

São Luis, 5 de novembro de 2007 – A Equatorial Energia S.A. (Bovespa: EQTL11) anuncia hoje os seus resultados financeiros e operacionais do terceiro trimestre de 2007 (3T07) e dos nove primeiros meses de 2007 (9M07). A Equatorial Energia é uma empresa holding que, através de sua subsidiária CEMAR - Companhia Energética do Maranhão, atua no serviço de distribuição de energia elétrica em todo o estado do Maranhão. As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações não financeiras da CEMAR e da Equatorial Energia, as relacionadas ao Programa “Luz para Todos” (PLPT), assim como as referentes às expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das Companhias não foram revisadas pelos auditores independentes.

VOLUME DE ENERGIA VENDIDA SE EXPANDE 12% NOS ÚLTIMOS 12 MESES E MARGEM EBITDA ATINGE 43,3% NOS 9M07

DESTAQUES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

- A **Receita Líquida atingiu R\$635,4 milhões** nos 9M07, **5,3% acima** dos 9M06.
- O **PMSO atingiu R\$91,5 milhões** nos 9M07, registrando uma **queda de 6,5%** em relação aos 9M06.
- O **EBITDA atingiu R\$275,3 milhões** nos 9M07, um **crescimento de 13,5%** sobre os R\$242,6 milhões dos 9M06.
- A **margem EBITDA foi de 43,3%** nos 9M07, **3,1 p.p.** acima da margem de 40,2% dos 9M06.
- O **Lucro Líquido dos 9M07 foi de R\$104,9 milhões**, representando um **crescimento de 23,4%** comparado aos R\$85,0 milhões registrados nos 9M06.
- Os **investimentos** (excluindo investimentos diretos relacionados ao PLPT) realizados nos 9M07 atingiram R\$125,0 milhões, **54,6% acima** do montante de R\$80,8 milhões investidos nos 9M06.
- Os **investimentos diretos do PLPT atingiram R\$126,7 milhões** nos 9M07, **7,5% acima** dos R\$117,9 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.
- Ao final do 3T07, em termos acumulados, o PLPT **atingiu 119,6 mil ligações**.
- Nos 9M07, os índices de **DEC e FEC da CEMAR melhoraram 38,3% e 25,2%**, respectivamente, em comparação aos índices dos 9M06.
- Em 28 de agosto de 2007, as tarifas de fornecimento de energia da CEMAR foram reajustadas em 8,08%.

PRINCIPAIS DADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS E OPERACIONAIS

DADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS (R\$MM)	3T06	3T07	Var. %	9M06	9M07	Var. %
Receita Líquida (RL)	248,4	233,9	-5,9%	603,6	635,4	5,3%
EBITDA	109,2	104,7	-4,1%	242,6	275,3	13,5%
Margem EBITDA (%RL)	43,9%	44,8%	0,8 p.p.	40,2%	43,3%	3,1 p.p.
Resultado Operacional	92,5	84,1	-9,0%	170,9	221,3	29,4%
Margem Operacional (%RL)	37,2%	36,0%	-1,2 p.p.	28,3%	34,8%	6,4 p.p.
Lucro Líquido	51,8	40,0	-22,9%	85,0	104,9	23,4%
Margem Líquida (%RL)	20,9%	17,1%	-3,7 p.p.	14,1%	16,5%	2,4 p.p.
Investimentos CEMAR (Ex. PLPT)	31,5	48,4	53,6%	80,8	125,0	54,6%
Investimentos Diretos PLPT	58,1	49,7	-14,4%	117,9	126,7	7,5%
Dívida Líquida Consolidada	105,1	243,6	131,9%	105,1	243,6	131,9%
Dívida Líquida Consolidada / EBITDA 12 meses	0,3	0,7	133,3%	0,3	0,7	133,3%

DADOS OPERACIONAIS	3T06	3T07	Var. %	9M06	9M07	Var. %
Energia Vendida (MWh sem próprio)	739.500	828.353	12,0%	2.106.789	2.343.970	11,3%
Nº de Consumidores	1.327.021	1.412.361	6,4%	1.327.021	1.412.361	6,4%
Nº de Colaboradores	1.145	1.188	3,8%	1.145	1.188	3,8%

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MARANHÃO
Venda de Energia Elétrica

O aumento da atividade industrial para atendimento do mercado interno, fenômeno que vem sendo observado com maior intensidade desde o 2T06, continua a influenciar fortemente a demanda de energia na região Nordeste. Nos primeiros 9 meses de 2007, a carga de demanda do subsistema nordestino cresceu 0,4 p.p. acima da média nacional, atingindo 4,9%, de 44.563 GWh para 46.736 GWh. No Maranhão, diante da entrada de novos clientes, do aumento de carga para clientes existentes e dos esforços de recuperação de energia, o crescimento de carga foi quase o dobro da taxa da região Nordeste no mesmo período, atingindo 9,2% (de 3.036,7 GWh para 3.315,0 GWh). No 3T07, a energia requerida pela CEMAR cresceu 7,9%, atingindo 1.171,7 GWh, 3,3 p.p. acima da carga demandada na região Nordeste, que também registrou forte crescimento, de 4,6%, e 3,5 p.p. maior do que a demanda por carga do Sistema Integrado Nacional (SIN).

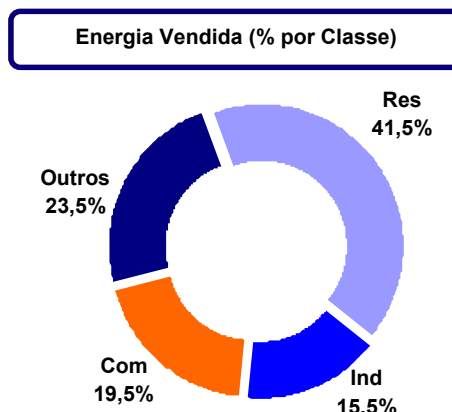
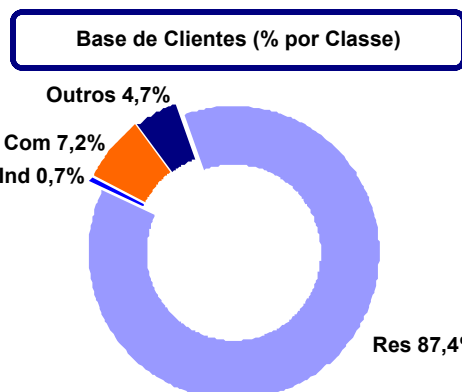
A CEMAR atingiu a marca de 1.412 mil clientes, ou 4,2 clientes por km². Essa base corresponde a um crescimento de 6,4% nos últimos 12 meses, ou em termos absolutos, uma adição de 85.340 novas unidades consumidoras no período. O consumo médio mensal por cliente residencial atingiu 91 KWh. Deste acréscimo, 56,7% ou 48.367 clientes, são oriundos do PLPT. O consumo médio destes clientes é de 53,2 KWh/cliente.

	Ano	1T	2T	3T	9M
Carga Brasil (GWh)*	2007	108.868	106.511	108.160	323.539
	2006	104.999	100.985	103.691	309.675
	Var. %	3,7%	5,5%	4,3%	4,5%
Carga Nordeste (GWh)*	2007	15.648	15.389	15.699	46.736
	2006	15.079	14.479	15.005	44.563
	Var. %	3,8%	6,3%	4,6%	4,9%
Carga CEMAR (MWh)**	2007	1.051.109	1.092.214	1.171.724	3.315.047
	2006	966.750	984.049	1.085.933	3.036.733
	Var. %	8,7%	11,0%	7,9%	9,2%

* Dados referentes ao Sistema Interligado Nacional

** Inclui geração própria

Fonte: ONS e CEMAR



No 3T07 houve um crescimento de 12,0% no volume de energia faturada comparando-se ao 3T06, totalizando 828.353 MWh (excluindo o consumo próprio). Em relação aos primeiros nove meses do ano, o aumento no consumo de energia manteve-se forte, em 11,3%, de 2.106,8 GWh nos 9M06 para 2.344,0 GWh nos 9M07. As classes residencial e industrial continuam promovendo o crescimento na demanda da área de concessão. O aumento de 13,0% no consumo de energia elétrica da classe residencial nos 9M07 é devido principalmente ao crescimento de 8,7% no número de consumidores residenciais, como também a um aumento de 4,5% no consumo por cliente desta classe. Nos 9M07, a classe industrial demandou 335,7 GWh, um montante 21,3% superior ao registrado nos 9M06. O aumento da demanda dos produtores de ferro gusa contribuiu com 64,1% desta taxa, ou 42,2% de crescimento, de 47,6 GWh para 67,6 GWh. Outros destaques neste período foram a ABC Inco, uma esmagadora de soja do Grupo Algar, que contribuiu com 7,2 GWh, ou 23,1% da variação absoluta da demanda industrial, e a Cervejaria Schincariol, que aumentou sua demanda de energia em 2,3 GWh, de 15,4 GWh para 17,7 GWh.

