

Rio de Janeiro, 14 de maio de 2010 - A Equatorial Energia S.A. (Bovespa: EQTL3) anuncia os seus resultados do primeiro trimestre de 2010 (1T10).

A Equatorial é uma empresa *holding* que possui investimentos na Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), na Light S.A. (Light) e na Geramar (anteriormente denominada Geranorte). A Equatorial possui 65,12% da CEMAR, concessionária do serviço de distribuição de energia elétrica em todo estado do Maranhão. No Estado do Rio de Janeiro, a Equatorial detém, indiretamente 13,03% da Light. A Light atua nos segmentos de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica. A Equatorial também participa em 25% da Geramar (anteriormente denominada Geranorte), sociedade responsável pela construção e operação de 2 usinas térmicas no Maranhão, com capacidade instalada de 330MW. As informações não financeiras da Equatorial Energia e de suas controladas, as relacionadas ao Programa Luz Para Todos (PLPT) assim como as referentes às expectativas da administração quanto ao desempenho futuro da Companhia e suas controladas, não foram revisadas pelos auditores independentes.

ENERGIA FATURADA CONSOLIDADA DA EQUATORIAL CRESCE 13,8% NO 1T10. PERDAS DA CEMAR MANTÊM QUEDA E ATINGEM 24,2% DA ENERGIA REQUERIDA.

1. DESTAQUES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

- A partir deste trimestre, em virtude da cisão da RME **estamos consolidando apenas 13,03% dos números da Light** em nossas informações operacionais e financeiras, em vez dos 25,0% que consolidávamos anteriormente. A consolidação de resultados feita neste Comentário de Desempenho é pró-forma e difere daquela utilizada nas demonstrações contábeis da Companhia, nas quais o resultado proveniente da RME, a partir do 1T10, passou a ser apropriado apenas através do Método de Equivalência Patrimonial por conta do processo de cisão da Equatorial.
- A **receita operacional líquida (ROL)** do 1T10 atingiu R\$483,5 milhões, 7,3% superior à ROL do 1T09, o que reflete crescimento de 1,6% na CEMAR e de 10,9% na Light.
- O **volume total de energia** da CEMAR e Light SESA atingiu 1.753 GWh no 1T10, 13,8% superior ao 1T09. Na CEMAR, o volume do 1T10 cresceu 17,5% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, enquanto que na Light o mesmo cresceu 9,5% (considerando mercados cativo e livre).
- No 1T10, o **EBITDA** ajustado para efeitos não-recorrentes somou R\$125,3 milhões, queda de 16,7% em relação ao 1T09. O EBITDA foi positivamente impactado pelo forte crescimento de mercado tanto na Cemar quanto na Light. Algumas mudanças contábeis e o efeito do primeiro ano pós-revisão tarifária da CEMAR compensaram parte deste crescimento (vide seção "Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado" para maiores detalhes).
- O **lucro líquido** ajustado do trimestre atingiu R\$42,4 milhões, queda de 33,0% se comparado ao mesmo trimestre do ano anterior (vide seção "Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado" para maiores detalhes).
- No 1T10, os **investimentos** consolidados da Equatorial totalizaram R\$91,1 milhões, e foram 6,4% menores do que os realizados no 1T09. Na CEMAR (excluindo investimentos diretos no Programa Luz para Todos - PLPT), seus investimentos totalizaram R\$36,7 milhões. Os investimentos da Light atingiram R\$15,0 milhões no período, aumento de 44,3% em relação ao mesmo trimestre de 2009. Na Geramar (anteriormente denominada Geranorte), os investimentos no 1T10 atingiram R\$6,3 milhões.
- O índice **DEC** (últimos 12 meses) da CEMAR melhorou 21,8% no 1T10, caindo para 21,9 horas, enquanto o **FEC** (últimos 12 meses) melhorou 17,7% para 14,4 vezes. Na Light, o DEC aumentou 14,4%, enquanto o FEC permaneceu estável na comparação com o 1T09.
- As **perdas totais de energia** dos últimos 12 meses encerrados no 1T10 da CEMAR representaram 24,2% da energia requerida, estando 4,3 p.p. abaixo do índice do 1T09. Na Light, as perdas dos últimos 12 meses atingiram 22,1%, aumento de 1,3 p.p. em relação ao 1T09.
- Em 29 de abril de 2010, a Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária aprovou a proposta de **cisão parcial da Equatorial**, vertendo sua participação indireta na Light (através da RME) para uma nova sociedade (Newco) chamada Redentor. Esta empresa está em processo de constituição e posterior listagem no Novo Mercado da BM&FBOVESPA. A expectativa é de que o processo de listagem leve até 90 dias para ser concluído.

DADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS (R\$MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
Receita Operac. Líquida Total (ROL)	450,5	516,8	483,5	7,3%
EBITDA	150,5	171,5	124,2	-17,5%
<i>Margem EBITDA (% ROL)</i>	33,4%	33,2%	25,7%	-7,7 p.p.
Lucro Líquido	63,0	7,1	41,7	-33,8%
<i>Margem Líquida (% ROL)</i>	14,0%	1,4%	8,6%	-5,3 p.p.
Lucro Líquido por Ação (R\$ / ação)	0,60	0,07	0,39	-33,9%
Investimentos				
CEMAR	43,3	63,6	36,7	-15,1%
PLPT (CEMAR)	35,8	69,2	33,1	-7,7%
Light	10,4	27,5	15,0	44,3%
Geramar (ex-Geranorte)	7,9	13,5	6,3	-20,1%
Total	97,3	173,8	91,1	-6,4%
Dívida Líquida	680,2	956,7	954,6	40,3%
Dívida Líquida / EBITDA (últ. 12 meses)	0,9	1,6	1,6	0,7 x

ÍNDICE

1. DESTAQUES FINANCEIROS E OPERACIONAIS	1
2. DESEMPENHO OPERACIONAL	3
2.1 DESEMPENHO OPERACIONAL – DISTRIBUIÇÃO	3
2.1.1 - MERCADO DE ENERGIA – CEMAR	3
2.1.2 - MERCADO DE ENERGIA – LIGHT	5
2.1.3 - QUALIDADE DO SERVIÇO	6
2.2 DESEMPENHO OPERACIONAL – GERAÇÃO	7
2.3 DESEMPENHO OPERACIONAL – COMERCIALIZAÇÃO	7
3. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	8
3.1 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO – CONSOLIDADO	8
3.1.1 - RECEITA OPERACIONAL	9
3.1.2 - CUSTOS E DESPESAS	10
3.1.3 - EBITDA	12
3.1.4 - RESULTADO FINANCEIRO	12
3.1.5 - LUCRO LÍQUIDO	13
3.2 DESEMPENHO ECONÔMICO FINANCEIRO - CEMAR	14
3.2.1 - RECEITA OPERACIONAL	14
3.2.2 - CUSTOS E DESPESAS	15
3.2.3 - EBITDA	16
3.2.4 - RESULTADO FINANCEIRO	16
3.2.5 - IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	17
3.2.6 - LUCRO LÍQUIDO	17
3.3 DESEMPENHO ECONÔMICO FINANCEIRO - LIGHT	18
3.3.1 - RECEITA OPERACIONAL	18
3.3.2 - CUSTOS E DESPESAS	19
3.3.3 - EBITDA	19
3.3.4 - RESULTADO FINANCEIRO	20
3.3.5 - LUCRO LÍQUIDO	20
4. ENDIVIDAMENTO	21
5. INVESTIMENTOS	23
5.1 - CEMAR	23
5.2 - LIGHT	23
6. MERCADO DE CAPITAIS	23
7. CISAÇÃO PARCIAL DA EQUATORIAL	24
8. EVENTOS RECENTES	24
9. NOVOS PROJETOS	24
10. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	25
11. EVENTOS DE DIVULGAÇÃO	25
ANEXO 1 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO CONSOLIDADO DO PERÍODO (R\$ MM)	27
ANEXO 2 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR EMPRESA (R\$ MM)	28
ANEXO 3 – BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ MM)	29
ANEXO 4 – DEMONSTRATIVO DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	30
ANEXO 5 – DEMONSTRATIVO DO FLUXO DE CAIXA	31

2. DESEMPENHO OPERACIONAL

As informações operacionais constantes desta seção são pró-forma e refletem 100% das operações da CEMAR, 13,03% da Light e 25,0% da Geramar (anteriormente denominada Geranorte).

	1T09	4T09	1T10	Var.
Distribuição				
Energia Faturada (GWh)				
CEMAR	816,8	985,4	959,9	17,5%
Light	724,1	744,9	793,1	9,5%
Total	1.540,8	1.730,3	1.753,1	13,8%
Nº de Consumidores (Mil)				
CEMAR	1.573	1.688	1.731	10,1%
Light	514	521	525	2,1%
Total	2.087	2.209	2.256	8,1%
Geração				
Energia Vendida (GWh)	165	180	208	26,7%
Capacidade Instalada de Geração (MW)	111	111	194	74,1%
Energia Assegurada (MW)	70	70	130	85,7%
Comercialização				
Energia Comercializada (GWh)	46	68	120	159,3%
Nº de Colaboradores				
CEMAR	1.287	1.309	1.291	0,3%
Light	485	481	488	0,5%
Total	1.772	1.790	1.779	0,4%

2.1 DESEMPENHO OPERACIONAL – DISTRIBUIÇÃO

CLASSES DE CONSUMO E CLIENTES LIVRES (GWh)	1T09	4T09	1T10	Var.
Residencial	383,0	455,4	449,4	17,3%
Industrial	90,6	103,6	97,3	7,4%
Comercial	161,4	187,6	190,4	18,0%
Outros	181,8	238,8	222,8	22,6%
CEMAR	816,8	985,4	959,9	17,5%
Residencial	281,8	272,8	314,8	11,7%
Industrial	56,4	66,2	58,6	3,9%
Comercial	206,1	212,0	221,8	7,6%
Outros	107,2	110,9	112,3	4,7%
Clientes Livres	72,4	82,9	85,6	18,2%
Light	724,1	744,8	793,1	9,5%
Residencial	664,9	728,3	764,2	14,9%
Industrial	147,0	169,8	155,9	6,1%
Comercial	367,5	399,6	412,2	12,2%
Outros	289,0	349,7	335,1	16,0%
Clientes Livres	72,4	82,9	85,6	18,2%
Total	1.540,8	1.730,2	1.753,1	13,8%

2.1.1 - MERCADO DE ENERGIA – CEMAR

VENDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

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, e; (iii) 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.

BALANÇO ENERGÉTICO

O volume de energia requerida pelo sistema da CEMAR alcançou 1.240,4 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.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	1T09	4T09	1T10	Var.
Energia Requerida (*)	1,115	1,295	1,240	11.2%
Energia Vendida (**)	818	987	960	17.3%
Perdas	297	308	280	-5.6%

(*) Inclui geração própria

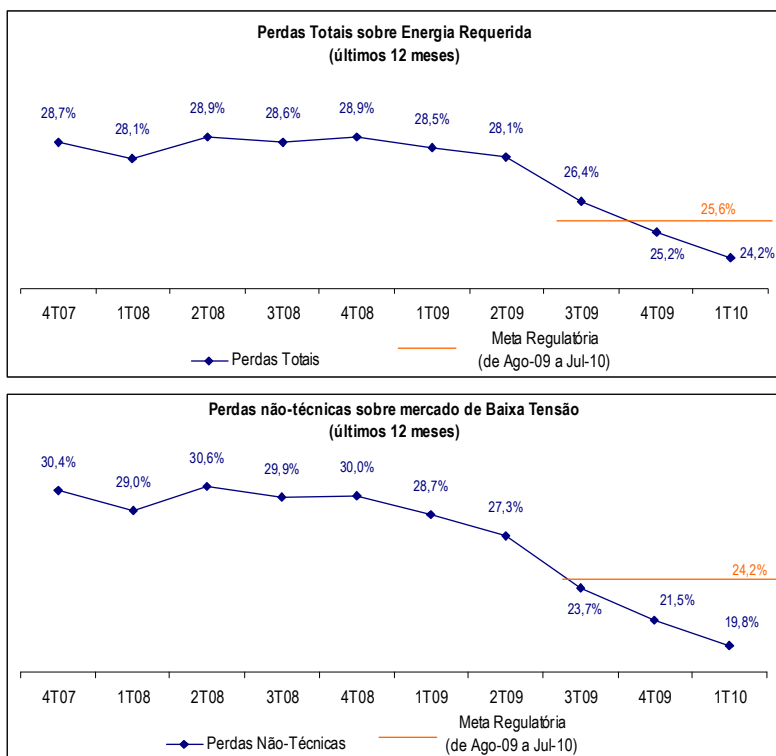
(**) Inclui venda às classes, consumo próprio e vendas à CEPISA

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.



2.1.2 - MERCADO DE ENERGIA – LIGHT

VENDE DE ENERGIA ELÉTRICA

O total de energia consumida no 1T10 na área de concessão da Light (clientes cativos + livres) alcançou 793,1 GWh, crescimento de 9,5% em relação ao 1T09.

MERCADO CATIVO

No 1T10, houve crescimento de 8,6% do mercado cativo em relação ao 1T09. Esse incremento foi impulsionado especialmente pelo segmento residencial, cujo consumo foi influenciado pelas altas temperaturas em janeiro e fevereiro, 1,4°C e 1,0°C acima da média histórica para estes meses.

O segmento residencial, que respondeu por 44,5% do consumo do mercado cativo no trimestre, apresentou crescimento de 11,7% no consumo em relação ao 1T09. O número de clientes residenciais cresceu 2,1%.

O segmento industrial cativo, que representou apenas 8,3% do consumo no mercado cativo total, consumiu 3,9% mais em relação ao primeiro trimestre de 2009, mantendo a tendência apresentada no último trimestre do ano passado, que é de recuperação da atividade econômica no Estado. Em especial, destacamos os setores de bebidas, químicos e de produtos de metal.

USO DA REDE¹

O consumo de consumidores livres e concessionárias transportado pela rede da Light correspondeu a 192 GWh no 1T10, 25,3% superior ao do 1T09. Os clientes livres consumiram 86 GWh, aumento de 18,2% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, reforçando a retomada da atividade econômica com o aquecimento no consumo energético de clientes livres industriais.

MERCADO LIVRE (GWh)	1T09	4T09	1T10	Var.
Livre	72	83	86	18,2%
Concessionária (*)	81	109	107	31,6%
TOTAL	154	192	192	25,3%

(*) Uso de Rede - Transporte para concessionárias que fazem fronteira com a área de concessão da Light

BALANÇO ENERGÉTICO

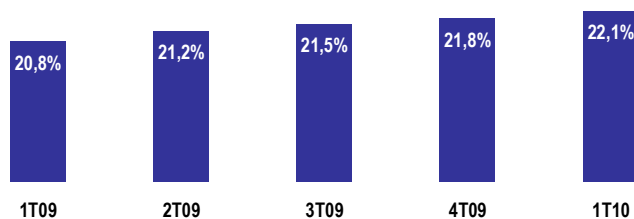
O volume de energia requerida pelo sistema da Light, para a carga própria (energia vendida e perdas), alcançou 1.010 GWh no 1T10, com aumento de 8,4% na comparação com o mesmo período do ano anterior, conforme demonstrado na tabela abaixo:

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	1T09	4T09	1T10	Var.
Energia Requerida	931	933	1.010	8,4%
Energia Vendida	652	662	708	8,6%
Perdas (*)	280	271	302	8,1%

(*) Não considera perdas da rede básica

PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

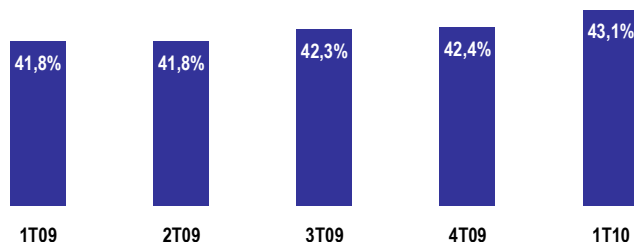
Perdas de Energia (*) (Acum. nos últimos 12 meses)



(*) Perdas de energia sobre carga fio (energia requerida + mercado livre)

¹ Em razão de preservar a comparabilidade com o mercado homologado pela ANEEL no processo de Revisão Tarifária, foram desconsideradas a energia e a demanda faturada dos clientes livres: Valesul, CSN e CSA, tendo em vista a planejada saída desses clientes para a Rede Básica. O consumo de energia de tais clientes totalizou 55 GWh e a demanda 294 GW no 1T10. No 1T09, o consumo foi de 61 GWh e a demanda foi de 333 GW.

Perdas Não-Técnicas sobre Mercado de Baixa Tensão (Acum. nos últimos 12 meses)



As perdas totais da Light SESA somaram 981 GWh, ou 22,06% sobre a carga fio, nos 12 meses encerrados em março de 2010, representando um crescimento de 0,24 p.p. em relação ao índice de dezembro de 2009. A ocorrência de elevadas temperaturas impactou negativamente as perdas no período.

As perdas não-técnicas, a partir de novembro de 2009, passaram a ser divulgadas também sobre a energia faturada no mercado de baixa tensão, compatibilizando-se com a alteração introduzida pela ANEEL na Revisão Tarifária definitiva, homologada em outubro último. A alteração está mais aderente com a realidade da concessionária, pois é exatamente no mercado de baixa tensão onde se encontram as perdas não técnicas. Nesta metodologia, as perdas não-técnicas representaram 43,1% sobre o mercado de baixa tensão (15,4% sobre a carga fio).

O período foi marcado pelas elevadas temperaturas, principalmente as registradas durante os meses de janeiro e fevereiro, 1,4°C e 1,0°C acima da média histórica e da registrada em 2009, nesses dois meses, respectivamente. Essa situação gera um forte desempenho do mercado faturado, como observado neste trimestre. É inevitável também o seu reflexo no aumento de ligações irregulares e consumo em situação de fraude.

O programa de combate às perdas foi prejudicado neste trimestre em função dos problemas de desligamentos ocorridos na rede de distribuição. A redução nas ações de combate às perdas foi decorrente do deslocamento de equipes usualmente focadas no combate aos furtos de energia para a manutenção da qualidade operacional e restabelecimento da energia em áreas atingidas pelas interrupções.

Com relação às novas tecnologias, foram blindados 91 km de rede de baixa tensão no 1T10, em comparação a 33 km no mesmo período do ano passado. O plano de redução das perdas para 2010 segue em franco desenvolvimento.

