.887)</b>	<b>(72.595)</b>	<b>(6.424)</b>
Receitas Financeiras	26.664	17.244	25.069
Despesas Financeiras	(28.551)	(89.839)	(31.493)
<b>RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA</b>	<b>71.649</b>	<b>35.335</b>	<b>57.975</b>
Contribuição Social	(4.602)	(17.315)	(6.752)
Imposto de Renda	(13.720)	(34.033)	(10.562)
Impostos Diferidos	(5.437)	(14.605)	315
Incentivo SUDENE	13.661	6.939	10.562
<b>PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO</b>	<b>(2.005)</b>	<b>(7.552)</b>	<b>(2.676)</b>
Participação de empregados	(1.442)	(4.890)	(1.942)
Participação dos administradores	(563)	(2.662)	(734)
<b>RESULTADO DO EXERCÍCIO</b>	<b>59.545</b>	<b>(31.230)</b>	<b>48.861</b>

**ANEXO 2 – BALANÇO PATRIMONIAL**

<b>ATIVO (R\$ Mil)</b>	<b>1T09</b>	<b>2T09</b>	<b>3T09</b>	<b>4T09</b>	<b>1T10</b>
<b>CIRCULANTE</b>	<b>632.357</b>	<b>554.671</b>	<b>809.113</b>	<b>872.489</b>	<b>880.428</b>
Disponibilidades e aplicações financeiras	227.912	120.828	264.059	357.467	381.954
Consumidores e Revendedores	318.604	338.797	357.433	373.360	381.732
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(38.579)	(38.514)	(39.588)	(45.112)	(45.078)
Estoques	11.890	11.552	11.707	5.520	5.845
Impostos a Recuperar	45.107	50.978	59.034	45.477	48.926
Baixa Renda	17.180	18.266	20.265	23.115	22.490
Ativos Regulatórios	38.930	26.847	112.353	84.917	52.317
Outros Créditos a Receber	11.313	25.917	23.850	27.745	32.242
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>1.611.444</b>	<b>1.711.715</b>	<b>1.657.642</b>	<b>1.675.184</b>	<b>1.637.141</b>
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>424.033</b>	<b>470.083</b>	<b>408.979</b>	<b>402.294</b>	<b>404.099</b>
Consumidores e Revendedores	44.348	53.613	65.939	68.235	69.319
Impostos a Recuperar	88.690	94.834	99.420	106.159	108.719
Ativos Regulatórios	73.272	73.336	-	-	-
Créditos Fiscais Diferidos - IR/CSLL	217.515	242.936	239.597	218.941	217.134
Outros Créditos a Receber	208	5.364	4.023	8.959	8.927
<b>PERMANENTE</b>	<b>1.187.411</b>	<b>1.241.632</b>	<b>1.248.663</b>	<b>1.272.890</b>	<b>1.233.042</b>
Investimentos	221	221	221	221	221
Imobilizado	1.806.772	1.890.123	1.968.817	2.051.728	2.082.855
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço	(665.668)	(694.580)	(767.720)	(829.112)	(902.750)
Intangível	46.086	45.868	47.345	50.053	52.716
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>2.243.801</b>	<b>2.266.386</b>	<b>2.466.755</b>	<b>2.547.673</b>	<b>2.517.569</b>

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (R\$ Mil)</b>	<b>1T09</b>	<b>2T09</b>	<b>3T09</b>	<b>4T09</b>	<b>1T10</b>
<b>CIRCULANTE</b>	<b>474.225</b>	<b>397.690</b>	<b>444.455</b>	<b>500.139</b>	<b>492.304</b>
Fornecedores	136.379	138.893	154.281	166.755	112.629
Folha de Pagamento, Férias e Encargos	635	403	598	701	754
Dividendos a pagar	140.583	768	652	58.612	58.612
Tributos e Contribuições Sociais	35.897	41.190	53.403	32.290	47.014
Empréstimos e Financiamentos	88.538	127.295	142.993	140.513	130.102
Debêntures	2.878	9.416	1.863	7.814	55.508
Taxa de Iluminação Pública	13.822	12.853	13.670	15.704	15.507
Provisão para Contingências	6.721	5.362	3.246	3.316	2.500
Passivos Regulatórios	10.650	8.846	12.322	16.823	14.902
Eficientização	15.104	24.114	24.379	17.138	22.019
Outros	23.018	28.550	37.048	40.473	32.757
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>1.120.818</b>	<b>1.137.729</b>	<b>1.203.368</b>	<b>1.317.791</b>	<b>1.246.659</b>
Tributos e Contribuições Sociais	131.858	139.418	150.423	229.342	226.621
Debêntures	267.037	267.300	267.300	267.300	213.840
Empréstimos e Financiamentos	700.358	714.066	769.414	801.639	786.962
Provisão para Contingências	9.881	5.261	4.547	2.886	2.612
Eficientização	11.684	11.684	11.684	16.624	16.624
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>648.759</b>	<b>730.968</b>	<b>818.933</b>	<b>729.744</b>	<b>778.606</b>
Capital Social	310.278	310.278	310.278	310.278	310.278
Reservas de Capital	669	672	673	674	674
Reservas de Lucro	278.489	278.489	278.489	418.792	418.792
Reservas Destinadas Aum. Capital	-	-	-	-	-
Lucro/Prejuízo acumulados	59.323	141.529	229.493	-	48.862
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>2.243.802</b>	<b>2.266.387</b>	<b>2.466.756</b>	<b>2.547.674</b>	<b>2.517.569</b>