Dado o forte crescimento observado nos 9M07, estamos elevando nossas estimativas de crescimento de mercado em 2007. A expectativa revisada é de uma elevação entre 8,0% e 10,0% no volume de energia vendida em 2007 (anteriormente esperávamos uma taxa de crescimento entre 7,0% e 9,0%). Para os anos de 2008 e 2009, as expectativas estão mantidas, ou seja, as taxas de crescimento deverão situar-se entre 6,0% e 7,0%. A partir de 2010, a nossa expectativa é que as taxas de crescimento se estabilizem ao redor de 5,0% ao ano.

CLASSE DE CONSUMO (MWh)	3T06	3T07	Var. %	9M06	9M07	Var. %
Residencial	300.342	343.996	14,5%	875.372	989.520	13,0%
Industrial	103.575	128.485	24,0%	276.751	335.673	21,3%
Comercial	149.695	161.254	7,7%	430.359	461.500	7,2%
Outros	185.888	194.618	4,7%	524.308	557.276	6,3%
TOTAL	739.500	828.353	12,0%	2.106.789	2.343.970	11,3%

Reajuste Tarifário

Em 28 de agosto de 2007, a CEMAR teve suas tarifas de fornecimento de energia reajustadas através da Resolução Homologatória no. 536 de 21 de agosto de 2007, da ANEEL, detalhada na Nota Técnica no. 240 de 9 de agosto de 2007 da SRE/ANEEL. Foi aprovado o reajuste das tarifas em 8,08% para o período entre agosto de 2007 a julho de 2008. Calculando-se a variação tarifária, levando-se em conta os componentes financeiros anteriores e os concedidos neste reajuste, o reajuste tarifário médio efetivo nas faturas de energia elétrica foi de 3,85%, sendo 5,16% para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e 3,47% para os conectados em Baixa Tensão (BT).

A composição do reajuste aplicado em 28 de agosto de 2007 para a CEMAR é apresentada na tabela abaixo:

CEMAR: Detalhamento do IRT 2007				
Reajuste Tarifário 8,08%	Repasso de Variação das Parcelas A e B 8,91%	2,57%	Compra de Energia	Parcela A
		-0,28%	Encargos Setoriais e de Transmissão	
		5,09%	RTD	Parcela B
		1,53%	Parcela B	
	-0,83%	-0,83%	Componentes Financeiros	Componentes Financeiros

Cabe destacar o impacto do reposicionamento tarifário diferido que foi implementado pela ANEEL no processo de revisão tarifária de 2005. Pela metodologia definida pela ANEEL, a CEMAR passou a reconhecer parcelas de R\$43,5 milhões nos reajustes anuais. Neste reajuste de agosto de 2007, este diferimento representou 5,09 p.p. do reajuste de 8,08%.

Em valores, temos os seguintes impactos nas variáveis de cálculo do reajuste:

R\$ Milhões	2006	2007	Reajuste
RA	855,8	932,1	8,91%
VPA	405,3	423,0	4,84%
VPB	450,5	507,1	12,57%
CVA PLPT	34,5	0,3	-0,03%
Outros Ajustes Financeiros		(8.1)	-0,87%

Quanto aos impactos financeiros decorrentes do programa de universalização do acesso à energia elétrica – o Programa “Luz para Todos”, a ANEEL aplicou em caráter provisório, no presente reajuste, a metodologia proposta na Audiência Pública 010/2007. Mediante a aplicação desta metodologia e considerando os valores já concedidos no IRT 2006, foi reconhecido no presente reajuste um valor líquido de R\$ 305 mil, cuja composição é demonstrada na tabela abaixo.

Itens Referentes ao Prog. PLPT	R\$
Déficit Passado (Ago.06 a Jul.07)	10.095.771,00
Déficit Projetado (Ago.07 a Jul.08)	10.587.231,00
Valor Antecipado no IRT 2006	(20.377.162,00)
Valor Líquido Repassado no IRT 2007	305.840,00

A metodologia definitiva de apuração dos impactos financeiros do PLPT deverá ser publicada até o final de 2007, e os seus efeitos serão considerados no próximo reajuste tarifário que ocorrerá em agosto de 2008.

Balanço Energético

O volume de energia requerida pelo sistema da CEMAR, incluindo a geração própria, alcançou 1.171,7 GWh no 3T07, e o fornecimento aos consumidores, incluindo o consumo próprio e o fornecimento à CEPISA, foi de 829,7 GWh. Vale ressaltar que nos 9M07, a taxa de crescimento da energia requerida e da energia vendida, de 9,1% e 11,2%, foi bem

superior ao crescimento das perdas, de 4,4%, em 4,7 p.p. e 6,8 p.p., respectivamente. A comparação destas variações é indicativa da tendência de redução das perdas não técnicas na área de concessão da CEMAR.

Bal. Energético (MWh)	MWh					
	3T06	3T07	Var. %	9M06	9M07	Var. %
Energia Requerida *	1.085.933	1.171.724	7.9%	3.036.733	3.313.339	9.1%
Energia Vendida **	741.243	829.724	11.9%	2.111.835	2.347.827	11.2%
Perdas	344.690	342.000	-0.8%	924.898	965.512	4.4%

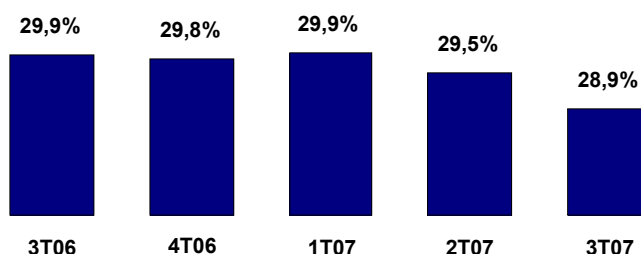
* Inclui geração própria

** Inclui vendas às classes, consumo próprio e fornecimento à CEPISA

Perdas na Distribuição de Energia

Ao final de setembro de 2007, as perdas de energia acumuladas em 12 meses atingiram 28,9% (excluindo as perdas da rede básica), representando o menor número de perdas desde o segundo trimestre de 2004, o que corresponde a uma diminuição de 1,0 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior, e de 0,6 p.p. com relação ao 2T07. Assim como no 2T07, tivemos recuperações de energia significativas no 3T07, principalmente na classe industrial. Esse resultado foi obtido com a ênfase nas autuações de furto de energia, realizadas em parceria com o poder judiciário do Maranhão.

Perdas de Energia (% Energia Requerida – Acum. Últ. 12 Meses)



Receita Bruta Média por MWh

No 3T07, registramos R\$364,9/MWh de receita bruta média (incluindo ICMS / PIS / COFINS), representando um crescimento de 9,1%, quando comparado ao 3T06. Se levarmos em consideração a média dos 9M07, temos uma evolução de 10% ante os 9M06.

RECEITA BRUTA MÉDIA (R\$/MWh)*	3T06	3T07	Var. %	9M06	9M07	Var. %
Residencial	348,0	385,2	10,7%	335,8	374,2	11,4%
Industrial	307,4	326,5	6,2%	295,7	315,6	6,7%
Comercial	399,6	436,7	9,3%	385,9	428,8	11,1%
Outros	282,8	311,2	10,0%	276,2	304,7	10,3%
Total	334,4	364,9	9,1%	323,4	355,8	10,0%

* Incluindo ICMS, PIS e Cofins

Custo Médio por MWh

O custo médio de aquisição de energia no 3T07 (excluindo custos de transporte e líquido de PIS/COFINS) foi de R\$66,0 por MWh, representando um crescimento de 16,9% em relação ao 3T06, cujo valor foi de R\$56,4.

CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA	3T06	3T07	Var. %	9M06	9M07	Var. %
Energia Comprada* (R\$MM)	62,9	78,7	25,1%	173,9	207,5	19,3%
MWh Contratado	1.114.944	1.192.836	7,0%	3.138.256	3.355.129	6,9%
R\$/MWh	56,4	66,0	16,9%	55,4	61,8	11,6%

* Líquida de PIS/COFINS

Energia Contratada

Em 30 de setembro de 2007, tínhamos o seguinte volume de energia contratada.

ENERGIA CONTRATADA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
TOTAL - MWh	4.578.249	4.899.682	5.232.813	5.662.464	5.662.464	5.677.161	2.663.681	1.543.991	1.119.517	906.728

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO
Receita Operacional

Nos 9M07, a variação na Receita Bruta de Venda de Energia (RBVE) de 22,8%, em comparação com os 9M06, ficou em linha com a evolução no crescimento do mercado (MWh) de 11,3% e os reajustes na tarifa de energia elétrica, de 14,6% (agosto-06) e 8,1% (agosto-07).

Análise da Receita (R\$ Milhões)	9M07	9M06	Var. %	Var. Abs.
Volume (MWh)*	2.343.970	2.106.790	11,3%	237.180
No. de Consumidores*	1.412.216	1.326.799	6,4%	85.417
KWh por Consumidor	1.829,0	1.750,3	4,5%	79
Receita Média (R\$) por KWh	383	347	10,4%	36
Receita Bruta de Venda de Energia (RBVE)	897	730	22,8%	167
Outras Receitas	14	12	13,8%	2
Ativos Regulatórios	(9)	76	-112,2%	-85
Deduções da Receita Op. Bruta*	(266)	(214)	23,9%	-51
Receita Operacional Líquida	635	604	5,3%	32

* Exclui Consumo Próprio

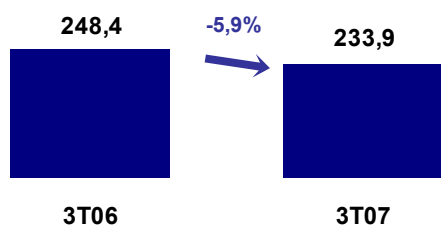
Por determinação da ANEEL, através do Despacho nº 3.073 de 28 de dezembro de 2006, o plano de contas do setor elétrico passou a considerar como deduções da Receita Operacional Bruta, além dos impostos sobre receitas (ICMS, PIS, COFINS e ISS), a constituição de CVA sobre CCC e CDE, os gastos com o Programa de Eficiência Energética e o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e despesas com CCC e CDE.

Estas deduções cresceram 23,9% nos 9M07 em comparação aos 9M06, também em linha com o crescimento do mercado e com os índices de preço que influenciam estas contribuições.

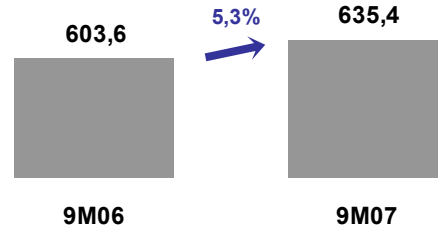
No 3T07, a receita líquida atingiu R\$233,9 milhões, representando uma redução de 5,9% frente ao mesmo trimestre do ano anterior. Este desempenho é principalmente explicado pela variação absoluta nos valores pertinentes ao reconhecimento dos impactos financeiros do PLPT contabilizados no 3T06 (R\$34,5 milhões) e no 3T07 (R\$0,3 milhão). Se compararmos a receita líquida do 3T06 e do 3T07 excluindo o impacto da CVA PLPT observaríamos um forte crescimento de 9,1%. Conforme já discutido, a metodologia para definição do impacto dos clientes oriundos do programa de universalização na estrutura tarifária das distribuidoras ainda é preliminar e deverá ser publicada em caráter definitivo até o final de 2007.

A receita registrada nos 9M07 de R\$635,4 milhões, superou em 5,3%, o montante registrado no mesmo período de 2006. Este desempenho deveu-se principalmente aos reajustes tarifários e ao forte crescimento no volume de energia vendida.

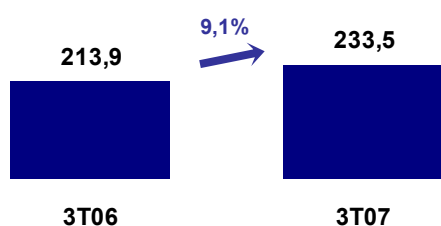
Receita Líquida 3T06 – 3T07 (R\$ MM)



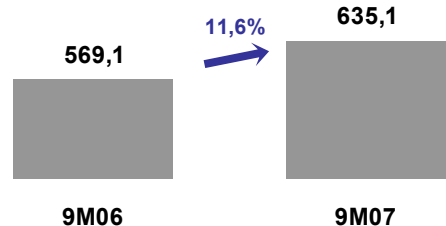
Receita Líquida 9M06 – 9M07 (R\$ MM)



Rec. Líq. Ajustada CVA PLPT 3T06 – 3T07 (R\$ MM)



Rec. Líq. Ajustada CVA PLPT 9M06 – 9M07 (R\$ MM)



Custos e Despesas Operacionais

No 3T07, os custos e despesas operacionais (custos e despesas gerenciáveis e não gerenciáveis excluindo depreciação e amortização) atingiram R\$129,2 milhões, representando 55,2% da receita líquida, uma redução de 0,9 p.p. se compararmos aos 56,1% da receita líquida que os R\$139,3 milhões de custos e despesas atingiram no 3T06. Este desempenho representa uma redução em termos absolutos de R\$10,1 milhões, apesar do crescimento de 6,4% no número de consumidores. Nos 9M07, os custos e despesas operacionais atingiram R\$360,2 milhões, ou 56,7% da receita líquida, o que representou uma queda de 3,1 p.p. em relação ao percentual de 59,8% observado nos 9M06.

Custos e Despesas Operacionais Gerenciáveis

Os custos e despesas operacionais gerenciáveis da Companhia, representadas pelos custos e despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros - PMSO (excluindo provisões e incluindo reestruturação), foram de R\$31,2 milhões no 3T07, o que correspondeu a uma queda de 3,5%, se comparado com o mesmo período em 2006. Como percentual da Receita Líquida, esta evolução representou um leve aumento de 0,3 p.p., de 13,0% no 3T06 para 13,3% no 3T07. Nos 9M07, o PMSO atingiu o montante de R\$91,5 milhões, ou 14,4% da Receita Líquida, o que significou uma queda de 1,8 p.p. em relação aos 16,2% da receita líquida que os R\$97,9 milhões representaram nos 9M06.

R\$ MM	3T06	3T07	Var.%	9M06	9M07	Var.%
Pessoal	12,6	10,1	-19,8%	41,5	33,3	-19,9%
Material	1,1	1,7	60,9%	3,5	4,1	19,6%
Serviço de Terceiros	16,8	18,6	10,3%	44,8	51,2	14,2%
Outros	1,8	0,8	-55,9%	8,1	2,9	-64,0%
PMSO	32,4	31,2	-3,5%	97,9	91,5	-6,5%
PMSO (% Rec. Liq.)	13,0%	13,3%	0,3 p.p.	16,2%	14,4%	-1,8 p.p.
Provisões	9,0	6,3	-30,2%	21,1	23,0	8,6%
PDD e Perdas	7,2	5,2	-28,3%	15,7	16,8	7,5%
<i>PDD e Perdas (% Rec. Oper. Bruta)</i>	<i>2,3%</i>	<i>1,6%</i>	<i>-0,7 p.p.</i>	<i>1,9%</i>	<i>1,9%</i>	<i>0 p.p.</i>
Provisões para Contingências e Outras Provisões	1,8	1,1	-37,7%	5,4	6,1	14,2%
Outras Despesas Não Recorrentes	5,7	0,0	N/A	5,7	0,0	N/A
CUSTOS E DESPESAS GERENCIÁVEIS	47,0	37,5	-20,3%	124,7	114,5	-8,2%
CUSTOS E DESPESAS GERENCIÁVEIS (% Rec. Liq.)	18,9%	16,0%	-2,9 p.p.	20,7%	18,0%	-2,7 p.p.
Energia Comprada e Transporte	62,9	78,7	25,1%	173,9	207,5	19,3%
Encargos de Serviço do Sistema	13,0	12,7	-2,0%	35,1	38,5	9,6%
Amortização CVA	7,1	-0,3	-103,9%	18,9	-1,9	-109,9%
Outros Custos	9,2	0,6	-93,8%	8,4	1,6	-80,9%
CUSTOS E DESPESAS NÃO-GERENCIÁVEIS	92,2	91,7	-0,6%	236,3	245,7	4,0%
CUSTOS E DESPESAS NÃO GERENCIÁVEIS (% Rec. Liq.)	37,1%	39,2%	-2,1 p.p.	39,1%	38,7%	-0,4 p.p.
TOTAL	139,3	129,2	-7,2%	361,0	360,2	-0,2%

As despesas com pessoal decresceram 19,8% no comparativo entre o 3T07 e o 3T06, de R\$12,6 milhões para R\$10,1 milhões. Nos 9M07, estas despesas diminuiram 19,9%, ou R\$8,3 milhões em termos absolutos, ainda sob o efeito não recorrente dos gastos de reestruturação incorridos em 2006.