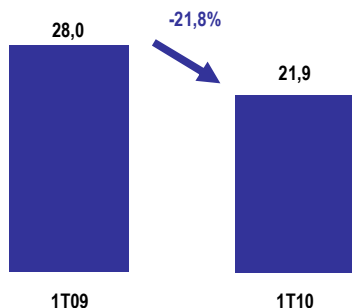
2.1.3 - QUALIDADE DO SERVIÇO

O nível de qualidade e eficiência dos sistemas das concessionárias de distribuição de energia elétrica é demonstrado pelos 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).

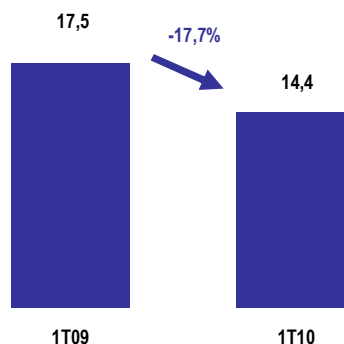
CEMAR

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 – últimos 12 meses)



FEC (vezes – últimos 12 meses)



LIGHT

O indicador de duração equivalente de interrupção – DEC, expresso em horas, encerrou março em 11,1 horas, na soma dos últimos doze meses. O indicador de frequência equivalente de interrupção – FEC, expresso em vezes, foi de 6,2, em linha com o registrado no mesmo trimestre do ano anterior.

O trimestre foi marcado pela condição climática adversa, cujo índice pluviométrico registrou aproximadamente 720 mm, sendo superior em 80% com relação ao mesmo período de 2009. Além do aumento no volume de chuvas, as altas temperaturas registradas no trimestre influenciaram o forte crescimento da carga de energia elétrica. A maioria das interrupções de energia neste trimestre ocorreu em áreas com rede subterrânea, as quais por serem mais complexas demandam mais tempo para resolução de problemas, ocasionando aumento no DEC.



2.2 DESEMPENHO OPERACIONAL – GERAÇÃO

As informações do segmento de geração, constantes desta seção, representam 13,03% das operações da Light Energia.

No 1T10, houve aumento de 26,7% no volume de energia vendida pela Light Energia, o que totalizou 208 GWh no trimestre. No ACR, o volume de energia vendida foi 0,5% maior que o mesmo período de 2009, ao passo em que o crescimento de energia vendida no *spot* no 1T10 foi causado pelo aumento da geração hidráulica no sistema interligado, em função da melhor condição hidrológica.

GERAÇÃO - Light Energia (GWh)	1T09	4T09	1T10	Var.
Venda no Ambiente de Contratação Regulada	136	143	136	0,5%
Venda no Ambiente de Contratação Livre	11	21	11	0,0%
Vendas no Spot (CCEE)	18	15	61	242,3%
Total	165	180	208	26,7%

2.3 DESEMPENHO OPERACIONAL – COMERCIALIZAÇÃO

As informações do segmento de comercialização, constantes desta seção, representam 13,03% das operações da Light ESCO.

No 1T10, a Light ESCO comercializou 27 GWh, crescimento de 84,8% em relação ao 1T09. Tal aumento se deu principalmente em função da maior disponibilidade de energia para revenda na comercializadora, devido a ampliação de seu portfólio de contratos.

Além das vendas diretas, a Light Escso manteve sua atuação em consultoria e representação de clientes livres junto à CCEE, sendo que estas atividades envolveram operações de 93 GWh.

Volume - GWh	1T09	4T09	1T10	Var.
Trading	15	32	27	84,8%
Broker	32	36	93	193,4%
Total	46	68	120	159,3%

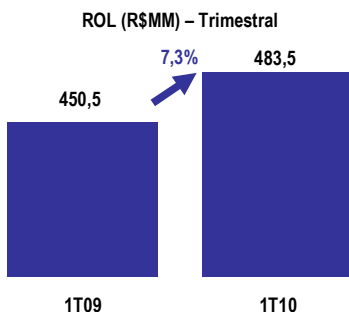
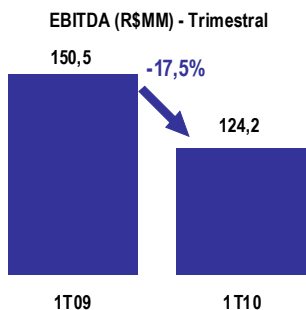
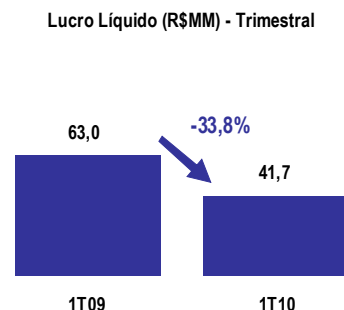
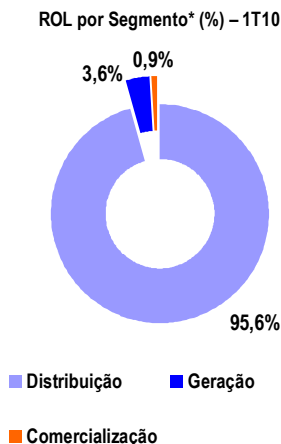
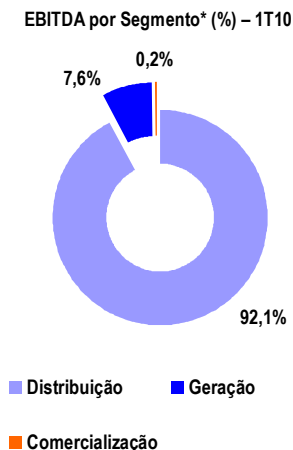
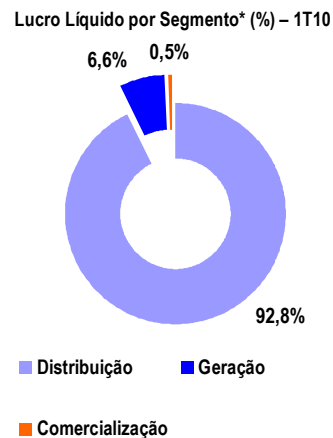
3. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

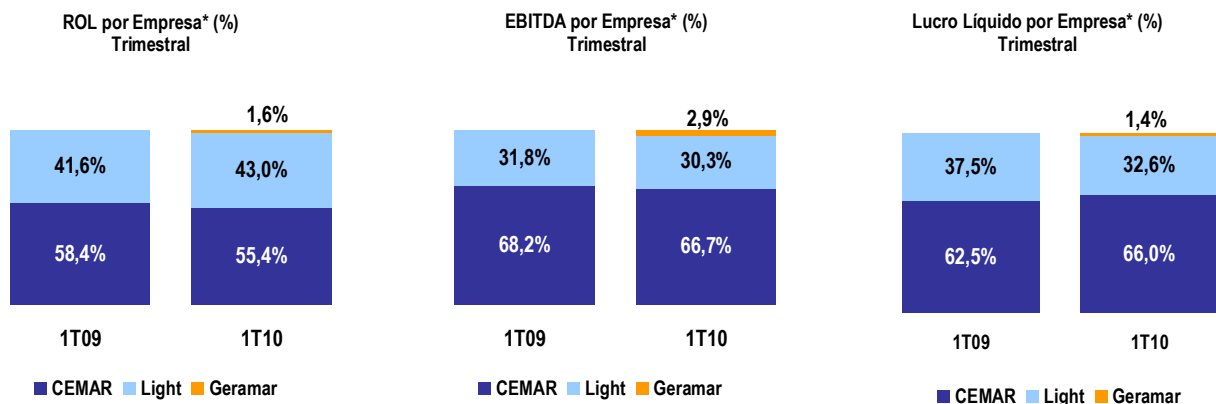
As informações constantes desta seção refletem: i) 100% das operações da CEMAR, excluindo 34,88% dos minoritários antes do Lucro Líquido, resultando na participação de 65,12%, ii) 13,03% das operações da Light S.A. e iii) 25,0% das operações da Geramar (anteriormente denominada Geranorte).

As informações aqui apresentadas são pró-forma, ainda considerando os números da Light, que, a partir do 1T10, passaram a ser apropriados nas demonstrações contábeis apenas através do Método de Equivalência Patrimonial, por conta do processo de cisão da Equatorial.

3.1 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO – CONSOLIDADO

DRE CONSOLIDADA (R\$MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
Receita Operac. Bruta (ROB)	669,9	747,6	723,6	8,0%
Receita Operac. Líquida (ROL)	450,5	516,8	483,5	7,3%
Custo de Energia Elétrica	(221,6)	(248,5)	(254,6)	14,9%
Custos e Despesas Operacionais	(78,4)	(96,7)	(104,7)	33,6%
EBITDA	150,5	171,5	124,2	-17,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(7,6)	(0,7)	(2,0)	N/A
Resultado do Serviço (EBIT)	107,2	140,5	90,2	-15,9%
Resultado Financeiro	1,5	(76,0)	(19,4)	-1437,5%
Resultado Operacional	108,7	64,5	70,8	-34,9%
Amortização de Ágio	0,3	(2,4)	0,3	0,0%
Lucro Antes da Tributação (EBT)	109,0	62,1	71,1	-34,8%
IRPJ/CSLL	(21,1)	(61,9)	(8,8)	-58,2%
Participação no Resultado	(4,1)	(11,5)	(3,4)	-15,9%
Participações Minoritárias	(20,8)	10,9	(17,1)	-17,8%
Reversão de Capital Próprio	-	7,4	-	N/A
Lucro Líquido (LL)	63,0	7,1	41,7	-33,8%





(*) A partir deste trimestre, apenas as empresas operacionais estão sendo consideradas nestes gráficos.

3.1.1 - RECEITA OPERACIONAL

RECEITA OPERACIONAL - CONSOLIDADO (R\$ MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
Receita Bruta de Fornecimento	610,4	668,1	669,9	9,7%
Residencial	255,1	282,6	291,7	14,4%
Industrial	45,3	50,1	45,8	1,1%
Comercial	143,3	151,9	154,5	7,8%
Outras Classes	166,8	183,6	177,9	6,7%
Suprimento	4,9	1,7	1,6	-68,0%
Uso da Rede	15,9	23,1	22,5	41,7%
Outras Receitas	27,8	41,0	7,6	-72,8%
Baixa Renda	26,4	30,6	30,3	14,8%
Constituição (Amortização) de CVA	(4,7)	(34,2)	(29,0)	513,8%
Outras Receitas Operacionais	6,1	19,8	6,3	3,0%
Outras Receitas Operacionais Não-recorrentes	-	24,8	-	N/A
Receita Operacional Bruta - Distribuição	659,0	734,0	701,6	6,5%
Geração	10,7	11,2	19,5	81,7%
Comercialização	2,9	5,2	4,8	63,4%
LightCom	-	-	1,7	N/A
Eliminações	(2,8)	(2,8)	(4,0)	39,8%
Receita Operacional Bruta - Consolidado	669,9	747,6	723,6	8,0%
ICMS	(129,8)	(140,4)	(146,3)	12,8%
PIS/Cofins	(50,8)	(58,6)	(58,2)	14,5%
Encargos do Consumidor	(38,8)	(31,8)	(35,6)	-8,3%
Receita Operacional Líquida - Consolidado	450,5	516,8	483,5	7,3%

A receita operacional líquida (ROL) consolidada no 1T10 foi de R\$483,5 milhões, representando crescimento de 7,3% se comparado aos R\$450,5 milhões registrados no 1T09. A principal influência sobre essa conta é do segmento de distribuição, que representa 95,6% da ROL consolidada, seguido pelos segmentos de geração (3,6%) e comercialização (0,9%). Por empresa, a CEMAR participou com 55,4% da formação da ROL, Light com 43,0%, enquanto a Geramar (anteriormente denominada Geranorte) contribuiu com o 1,6% restante. (Para maiores comentários sobre a evolução da ROL, vide seções específicas de Desempenho Econômico Financeiro de CEMAR e Light).

3.1.2 - CUSTOS E DESPESAS

Os custos e despesas operacionais consolidados foram de R\$393,4 milhões no 1T10, sendo 14,6% maiores quando comparados ao 1T09. Na composição dessa cifra, estão os custos e despesas não gerenciáveis (compra e transporte de energia, e encargos setoriais), que registraram o total de R\$251,8 milhões e crescimento de 13,2%, enquanto que os custos e despesas gerenciáveis apresentaram aumento de 36,6%.

Custos e Despesas Operacionais	1T09	4T09	1T10	Var.
Compra de Energia (inclui encargos)	108,0	134,1	119,2	10,4%
PMSO	36,0	48,0	51,5	43,2%
Provisões e Outras Despesas Operacionais	20,1	10,4	10,0	-50,0%
Depreciação	25,6	20,4	22,4	-12,6%
CEMAR	189,6	212,8	203,1	7,1%
Compra de Energia (inclui encargos)	114,5	115,0	132,6	15,9%
PMSO	17,2	23,7	20,3	18,0%
Provisões	9,5	12,5	14,2	N/A
Depreciação	10,0	9,9	10,0	0,0%
Light S.A.	151,1	161,1	177,2	17,2%
CUST + custos de geração	-	-	3,1	N/A
PMSO	-	-	0,6	N/A
Depreciação	-	-	0,8	N/A
Geramar (ex-Geranorte)	-	-	4,5	N/A
PMSO	-	0,3	0,4	N/A
Depreciação	-	-	0,0	N/A
Equatorial Soluções	-	0,3	0,4	N/A
PMSO	2,5	2,2	8,2	229,0%
Depreciação	0,0	0,0	0,0	N/A
Equatorial (holding)	2,5	2,2	8,2	225,6%
Equatorial Consolidado	343,3	376,4	393,4	14,6%

DISTRIBUIÇÃO

No segmento de distribuição, os custos e despesas gerenciáveis aumentaram 15,0%, totalizando R\$91,0 milhões. Desse total, R\$68,8 milhões correspondem ao PMSO (gastos com Pessoal, Material, Serviço de Terceiros e Outros), que cresceram 34,4% na comparação 1T10 versus 1T09 devido principalmente ao forte crescimento do número de consumidores na CEMAR (Para maiores detalhes, vide seção específica de CEMAR e Light).

As provisões totais (incluindo PDD, perdas, contingências e outras provisões) diminuíram 4,0% no 1T10, sendo que PDD e perdas representam 2,6% da Receita Operacional Bruta (ROB). Neste trimestre, houve impacto não-recorrente do reconhecimento na Light do termo de notificação ANEEL referente às interrupções em novembro de 2009 no montante de R\$1,2 milhão.

Quanto aos custos e despesas não gerenciáveis, estes cresceram 13,2% no 1T10, totalizando R\$251,4 milhões, reflexo do crescimento de 10,4% na CEMAR e 16,0% na Light SESA. Cabe ressaltar que esses custos são repassados para a tarifa quando da sua revisão/reajuste, e qualquer oscilação nessa rubrica não deve gerar impacto econômico nas Companhias.

Consolidado Distribuição - R\$ MM	1T09	4T09	1T10	Var.
Pessoal	15,5	14,5	20,7	33,1%
Material	2,5	3,0	2,6	6,8%
Serviço de Terceiros	30,2	41,2	40,1	32,7%
Outros	3,0	8,3	5,4	80,1%
PMSO	51,2	67,0	68,8	34,4%
% Receita Líquida	11,6%	13,3%	14,8%	3,2 p.p.
Provisões	21,0	19,8	20,2	-4,0%
PDD e Perdas	19,2	18,4	18,0	-6,2%
% Receita Operac. Bruta	2,9%	2,5%	2,6%	-0,3 p.p.
Provisão para Contingências e Outras	1,8	1,4	2,2	19,2%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	6,9	1,6	2,0	-70,4%
CUSTOS E DESPESAS GERENCIÁVEIS	79,1	88,4	91,0	15,0%
% Receita Líquida	17,9%	17,5%	19,6%	1,7 p.p.
Energia Comprada (Inclui CVA e Encargos)	215,5	241,1	239,4	11,1%
Outros Custos	6,4	8,1	12,0	86,5%
CUSTOS E DESPESAS NÃO-GERENCIÁVEIS	222,0	249,1	251,4	13,2%
% Receita Líquida	50,3%	49,3%	54,2%	3,9 p.p.
TOTAL	301,1	337,5	342,4	13,7%

GERAÇÃO

Os custos e despesas operacionais no segmento de geração totalizaram R\$8,9 milhões no 1T10, impactados majoritariamente pela entrada em operação da Geramar (anteriormente denominada Geranorte).

Na Light Energia, os custos totalizaram R\$4,4 milhões, aumento de 2,4% em relação ao 1T09. Destacamos o gasto não-recorrente na conta Outras do provisionamento de R\$1,1 milhão decorrente de acordo judicial realizado com o Município de Barra do Pirai relativo à realização da dragagem do Rio Pirai.

Light Energia (R\$ milhões)	1T09	4T09	1T10	Var.
CUSD	1,6	0,7	0,5	-72,0%
Pessoal	0,5	0,5	0,6	17,5%
Material e Serviços de Terceiros	0,4	0,5	0,5	11,8%
Depreciação	0,8	0,8	0,8	-1,6%
Outras (inclui provisões)	0,9	0,9	2,1	123,9%
TOTAL	4,3	3,4	4,4	2,4%

A partir deste trimestre, estamos incluindo a abertura dos custos da Geranorte, cujas plantas entraram em operação comercial em janeiro e fevereiro de 2010. O total gasto pelas usinas no 1T10 somou R\$4,5 milhões, distribuídos entre CUST (Custo de Uso do Sistema de Transmissão), custos de geração (como aquisição de combustíveis, operação e manutenção da usina, entre outros) e, em menor escala, PMSO (pessoal, material, serviços de terceiros e outros).

Geramar (ex-Geranorte) em R\$ milhões	1T09	4T09	1T10	Var.
CUST + Custos de geração	-	-	3,1	N/A
PMSO	-	-	0,6	N/A
Depreciação	-	-	0,8	N/A
TOTAL	-	-	4,5	N/A

COMERCIALIZAÇÃO

No 1T10, os custos e despesas totalizaram R\$4,0 milhões, praticamente dobrando em relação ao mesmo trimestre do ano passado. Esse aumento é decorrente, principalmente, do forte crescimento no volume de energia revendida e do aumento nos gastos com material e serviços de terceiros decorrentes de um projeto de construção de subestação e ramal de um cliente.