**ANEXO 3 – DEMONSTRATIVO DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**

EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS (R\$ Mil)	4T09				1T10			
	C. P. - Encargos	C. P. -Principal	L. P.	Total	C. P. - Encargos	C. P. -Principal	L. P.	Total
<b>MOEDA ESTRANGEIRA</b>	<b>89</b>	<b>702</b>	<b>8.325</b>	<b>9.116</b>	<b>199</b>	<b>718</b>	<b>8.515</b>	<b>9.432</b>
Tesouro Nacional	89	702	8.325	9.116	199	718	8.515	9.432
<b>MOEDA LOCAL</b>	<b>7.871</b>	<b>131.851</b>	<b>793.314</b>	<b>933.036</b>	<b>5.147</b>	<b>124.038</b>	<b>778.447</b>	<b>907.632</b>
Eletróbrás	15	50.784	360.221	411.020		45.286	367.782	413.068
Instituições Financeiras	7.856	76.101	411.988	495.945	5.147	73.620	390.139	468.906
Dívida com Fundo de Pensão	-	4.966	21.105	26.071		5.132	20.526	25.658
<b>SUB TOTAL - EMP. E FINANCIAMENTOS</b>	<b>7.960</b>	<b>132.553</b>	<b>801.639</b>	<b>942.152</b>	<b>5.346</b>	<b>124.756</b>	<b>786.962</b>	<b>917.064</b>
Debêntures	-	7.814	267.300	275.114		55.508	213.840	269.348
<b>TOTAL DA DÍVIDA</b>	<b>7.960</b>	<b>140.367</b>	<b>1.068.939</b>	<b>1.217.266</b>	<b>5.346</b>	<b>180.264</b>	<b>1.000.802</b>	<b>1.186.412</b>

C.P. = Curto Prazo

L.P. = Longo Prazo

**ANEXO 4 – DEMONSTRATIVO DO FLUXO DE CAIXA**

FLUXO DE CAIXA (R\$Mii)	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10
Caixa Inicial	271.539	227.912	120.828	264.058	357.465
<b>FC das Atividades Operacionais</b>					
Lucro Líquido	59.545	81.984	87.964	(31.230)	48.861
(+) Despesas Não Caixa	40.997	5.051	37.406	78.376	70.023
Variações Ativas	(16.919)	(49.873)	(84.552)	(2.788)	(12.725)
Variações Passivas	(54.876)	18.651	71.836	59.403	(61.566)
<b>(=) FC das Atividades Operacionais</b>	<b>28.747</b>	<b>55.813</b>	<b>112.654</b>	<b>103.761</b>	<b>44.593</b>
<b>FC das Atividades de Investimento</b>					
Atividades de Investimento Próprias	(36.753)	(68.531)	(47.913)	(40.263)	(21.148)
Investimentos	(29.605)	(64.058)	(56.274)	(57.175)	(33.999)
Almoarifado de Investimento Próprio	(3.912)	(7.371)	4.096	10.729	5.117
Outras Variações do Imobilizado Próprio	(3.236)	2.898	4.265	6.183	7.734
Atividades de Investimento PLPT	(50.426)	(41.655)	(57.807)	(66.090)	(35.330)
<b>(=) FC das Atividades de Investimento</b>	<b>(87.179)</b>	<b>(110.186)</b>	<b>(105.720)</b>	<b>(106.353)</b>	<b>(56.478)</b>
<b>FC das Atividades de Financiamento</b>					
Atividades de Financiamento Próprias	15.813	(117.394)	56.445	46.023	(39.532)
Empréstimo e Financiamento	15.808	22.197	56.560	46.022	(39.532)
Dividendos Pagos	-	(139.815)	(116)	-	-
Aumento do Capital	5	224	1	1	-
Atividades de Financiamento PLPT	(1.008)	64.684	79.852	49.976	75.903
RGR	(1.008)	35.752	4.529	(357)	1.643
CDE	-	28.932	75.322	50.333	74.260
<b>(=) FC das Atividades de Financiamento</b>	<b>14.805</b>	<b>(52.710)</b>	<b>136.297</b>	<b>95.999</b>	<b>36.371</b>
<b>(=) FC do Período</b>	<b>(43.627)</b>	<b>(107.083)</b>	<b>143.231</b>	<b>93.407</b>	<b>24.486</b>
Caixa Final	227.912	120.828	264.058	357.465	381.952