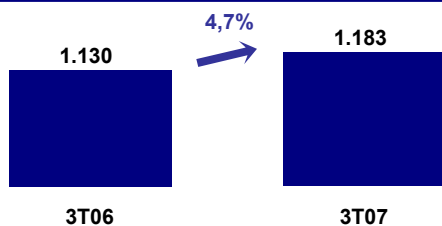
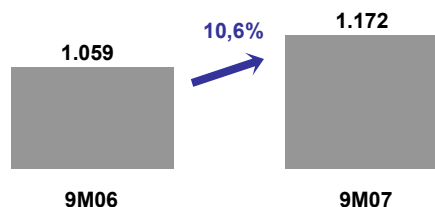
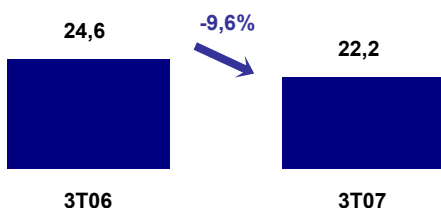
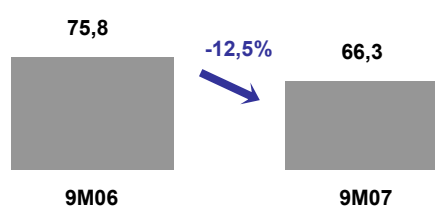
Os gastos com serviços de terceiros no 3T07 foram de R\$18,6 milhões, um aumento de 10,3% em relação aos R\$16,8 milhões registrados no 3T06. Nos 9M07, estes gastos atingiram R\$51,2 milhões, um crescimento de 14,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, que atingiu R\$44,8 milhões. Este aumento absoluto na comparação entre os 9M07 e os 9M06, de R\$6,4 milhões, deve-se principalmente: i) aos esforços na manutenção da qualidade do serviço de fornecimento de energia, que ocasionou um aumento de R\$3,5 milhões com serviços de plantão de eletricitistas terceirizado; ii) à implantação do sistema de ERP SAP/R3 que gerou maiores despesas com serviços de manutenção e licenciamentos de software, em R\$ 1,3 milhão; iii) aos custos com serviços da central de atendimento aos clientes, que cresceram R\$0,8 milhão; e iv) ao atendimento comercial terceirizado, que cresceu R\$0,7 milhão.

Destacamos novamente o efeito positivo dos custos administrativos na recuperação de energia, cobrados dos consumidores, que são contabilizados como uma reversão de despesas neste grupo de contas. Esta reversão foi de R\$1,5 milhão no 3T07.

A PDD e as Perdas atingiram R\$5,2 milhões, ou 1,6% da Receita Operacional Bruta (ROB) no 3T07, uma redução de 28,3% em relação ao montante de R\$7,2 milhões do 3T06. Nos 9M07, os R\$16,8 milhões de PDD e Perdas representaram 1,9% da ROB. A nossa expectativa é que a PDD e as Perdas estabilizem-se entre 2,0% a 3,0% da ROB.

Ganhos marginais de produtividade permanecem presentes em nossa performance operacional. O número de consumidores por colaborador aumentou 4,7% no 3T07. Nos 9M07, este índice de produtividade se elevou em 10,6%.

A efetividade nos gastos gerenciáveis, medido em reais pelo índice "PMSO por Consumidor", também acompanhou a tendência da produtividade. Este índice reduziu-se em 9,6% no 3T07 quando comparado ao 3T06. A redução foi ainda mais relevante na comparação entre os 9M07 e os 9M06, atingindo 14,1%.

Consumidores por Colaborador: 3T06 – 3T07

Consumidores por Colaborador: 9M06 – 9M07

PMSO (R\$) por Consumidor: 3T06 – 3T07

PMSO (R\$) por Consumidor: 9M06 – 9M07

Custos e Despesas Operacionais Não Gerenciáveis

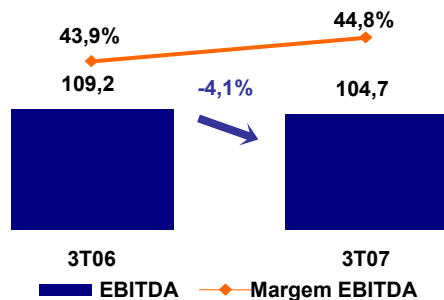
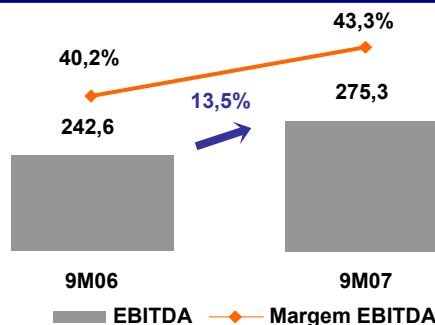
A Companhia registrou um total de R\$91,7 milhões no 3T07 em custos e despesas operacionais não gerenciáveis, 0,6% abaixo do 3T06, que totalizou R\$92,2 milhões. Nos 9M07, este grupo de custos aumentou 4,0%, de R\$236,3 milhões nos 9M06 para R\$245,7 milhões. Como percentual da receita líquida, no entanto, houve uma redução de 0,4 p.p., de 39,1% nos 9M06 para 38,7%.

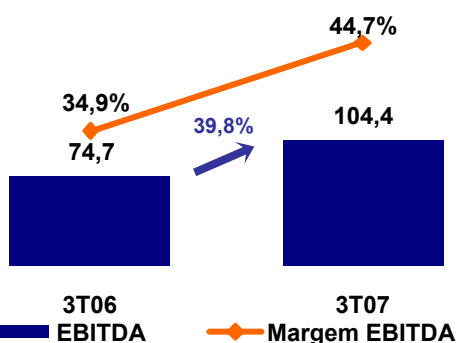
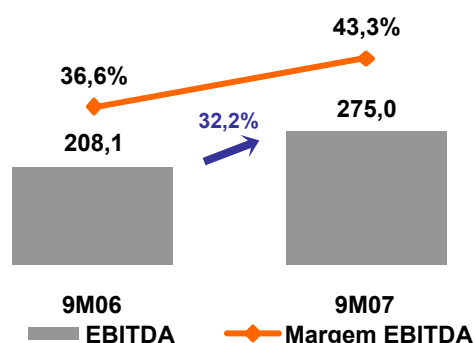
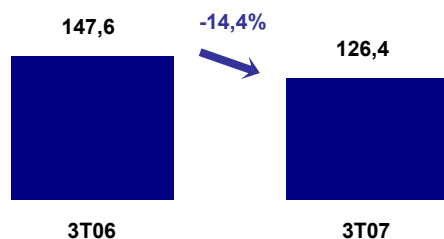
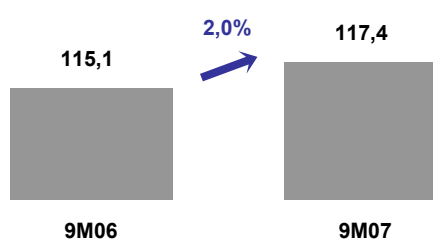
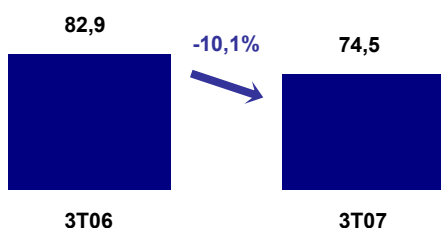
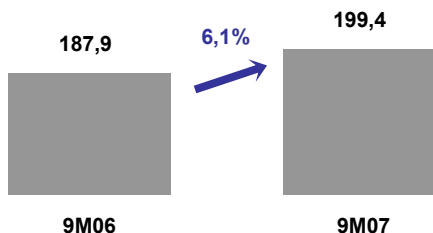
EBITDA

No 3T07, o EBITDA foi de R\$104,7 milhões, representando uma queda de 4,1% quando comparados aos R\$109,2 milhões registrados no 3T06. A margem EBITDA (% da Receita Líquida) foi de 44,8% no 3T07, representando uma leve elevação de 0,9 p.p. em relação ao mesmo período de 2006. A comparação do EBITDA entre o 3T07 e o 3T06 fica prejudicada em função da expressiva variação em termos absolutos da constituição do ativo regulatório para fazer face aos impactos financeiros do PLPT. Excluindo esse efeito, a evolução do EBITDA teria sido positiva, atingindo 39,8% entre o 3T07 e o 3T06.