Light Esco (R\$ milhões)	1T09	4T09	1T10	Var.
Compra de Energia	1,6	1,9	2,5	61,2%
Pessoal	0,1	0,1	0,1	40,0%
Material e Serviços de Terceiros	0,3	1,1	1,4	352,2%
TOTAL	2,0	3,0	4,0	103,3%

3.1.3 - EBITDA

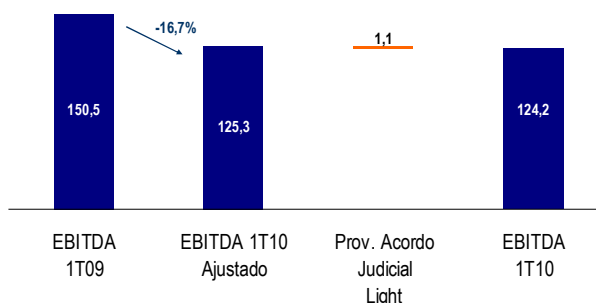
No EBITDA consolidado ajustado do 1T10, a Companhia apresentou queda de 16,7% na comparação com o 1T09, atingindo R\$125,3 milhões. Tal ajuste é decorrente de provisão reconhecida na Light de acordo judicial com o Município de Barra do Piraí relativo à realização de dragagem do Rio Piraí.

Lembramos que a partir deste trimestre estamos consolidando apenas 13,03% do EBITDA da Light, percentual que passamos a utilizar nos trimestres anteriores para facilitar a comparabilidade entre os períodos.

O EBITDA no trimestre foi positivamente impactado pelo crescimento do mercado tanto na CEMAR como na Light. Porém, alguns fatores mitigaram tal crescimento:

- Revisão Tarifária CEMAR: a empresa passou pelo processo de revisão tarifária em agosto/2009 e seus efeitos não estavam refletidos no resultado do 1T09.
- Subsídio Baixa Renda: mudança na forma de contabilização do Subsídio Baixa Renda a partir do 3T09 (vide Comentários de Desempenho do 3T09). Sem essa mudança, o EBITDA do 1T10 teria vindo aproximadamente R\$10 milhões acima.
- Reconhecimento de despesa extraordinária com o exercício de opções pertencentes ao Terceiro Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, cujo valor reconhecido no 1T10 totalizou R\$6,2 milhões.
- Aumento nos custos operacionais da CEMAR principalmente devido ao forte crescimento da base de consumidores, melhoria da qualidade do serviço e por uma alteração promovida pela Resolução Normativa nº 396/2010 nos procedimentos de contabilização dos custos com pessoal.

**Conciliação do EBITDA Ajustado
Equatorial Consolidado**



EBITDA Consolidado (R\$ milhões)	1T09	4T09	1T10	Var.
Resultado do Serviço	107,2	140,5	90,2	-15,9%
Depreciação e Amortização	35,6	30,4	32,0	-10,3%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	7,6	0,7	2,0	N/A
EBITDA	150,5	171,5	124,2	-17,4%
Desconto Refis - CEMAR	-	(24,8)	-	N/A
Provisão Acordo Judicial - Light	-	-	1,1	N/A
EBITDA Ajustado	150,5	146,7	125,3	-16,7%

3.1.4 - RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro (R\$ MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
Renda s/ aplicações financeiras	15,9	9,2	11,0	-31,0%
Multas e mora s/ conta de energia	11,4	14,3	15,2	33,3%
Outras Receitas Financeiras	12,5	5,2	6,8	-45,6%
Receitas Financeiras	39,8	28,7	33,0	-17,2%
Juros s/ emprést. e financ.	(30,2)	(27,4)	(30,2)	0,0%
Variações Monetárias e Cambiais	(5,0)	(3,4)	(9,7)	95,3%
Outras Despesas Financeiras	(3,2)	(73,7)	(12,5)	295,7%
Despesas Financeiras	(38,3)	(104,6)	(52,4)	36,7%
Resultado Financeiro Líquido	1,5	(75,9)	(19,4)	N/A

No 1T10, o resultado financeiro consolidado foi negativo em R\$19,4 milhões, versus R\$1,5 milhão positivo no mesmo trimestre do ano anterior.

Destacamos as principais variações por empresa:

- ▶ **CEMAR:** 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.

- ▶ **Light:** O Resultado Financeiro do 1T10 foi negativo em R\$12,8 milhões, comparado a um resultado financeiro também negativo em R\$3,2 milhões no 1T09. A sua piora se deu principalmente: (i) pela maior correção monetária do passivo da Braslight em R\$3,0 milhões, decorrente da variação dos indexadores em cada período, sendo 1,90% relativo ao 1T10 em comparação a -0,56% no 1T09; (ii) pelo pagamento de IOF no valor de R\$1,8 milhão referente à operação de encerramento da offshore LIR, que resultou na liquidação da dívida no montante de US\$93,2 milhões; (iii) pela atualização monetária do parcelamento do REFIS, cuja adesão ocorreu em novembro de 2009, no valor de R\$0,8 milhões; e (iv) pela multa aplicada pela ANEEL no valor de R\$0,4 milhão referente à violação de indicadores de continuidade.

- ▶ **Geramar (anteriormente denominada Geranorte):** Foram reconhecidos R\$2,3 milhões em despesas financeiras líquidas decorrentes dos empréstimos-ponte contraídos ao longo da construção das usinas. Em 30 de março, ingressaram no caixa da Companhia R\$42,8 milhões (considerando o percentual de 25% para consolidação) provenientes do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia, com vencimento em 2025 e ao custo de TJLP + 1,0% a.a., que foram utilizados para quitar os empréstimos-ponte vigentes, o que alongará o perfil da dívida da Companhia e reduzirá o seu custo.

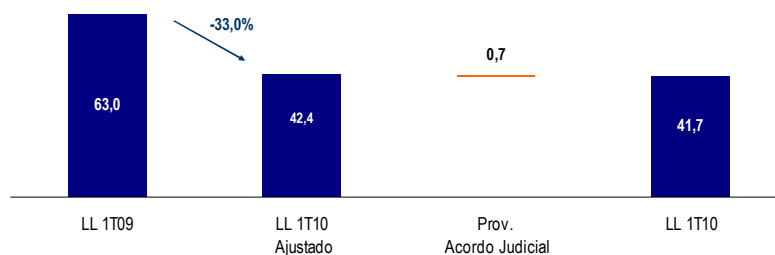
Ao longo deste ano, esperamos captar mais recursos de longo prazo, alongando o perfil da dívida da Companhia, assim como reduzindo o seu custo.

- ▶ **Equatorial (holding):** Resultado positivo de R\$2,0 milhões, basicamente em virtude da aplicação do caixa disponível na Companhia.

3.1.5 - LUCRO LÍQUIDO

No 1T10, a Companhia apresentou lucro líquido ajustado de R\$42,4 milhões, queda de 33,0% quando comparado ao resultado líquido apresentado no 1T09. Ressaltamos que o resultado do trimestre foi impactado negativamente em R\$5,9 milhões em virtude da amortização do ativo Subsídio Baixa Renda, de acordo com o já mencionado na seção de EBITDA. No Lucro Líquido consolidado do 1T10 houve também impacto negativo de R\$6,2 milhões devido ao reconhecimento de custos com o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia.

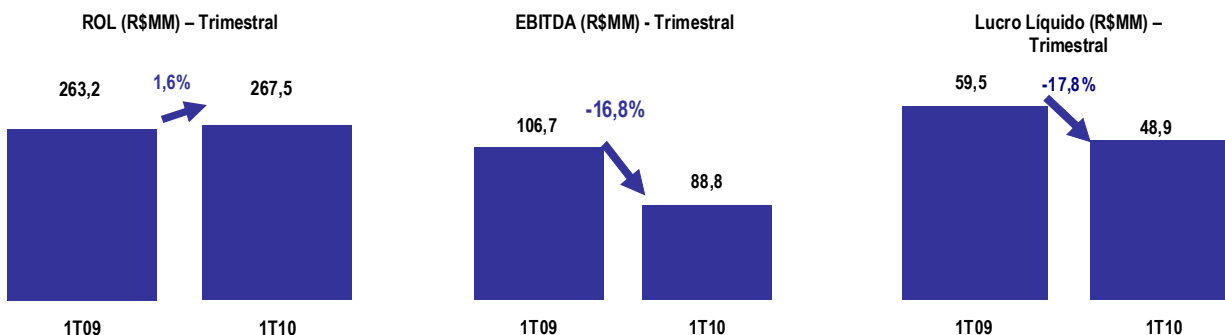
Conciliação do Lucro Líquido Ajustado Equatorial Consolidado



3.2 DESEMPENHO ECONÔMICO FINANCEIRO - CEMAR

As informações econômico-financeiras constantes desta seção refletem 100% das operações da CEMAR.

DRE CEMAR (R\$ MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
Receita Operac. Bruta (ROB)	366,8	445,8	390,2	6,4%
Receita Operac. Líquida (ROL)	263,2	320,8	267,5	1,6%
Custo de Energia Elétrica	(108,0)	(134,1)	(119,2)	10,4%
Custos e Despesas Operacionais	(48,5)	(56,3)	(59,5)	22,7%
EBITDA	106,7	130,4	88,8	-16,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(7,6)	(2,1)	(2,0)	-73,7%
Resultado do Serviço (EBIT)	73,5	107,9	64,4	-12,4%
Resultado Financeiro	(1,9)	(72,6)	(6,4)	236,8%
Resultado Operacional	71,6	35,3	58,0	-19,0%
IR/CS	(10,1)	(59,0)	(6,4)	-36,6%
PLR	(2,0)	(7,6)	(2,7)	35,0%
Lucro Líquido (LL)	59,5	(31,3)	48,9	-17,8%



3.2.1 - RECEITA OPERACIONAL

ANÁLISE DA RECEITA	1T09	4T09	1T10	Var.
Volume de Vendas (MWh)*	816.756	985.396	959.921	17,5%
No. de Clientes**	1.572.631	1.687.937	1.730.925	10,1%
KWh por Cliente (no período)	519,4	583,8	554,6	6,8%
Receita Bruta de Fornecimento de Energia (R\$ MM)	336,6	402,7	383,6	14,0%
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%
Suprimento (R\$ MM)	4,9	1,7	1,6	-67,3%
Outras Receitas (R\$ MM)	25,3	41,3	5,2	-79,4%
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
Deduções à Receita (R\$ MM)	(103,7)	(125,0)	(122,7)	18,3%
Receita Operacional Líquida (R\$ MM)	263,2	320,8	267,5	1,6%
Ativos Regulatórios***	118,7	91,2	59,9	-49,5%

* Exclui Consumo Próprio e Fornecimento à CEPISA

** Exclui unidades consumidoras próprias

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

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 e também pelo efeito da Revisão Tarifária ocorrida em agosto/2009, 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 Bruta, foi negativamente impactada em R\$10,0 milhões pela amortização do ativo regulatório Subsídio Baixa Renda, uma vez que esse ativo já foi reconhecido no resultado do 3T09 conforme comentado na ocasião, quando o mesmo foi homologado como Componente Financeiro da Revisão Tarifária Periódica da CEMAR.

3.2.2 - CUSTOS E DESPESAS

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 estável na comparação com o 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. 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 eletricitas; 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.

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.

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%
PMSO	36,1	48,0	51,6	42,9%
% Receita Líquida	13,7%	15,0%	19,3%	5,6 p.p.
Provisões	12,5	8,3	8,0	-36,0%
PDD e Perdas	10,7	6,9	5,8	-45,8%
% Receita Bruta	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%
CUSTOS E DESPESAS GERENCIÁVEIS	56,2	58,4	61,6	9,6%
% Receita Líquida	21,4%	18,2%	23,0%	1,6 p.p.
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%
CUSTOS E DESPESAS NÃO-GERENCIÁVEIS	108,0	134,0	119,1	10,3%
% Receita Líquida	41,0%	41,8%	44,5%	3,5 p.p.
TOTAL	164,2	192,4	180,7	10,0%
Total (%Rec. Líq.)	62,4%	60,0%	67,6%	5,2 p.p.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS NÃO GERENCIÁVEIS

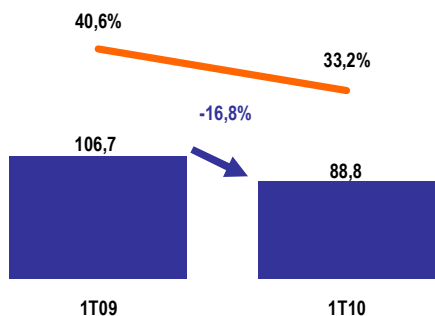
No 1T10, a Companhia registrou um total de R\$119,1 milhões de custos e despesas operacionais não gerenciáveis, um aumento de 10,3% em relação ao 1T09, cujo total foi de R\$108,0 milhões. O aumento verificado no trimestre decorre principalmente da maior compra de energia no período para atendimento do 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.

3.2.3 - EBITDA

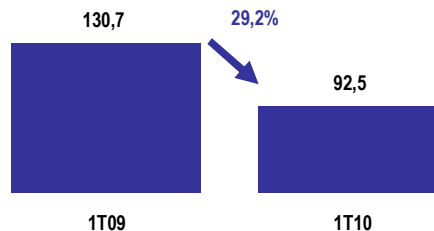
No 1T10, o EBITDA atingiu R\$88,8 milhões, sendo 16,8% inferior aos R\$106,7 milhões registrados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse resultado é negativamente impactado pela amortização de R\$10,0 milhões do ativo Subsídio Baixa Renda. Conforme mencionado no resultado do 3T09, deveremos reconhecer em todo mês de agosto uma receita decorrente da apropriação do ativo Baixa Renda, enquanto ao longo dos demais trimestres do ano, reconheceremos uma despesa devido à amortização deste ativo.

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%
EBITDA	106,7	130,4	88,8	-16,8%
Desconto REFIS	-	(24,8)	-	N/A
EBITDA Ajustado	106,7	105,6	88,8	-16,8%

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



EBITDA (R\$) por MWh: Trimestral



3.2.4 - 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 se encontrava 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%
Receita Financeira Total	26,6	17,2	25,1	-5,6%
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%
Despesa Financeira Total	(28,5)	(89,8)	(31,6)	-10,9%
RESULTADO FINANCEIRO	(1,9)	(72,6)	(6,5)	-242,1%

3.2.5 - IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

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

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%.

3.2.6 - LUCRO LÍQUIDO

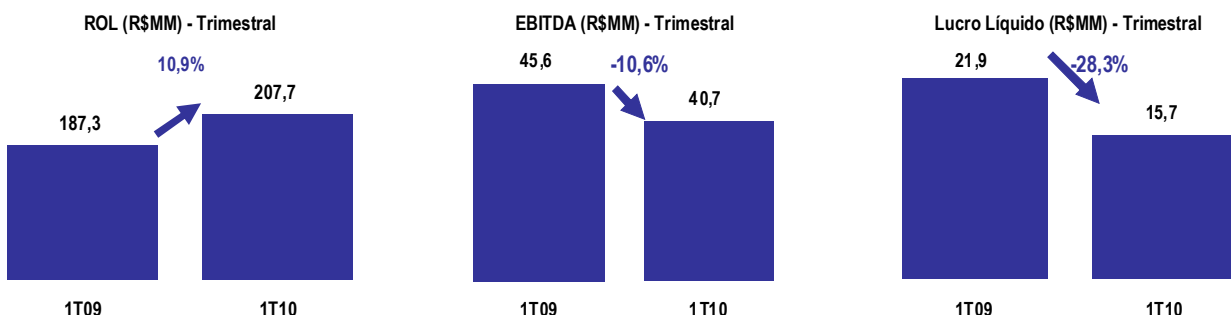
No 1T10, a CEMAR apresentou lucro líquido de R\$48,9 milhões, montante 17,9% inferior àquele apresentado no mesmo trimestre do ano anterior. A exemplo do já comentado nas seções de EBITDA e da Receita Operacional, o lucro também foi impactado pela amortização do ativo Subsídio Baixa Renda.

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

3.3 DESEMPENHO ECONÔMICO FINANCEIRO - LIGHT

As informações constantes desta seção representam 13,03% das operações da Light consolidada.

DRE LIGHT CONSOLIDADA (*) (R\$MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
Receita Operac. Bruta (ROB)	303,0	301,5	324,3	7,0%
Receita Operac. Líquida (ROL)	187,3	195,8	207,7	10,9%
Custo de Energia Elétrica	(113,6)	(114,4)	(132,3)	16,4%
Custos e Despesas Operacionais	(28,1)	(37,0)	(34,8)	23,6%
EBITDA	45,6	44,4	40,7	-10,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	0,7	0,5	(0,0)	N/A
Resultado do Serviço (EBIT)	36,3	35,0	30,7	-15,4%
Resultado Financeiro	(3,2)	2,3	(12,7)	294,4%
Resultado Operacional	33,1	37,3	18,0	-45,6%
IR/CS	(10,2)	(4,5)	(2,0)	-80,8%
Participação no Resultado	(0,9)	(0,5)	(0,3)	-66,7%
Lucro Líquido (LL)	21,9	32,3	15,7	-28,3%



3.3.1 - RECEITA OPERACIONAL

No 1T10, a Receita Operacional Líquida (ROL) somou R\$207,7 milhões, montante 10,9% superior ao auferido no 1T09, influenciada principalmente pela Receita Bruta dos segmentos de distribuição e comercialização, que cresceram 6,3% e 63,4%.

A receita líquida de distribuição do 1T10 cresceu basicamente em função do crescimento do consumo de energia nos mercados livre e cativo, de 18,1% e 8,6% respectivamente. É importante ressaltar que, no 1T09, estava contemplado o ativo regulatório referente à Parcela A (RTE), de R\$7,8 milhões.

O aumento de 4,4% na ROL do segmento de geração é decorrente do reajuste dos contratos de venda de energia no ambiente de contratação regulada e maior volume de energia vendida no mercado spot no trimestre.

No segmento de comercialização, o crescimento de 63,4% em sua ROL é explicado pelo crescimento na receita de vendas de energia realizadas na atividade de *trading*.

RECEITA OPERACIONAL - Light Consolidado (R\$ mil)	1T09	4T09	1T10	Var.
Receita Bruta de Fornecimento	273,8	265,4	286,4	4,6%
Residencial	93,6	88,2	104,6	11,7%
Industrial	13,3	13,3	11,8	-11,7%
Comercial	64,5	62,2	65,5	1,6%
Outras Classes	102,4	101,8	104,5	2,1%
Uso da Rede	15,8	23,1	22,5	42,8%
Outras Receitas	2,6	(0,6)	1,6	-38,8%
Receita Operacional Bruta - Distribuição	292,2	288,0	310,5	6,3%
Geração	10,7	11,2	11,2	4,4%
Comercialização	2,9	5,2	4,8	63,4%
LightCom	-	-	1,7	N/A
Eliminações	(2,8)	(2,8)	(4,0)	39,8%
Receita Operacional Bruta - Consolidado	303,0	301,5	324,3	7,0%
ICMS	(74,0)	(71,6)	(79,6)	7,7%
PIS/Cofins	(16,7)	(16,6)	(18,6)	11,0%
Encargos do Consumidor	(25,0)	(17,6)	(18,3)	-26,8%
Receita Operacional Líquida - Consolidado	187,3	195,8	207,7	10,9%

3.3.2 - CUSTOS E DESPESAS

No 1T10, os custos e despesas operacionais cresceram 16,3% em relação ao mesmo do trimestre de 2009. Tal resultado é, em sua maioria, proveniente do segmento de distribuição, cujo custo total cresceu 18,0%.