Nos 9M07, o EBITDA registrado foi de R\$275,3 milhões, o que correspondeu a uma elevação de 13,5% frente aos R\$242,6 milhões contabilizados nos 9M06. A margem EBITDA atingiu 43,3% nos 9M07, representando um acréscimo de 3,1 p.p. comparado ao mesmo período do ano anterior. Este bom desempenho é fruto do forte crescimento do mercado maranhense e das economias obtidas no controle das despesas e custos gerenciáveis da Companhia.

Nos 9M07, o EBITDA por MWh fornecido cresceu 2,0% em relação aos 9M06. Já o EBITDA por consumidor cresceu 6,1%, para R\$199,4 nos 9M07, de R\$187,9 nos 9M06.

EBITDA (R\$ MM) e Margem EBITDA: 3T06 – 3T07

EBITDA (R\$ MM) e Margem EBITDA: 9M06 – 9M07


EBITDA (R\$ MM) e Margem EBITDA: 3T06 – 3T07 Ajustado – CVA PLPT

EBITDA (R\$ MM) e Margem EBITDA: 9M06 – 9M07 Ajustado – CVA PLPT

EBITDA (R\$) por MWh: 3T06 – 3T07

EBITDA (R\$) por MWh: 9M06 – 9M07

EBITDA (R\$) por Consumidor: 3T06 – 3T07

EBITDA (R\$) por Consumidor: 9M06 – 9M07


Resultado Financeiro

As receitas e despesas financeiras da Companhia continuam equilibradas no 3T07, com uma despesa líquida de R\$3,4 milhões, um aumento absoluto de R\$2,6 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, que registrou uma despesa líquida negativa de R\$0,7 milhão. Essa elevação deve-se principalmente a elevação no saldo do endividamento bruto em R\$327,2 milhões nos 12 meses encerrados em setembro de 2007. Também contribuiu para maiores despesas financeiras um aumento da inflação acumulada medida pelo IGP-M, um indexador de vários contratos de dívida da Companhia, em 1,8 p.p., de 0,8% no 3T06, para 2,6% no 3T07.

A comparação dos 9M07 ainda é afetada pelos gastos com o processo de abertura de capital da Companhia, gerando um resultado financeiro negativo de R\$26,4 milhões nos 9M06 contra um resultado negativo de R\$4,3 milhões nos 9M07.

Imposto de Renda e Contribuição Social

A apuração do Imposto de Renda e da Contribuição Social a pagar da Controlada é influenciada positivamente pelos seguintes itens: i) incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda constante do benefício de ampliação da capacidade instalada, obtido junto à SUDENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste) em Dezembro de 2005, 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

I.R. e C.S.L.L. (R\$MM)	9M06	9M07
LAIR (1)	166,5	218,2
Despesa de I.R. e C.S.L.L. (DRE)	(37,2)	(63,5)
(+) Reversão Provisão 2005	(9,4)	0,3
(-) Ativo Fiscal Diferido	22,1	34,5
(-) Incentivo ADENE	4,0	5,2
(=) I.R. e C.S.L.L. Devido	(20,6)	(23,6)
(+) Créditos Fiscais	-	7,6
(=) Imposto a Pagar - Conceito Caixa (2)	(20,6)	(16,1)
Taxa Efetiva de I.R. e C.S.L.L.= (2)/(1)	-12,3%	-7,4%

de apuração do Imposto de Renda de forma imediata (válido entre os anos de 2006 a 2013); e, iii) compensação de prejuízos acumulados.

As despesas referentes ao Imposto de Renda (IR) e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) foram de R\$63,5 milhões (9M07) e R\$ 37,2 milhões (9M06), sendo que deste montante R\$34,5 milhões (9M07) e R\$22,1 milhões (9M06), referem-se à constituição/realização de Ativo Fiscal Diferido, que não são desembolsos efetivos de caixa.

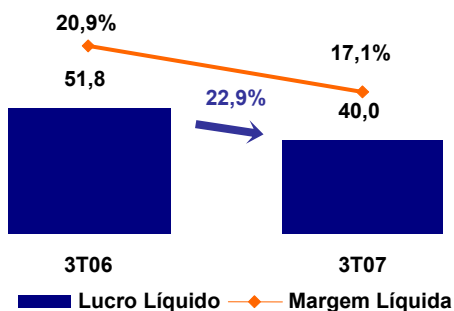
As despesas referentes ao Imposto de Renda nestes períodos não consideram a redução relativa aos incentivos fiscais de R\$5,2 milhões (ajustado pela participação de minoritários de nossa Controlada) nos 9M07 e de R\$4,0 milhões nos 9M06, obtidos junto à SUDENE, que deduziram o imposto a pagar (efeito caixa) nos períodos e foram registrados como Reserva de Capital no Patrimônio Líquido da Cemar.

Os desembolsos efetivos da Equatorial Energia com IR e CSLL nos 9M07 e nos 9M06 foram de R\$16,1 milhões e R\$20,6 milhões, respectivamente. Para o ano de 2007, esperamos uma taxa efetiva de IR e CSLL em torno de 6,0% do LAIR – Lucro Antes de Imposto de Renda e Contribuição Social na Subsidiária, e em torno de 9,0% do LAIR na Equatorial Energia.

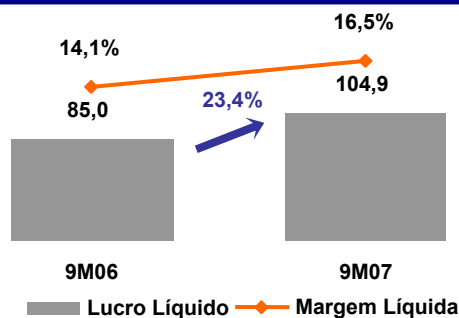
Lucro Líquido

Alcançamos no 3T07 um lucro líquido de R\$40,0 milhões, o que representa uma queda de 22,9% em relação ao mesmo período no ano passado. O valor no 3T07 resulta em uma margem líquida de 17,1%, 3,8 p.p. inferior à margem registrada no 3T06, de 20,9%. O lucro líquido nos 9M07 foi de R\$104,9 milhões, um aumento de 23,4% se comparado ao montante de R\$85,0 milhões dos 9M06. Alternativamente, observou-se uma evolução de 2,4 p.p. na margem líquida, de 14,1% nos 9M06 para 16,5% nos 9M07. Nos 9M06, ainda temos o efeito das despesas não recorrentes com o processo de abertura de capital (OPA) da Companhia – neste caso, teríamos nos 9M07 um crescimento de 44,7% no lucro líquido. O lucro líquido por UNIT no 3T07 foi de R\$0,79, uma queda de 23,7% em relação ao lucro líquido de R\$0,79 por UNIT registrado no 3T06. Nos 9M07, o lucro líquido por UNIT foi de R\$1,58, 22,2% acima do valor dos R\$1,30 registrado nos 9M06.

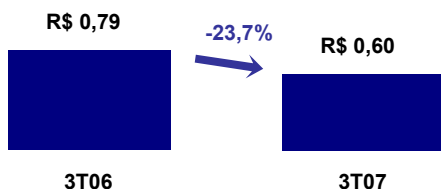
Lucro Líquido (R\$ MM) : 3T06 – 3T07



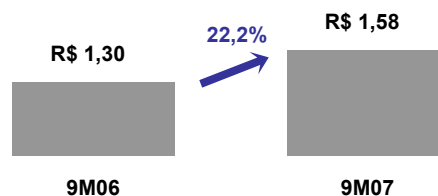
Lucro Líquido (R\$ MM) : 9M06 – 9M07



Lucro por Unit (R\$ MM) : 3T06 – 3T07



Lucro por Unit (R\$ MM) : 9M06 – 9M07



ENDIVIDAMENTO
Endividamento

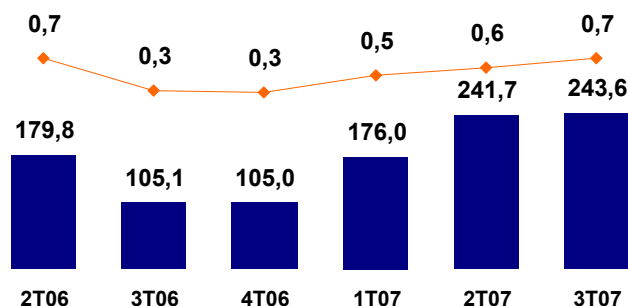
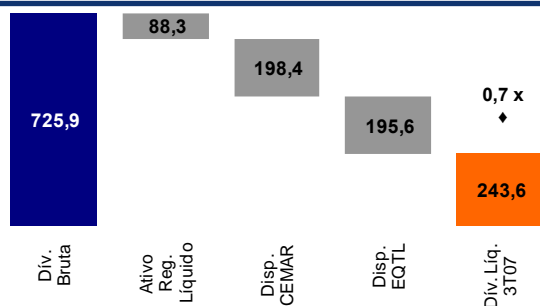
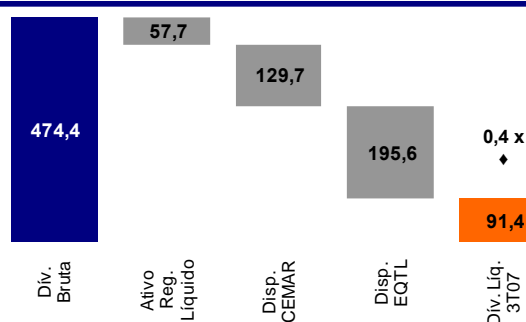
Em 30 de setembro de 2007, o endividamento total consolidado da Companhia, incluindo os encargos, atingiu R\$725,9 milhões, ou um aumento de R\$30,6 milhões em relação ao montante registrado em 30 de junho de 2007. Esse aumento é justificado pela liberação da penúltima parcela de recursos da linha de financiamento do BNB, no montante de R\$35,1 milhões.

Situação da Dívida Bruta – Junho/2007

Vencimento	R\$ MM	% do Total	Indexador	Spread Médio (ao ano)	Prazo Final Médio (mês/ano)	Prazo Médio (em anos)	Part. (%)
Curto Prazo	18,0	2,5%	Libor	Libor + 0,8% aa	ago-18	11,3	0,7%
Longo Prazo	707,9	97,5%	IGP-M	4,0% aa	dez-23	16,0	17,8%
2008	18,8	2,6%	TJLP	4,8% aa	mar-12	5,0	4,2%
2009	46,8	6,4%	Pré Fixado (R\$)	11,5% aa	fev-17	10,0	17,7%
2010	49,8	6,9%	RGR	6,1% aa	ago-17	10,2	9,3%
2011	119,1	16,4%	Pré Fixado (US\$)	6,7% aa	jun-20	13,3	0,9%
Após 2011	473,4	65,2%	FINEL*	9,8% aa	dez-15	8,0	8,2%
Total	725,9	100,0%	CDI	105,4% do CDI	mai-13	6,2	41,1%

* Índice que representa 20% do IGP-M

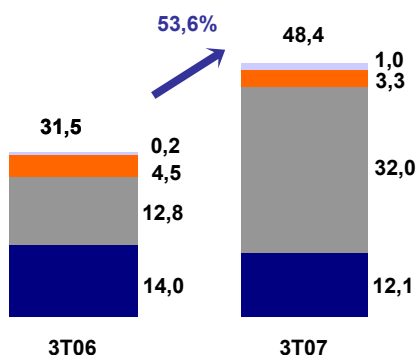
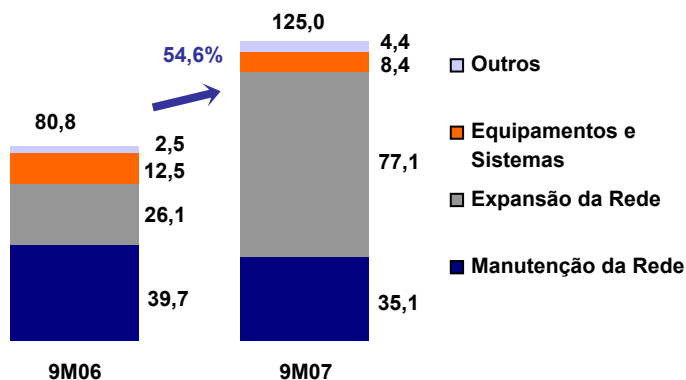
A dívida líquida, considerando as disponibilidades e os ativos regulatórios líquidos, atingiu o montante de R\$243,6 milhões no 3T07, representando um aumento de R\$1,9 milhão quando comparada ao valor do 2T07, alcançando um múltiplo em relação ao EBITDA de 0,7x. Ajustada pela participação na Controlada, a dívida líquida da Companhia cai para R\$91,4 milhões, o que representa um múltiplo do EBITDA de apenas 0,4x.

Dív. Líq. (R\$ MM) e Dív. Líquida / EBITDA (Últ 12 Meses)

Conciliação da Dívida Líquida (R\$ MM)

Dívida Líquida Ajustada pela Participação (R\$ MM)


Diante dos termos atrativos da liberação da penúltima parcela de financiamento do BNB, o perfil da dívida de nossa controlada manteve-se em níveis diferenciados: custo médio de 10,9% (ou 87,9% do CDI, nos últimos 12 meses), perfil de longo prazo, com prazo médio de 9,3 anos e apenas 2,5% das amortizações previstas para o curto prazo.

INVESTIMENTOS
Investimentos da CEMAR

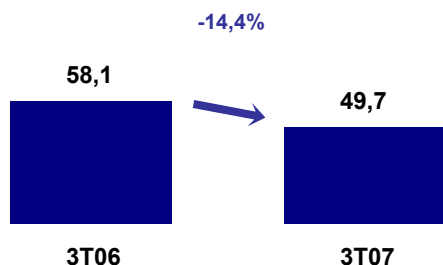
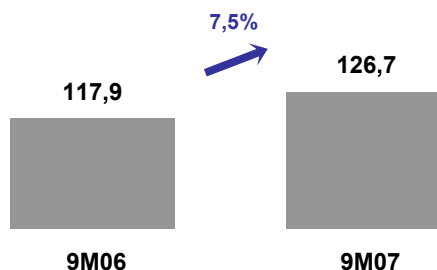
Os investimentos da CEMAR totalizaram R\$48,4 milhões no 3T07, excluindo os investimentos diretos relacionados ao PLPT, um aumento de 53,6% em relação aos R\$31,5 milhões registrados no 3T06. Nos 9M07 os investimentos totalizaram R\$125,0 milhões, uma elevação de 54,6% se comparados aos R\$80,8 milhões investidos nos 9M06. A distribuição destes investimentos pode ser verificada no gráfico abaixo:

Investimentos da CEMAR: 3T06 – 3T07 (R\$ MM)

Investimentos da CEMAR: 9M06 – 9M07 (R\$ MM)


Nossa expectativa é que o volume de investimentos da CEMAR para o triênio 2007-2009, que foi divulgado no 2T07, situe-se entre R\$500 e R\$550 milhões.

Investimentos do PLPT

No 3T07, 9.405 consumidores foram ligados à rede de distribuição de energia elétrica da CEMAR através do PLPT, acumulando 129,0 mil consumidores desde o início do programa até 30 de setembro de 2007.