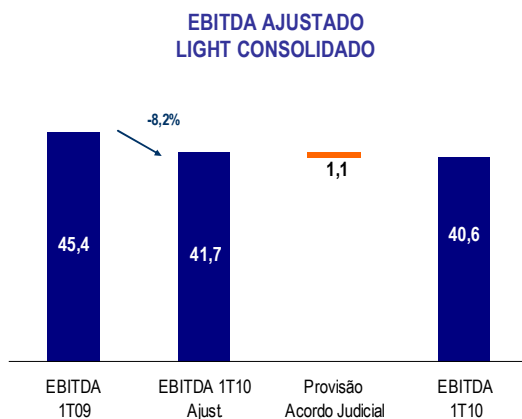
Light SESA - R\$ MM	1T09	4T09	1T10	Var.
Pessoal	6,2	5,5	5,8	-5,9%
Material	0,5	0,6	0,7	28,2%
Serviço de Terceiros	6,9	10,4	9,5	36,4%
Outros	1,6	2,6	1,4	-14,6%
PMSO	15,2	19,0	17,3	13,6%
% Receita Líquida	8,5%	10,3%	8,8%	0,3 p.p.
Provisões	8,5	11,6	12,2	42,4%
PDD e Perdas	7,8	8,1	7,2	-8,0%
% Receita Operac. Bruta	2,7%	2,8%	2,3%	-0,4 p.p.
Provisão para Contingências e Outras	0,7	3,5	5,0	603,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(0,7)	(0,6)	0,0	-103,8%
CUSTOS E DESPESAS GERENCIAVEIS	23,1	30,0	29,5	27,8%
% Receita Líquida	12,9%	16,3%	15,0%	2,1 p.p.
Energia Comprada (Inclui CVA e Encargos)	107,9	107,7	120,9	12,1%
Outros Custos	6,1	7,3	11,3	84,4%
CUSTOS E DESPESAS NAO-GERENCIAVEIS	114,0	115,1	132,2	16,0%
% Receita Líquida	63,9%	62,4%	67,4%	3,5 p.p.
TOTAL	137,0	145,0	161,7	18,0%

Na Light SESA (segmento de distribuição), os custos e despesas operacionais gerenciáveis, representados pelos custos e despesas com pessoal, material, serviços de terceiros, provisões, depreciação e outros, foram de R\$29,5 milhões, representando aumento de 27,8% entre os períodos. Analisando o PMSO (pessoal, material, serviço de terceiros e outros), houve aumento de 13,6%, influenciado principalmente por Serviço de Terceiros que cresceu devido ao efeito das interrupções do fornecimento de energia no trimestre, aumento custos com serviços de atendimento ao cliente, tais como: *call center*, serviços de emergência, manutenção e reparo das redes de distribuição.

Para maiores detalhes em relação aos custos e despesas da Light Energia e Light Esco, vide a sessão Desempenho Econômico-Financeiro – Consolidado.

3.3.3 - EBITDA

O EBITDA consolidado da Light do 1T10 foi de R\$40,6 milhões. Desconsiderando o efeito não-recorrente do reconhecimento de provisão de R\$1,1 milhão proveniente de acordo judicial firmado com a Prefeitura Municipal de Barra do Piraí relativo à realização da dragagem do Rio Piraí, o EBITDA da Light cairia 8,2%, reflexo principalmente do aumento de custos mencionado na seção anterior relativo à maior necessidade de atendimento aos consumidores no período.



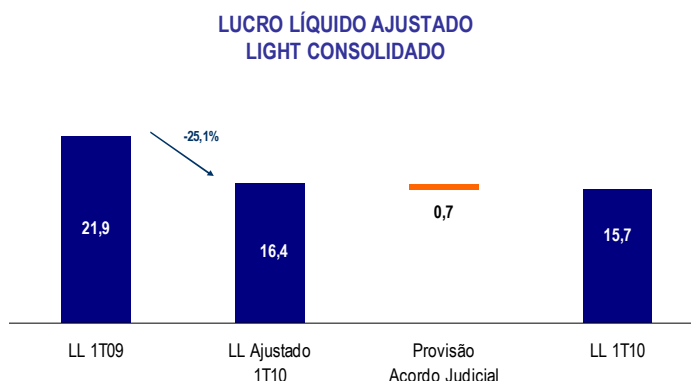
3.3.4 - RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro (R\$ MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
Renda s/ aplicações financeiras	2,3	2,1	2,1	-5,7%
Multas e mora s/ conta de energia	2,2	1,9	2,6	17,8%
Outras Receitas Financeiras	1,6	5,6	1,1	-32,5%
Receitas Financeiras	6,0	9,7	5,8	-4,1%
Juros s/ emprést. e financ.	(6,8)	(5,7)	(7,4)	9,4%
Variações Monetárias e Cambiais	(1,8)	(1,4)	(2,8)	56,1%
Outras Despesas Financeiras	(0,7)	(0,3)	(8,3)	1126,9%
Despesas Financeiras	(9,3)	(7,4)	(18,5)	100,4%
Resultado Financeiro Líquido	(3,2)	2,3	(12,8)	296,4%

O Resultado Financeiro do 1T10 foi negativo em R\$12,8 milhões, comparado a um resultado financeiro também negativo em R\$3,2 milhões no 1T09. A sua piora se deu principalmente: (i) pela maior correção monetária do passivo da Braslight em R\$3,0 milhões, decorrente da variação dos indexadores em cada período, sendo 1,90% relativo ao 1T10 em comparação a -0,56% no 1T09; (ii) pelo pagamento de IOF no valor de R\$1,8 milhão referente à operação de encerramento da offshore LIR, que resultou na liquidação da dívida no montante de US\$93,2 milhões; (iii) pela atualização monetária do parcelamento do REFIS, cuja adesão ocorreu em novembro de 2009, no valor de R\$0,8 milhões; e (iv) pela multa aplicada pela ANEEL no valor de R\$0,4 milhão referente à violação de indicadores de continuidade.

3.3.5 - LUCRO LÍQUIDO

A Light registrou lucro líquido de R\$15,7 milhões neste trimestre, o que, ajustando para o efeito da provisão do acordo judicial com a Prefeitura de Barra do Piraí, o Lucro Líquido do trimestre caiu 25,1% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.



4. ENDIVIDAMENTO

No 1T10, o endividamento bruto consolidado, incluindo os encargos, atingiu R\$1.655,4 milhões. Ressaltamos que apenas a partir deste trimestre, de maneira pró-forma, passamos a consolidar apenas 13,03% dos valores provenientes da Light, quando antes consolidávamos 25,0%.

Em março de 2010, a Equatorial possuía apenas 1,4% de sua dívida bruta, equivalente a R\$23,2 milhões, denominada em moeda estrangeira, em sua maioria Dólares norte-americanos. A CEMAR, nesta mesma data, possuía R\$9,4 milhões em dívida denominada em Dólares, enquanto a Light contribuiu com R\$13,8 milhões (considerando o percentual de 13,03% que é consolidado na Equatorial).

Em virtude do baixo grau de exposição à variação cambial, a CEMAR não possui nenhum tipo de *hedge* para proteção contra a desvalorização do Real frente a outras moedas.

A exposição à dívida em moeda estrangeira da Light, em março de 2010, representava 4,3% do seu endividamento total, sendo que a empresa realiza operações de *hedge* para o fluxo de caixa vencendo nos próximos 24 meses, através do instrumento de *swap* sem caixa com instituições financeiras de primeira linha. Considerando as operações de *swap* vigentes, a dívida em moeda estrangeira representa 2,5% do total.

Situação da Dívida Bruta (100% CEMAR + 13,03% Light + 25% Geramar - anteriormente denominada Geranorte)²

					Vencimento	CEMAR	Light	Geramar (ex-Geranorte)	Consolidado	% do Total
MOEDA ESTRANGEIRA	CEMAR	4,6%		11,4	0,6%					
	Libor	1,7%	mar-21	11,2	0,2%					
	Pré Fixado (US\$)	6,6%	jun-21	11,5	0,3%					
	Light	5,0%		9,2	0,8%					
	Libor	1,2%	fev-19	8,8	0,7%					
	US Treasury	0,3%	abr-24	14,0	-0,5%					
	Pré Fixado (US\$)	5,9%	mar-24	13,9	0,6%					
	UmBNDES ^(**)	14,7%	mar-10	0,0	0,0%					
	TOTAL	4,8%		10,1	1,4%					
MOEDA NACIONAL	CEMAR	8,4%		6,9	71,1%					
	IGP-M	5,9%	dez-23	14,0	8,9%					
	TJLP	9,8%	abr-13	3,0	5,1%					
	Pré Fixado (R\$)	8,6%	jan-19	9,0	15,6%					
	RGR	6,5%	ago-17	7,5	12,5%					
	FINEL ^(**)	10,1%	dez-15	5,9	2,9%					
	CDI	9,5%	fev-14	4,0	25,4%					
	SELIC	9,0%	jul-10	0,4	0,7%					
	Light	11,4%		4,5	18,4%					
	Pré Fixado (R\$)	5,0%	dez-17	7,0	0,0%					
	TJLP	9,6%	nov-15	5,0	4,2%					
	CDI	12,0%	set-14	4,4	14,2%					
	Geramar (ex-Geranorte)	11,3%		4,7	9,1%					
	CDI	13,0%	abr-10	0,3	71,7%					
	TJLP	7,0%	dez-25	16,0	28,3%					
	TOTAL	9,2%		6,3	98,6%					
TOTAL					9,1%				6,3	100,0%

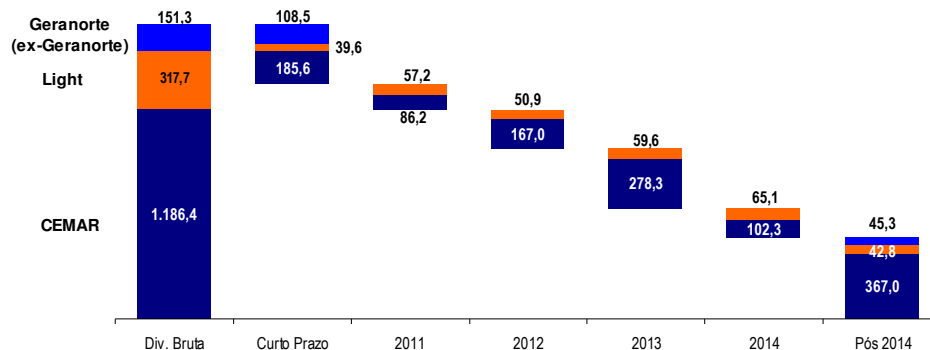
Disponibilidades	382,0	119,3	44,7	546,0	
Caixa Holdings				93,2	
Caixa Equatorial Soluções				4,0	
Ativo Reg. Líquido	59,9	(2,1)		57,8	
Dívida Líquida	744,5	200,6	106,6	954,6	

(*) Considerando 100% da CEMAR e 13,03% da Light. Na Light, foi desconsiderado o endividamento com a Braslight.

(**) Índice que representa 20% do IGP-M + de 9,4% a 12% a.a.

(***) Unidade monetária BNDES, índice que reflete a média ponderada das variações cambiais das moedas existentes na cesta de moedas do BNDES

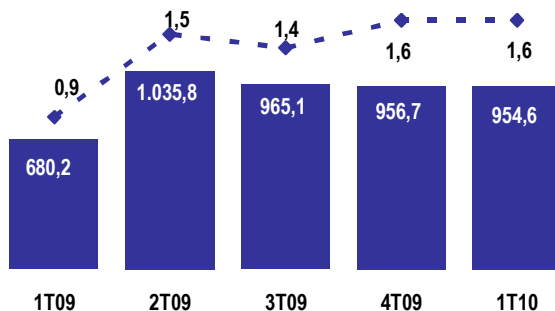
Cronograma de Vencimento da Dívida Bruta (R\$ milhões)



² Para maiores detalhes, vide Anexo 4 – Demonstrativo de Empréstimos e Financiamentos.

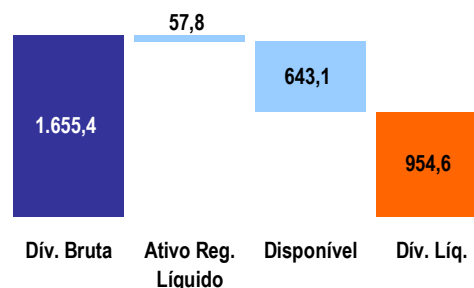
A dívida líquida, considerando as disponibilidades e os ativos regulatórios líquidos, atingiu o montante de R\$954,6 milhões no fechamento do 1T10, praticamente estável quando comparada ao valor do 4T09, mantendo a relação de 1,6x em relação ao EBITDA dos últimos 12 meses.

Dívida Líquida (R\$MM)(*) e Dívida Líquida/ EBITDA (Últ. 12 meses)
Consolidado (100% CEMAR + 13,03% Light + 25% Geramar)



(*) Excluindo a dívida com a Braslight

Conciliação da Dívida Líquida (R\$MM)
Consolidado (100% CEMAR + 13,03% Light + 25% Geramar)



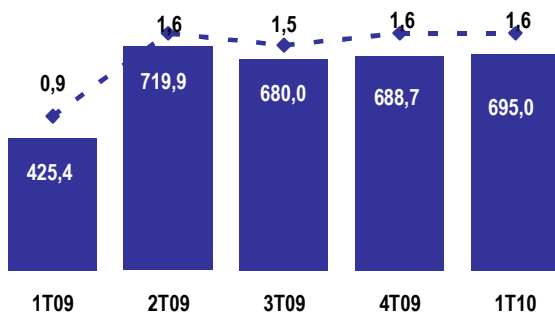
Inserimos abaixo um quadro com a abertura do cálculo do endividamento líquido da Equatorial no 1T10 com e sem RME, de modo a refletir como ficariam esses valores caso a operação de cisão da Companhia, resultando na criação da Redentor, estivesse sido concretizada até o fechamento do 1º trimestre.

Dívida Líquida Consolidada Pró-forma
(R\$ milhões)

	Equatorial (sem RME)	RME	Equatorial Consolidado
Dívida Bruta	1.337,7	317,7	1.655,4
Disponibilidades	426,7	119,3	546,0
Caixa Holdings	92,8	0,4	93,2
Caixa Equatorial Soluções	4,0		4,0
Ativo Reg. Líquido	59,9	(2,1)	57,8
Dívida Líquida	754,4	200,2	954,6

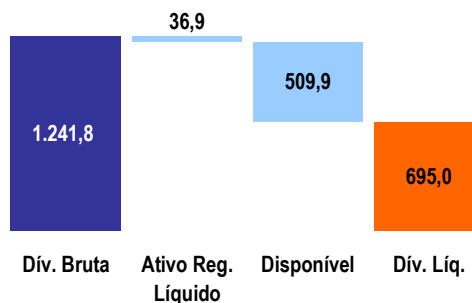
O endividamento líquido total consolidado, ajustado pelas participações da Equatorial na CEMAR (65,12%), na Light (13,03%) e na Geramar (anteriormente denominada Geranorte) (25%), totaliza, em março de 2010, a quantia de R\$695,0 milhões, valor 1,6x o EBITDA consolidado dos últimos 12 meses.

Dívida Líquida (R\$MM) e Dívida Líquida/EBITDA (Últ. 12 meses)
Consolidado Ajustado (65,12% CEMAR + 13,03% Light + 25% Geramar)



(*) Excluindo a dívida da Light com a Braslight

Conciliação da Dívida Líquida (R\$MM)
Consolidado Ajustado (65,12% CEMAR + 13,03% Light + 25% Geramar)



5. INVESTIMENTOS

As informações relativas aos Investimentos realizados no período consideram 100% dos números da CEMAR, 13,03% da Light e 25% da Geramar (anteriormente denominada Geranorte).

As informações aqui apresentadas são pró-forma, ainda considerando os números da Light, que passaram a ser apropriados, a partir do 1T10, nas demonstrações contábeis apenas através de Equivalência Patrimonial.

INVESTIMENTOS (R\$MM)	1T09	4T09	1T10	Var.
CEMAR				
Próprio (*)	43,3	63,6	36,7	-15,1%
PLPT	35,8	69,2	33,1	-7,7%
Total	79,1	132,8	69,8	-11,7%
Light				
Distribuição	9,4	19,6	12,6	34,7%
Geração	0,6	4,0	2,1	267,4%
Comercialização	0,1	0,2	0,0	0,0%
Administração	0,3	3,7	0,3	0,0%
Total	10,4	27,5	15,0	44,3%
Geramar (ex-Geranorte)				
Geração	7,9	13,5	6,3	-20,1%
TOTAL EQUATORIAL	97,3	173,8	91,1	-6,4%

(*) Inclusive investimentos indiretos do PLPT

5.1 - CEMAR

Os investimentos da CEMAR, excluindo os investimentos diretos relacionados ao PLPT, totalizaram R\$36,7 milhões no 1T10, representando uma redução de 15,1% em relação ao 1T09. Desse total, R\$13,2 milhões foram direcionados para a expansão da rede de distribuição no Estado do Maranhão, R\$18,1 milhões para a manutenção da rede já existente e os R\$5,3 milhões restantes estão subdivididos entre equipamentos, sistemas e outros.

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, 7,7% inferior ao investimento realizado no mesmo trimestre do ano anterior.

5.2 - LIGHT

No 1T10, a Light investiu R\$15,0 milhões, valor 44,3% superior em relação ao mesmo período de 2009. No segmento de distribuição, os principais projetos de investimentos foram direcionados ao desenvolvimento das redes de distribuição totalizando R\$12,6 milhões. Esses investimentos envolvem novas ligações, aumento de capacidade, e manutenção corretiva; e melhoria de qualidade (otimização de estrutura e manutenção preventiva).

Em geração, houve investimentos de R\$2,1 milhões principalmente na manutenção do parque gerador existente.

Projetos em Geração

No 1T10, houve os seguintes desenvolvimentos nos projetos de expansão da capacidade de geração da Light:

- ▶ As obras para implantação da PCH Paracambi, iniciadas em novembro de 2009, encontram-se em pleno andamento, sendo esperada para o início do 2º semestre de 2010 a assinatura do contrato de financiamento com o BNDES.
- ▶ A construção do Novo Alimentador 1, integrante do sistema de adução da futura PCH Lajes, encontra-se em andamento, com previsão de conclusão em agosto de 2010.
- ▶ O Projeto Básico de Engenharia e os Estudos de Meio Ambiente (EIA/RIMA) do Aproveitamento Hidrelétrico Itaocara foram concluídos em fevereiro de 2010, fatos que possibilitarão a sua análise e posterior aprovação pela ANEEL e o prosseguimento do processo de licenciamento ambiental, condições imprescindíveis para que possa ser dado início à implantação do empreendimento;
- ▶ Concluído o processo de aquisição de 2 projetos de energia eólica localizados no município de Aracati/CE, totalizando 31 MW de potência instalada. Esses projetos encontram-se em fase de desenvolvimento dos estudos de engenharia visando à otimização dos mesmos para participação no Leilão de Energia de Reserva 2010, previsto para ocorrer ainda no 1º semestre desse ano.

Além destes projetos, a Light está analisando a entrada em outros projetos de geração, que juntos assegurem o crescimento da capacidade instalada da Companhia;

6. MERCADO DE CAPITAIS

As ações da Equatorial Energia encerraram o 1T10 cotadas a R\$15,64, com desvalorização de 13,6% em relação ao valor de fechamento do 4T09, R\$18,10.

Em termos de volume, a Companhia registrou uma média de negociação diária de R\$4,9 milhões nos últimos 60 pregões findos em 31 de março de 2010. As ações da Equatorial são negociadas no Novo Mercado da Bovespa e fazem parte dos seguintes índices: IEE, ITAG e IGC.

7. CISÃO PARCIAL DA EQUATORIAL

Conforme já havia sido divulgado em Fato Relevante datado de 30 de dezembro de 2009, o controlador da Equatorial, FIP PCP, e a CEMIG firmaram um Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, tendo a Equatorial como interveniente anuente, visando à alienação da participação indireta do FIP PCP na Light.

Esse contrato previa que o FIP PCP faria aprovar uma cisão parcial da Equatorial, segregando sua participação acionária na RME dos demais ativos da Companhia, quais sejam suas participações na Cemar, na Equatorial Soluções e na Geramar (anteriormente denominada Geranorte). Tal cisão foi aprovada na Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária ocorrida em 29 de abril de 2010 e ocorreu mediante versão da participação da Companhia na RME para uma nova sociedade chamada Redentor Energia S.A.

A Redentor possui seu capital social representado apenas por ações ordinárias. Cada acionista da Companhia recebeu uma ação da Redentor para cada ação detida na Companhia. Não haverá alteração ou extinção de direitos das ações emitidas pela Redentor em relação às ações de emissão da Companhia, uma vez que as ações de emissão da Redentor atribuídas aos acionistas da Companhia em decorrência da Cisão Parcial fazem jus aos mesmos direitos e vantagens atribuídos às ações de emissão da Companhia.

As ações de emissão da Companhia em circulação no mercado serão negociadas "com direito" à Cisão Parcial, até que seja concluído o processo de abertura de capital da Redentor e a admissão da negociação das ações de emissão da Redentor no segmento do Novo Mercado. Até esta data, as ações de emissão da Companhia somente poderão ser negociadas em bolsa conjuntamente com as correspondentes ações de emissão da Redentor, sob o código EQTL3, vedada a negociação em bolsa isoladamente de ações de emissão da Redentor ou da Companhia.

A partir da admissão das ações da Redentor à negociação no segmento do Novo Mercado da BM&F Bovespa, as ações de emissão da Companhia e as ações de emissão da Redentor passarão a ser negociadas independentemente umas das outras. Este evento será objeto de comunicado a ser oportunamente divulgado ao mercado.

O contrato também prevê que a Redentor será listada no Novo Mercado e que, posteriormente, o FIP PCP alienará a totalidade de sua participação direta e/ou indireta na Redentor a uma sociedade de cujo capital a CEMIG participe em proporção não inferior a 20% por cento.

Preço de Aquisição

O preço a ser pago pelas ações da Redentor equivalerá a R\$785 milhões para sua participação indireta total na Light. O preço será corrigido pelo CDI a partir de 1º de dezembro de 2009 até a data de conclusão da compra e venda, e poderá sofrer também ajustes para refletir proporcionalmente quaisquer dividendos pagos ou declarados pela Light durante o mesmo período, conforme o caso. Em valores de 31 de março de 2010, o preço corrigido pelo CDI estava em aproximadamente R\$806 milhões (ou aproximadamente R\$30,3/ação de Light).

Oferta Pública por Alienação de Controle

Na hipótese de consumação da operação, com a efetiva transferência do controle da Redentor, a adquirente ou a própria Redentor, observados os prazos previstos em lei, procederá ao registro perante a CVM de oferta pública de aquisição de ações por alienação de controle da Redentor.

- ▶ É possível obter maiores esclarecimentos quanto à operação em andamento consultando os Fatos Relevantes divulgados pela Companhia em 30 de dezembro de 2009, 14 e 29 de abril de 2010.

8. EVENTOS RECENTES

Alterações na Alta Administração de CEMAR e Equatorial

Em abril, o Sr. Carlos Piani formalizou o seu pedido de renúncia dos cargos de Diretor Presidente da Equatorial e da CEMAR, tendo sido eleito como Presidente do Conselho de Administração de ambas as empresas. Na CEMAR, o Diretor Presidente passou a ser o Sr. Augusto Miranda, antes Diretor Vice-Presidente de Operações. Na Equatorial, o novo Diretor Presidente passou a ser o Sr. Firmino Sampaio, até então Presidente do Conselho de Administração.

Cisão da Equatorial

Em 29 de abril, a Assembléia Geral da Companhia aprovou a proposta de cisão parcial, o que resultou na criação da Redentor Energia, holding que passa a deter a participação indireta de 13,03% na Light S.A., através da RME. Para maiores detalhes, vide seção 7 – Cisão Parcial da Equatorial.

A Redentor Energia encontra-se em processo de constituição e posterior listagem no Novo Mercado da BM&FBOVESPA. A expectativa é de que tal processo de listagem leve até 90 dias para conclusão.

9. NOVOS PROJETOS

A Equatorial continua prospectando oportunidades de investimento nos segmentos de distribuição e geração, em linha com sua estratégia corporativa que prevê a participação da Companhia no contexto de consolidação das distribuidoras de energia elétrica no Brasil e América Latina, e no cenário de investimentos necessários em geração no país.

10. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

A Companhia não contratou da KPMG Auditores Independentes, seu auditor externo, outros serviços além da auditoria independente e serviços 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 seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais da Light e da CEMAR (incluindo aqueles relacionados ao Programa Luz para Todos (PLPT)); ii) informações financeiras pró-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período, e; iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das Companhias.

11. EVENTOS DE DIVULGAÇÃO

TELECONFERÊNCIA EM INGLÊS

Terça-feira, 18 de maio de 2010
12h00 (horário de Brasília)
11h00 (horário de Nova York)
Telefone: +1 (412) 858-4600
Replay: +1 (412) 317-0088
Código: Equatorial

TELECONFERÊNCIA EM PORTUGUÊS

Terça-feira, 18 de maio de 2010
14h00 (horário de Brasília)
13h00 (horário de Nova York)
Telefone: +0 XX (11) 2188-0155
Replay: +0 XX (11) 2188-0188
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 18 a 25 de maio de 2010. Para acessar, favor ligar para os números indicados acima ou acesse o nosso *website*.

CONTATOS

- ▶ **Eduardo Haiama**
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
- ▶ **Thomas Newlands**
Analista de Relações com Investidores
- ▶ **Telefones:** + 0 XX (21) 3206-6635
- ▶ **E-mail:** ri@equatorialenergia.com.br
- ▶ **Website:** www.equatorialenergia.com.br/ri

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE LIGHT E CEMAR

Maiores informações ou abertura de dados econômico-financeiros e operacionais sobre Light e CEMAR poderão ser encontradas nos Comentários de Desempenho individuais de cada empresa, disponíveis na internet, através dos endereços abaixo:

- ▶ **Light:** www.light.com.br/ri
- ▶ **CEMAR:** www.cemar-ma.com.br/ri

AVISO

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.

Crítérios contábeis adotados:

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 financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado da CEMAR, excluindo 34,86% de participação dos minoritários, 13,03% do resultado da Light e 25% da Geramar (anteriormente denominada Geranorte).

As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados da CEMAR, 13,03% da Light e 25% da Geramar (anteriormente denominada Geranorte).

Para possibilitar a comparabilidade entre os trimestres e períodos acumulados, as informações financeiras do 1T09 são pró-forma, considerando a mesma participação detida pela Equatorial na RME, e da RME na Light, ao final do 1T10.

O resultado pró-forma da Equatorial, referente ao 1T09, baseia-se no resultado pró-forma da Light para esse período, o qual foi ajustado para refletir os ajustes da Lei 11.638/07, segundo Deliberação CVM 565/08, e também a reclassificação da participação nos resultados (PLR) após a linha de Imposto de Renda, deixando de ser classificada em custos e despesas com pessoal.

ANEXO 1 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO CONSOLIDADO DO PERÍODO (R\$ MM)

- ▶ Resultados do 1T09 são pró-forma, considerando a mesma participação atualmente detida pela Equatorial na RME e pela RME na Light, para possibilitar a comparabilidade entre os trimestres e exercícios sociais.
- ▶ O resultado pró-forma da Equatorial, referente ao 1T09, baseia-se no resultado pró-forma da Light para esses períodos, o qual foi ajustado para refletir os ajustes da Lei 11.638/07, segundo Deliberação CVM 565/08, e também a reclassificação da participação nos resultados (PLR) após a linha de Imposto de Renda, deixando de ser classificada em custos e despesas com pessoal.

Demonstração do Resultado (em R\$ milhões)	1T09	4T09	1T10
RECEITA OPERACIONAL	669,9	747,6	723,6
Fornecimento de Energia Elétrica	632,2	664,5	679,5
Suprimento de Energia Elétrica	15,9	13,6	14,2
Outras Receitas	21,8	69,4	30,0
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(219,4)	(230,8)	(240,1)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	450,5	516,8	483,5
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(221,6)	(248,5)	(254,6)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(202,3)	(219,7)	(232,8)
Encargo Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(18,9)	(28,1)	(21,1)
Outras Despesas Não Gerenciáveis	(0,3)	(0,7)	(0,7)
CUSTO/DESPESA OPERACIONAL	(78,4)	(96,7)	(104,7)
Pessoal	(18,0)	(26,7)	(26,2)
Material	(2,6)	(4,0)	(3,0)
Serviço de Terceiros	(32,2)	(48,7)	(36,3)
Provisões	(21,0)	(18,7)	(19,3)
Outros	(4,6)	1,3	(20,0)
EBITDA	150,5	171,5	124,2
Outras Despesas/Receitas Operacionais	(7,6)	(0,7)	(2,0)
Depreciação e Amortização	(35,6)	(30,4)	(32,0)
RESULTADO DO SERVIÇO	107,2	140,5	90,2
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	0,3	(2,4)	0,3
Amortização de Ágio	0,3	(2,4)	0,3
RESULTADO FINANCEIRO	1,5	(76,0)	(19,4)
Receitas Financeiras	39,8	28,7	33,0
Despesas Financeiras	(38,3)	(104,6)	(52,4)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA	109,0	62,1	71,1
Contribuição Social	(6,0)	(10,6)	(13,3)
Imposto de Renda	(17,5)	(37,3)	(10,9)
Impostos Diferidos	(11,3)	(20,9)	4,8
Incentivo ADENE	13,7	6,9	10,6
PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO	(4,1)	(11,5)	(3,4)
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLAD.	(20,8)	10,9	(17,1)
REVERSÃO DE JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	-	7,4	-
RESULTADO DO EXERCÍCIO	63,0	7,1	41,7

ANEXO 2 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR EMPRESA (R\$ MM)

- ▶ A tabela abaixo reflete o processo de consolidação da Equatorial, obtido através da soma da Equatorial Holding + 100% da Equatorial Soluções + 100% da CEMAR + 100% da RME (que por sua vez consolida 13,03% do resultado da Light S.A.) + 25% da Geramar (anteriormente denominada Geranorte) + Eliminações.
- ▶ Na linha de “Participação de Acionista Não Controlador” é feito um ajuste de forma que o lucro líquido consolidado da Equatorial reflita sua participação real nas empresas. No caso da CEMAR essa participação é de 65,12% e da Light S.A. é de 13,03%.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO POR EMPRESA (R\$MM)	Equatorial Holding	Equatorial Soluções 100%	Geramar 25%	CEMAR 100%	RME 13,03%	Eliminações	Equatorial Consolidado
RECEITA OPERACIONAL	0,3	0,5	8,3	390,2	324,3	-	723,6
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	8,3	384,7	286,5	-	679,5
Suprimento de Energia Elétrica	-	-	-	1,6	12,6	-	14,2
Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	-	(0,0)	-	-	(0,0)
Outras Receitas	0,3	0,5	-	3,9	25,2	-	30,0
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(0,0)	(0,0)	(0,8)	(122,7)	(116,5)	-	(240,1)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	0,3	0,4	7,5	267,5	207,8	-	483,5
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	-	-	(3,1)	(119,2)	(132,3)	-	(254,6)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	-	(2,8)	(97,7)	(132,3)	-	(232,8)
Encargo Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	-	-	(0,3)	(20,7)	-	-	(21,1)
Outras Despesas Não Gerenciáveis	-	-	-	(0,7)	-	-	(0,7)
CUSTO/DESPESA OPERACIONAL	(8,2)	(0,4)	(0,6)	(59,5)	(36,0)	-	(104,7)
Pessoal	(6,8)	(0,3)	(0,1)	(14,9)	(4,2)	-	(26,2)
Material	(0,0)	-	(0,1)	(2,0)	(0,9)	-	(3,0)
Serviço de Terceiros	(0,8)	(0,1)	(0,0)	(30,6)	(4,8)	-	(36,3)
Provisões	-	-	-	(8,0)	(11,3)	-	(19,3)
Outros	(0,6)	(0,0)	(0,5)	(4,1)	(14,9)	-	(20,0)
EBITDA	(7,9)	0,0	3,8	88,8	39,5	-	124,2
Outras Despesas/Receitas Operacionais	-	-	-	(2,0)	-	-	(2,0)
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	(0,8)	(22,4)	(8,8)	-	(32,0)
RESULTADO DO SERVIÇO	(7,9)	0,0	3,0	64,4	30,7	-	90,2
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETARIAS	46,0	-	-	-	1,2	(46,9)	0,3
Equivalência Patrimonial	46,9	-	-	-	-	(46,9)	-
Amortização de Ágio	(0,9)	-	-	-	1,2	-	0,3
RESULTADO FINANCEIRO	2,0	0,1	(2,3)	(6,4)	(12,8)	-	(19,4)
Receitas Financeiras	2,0	0,1	0,0	25,1	5,8	-	33,0
Despesas Financeiras	(0,0)	(0,0)	(2,3)	(31,5)	(18,5)	-	(52,4)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA	40,0	0,1	0,7	58,0	19,1	(46,9)	71,1
Contribuição Social	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(6,8)	(6,4)	-	(13,3)
Imposto de Renda	(0,2)	(0,0)	(0,1)	(10,6)	-	-	(10,9)
Impostos Diferidos	-	-	-	0,3	4,5	-	4,8
Incentivo SUDENE	-	-	-	10,6	-	-	10,6
PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO	(0,5)	-	-	(2,7)	(0,3)	-	(3,4)
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLAD.	-	-	-	-	-	(17,1)	(17,1)
RESULTADO DO EXERCÍCIO	39,3	0,1	0,6	48,9	16,8	(63,9)	41,7

ANEXO 3 – BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ MM)

ATIVO (R\$ MM)	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10
CIRCULANTE	1.274,7	1.011,4	1.297,7	1.396,5	1.463,7
Disponibilidades e aplicações financeiras	516,8	266,8	455,7	548,8	643,1
Consumidores e Revendedores	474,9	470,6	483,5	506,0	526,1
Estoques	14,5	14,2	13,7	7,4	9,2
Impostos a Recuperar	116,2	125,9	131,1	103,9	121,8
Baixa Renda	19,5	20,4	22,2	25,1	22,5
Ativos Regulatórios	67,7	37,9	114,0	118,6	52,3
Outros Créditos a Receber	65,2	75,7	77,5	86,7	88,7
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	649,8	709,3	646,9	584,3	599,2
Consumidores e Revendedores	83,1	93,5	105,5	107,0	106,1
Impostos a Recuperar	96,9	101,8	105,0	124,5	233,4
Créditos Fiscais Diferidos - IR/CSLL	350,1	384,9	380,4	320,6	217,1
Outros Créditos a Receber	119,7	129,1	56,0	32,1	42,6
PERMANENTE	1.963,3	2.044,9	2.205,2	2.175,2	2.225,4
Investimentos	2,7	2,7	2,8	3,8	2,7
Diferido	3,7	3,7	3,5	3,5	3,3
Intangível/Ágio	249,5	247,8	329,7	251,1	322,2
Imobilizado	2.393,6	2.506,0	2.659,0	2.769,8	2.799,8
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço	(686,3)	(715,4)	(789,9)	(852,9)	(902,7)
TOTAL DO ATIVO	3.887,8	3.765,6	4.149,8	4.155,9	4.288,3
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (R\$ MM)	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10
CIRCULANTE	884,2	653,1	770,8	851,8	837,1
Fornecedores	208,5	201,0	242,6	256,6	187,7
Folha de Pagamento, Férias e Encargos	0,9	0,7	0,9	1,2	1,3
Dividendos e JCP	249,6	12,5	12,4	70,5	70,5
Tributos e Contribuições Sociais	55,7	66,8	87,4	71,0	68,0
Empréstimos e Financiamentos	113,5	183,7	235,2	249,5	266,0
Debêntures	11,9	19,7	13,8	20,4	67,8
Taxa de Iluminação Pública	19,6	18,8	19,8	22,4	15,5
Provisão para Contingências	7,0	5,7	3,2	3,3	2,5
Passivos Regulatórios	24,5	18,2	16,5	22,0	31,0
Outros	193,0	126,0	139,0	134,9	126,7
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	1.692,6	1.698,1	1.866,3	1.868,1	1.934,0
Tributos e Contribuições Sociais	174,6	182,5	193,7	268,9	265,9
Debêntures	387,0	385,1	421,3	419,2	363,6
Empréstimos e Financiamentos	833,8	841,8	884,5	932,7	958,2
Provisão para Contingências	131,9	128,3	126,3	81,7	92,8
Desagio	4,0	3,1	80,4	-	75,0
Outros	161,3	157,3	160,1	165,7	178,5
PARTICIPAÇÃO DE MINORITÁRIOS	226,3	261,1	285,6	254,5	271,7
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.084,8	1.153,3	1.227,0	1.181,5	1.245,6
Capital Social	906,9	907,3	907,5	907,5	926,0
Reservas de Lucro/Capital	113,9	114,6	115,3	274,1	280,3
Lucro/Prejuízo Acumulados	64,0	131,4	204,3	-	39,3
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.887,8	3.765,6	4.149,8	4.155,9	4.288,3