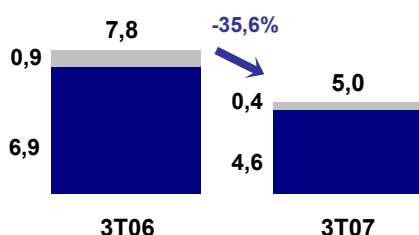
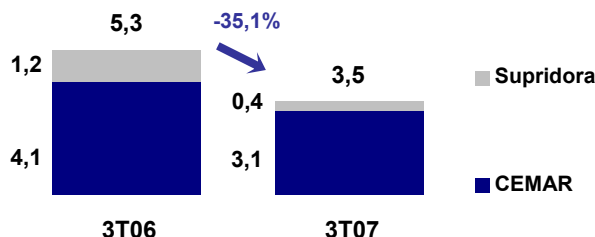
Investimentos Diretos PLPT: 3T06 – 3T07 (R\$ MM)

Investimentos Diretos PLPT: 9M06 – 9M07 (R\$ MM)


O investimento direto no PLPT, representado por gastos com materiais, serviços de terceiros e os impostos correlacionados, foi de R\$49,7 milhões no 3T07, uma queda de 14,4% ao investimento no mesmo período do ano anterior. Nos 9M07 os investimentos totalizaram R\$126,7 milhões, 7,5% maior que no mesmo período do ano anterior.

QUALIDADE DO SERVIÇO
DEC e FEC

A tendência de melhoria nos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a duração média das interrupções, em horas por consumidor por período) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a frequência das interrupções, em número de interrupções por consumidor por período) da CEMAR, que são os principais indicadores do nível de qualidade e da eficiência do seu sistema de distribuição, manteve-se ao longo do 3T07. As metas de DEC e FEC a serem alcançadas pelas concessionárias são definidas previamente pela ANEEL.

No 3T07, o DEC foi de 5,0 horas (h) e o FEC, de 3,5 vezes (x), representando uma melhoria de 35,6% e 35,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, respectivamente. No conjunto de São Luis, a capital do estado do Maranhão e principal centro consumidor de energia elétrica na área de concessão da CEMAR, o DEC e o FEC do 3T07 foram 3,3h e 3,0x, diminuições de 43,2% e 46,7%, respectivamente, em relação ao 3T06.

DEC CEMAR e Supridora: 3T06 – 3T07 (horas)

FEC CEMAR e Supridora: 3T06 – 3T07 (vezes)


A eficiência na utilização dos recursos de manutenção emergencial da rede de distribuição, assim como um forte programa de investimentos preventivos na rede de distribuição, permitem que a CEMAR registre melhorias contínuas na duração e na frequência das interrupções de energia. Nos 9M07 a queda no DEC e no FEC da Controlada foram de 38,3% e 25,2%, respectivamente, em comparação aos 9M06. No conjunto São Luis, a performance se manteve, com quedas no DEC e no FEC para os 9M07 de 28,8% e 19,1% respectivamente, na comparação com o mesmo período do ano anterior.

NOVO MERCADO

Em 10 de julho de 2007, a Equatorial Energia divulgou fato relevante sobre a proposta de reforma estatutária, aprovada em RCA realizada na mesma data, que tem como objetivo sua adesão, a listagem de suas ações no segmento denominado Novo Mercado da Bovespa e a pulverização do seu controle. Em ofício emitido no dia 18 de setembro, a ANEEL considerou desnecessária a sua anuência para o prosseguimento do processo. Entretanto, em novo ofício emitido em 22 de outubro, a ANEEL modificou seu entendimento anterior, comunicando a Companhia que agora considera necessária a sua anuência prévia para reforma do Estatuto Social, adesão ao Novo Mercado e pulverização do controle da Companhia.

EVENTOS SUBSEQUENTES
Notificação

Em 15 de outubro de 2007, a Cemar foi notificada sobre a lavratura de Auto de Infração pela Receita Federal (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS) no valor de cerca de R\$140 milhões. A Cemar está analisando o assunto junto a seus assessores e apresentará sua defesa dentro do prazo legal, em todas as instâncias administrativas e, se necessário, recorrerá ao Poder Judiciário. Pela avaliação feita até o presente momento, a Cemar não classifica como provável sua chance de perda.

Energia Contratada

Participamos do Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 16 de outubro de 2007. Contratamos 54 MW médios, sendo 17 MW médios de energia hídrica (30 anos) à R\$129,14/MWh, e 38 MW médios de energia termoeletrica à R\$128,37/MWh.

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

A Companhia não contratou da KPMG Auditores Independentes, seu auditor externo, outros serviços além da auditoria independente. 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.

EVENTOS DE DIVULGAÇÃO

TELECONFERÊNCIA EM INGLÊS
Terça-feira, 6 de novembro de 2007
12h00 (horário de Brasília)
9h00 (horário de Nova York)
Telefone: +1 (973) 935-8893
Replay: +1 (973) 341-3080
Código: 9383366

TELECONFERÊNCIA EM PORTUGUÊS
Terça-feira, 6 de novembro de 2007
14h30 (horário de Brasília)
11h30 (horário de Nova York)
Telefone: +0 XX (11) 4688-6301
Replay: +0 XX (11) 4688-6312
Código: Equatorial

Os participantes devem se conectar aproximadamente 10 minutos antes do início das teleconferências.

SLIDES E WEBCAST: Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download na sessão de Relações com Investidores em nosso website <http://www.equatorialenergia.com.br/ri> a partir da data da teleconferência. O áudio das teleconferências será transmitido ao vivo pela Internet, no mesmo site, onde ficará disponível após o evento.

REPLAY: O replay das teleconferências estará disponível de 6 a 13 de novembro de 2007. Para acessar, favor ligar para os números indicados acima.

CONTATO:

Leonardo Dias
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Telefone: +0 XX (98) 3217-2113

Gabriel Arrais
Analista de Relações com Investidores
Telefone: + 0 XX (98) 3217-2198

E-mail: ri@equatorialenergia.com.br
Website: www.equatorialenergia.com.br/ri

ANEXO 1 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DE EXERCÍCIO

Demonstração do Resultado (Em R\$ mil)	3T06	3T07	9M06	9M07
RECEITA OPERACIONAL	315.483	327.773	818.050	901.207
Fornecimento de Energia Elétrica	310.435	322.710	806.462	887.690
Suprimento de Energia Elétrica	2.121	892	3.481	1.826
Encargo de Capacidade Emergencial	1	1	78	153
Outras Receitas	2.926	4.170	8.029	11.538
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(67.060)	(93.899)	(214.494)	(265.776)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	248.423	233.874	603.556	635.431
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(75.873)	(91.390)	(209.049)	(245.971)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(62.909)	(78.683)	(173.915)	(207.451)
Encargo Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(12.964)	(12.707)	(35.134)	(38.520)
CUSTO/DESPESA OPERACIONAL	(63.380)	(37.768)	(151.934)	(114.182)
Pessoal	(12.644)	(10.135)	(41.527)	(33.273)
Material	(1.060)	(1.706)	(3.449)	(4.131)
Serviço de Terceiros	(16.634)	(18.573)	(44.640)	(51.198)
Provisões	(8.959)	(6.257)	(21.268)	(22.955)
Outros	(24.083)	(1.097)	(41.050)	(2.625)
EBITDA	109.170	104.716	242.573	275.278
Depreciação e Amortização	(14.707)	(16.840)	(41.474)	(48.558)
RESULTADO DO SERVIÇO	94.463	87.876	201.099	226.720
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(1.244)	(383)	(3.733)	(1.208)
Amortização de Ágio	(1.244)	(383)	(3.733)	(1.208)
RESULTADO FINANCEIRO	(731)	(3.363)	(26.435)	(4.262)
Receitas Financeiras	16.636	21.553	52.273	63.929
Despesas Financeiras	(17.367)	(24.916)	(78.708)	(68.191)
RESULTADO OPERACIONAL	92.488	84.130	170.931	221.250
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	(2.922)	(1.787)	(4.469)	(3.040)
Receita não Operacional	11	22	427	4.455
Despesa não Operacional	(2.933)	(1.809)	(4.896)	(7.495)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA	89.566	82.343	166.462	218.210
Contribuição Social	(1.776)	(5.730)	(5.999)	(15.495)
Imposto de Renda	(1.439)	(3.515)	(9.110)	3.336
Impostos Diferidos	(11.561)	(15.051)	(22.066)	(52.944)
PARTICIP. DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	(22.950)	(18.080)	(44.260)	(48.173)
RESULTADO DO EXERCÍCIO	51.840	39.967	85.027	104.934
NO. DE AÇÕES	196.675.177	198.655.448	196.675.177	198.655.448
RESULTADO POR AÇÃO (R\$)	0,26	0,20	0,43	0,53
RESULTADO POR UNIT - Pró-Forma (R\$)	0,79	0,60	1,30	1,58

* Dados do terceiro trimestre de 2006 (3T06) e dos nove primeiros meses de 2006 (9M06) foram ajustados, refletindo as alterações no plano de contas para permitir a comparabilidade com os resultados registrados em 2007. Por determinação da ANEEL, através do Despacho nº. 3.073 de 28 de dezembro de 2006, o plano de contas do setor elétrico passou a considerar como deduções da receita operacional bruta a constituição de CVA sobre CCC e CDE e os gastos com o Programa de Eficiência Energética, Pesquisa e Desenvolvimento, CCC e CDE.

ANEXO 2 - BALANÇO PATRIMONIAL

ATIVO (R\$ Mil)	3T06	2T07	3T07
CIRCULANTE	619.132	660.716	708.388
Disponibilidades e aplicações financeiras	351.429	362.968	393.984
Consumidores e Revendedores	195.130	225.348	252.436
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(45.959)	(29.305)	(28.969)
Estoques	4.297	6.649	6.031
Impostos a Recuperar	36.614	51.517	48.391
Baixa Renda	15.190	11.860	12.270
Ativos Regulatórios	45.382	12.995	10.189
Créditos Fiscais Diferidos - IR/CSLL	10.466	11.937	6.933
Outros Créditos a Receber	6.583	6.747	7.122
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	342.978	367.020	378.124
Consumidores e Revendedores	16.537	20.256	22.467
Impostos a Recuperar	25.512	44.466	51.542
Ativos Regulatórios	74.149	88.983	90.645
Créditos Fiscais Diferidos - IR/CSLL	226.748	212.965	212.965
Outros Créditos a Receber	32	350	505
PERMANENTE	912.271	962.920	1.035.724
Investimentos	221	221	221
Agio	240.078	238.008	237.625
Imobilizado	980.707	1.200.449	1.277.984
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço	(308.735)	(475.758)	(480.106)
TOTAL DO ATIVO	1.874.381	1.990.656	2.122.236
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (R\$ Mil)	3T06	2T07	3T07
CIRCULANTE	306.901	259.315	284.307
Fornecedores	147.582	101.314	121.089
Folha de Pagamento, Férias e Encargos	13.354	14.635	17.239
Dividendos a pagar	53	52	127
Tributos e Contribuições Sociais	56.728	65.426	77.592
Empréstimos e Financiamentos	30.232	13.058	15.850
Debêntures	6.260	11.110	2.145
Taxa de Iluminação Pública	7.464	8.345	9.240
Provisão para Contingências	4.210	6.955	1.788
Passivos Regulatórios	10.212	11.412	12.536
Eficientização	16.089	18.639	18.162
Outros	14.717	8.369	8.539
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	578.058	752.470	798.900
Tributos e Contribuições Sociais	3.400	47.455	58.276
Debêntures	12.675	267.300	267.300
Empréstimos e Financiamentos	516.648	403.807	440.553
Provisão para Contingências	34.316	33.908	32.771
Entidade de Previdência Privada	11.019	0	0
PARTICIPACAO DE ACIONISTAS NAO CONTROLADORES	195.525	190.818	211.077
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	793.897	788.053	827.951
Capital Social	713.217	713.217	713.217
Reservas de Lucro	0	11.320	11.320
Lucro/Prejuízo acumulados	80.680	63.516	103.414
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.874.381	1.990.656	2.122.236

ANEXO 3 - DEMONSTRATIVO DOS EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS (R\$ Mil)	2T07				3T07			
	C. P. - Encargos	C. P. - Principal	L. P.	Total	C. P. - Encargos	C. P. - Principal	L. P.	Total
MOEDA ESTRANGEIRA	218	933	11.309	12.460	426	610	11.061	12.097
Tesouro Nacional	218	933	11.309	12.460	426	610	11.061	12.097
MOEDA LOCAL	2.130	9.777	392.498	404.405	1.648	13.166	429.492	444.306
Eletrobrás	544	5.773	245.965	252.282		7.159	249.533	256.692
Instituições Financeiras	1.586	116	121.948	123.650	1.648	2.059	155.211	158.918
Dívida com Fundo de Pensão	0	3.888	24.585	28.473		3.948	24.748	28.696
SUB TOTAL - EMP. E FINANCIAMENTOS	2.348	10.710	403.807	416.865	2.074	13.776	440.553	456.403
Debêntures	0	11.110	267.300	278.410		2.145	267.300	269.445
TOTAL DA DÍVIDA	2.348	21.820	671.107	695.275	2.074	15.921	707.853	725.848

ANEXO 4 - DEMONSTRATIVO DO FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO (R\$ Mil)	3T06	4T06	1T07	2T07	3T07
FC das Atividades Operacionais					
<i>Lucro Líquido</i>	48.102	47.842	30.843	34.123	39.966
(+) <i>Despesas Não Caixa</i>	9.604	49.982	50.762	73.111	57.421
(+/-) <i>Variações Ativas</i>	(40.670)	(13.483)	(15.140)	(85.330)	(48.040)
(+/-) <i>Variações Passivas</i>	77.083	3.473	(55.676)	48.391	46.156
(=) FC das Atividades Operacionais	94.119	87.814	10.790	70.295	95.503
FC das Atividades de Investimento					
<i>Atividades de Investimento Próprias</i>	(17.458)	(64.759)	(31.778)	(37.634)	(53.739)
Investimentos CEMAR*	(31.503)	(56.074)	(31.543)	(45.039)	(48.382)
Almoxarifado de Investimento Próprio	1.614	1.966	(2.844)	10.014	(5.795)
Outras Variações do Imobilizado Próprio	12.432	(10.651)	2.609	(2.609)	438
<i>Atividades de Investimento PLPT</i>	(78.603)	(51.293)	(34.957)	(47.829)	(41.129)
Investimentos Diretos PLPT	(58.062)	(51.230)	(35.433)	(41.588)	(49.693)
Almoxarifado de Investimento PLPT	(20.541)	(64)	476	(6.242)	8.564
(=) FC das Atividades de Investimento	(96.061)	(116.052)	(66.735)	(85.463)	(94.868)
FC das Atividades de Financiamento					
<i>Atividades de Financiamento Próprias</i>	16.673	8.494	298.299	(376.338)	26.889
Empréstimo e Financiamento	16.673	(2.812)	298.299	(211.490)	26.889
Dividendos Pagos	-	(14)	-	(164.848)	-
Aumento do Capital / Reserva de Lucro	-	11.320	-	-	-
<i>Atividades de Financiamento PLPT</i>	57.045	54.091	(3.017)	129.361	3.492
(=) FC das Atividades de Financiamento	73.718	62.585	295.283	(246.978)	30.381
(=) FC Trimestral	71.777	34.347	239.337	(262.145)	31.016
Caixa Inicial	279.652	351.429	385.777	625.114	362.969
Caixa Final	351.429	385.777	625.114	362.969	393.984

FLUXO DE CAIXA CONTROLADORA (R\$ Mil)	3T06	4T06	1T07	2T07	3T07
FC das Atividades Operacionais					
<i>Lucro Líquido</i>	51.841	38.459	30.843	32.673	39.898
(+) <i>Despesas Não Caixa</i>	1.244	1.242	1.281	(456)	383
(+/-) <i>Variações Ativas</i>	(12)	(109.729)	(1.187)	(2.532)	(20)
(+/-) <i>Variações Passivas</i>	(2.047)	330	1.076	108.813	1.280
(=) FC das Atividades Operacionais	51.027	(69.698)	32.013	138.499	41.542
FC das Atividades de Investimento					
<i>Atividades de Investimento Próprias</i>	(47.088)	71.972	(28.063)	(29.851)	(37.080)
Investimento	(47.088)	71.972	(28.063)	(29.851)	(37.080)
<i>Atividades de Investimento PLPT</i>	-	-	-	-	-
(=) FC das Atividades de Investimento	(47.088)	71.972	(28.063)	(29.851)	(37.080)
FC das Atividades de Financiamento					
<i>Atividades de Financiamento Próprias</i>	-	-	-	(107.820)	-
Empréstimo e Financiamento	-	-	-	-	-
Dividendos Pagos	-	-	-	(107.820)	-
Aumento do Capital	-	-	-	-	-
<i>Atividades de Financiamento PLPT</i>	-	-	-	-	-
(=) FC das Atividades de Financiamento	-	-	-	(107.820)	-
(=) FC Trimestral	3.939	2.274	3.950	828	4.462
Caixa Inicial	180.120	184.059	186.333	190.283	191.111
Caixa Final	184.059	186.333	190.283	191.111	195.572