ANEXO 4 – DEMONSTRATIVO DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Considerando 100% da CEMAR + 13,03% da Light (Excluindo dívida com a Braslight) + 25% da Geramar (anteriormente denominada Geranorte)

EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS (em R\$ milhões)	1T09				1T10			
	C. P. - Encargos	C. P. - Principal	L. P.	Total	C. P. - Encargos	C. P. - Principal	L. P.	Total
MOEDA ESTRANGEIRA	1,3	3,8	28,0	33,1	0,7	2,6	19,9	23,2
Tesouro Nacional	1,3	2,7	27,8	31,7	0,7	2,4	19,9	23,0
Outros	0,0	1,1	0,3	1,3	0,0	0,2	0,0	0,2
MOEDA LOCAL	17,8	78,4	789,5	885,7	9,6	253,1	938,2	1.201,0
Eletrobrás	3,7	28,0	309,7	341,4	0,0	45,4	368,1	413,5
Instituições Financeiras	14,1	46,0	456,4	516,5	9,6	202,5	549,6	761,8
Dívida com Fundo de Pensão	0,0	4,5	23,4	27,9	0,0	5,1	20,5	25,7
SUB TOTAL - EMP. E FINANCIAMENTOS	19,0	82,2	817,6	918,8	10,3	255,7	958,2	1.224,2
Debêntures	3,0	18,5	387,3	408,8	3,4	64,4	363,6	431,4
TOTAL DA DÍVIDA	22,1	100,6	1.204,9	1.327,6	13,7	320,1	1.321,8	1.655,4

C.P. = Curto Prazo / L.P. = Longo Prazo

Considerando 65,12% da CEMAR + 13,03% da Light (Excluindo dívida com a Braslight) + 25% da Geramar (anteriormente denominada Geranorte)

EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS (R\$MM)	1T09				1T10			
	C. P. - Encargos	C. P. - Principal	L. P.	Total	C. P. - Encargos	C. P. - Principal	L. P.	Total
MOEDA ESTRANGEIRA	1,1	3,7	23,7	28,5	0,6	2,3	17,0	19,9
Tesouro Nacional	1,1	2,6	23,4	27,2	0,6	2,1	17,0	19,7
Outros	0,0	1,1	0,3	1,3	0,0	0,2	0,0	0,2
MOEDA LOCAL	12,9	55,1	555,3	623,3	7,8	209,8	666,7	884,4
Eletrobrás	2,4	18,5	201,8	222,7	0,0	29,6	239,8	269,4
Instituições Financeiras	10,5	33,7	338,2	382,4	7,8	176,9	413,5	598,2
Dívida com Fundo de Pensão	0,0	2,9	15,2	18,1	0,0	3,3	13,4	16,7
SUB TOTAL - EMP. E FINANCIAMENTOS	14,1	58,8	579,0	651,8	8,4	212,2	683,7	904,3
Debêntures	3,0	14,1	294,1	311,2	3,4	45,0	289,0	337,5
TOTAL DA DÍVIDA	17,1	72,9	873,0	963,0	11,8	257,2	972,7	1.241,8

C.P. = Curto Prazo / L.P. = Longo Prazo

ANEXO 5 – DEMONSTRATIVO DO FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO (R\$MM)	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10
Caixa Inicial	614,7	516,8	266,8	455,7	548,8
FC das Atividades Operacionais					
<i>Lucro Líquido</i>	63,0	71,2	65,9	7,1	41,8
<i>(+) Despesas Não Caixa</i>	35,4	34,7	33,8	32,8	31,7
<i>Variações Ativas</i>	546,7	(46,2)	(35,0)	57,0	12,0
<i>Variações Passivas</i>	(914,6)	(41,4)	193,0	(68,5)	32,1
(=) FC das Atividades Operacionais	(269,6)	18,3	257,6	28,3	117,6
FC das Atividades de Investimento					
Imobilizado	393,6	(149,1)	(188,0)	(141,1)	(62,0)
Outros	116,7	3,8	(80,6)	75,3	(69,7)
(=) FC das Atividades de Investimento	510,3	(145,3)	(268,6)	(65,9)	(131,7)
FC das Atividades de Financiamento					
Empréstimo e Financiamento	(239,6)	84,0	124,6	67,0	33,8
Dividendos Pagos	(0,0)	(237,1)	(0,1)	-	-
Aumento do Capital	(80,3)	1,1	0,9	0,6	24,7
Subvenções	(18,7)	29,1	74,5	63,1	49,8
(=) FC das Atividades de Financiamento	(338,6)	(122,9)	199,8	130,6	108,3
(=) FC do Trimestre	(97,9)	(249,9)	188,9	93,1	94,3
Caixa Final	516,8	266,8	455,7	548,8	643,1

Rio de Janeiro, May 14, 2010 - Equatorial Energia S.A. (Bovespa: EQTL3) announces its results for the first quarter 2010 (1Q10).

Equatorial is a holding company with investments in Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), Light S.A. (Light) and Geramar (previously known as Geranorte). Equatorial holds a 65.12% interest in CEMAR, the electricity distributor for the entire state of Maranhão. In the state of Rio de Janeiro, Equatorial indirectly holds a 13.03% interest in Light, which generates, distributes and sells electricity in the state. Equatorial also holds a 25% interest in Geramar (previously known as Geranorte), an electricity generation company responsible for the construction and operation of two thermal plants in Maranhão, with a joint capacity of 330MW. The following information was not reviewed by the independent auditors: non-financial information relating to Equatorial Energia and its subsidiaries; information relating to the PLPT Program ("Light for All Program"); and information relating to Management's expectations regarding the future performance of the Company and its subsidiaries.

EQUATORIAL'S CONSOLIDATED BILLED ENERGY GROWS 13.8% IN 1Q10. CEMAR'S LOSSES SUSTAIN DECLINE AND REACH 24.2% OF REQUIRED ENERGY.

1. FINANCIAL AND OPERATING HIGHLIGHTS

- ▶ As from this quarter, in view of RME's split-off, **we are consolidating just 13.03% of Light's figures** in our operating and financial information, instead of the 25.0% consolidated previously. The consolidation of results in this Performance Report is *pro forma* and differs from the consolidation made in the Company's financial statements, where the results arising from RME, as from 1Q10, started to be recognized solely under the Equity Method in view of Equatorial's split-off process.
- ▶ **Net operating revenues (NOR)** reached R\$483.5 million in 1Q10, 7.3% up over 1Q09, reflecting a 1.6% increase by CEMAR and a 10.9% growth by Light.
- ▶ CEMAR's and Light SESA's **total energy volume** amounted to 1,753 GWh in 1Q10, 13.8% more than in 1Q09. CEMAR's quarterly volume grew by 17.5%, while Light's increased by 9.5% (considering both captive and free markets).
- ▶ Adjusting for non-recurring effects, 1Q10 **EBITDA** reached R\$125.3 million, down by 16.7% over 1Q09. The EBITDA was positively affected by the strong market growth both in CEMAR and Light. Some changes in the accounting standards and the effects of the first year after CEMAR's Tariff Review compensated part of this growth (refer to "Financial Performance - Consolidated" for details).
- ▶ Adjusted **net income** came to R\$42.4 million in 1Q10, reflecting a 33.0% downturn over 1Q09 (refer to "Financial Performance - Consolidated" for details).
- ▶ In 1Q10, Equatorial's consolidated **investments** reached R\$91.1 million, down by 6.4% compared with 1Q09. CEMAR's investments (excluding direct investments in the PLPT program) totaled R\$36.7 million in 1Q10, while Light's investments came to R\$15.0 million in the period, up by 44.3% over 1Q09. Geramar's (previously known as Geranorte) investments reached R\$6.3 million in 1Q10.
- ▶ CEMAR's last-12-month 1Q10 **DEC** index improved 21.8%, to 21.9 hours, while last-12-month **FEC** index improved 17.7%, to 14.4 times. Light's DEC increased 14.4%, while FEC remained stable compared with 1Q09's figure.
- ▶ CEMAR's last-12-month **energy losses** totaled 24.2% of required energy in 1Q10, 4.3 p.p. less than the 1Q09 ratio. Light's last-12-month losses came to 22.1%, 1.3 p.p. up compared with 1Q09.
- ▶ On April 29, 2010, the Annual and Extraordinary General Meeting approved the proposal for the **partial split-off of Equatorial**, transferring its indirect stake in Light (by means of RME) to a new company called Redentor. This company is currently under constitution and will be further listed in the BM&FBovespa's Novo Mercado segment. We expect the listing process to take up to 90 days to be concluded.

FINANCIAL DATA (R\$MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Total Net Operating Revenue	450.5	516.8	483.5	7.3%
EBITDA	150.5	171.5	124.2	-17.5%
<i>EBITDA Margin (% net revenues)</i>	33.4%	33.2%	25.7%	-7.7 p.p.
Net Income	63.0	7.1	41.7	-33.8%
<i>Profit Margin (% net revenues)</i>	14.0%	1.4%	8.6%	-5.3 p.p.
Net Income per Share (R\$ / share)	0.60	0.07	0.39	-34.0%
Investimentos				
CEMAR	43.3	63.6	36.7	-15.1%
PLPT (CEMAR)	35.8	69.2	33.1	-7.7%
Light	10.4	27.5	15.0	44.3%
Geramar (ex-Geranorte)	7.9	13.5	6.3	-20.1%
Total	97.3	173.8	91.1	-6.4%
Net Debt	680.2	956.7	954.5	40.3%
Net Debt / EBITDA (LTM)	0.9	1.6	1.6	0,7 x

TABLE OF CONTENTS

1. FINANCIAL AND OPERATING HIGHLIGHTS	1
2. OPERATING PERFORMANCE	3
2.1 OPERATING PERFORMANCE – DISTRIBUTION	3
2.1.1 - ELECTRICITY MARKET – CEMAR	3
2.1.2 - ELECTRICITY MARKET – LIGHT	4
2.1.3 - SERVICE QUALITY	6
2.2 OPERATING PERFORMANCE – GENERATION	7
2.3 OPERATING PERFORMANCE – ENERGY TRADING	7
3. FINANCIAL PERFORMANCE	8
3.1.1 FINANCIAL PERFORMANCE – CONSOLIDATED	8
3.1.1 - OPERATING REVENUES	9
3.1.2 - COSTS AND EXPENSES	10
3.1.3 - EBITDA	12
3.1.4 - FINANCIAL RESULT	12
3.1.5 – NET INCOME	13
3.2 FINANCIAL PERFORMANCE - CEMAR	14
3.2.1 - OPERATING REVENUES	14
3.2.2 - COSTS AND EXPENSES	15
3.2.3 - EBITDA	16
3.2.4 - FINANCIAL RESULT	16
3.2.5 - INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION	17
3.2.6 - NET INCOME	17
3.3 FINANCIAL PERFORMANCE - LIGHT	18
3.3.1 - OPERATING REVENUES	18
3.3.2 – COSTS AND EXPENSES	19
3.3.3 - EBITDA	19
3.3.4 - FINANCIAL RESULT	19
3.3.5 – NET INCOME	20
4. DEBT	21
5. INVESTMENTS	23
5.1 - CEMAR	23
5.2 – LIGHT	23
6. CAPITAL MARKETS	23
7. EQUATORIAL'S PARTIAL SPLIT-OFF	24
8. RECENT EVENTS	24
9. NEW PROJECTS	24
10. SERVICES PROVIDED BY INDEPENDENT AUDITORS	25
11. DISCLOSURE CALENDAR	25
ANNEX 1 – CONSOLIDATED INCOME STATEMENT (R\$ MM)	27
ANNEX 2 – INCOME STATEMENT PER COMPANY (R\$ MM)	28
ANNEX 3 – BALANCE SHEET (R\$ MM)	29
ANNEX 4 – INDEBTEDNESS	30
ANNEX 5 – CASH FLOW STATEMENT	31

2. OPERATING PERFORMANCE

The operating information in this section reflects 100% of CEMAR's, 13.03% of Light's and 25% of Geramar's (previously known as Geranorte) operations.

	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Distribution				
Billed Energy (GWh)				
CEMAR	816.8	985.4	959.9	17.5%
Light	724.1	744.9	793.1	9.5%
Total	1,540.8	1,730.3	1,753.1	13.8%
Number of Consumers (thousands)				
CEMAR	1,573	1,688	1,731	10.1%
Light	514	521	525	2.1%
Total	2,087	2,209	2,256	8.1%
Generation				
Sold Energy (GWh)	165	180	208	26.7%
Installed Capacity (MW)	111	111	194	74.1%
Assured Energy (MW)	70	70	130	85.7%
Trading				
Traded Energy (GWh)	46	68	120	159.3%
Number of Employees				
CEMAR	1,287	1,309	1,291	0.3%
Light	485	481	488	0.5%
Total	1,772	1,790	1,779	0.4%

2.1 OPERATING PERFORMANCE – DISTRIBUTION

CONSUMPTION CLASS AND FREE CLIENTS (GWh)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Residencial	383.0	455.4	449.4	17.3%
Industrial	90.6	103.6	97.3	7.4%
Comercial	161.4	187.6	190.4	18.0%
Outros	181.8	238.8	222.8	22.6%
CEMAR	816.8	985.4	959.9	17.5%
Residencial	281.8	272.8	314.8	11.7%
Industrial	56.4	66.2	58.6	3.9%
Comercial	206.1	212.0	221.8	7.6%
Outros	107.2	110.9	112.3	4.7%
Clientes Livres	72.4	82.9	85.6	18.2%
Light	724.1	744.8	793.1	9.5%
Residencial	664.9	728.3	764.2	14.9%
Industrial	147.0	169.8	155.9	6.1%
Comercial	367.5	399.6	412.2	12.2%
Outros	289.0	349.7	335.1	16.0%
Clientes Livres	72.4	82.9	85.6	18.2%
Total	1,540.8	1,730.2	1,753.1	13.8%

2.1.1 - ELECTRICITY MARKET – CEMAR

ENERGY SALES

In 1Q10, billed energy volume moved up by 17.5% over 1Q09, reaching 959.9 GWh. This quarterly growth derives from three main reasons: (i) a decline of more than 55% in the State's rainfall during the quarter, compared with its historical average; (ii) the State's economic growth, with higher per capital consumption; and (iii) the stronger efforts made by the Company to fight energy losses, aiming to keep it below the target established by ANEEL in the second tariff review.

Another highlight was the industrial segment, which shows a consumption rebound after some quarters posting declining figures, resuming the positive trend of the economic activity in Maranhão.

ENERGY BALANCE

CEMAR's required energy volume totaled 1,240.4 GWh in 1Q10, reflecting an increase of 11.2% over 1Q09 and a growth of 17.3% in energy sales volume quarter-on-quarter. Despite the strong growth posted by the market, the Company's losses declined by 5.6% in 1Q10 compared with 1Q09.

ENERGY BALANCE (GWh)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Required Energy (*)	1,115	1,295	1,240	11.2%
Sales (**)	818	987	960	17.3%
Losses	297	308	280	-5.6%

(*) Includes own generation

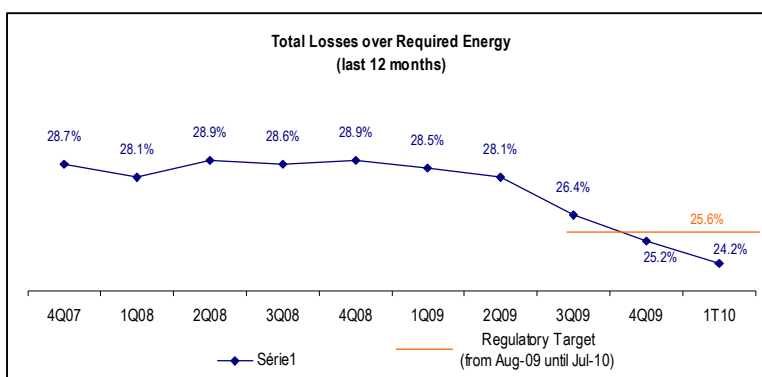
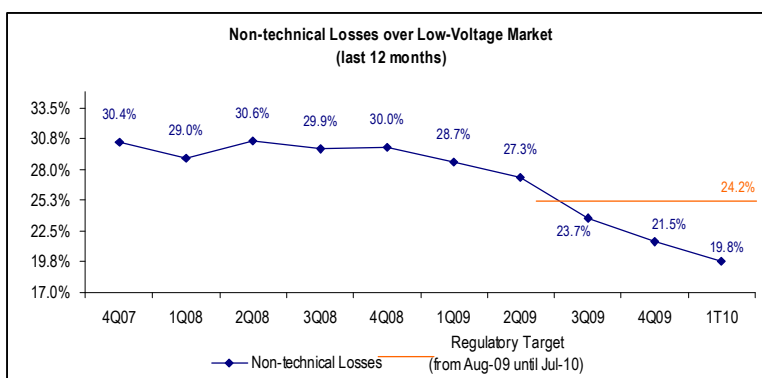
(**) Includes sales to the market, own consumption and sales to CEPISA.

ENERGY LOSSES

In order to keep the Company's energy losses below the new regulatory targets established in CEMAR's second tariff review process, the Company has enhanced its loss-combating initiatives, and several measures implemented since late 2008 have gradually shown positive results.

Among the initiatives implemented by the Company, we can highlight the following: i) greater inspection efficiency in both low- and high-voltage, by means of fiscal metering, which consists in comparing the energy volume distributed by each converter with the volume actually billed to customers connected to same converter; ii) enhanced training of field teams; iii) update of public lamp-post files; and iv) fighting against auto-reconnection (when customers reconnect energy on their own after their service is disconnected by the Company, without informing CEMAR).

Accordingly, in 1Q10, CEMAR's energy losses declined by 4.3 p.p. compared with 1Q09, reaching 24.2% of required energy, which is lower than the 25.6% defined as regulatory target for the period between August 2009 and July 2010. Based on the methodology recently mandated by ANEEL, non-technical losses in the low-voltage market stood at 19.8%, below the 24.2% defined as target for the first year of current cycle, also between August 2009 and July 2010.



2.1.2 - ELECTRICITY MARKET - LIGHT

ENERGY SALES

Electricity consumption in Light's concession area (captive + free consumers) totaled 793.1 GWh in 1Q10, 9.5% up over 1Q09.

CAPTIVE MARKET

Total captive market consumption increased by 8.6% in 1Q10 compared with 1Q09, mainly fueled by the sales upturn in the residential segment, driven by the high temperatures in January and February, 1.4°C and 1.0°C above the historical average for these months.

Consumption in the residential segment, which accounted for 44.5% of the captive market in the quarter, grew 11.7% over 1Q09. The number of residential customers climbed 2.1%.

The captive industrial segment, which made up only 8.3% of the total captive market, consumed 3.9% more than in 1Q09, sustaining the trend observed in the fourth quarter 2009, which signals a recovery in the State's economic activity. The beverages, chemical and metal products industries posted the highest growth levels in the period.

NETWORK USAGE³

Billed energy transported to free consumers and concessionaires amounted to 192 GWh in 1Q10, 25.3% more than in 1Q09. Consumption by free customers came to 86 GWh, a 18.2% upturn compared with 1Q09, reflecting the resumption of economic activity with the higher consumption levels on the part free industrial consumers.

FREE MARKET (GWh)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Free	72	83	86	18.2%
Concessionaires (*)	81	109	107	31.6%
TOTAL	154	192	192	25.3%

(*) Network usage - Transportation for concessionaires that border Light's concession area.

ENERGY BALANCE

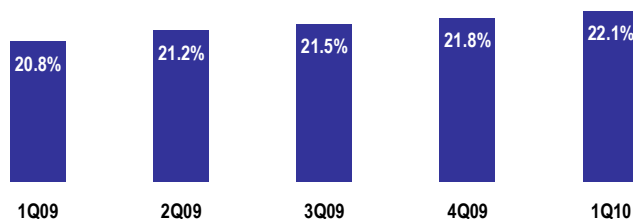
Light's required energy volume for own load (energy sales and losses) totaled 1,010 GWh in 1Q10, 8.4% more than in 1Q09, as shown in the table below:

ENERGY BALANCE (GWh)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Required Energy	931	933	1,010	8.4%
Sales	652	662	708	8.6%
Losses (*)	280	271	302	8.1%

(*) Do not include basic network losses.

ENERGY LOSSES

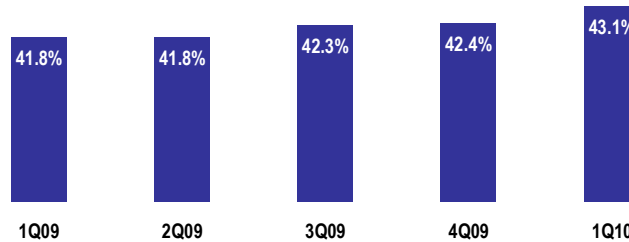
Energy Losses (*) (last 12 months)



(*) Losses on grid load (required energy + free market)

³ For reasons of comparison with the market ratified by ANEEL in the tariff review process, billed energy and demand by free consumers Valesul, CSN and CSA were excluded, in view of their scheduled migration to the Basic Network. Energy consumption by such clients totaled 55 GWh, while their demand amounted to 294 GW in 1Q10, against 61 GWh and 333 GWh, respectively, for 1Q09.

Non-technical Losses in Low-voltage Market (last 12 months)



Light SESA's total energy losses came to 981 GWh, or 22.06% of the grid load, during the 12-month period ended March 2010, reflecting a growth of 0.24 p.p. compared with the loss index in December 2009. The higher temperatures had a negative impact on the results during the period.

As of November 2009, non-technical losses began to be disclosed for billed energy in the low-voltage market, in compliance with the change mandated by ANEEL in its definitive tariff review approved last October. The change is in line with the concessionaire's operations since it is precisely the low-voltage market where non-technical losses are found. Following this methodology, non-technical losses represented 43.1% of the low-voltage market (15.4% of the grid load).

The period was characterized by high temperatures, specially during the months of January and February, when temperatures rose 1.4°C and 1.0°C, respectively, above the historical average and in the same two months in 2009. These conditions generate a strong performance in the billed market, as was the case in this quarter. They also lead to an unavoidable increase in irregular connections and instances of fraudulent consumption.

Loss-prevention efforts were affected during the quarter because of the outages affecting the distribution network. The reduction in loss-prevention activities was a result of the reassignment of teams usually focused on anti-theft efforts to duties related to maintaining operational quality and restoring electricity to areas affected by outages.

In relation to new technologies, 91 km of low-voltage protected network were added in 1Q10, compared with 33 km in the same period last year. The 2010 loss prevention plan is fully under way.

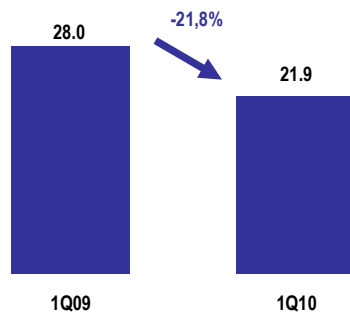
2.1.3 - SERVICE QUALITY

The quality and efficiency level of the distribution concessionaires' networks is denoted by the DEC and FEC indices. DEC refers to the equivalent length of interruptions per consumer, measured in hours per consumer for a given period, while FEC refers to the equivalent frequency of interruptions per consumer, measured as the number of interruptions per consumer for a given period.

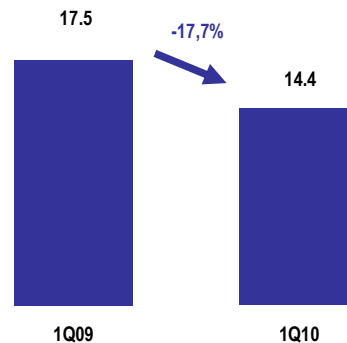
CEMAR

At the close of 1Q10, last-12-month DEC reached 21.9 hours, which, compared with the 28.0 hours shown at the close of 1Q09, represents a 21.8% decline. Regarding last-12-month FEC at the end of 1Q10, the index reached 14.4 times, a 17.7% decrease comparing with the 1Q09 figure. Such indices were positively affected by the lower rainfall in 1Q10 over 1Q09.

DEC (hours – last 12 months)



FEC (times – last 12 months)

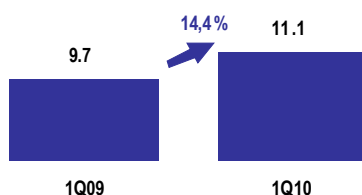


LIGHT

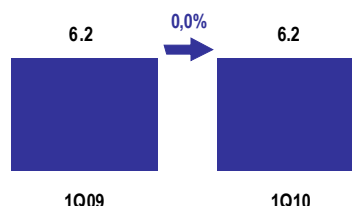
At the end of March, the equivalent length of interruption (DEC) indicator, expressed in hours, registered 11.1 hours, for the last 12 months. The equivalent frequency of interruption (FEC) indicator, expressed in occurrences, totaled 6.2 times, stable when compared to the same quarter from the previous year.

The quarter was characterized by adverse weather conditions, including 720 mm of rainfall, 80% more than in the same period in 2009, and higher-than-normal temperatures, which resulted in a strong load growth. Most of the service interruptions in the quarter occurred in areas served by underground networks, which are more complex and therefore take longer to repair, thereby increasing DEC.

DEC (hours – last 12 months)



FEC (times – last 12 months)



2.2 OPERATING PERFORMANCE – GENERATION

The information in this section reflects 13.03% of Light Energia's operations.

Electricity sold by Light Energia totaled 208 GWh in 1Q10, up by 26.7% . In the regulated contracting market (ACR), sales climbed by 0.5% over 1Q09, while the higher volume of energy sold in the spot market in 1Q10 was due to the increase in hydroelectric generation within the interconnected system, which resulted from improved hydrological conditions.

GENERATION - Light Energia (GWh)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Regulated Market Sales	136	143	136	0.5%
Free Market Sales	11	21	11	0.0%
Spot Sales (CCEE)	18	15	61	242.3%
Total	165	180	208	26.7%

2.3 OPERATING PERFORMANCE – ENERGY TRADING

The energy trading information in this section reflects 13.03% of Light ESCO's operations.

In 1Q10, Light ESCO recorded sales of 27 GWh, reflecting a growth of 84.8% over 1Q09. This upturn was chiefly due to greater energy availability for resale at the trading company, given the expansion of its contract portfolio.

In addition to direct sales, Light ESCO continued to provide consulting services and represent free clients before CCEE. These activities included operations of around 93 GWh.

Volume - GWh	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Trading	15	32	27	84.8%
Broker	32	36	93	193.4%
Total	46	68	120	159.3%

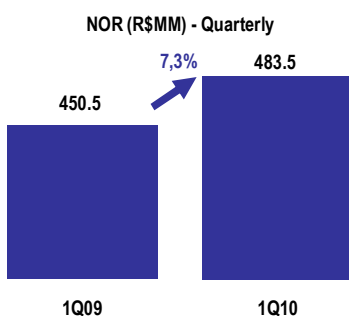
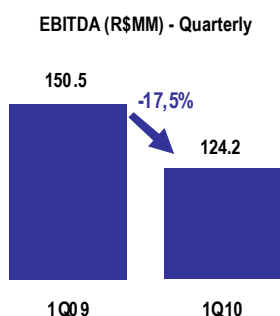
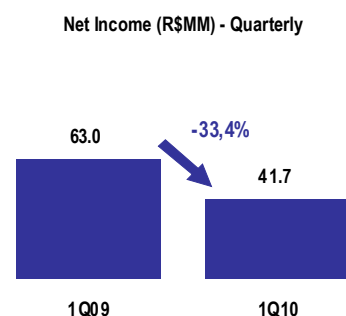
3. FINANCIAL PERFORMANCE

Information in this section reflects: i) 100% of CEMAR's operations, excluding 34.88% related to minority interests before net income, resulting in a 65.12% stake, ii) 13.03% of Light's operations and iii) 25.0% of Geramar's (previously known as Geranorte) operations.

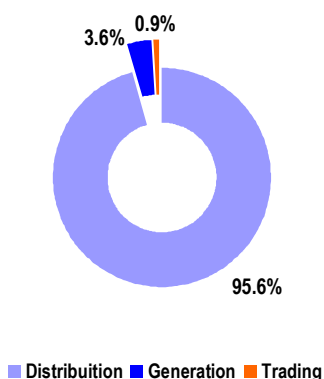
The information herein presented is *pro forma*, still considering Light's figures that, as from 1Q10, started to be recognized in the financial statements solely under the Equity Method, in view of Equatorial's split-off process.

3.1 1 FINANCIAL PERFORMANCE – CONSOLIDATED

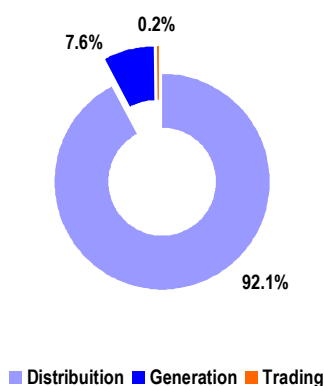
INCOME STATEMENT - CONSOLIDATED (R\$MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Gross Operating Revenues (GOR)	669.9	747.6	723.6	8.0%
Net Operating Revenues (NOR)	450.5	516.8	483.5	7.3%
Electric Energy Cost	(221.6)	(248.5)	(254.6)	14.9%
Operating Costs / Expenses	(78.4)	(96.7)	(104.7)	33.6%
EBITDA	150.5	171.5	124.2	-17.5%
Other Operating Revenues/Expenses	(7.6)	(0.7)	(2.0)	N/A
Service Income (EBIT)	107.2	140.5	90.2	-15.9%
Financial Result	1.5	(76.0)	(19.4)	-1437.5%
Operating Income	108.7	64.5	70.8	-34.9%
Equity Income	0.3	(2.4)	0.3	0.0%
Earnings Before Taxes (EBT)	109.0	62.1	71.1	-34.8%
Income Tax / Social Contribution	(21.1)	(61.9)	(8.8)	-58.2%
Profit Sharing	(4.1)	(11.5)	(3.4)	-15.9%
Minority Interests	(20.8)	10.9	(17.1)	-17.6%
Reversion of Interest on Equity	-	7.4	-	N/A
Net Income	63.0	7.1	41.7	-33.8%



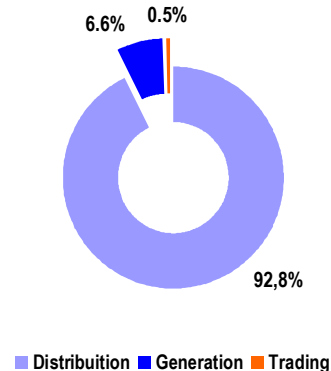
NOR per Segment* (%) – 1Q10



EBITDA per Segment* (%) – 1Q10



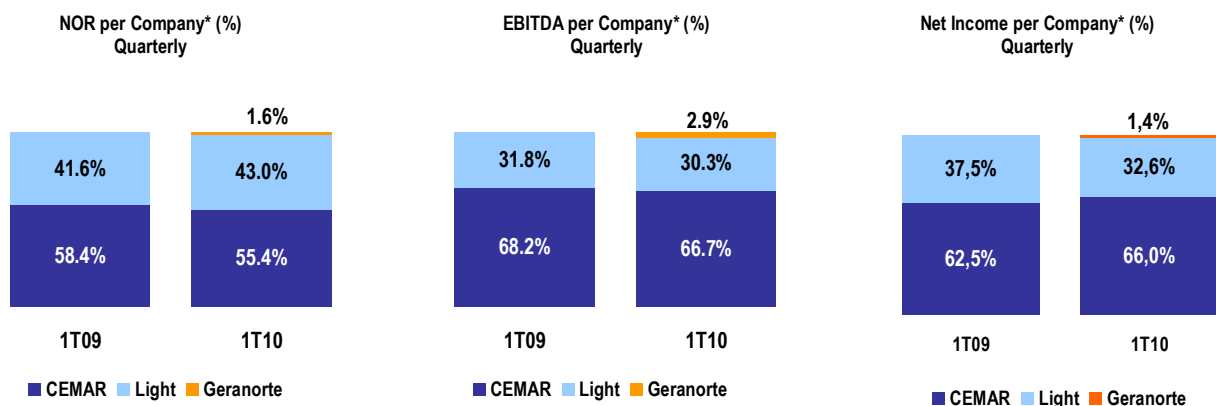
Net Income per Segment* (%) – 1Q10



■ Distribution ■ Generation ■ Trading

■ Distribution ■ Generation ■ Trading

■ Distribution ■ Generation ■ Trading



(*) As from this quarter, only the operating companies are considered in these graphs.

3.1.1 - OPERATING REVENUES

OPERATING REVENUE - CONSOLIDATED (R\$ MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Gross Operating Revenue	610.4	668.1	669.9	9.7%
Residential	255.1	282.6	291.7	14.4%
Industrial	45.3	50.1	45.8	1.1%
Commercial	143.3	151.9	154.5	7.8%
Others	166.8	183.6	177.9	6.7%
Supply	4.9	1.7	1.6	-68.0%
Network Usage	15.9	23.1	22.5	41.7%
Other Revenues	27.8	41.0	7.6	-72.8%
Low Income	26.4	30.6	30.3	14.8%
Accrual (Amortization) of Regulatory Assets	(4.7)	(34.2)	(29.0)	513.8%
Other Operating Revenues	6.1	19.8	6.3	3.0%
Other Non-Recurring Operating Revenues	-	24.8	-	N/A
Gross Operating Revenue - Distribution	659.0	734.0	701.6	6.5%
Generation	10.7	11.2	19.5	81.7%
Trading	2.9	5.2	4.8	63.4%
LightCom	-	-	1.7	N/A
Eliminations	(2.8)	(2.8)	(4.0)	39.8%
Gross Operating Revenue - Consolidated	669.9	747.6	723.6	8.0%
ICMS	(129.8)	(140.4)	(146.3)	12.8%
PIS/Cofins	(50.8)	(58.6)	(58.2)	14.5%
Consumer Charges	(38.8)	(31.8)	(35.6)	-8.3%
Net Operating Revenue - Consolidated	450.5	516.8	483.5	7.3%

Consolidated net operating revenues (NOR) totaled R\$483.5 million in 1Q10, 7.3% up on the R\$450.5 million recorded in 1Q09. This account is mainly impacted by the distribution segment, which accounts for 95.6% of consolidated NOR, followed by generation (3.6%) and trading (0.9%). In company terms, CEMAR contributed with 55.4% of the total, Light contributed with 43.0%, while Geramar (previously known as Geranorte) contributed with the remaining 1.6%. (For further information on NOR evolution, refer to CEMAR's and Light's Financial Performance).

3.1.2 - COSTS AND EXPENSES

Consolidated operating costs and expenses came to R\$393.4 million in 1Q10, 14.6% more than in 1Q09. This amount is comprised of non-manageable costs and expenses (purchase and transportation of energy, and sector charges), which stood at R\$251.8 million and increased by 13.2%, while manageable costs and expenses climbed 36.6%.

Operating Costs/Expenses	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Electricity Purchased for Resale	108.0	134.1	119.2	10.4%
PMSO	36.0	48.0	51.5	43.2%
Provisions and Other Operating Expenses	20.1	10.4	10.0	-50.0%
Depreciation	25.6	20.4	22.4	-12.6%
CEMAR	189.6	212.8	203.1	7.1%
Electricity Purchased for Resale	114.5	115.0	132.6	15.9%
PMSO	17.2	23.7	20.3	18.0%
Provisions	9.5	12.5	14.2	N/A
Depreciation	10.0	9.9	10.0	0.0%
Light S.A.	151.1	161.1	177.2	17.2%
CUST + Generation Costs	-	-	3.1	N/A
PMSO	-	-	0.6	N/A
Depreciation	-	-	0.8	N/A
Geramar (ex-Geranorte)	-	-	4.5	N/A
PMSO	-	0.3	0.4	N/A
Depreciation	-	-	0.0	N/A
Equatorial Soluções	-	0.3	0.4	N/A
PMSO	2.5	2.2	8.2	229.0%
Depreciation	0.0	0.0	0.0	N/A
Equatorial (holding)	2.5	2.2	8.2	225.6%
Equatorial Consolidado	343.3	376.4	393.4	14.6%

DISTRIBUTION

In the distribution segment, manageable costs and expenses climbed 15.0%, totaling R\$91.0 million. Of this total, R\$68.8 million correspond to PMSO (expenses with personnel, material, outsourced services and others), up by 34.4% when comparing 1Q10 with 1Q09, mainly due to the strong growth in the number of consumers in CEMAR (refer to CEMAR's and Light's specific sections for details).

Total provisions (including provisions for doubtful accounts, losses, contingencies and other provisions) declined by 4.0% in 1Q10, with the provisions for doubtful accounts and losses accounting for 2.6% of gross operating revenues (GOR). During the quarter, the Company was affected by the non-recurring impact from the recognition by Light of the ANEEL notification term relative to the outages in November 2009 amounting to R\$1.2 million.

Non-manageable costs and expenses climbed 13.2% in 1Q10, totaling R\$251.4 million, reflecting the 10.4% growth in CEMAR and the 16.0% increase in Light SESA. It should be highlighted that such costs are fully passed on to tariffs upon their review/adjustment, and any variation in this account causes no economic impact on the Companies.

Distribution Segment - R\$ MM	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Personnel	15.5	14.5	20.7	33.1%
Material	2.5	3.0	2.6	6.8%
Third Party Services	30.2	41.2	40.1	32.7%
Others	3.0	8.3	5.4	80.1%
PMSO	51.2	67.0	68.8	34.4%
% Net Revenues	11.6%	13.3%	14.8%	3.2 p.p.
Provisions	21.0	19.8	20.2	-4.0%
PDA and Losses	18.5	14.9	13.0	-29.4%
% Gross Operating Revenue	2.8%	2.0%	1.9%	-0.9 p.p.
Provision for Contingencies and Other Provisi	2.5	4.9	7.1	181.0%
Other Operating Expenses/Revenues	6.9	1.6	2.0	-70.4%
MANAGEABLE COSTS AND EXPENSES	79.1	88.4	91.0	15.0%
% Net Revenues	17.9%	17.5%	19.6%	1.7 p.p.
Electricity Purchased (including CVA and Charg	215.5	241.1	239.4	11.1%
Other Costs	6.4	8.1	12.0	86.5%
NON-MANAGEABLE COSTS AND EXPENSES	222.0	249.1	251.4	13.2%
% Net Revenues	50.3%	49.3%	54.2%	3.9 p.p.
TOTAL	301.1	337.5	342.4	13.7%

GENERATION

Operating costs and expenses in the generation segment totaled R\$8.9 million in 1Q10, mostly driven by the start-up of Geramar (previously known as Geranorte).

In 1Q10, Light Energia's costs and expenses amounted to R\$4.4 million, up by 2.4% over 1Q09. We highlight the non-recurring expenses in the Other account relating to the provision of R\$1.1 million arising from a legal settlement with the city of Barra do Pirai over the dredging of the Pirai River.

Light Energia (R\$ million)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
CUSD	1.6	0.7	0.5	-72.0%
Personnel	0.5	0.5	0.6	17.5%
Material and Third Party Services	0.4	0.5	0.5	11.8%
Depreciation	0.8	0.8	0.8	-1.6%
Others (includes provisions)	0.9	0.9	2.1	123.9%
TOTAL	4.3	3.4	4.4	2.4%

As from this quarter, we are including the breakdown of costs incurred by Geramar (previously known as Geranorte), whose plants started their commercial operation in January and February 2010. In 1Q10, the total costs incurred by the plants amounted to R\$4.5 million, comprising costs related to transmission system use (CUST), generation costs (purchase of fuel, operation and maintenance of the plant, among others) and, to a lower extent, costs relating to personnel, material, outsourced services and others (PMSO).

Geramar (ex-Geranorte) (R\$ million)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
CUST + Generation Costs	-	-	3.1	N/A
PMSO	-	-	0.6	N/A
Depreciation	-	-	0.8	N/A
TOTAL	-	-	4.5	N/A

TRADING

In 1Q10, costs and expenses totaled R\$4.0 million, almost twice the amount recorded during the same period last year. Such increase derived primarily from the sharp growth in the volume of resold energy and higher expenses incurred with material and outsourced services arising from the construction project of a client's substation and extension.

Light Esco (R\$ million)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Energy Purchase	1.6	1.9	2.5	61.2%
Personnel	0.1	0.1	0.1	40.0%
Material and Third Party Services	0.3	1.1	1.4	352.2%
TOTAL	2.0	3.0	4.0	103.3%

3.1.3 - EBITDA

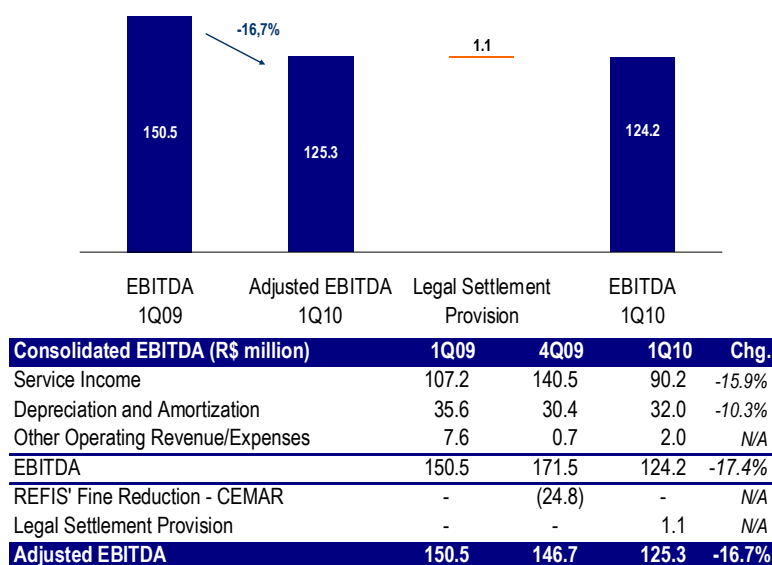
Adjusted consolidated EBITDA fell by 16.7% in 1Q10 over 1Q09, reaching R\$125.3 million. Such adjustment derives from the provision recognized by Light as a result of a legal settlement with the city of Barra do Piraí over the dredging of the Piraí River.

We remind that, as from this quarter, we are consolidating just 13.03% of Light's EBITDA. We are now using this percentage for previous quarters to allow for comparability between periods.

In the quarter, the EBITDA was positively affected by the market consumption growth both in CEMAR and Light. However, some other factors mitigated such growth:

- CEMAR's Tariff Review: The Company's Tariff Review process ended in August 2009 and its effects were not taken into account in the 1Q09 results.
- Low Income Grant: change in the accounting standards relating to the Low Income Grant as from 3Q09 (refer to the 3Q09 Earnings Release). If this change was not considered, 1Q10 EBITDA should have been approximately R\$10.0 million higher.
- Recognition of the extraordinary expense relating to the Company's Stock Option Plan exercising, which amounted to R\$6.2 million in the 1Q10.
- Hike in CEMAR's operating costs, mainly due to the strong growth in the number of consumers, improvement in the quality of the service and a change in the accounting standards relating to personnel costs as defined in the Normative Law 396/2010.

Reconciliation of Adjusted EBITDA Equatorial - Consolidated



3.1.4 - FINANCIAL RESULT

Financial Result (R\$ MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Financial income	15.9	9.2	11.0	-31.0%
Fine charged on energy sale	11.4	14.3	15.2	33.3%
Other financial revenues	12.5	5.2	6.8	-45.6%
Financial Revenue	39.8	28.7	33.0	-17.2%
Interest on loans and financing	(30.2)	(27.4)	(30.2)	0.0%
Monetary and foreign exchange variation	(5.0)	(3.4)	(9.7)	95.3%
Other financial expenses	(3.2)	(73.7)	(12.5)	295.7%
Financial Expenses	(38.3)	(104.6)	(52.4)	36.7%
Net Financial Result	1.5	(75.9)	(19.4)	N/A

In 1Q10, the consolidated financial result was an expense of R\$19.4 million, against a positive result of R\$1.5 million in 1Q09.

The main variations per company were:

- ▶ **CEMAR:** In 1Q10, the net financial result was an expense of R\$6.5 million, against R\$1.9 million in 1Q09. In the net financial result breakdown, the Company posted R\$25.1 million in Financial Revenues (5.6% decrease over 1Q09) and R\$31.6 million in Financial Expenses (10.9% increase over 1Q09).

The higher financial expenses in 1Q10 were mainly driven by the IGP-M variation (which posted deflation in 1Q09), affecting the Monetary Variations account and more than offsetting the lower interest on loans and financing pegged to the interbank deposit rate (CDI).

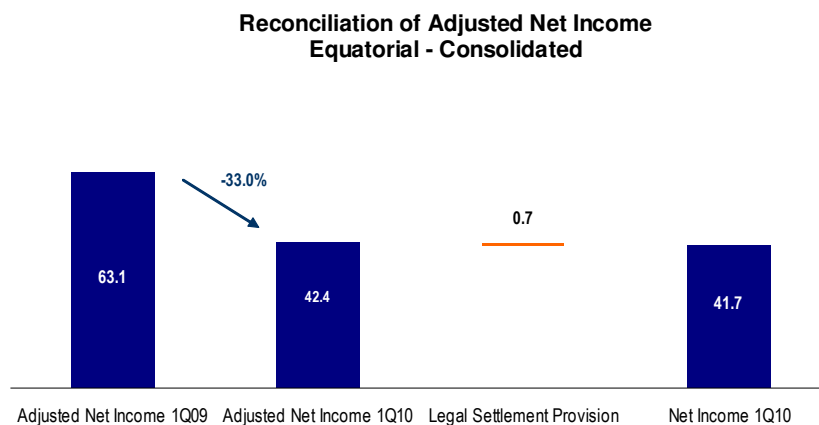
- ▶ **Light:** The 1Q10 financial result was negative in R\$12.8 million, compared with a loss of R\$3.2 million in 1Q09. Such negative result was mainly due to: (i) increased monetary restatement relative to the Braslight deficit of R\$3.0 million, stemming from the difference in the indexing agents between the periods of: -0.56% in 1Q09 and 1.90% in 1Q10; (ii) the payment of R\$1.8 million in IOF financial operations tax in connection with the winding up of the offshore company LIR, which resulted in the settlement of US\$93.2 million; (iii) R\$0.8 million from the monetary restatement of installments pertaining to the REFIS tax repayment program, to which the company adhered in November 2009; and (iv) the R\$0.4 million ANEEL fine for the violation of continuity indicators.
- ▶ **Geramar (previously known as Geranorte):** The company recognized R\$2.3 million as net financial expenses arising from the bridge loans taken out during the construction of the plants. On March 30, the company's cash recorded an incoming flow of R\$42.8 million (considering the 25% percentage for consolidation) stemming from the Amazônia Development Fund, maturing in 2025 and bearing a cost of long-term interest rate (TJLP) + 1.0% p.a., which were used to settle the effective bridge loans, therefore extending the company's debt profile and reducing its cost.

In 2010, the company expects to raise more long-term funds, extending its debt profile and reducing its cost.

- ▶ **Equatorial (holding):** Positive result of R\$2.0 million, basically arising from the utilization of the company's available cash.

3.1.5 – NET INCOME

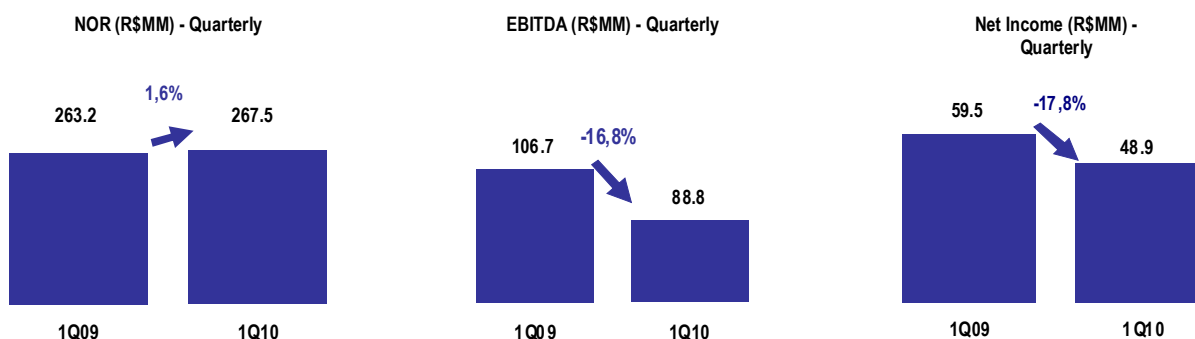
In 1Q10, the Company posted adjusted net income of R\$42.7 million, down by 32.3% compared with the net result booked in 1Q09. As mentioned in the EBITDA section, we highlight that the quarterly result was negatively affected by R\$5.9 million arising from the amortization of the Low Income Subsidy asset. The 1Q10 consolidated net income was also negatively affected by R\$6.2 million stemming from the recognition of costs incurred with the Company's Stock Options Plan.



3.2 FINANCIAL PERFORMANCE - CEMAR

The information in this section reflects 100% of CEMAR's operations.

INCOME STATEMENT - CEMAR	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Gross Operating Revenues (GOR)	366.8	445.8	390.2	6.4%
Net Operating Revenues (NOR)	263.2	320.8	267.5	1.6%
Electric Energy Cost	(108.0)	(134.1)	(119.2)	10.4%
Operating Costs / Expenses	(48.5)	(56.3)	(59.5)	22.9%
EBITDA	106.7	130.4	88.8	-16.8%
Other Operating Revenues/Expenses	(7.6)	(2.1)	(2.0)	-73.4%
Service Income (EBIT)	73.5	107.9	64.4	-12.4%
Financial Results	(1.9)	(72.6)	(6.4)	240.4%
Operating Results	71.6	35.3	58.0	-19.1%
Income Tax / Social Contribution	(10.1)	(59.0)	(6.4)	-36.3%
Profit Sharing	(2.0)	(7.6)	(2.7)	33.5%
Net Income (LL)	59.5	(31.2)	48.9	-17.9%



3.2.1 - OPERATING REVENUES

OPERATING REVENUE - CEMAR	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Energy Sales (MWh)*	816,756	985,396	959,921	17.5%
Number of Clients**	1,572,631	1,687,937	1,730,925	10.1%
KWh per Client	519.4	583.8	554.6	6.8%
Gross Operating Revenue (R\$ MM)	336.6	402.7	383.6	14.0%
Residential	161.4	194.4	187.1	15.9%
Industrial	32.0	36.8	34.1	6.6%
Commercial	78.8	89.7	89.0	12.9%
Other Classes	64.4	81.8	73.4	14.0%
Supply (R\$ MM)	4.9	1.7	1.6	-67.3%
Other Revenues (R\$ MM)	25.3	41.3	5.2	-79.4%
Low Income	26.4	30.6	30.3	14.8%
Accrual (Amortization) of Regulatory Assets	(4.6)	(34.3)	(29.0)	-530.4%
CVA	2.6	(17.1)	(12.3)	-573.1%
Network Usage	0.1	-	-	-100.0%
PLPT - IRT	-	(1.7)	(1.6)	N/A
RTD	(7.3)	(15.5)	(15.1)	-106.8%
Other Operating Revenues	3.5	20.2	3.9	11.4%
Other Non-Recurring Operating Revenues	-	24.8	-	N/A
Deductions from Operating Revenues (R\$ MM)	(103.7)	(125.0)	(122.7)	18.3%
Net Operating Revenue (R\$ MM)	263.2	320.8	267.5	1.6%
Regulatory Assets***	118.7	91.2	59.9	-49.5%

* Does not consider own consumption and supply to CEPISA

** Excludes own consumption facilities

*** Net Balance of Regulatory Assets and Liabilities

In 1Q10, gross revenues posted growth of 14.0%, largely driven by the upturn in energy sales of 17.5% in the quarter and also impacted by the Tariff Review process ended in August 2009, compared with 1Q09. Net operating revenues totaled R\$267.5 million in the quarter, 1.6% over 1Q09.

It is worth highlighting that, in 1Q10, the CVA line, which is a component of Gross Revenues, was negatively affected by R\$10.0 million as a result of the amortization of the Low Income Subsidy regulatory asset, as this asset was recognized in 3Q09 results, as mentioned then, when it was ratified as Financial Component of CEMAR's Periodic Tariff Review.

3.2.2 - COSTS AND EXPENSES

In 1Q10, manageable and non-manageable costs and expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R\$180.7 million, corresponding to 67.6% of net revenues, up by 5.2 p.p. over 1Q09, which stood at 62.4%.

Manageable Operating Costs and Expenses

In 1Q10, the Company's manageable costs and expenses, represented by personnel, material, outsourced services and others (PMSO), excluding the provision for doubtful accounts, contingencies, as well as CVA amortization and other costs, totaled R\$51.6 million, an increase of 5.6 p.p. compared with 1Q09, as a percentage of net revenues.

Personnel expenses totaled R\$14.9 million in 1Q10, increasing 58.8% from the 1Q09 figure. This upturn derives not only from the collective agreement signed in November 2009, when a salary increase of 4.18% was granted, but also from a change in the accounting standards relating to personnel costs arising from the Normative Law 396/2010.

Material expenses totaled R\$2.0 million in 1Q10, same level of 1Q09. The main costs included in this account are: i) purchase of material for maintenance and operations, of R\$1.2 million; and ii) purchase of fuel and lubricants to vehicles intended for support, repair and maintenance of the distribution network, totaling R\$0.6 million.

Outsourced services expenses moved up by 31.3% in 1Q10 against 1Q09, totaling R\$30.6 million in the quarter, driven by the significant increase in the number of clients (10.1%) and quality improvement. The main services leading to such increase were: i) R\$1.4 million increase in stand-by services, with technician and electrician teams; ii) outsourced customer services, up by R\$0.8 million in view of the opening of new agencies in the Company's concession area; and iii) call center, telecom and data transmission services, up by R\$1.0 million.

In 1Q10, the provision for doubtful accounts (PDA) and losses came to R\$5.8 million, or 1.5% of gross operating revenues (GOR), 1.4 p.p. lower than the 1Q09 result, reflecting the improvement by the Company in its collection services.

CEMAR reached the level of 1,315 clients for each employee in 1Q10, up by 8.9% over 1Q09. The PMSO/client ratio moved up by 30.1%, representing a cost of R\$29.8 per client.

Distribution Segment - R\$ MM	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Personnel	9.4	9.0	14.9	58.5%
Material	2.0	2.4	2.0	0.0%
Third Party Services	23.3	30.8	30.6	31.3%
Others	1.4	5.8	4.1	192.9%
PMSO	36.1	48.0	51.6	42.9%
% Net Revenues	13.7%	15.0%	19.3%	5.6 p.p.
Provisions	12.5	8.3	8.0	-36.0%
PDA and Losses	10.7	6.9	5.8	-45.8%
% Gross Operating Revenue	2.9%	1.5%	1.5%	-1.4 p.p.
Provision for Contingencies and Other Provisions	1.8	1.4	2.2	22.2%
Other Operating Expenses/Revenues	7.6	2.1	2.0	-73.7%
MANAGEABLE COSTS AND EXPENSES	56.2	58.4	61.6	9.6%
% Net Revenues	21.4%	18.2%	23.0%	1.6 p.p.
Electricity Purchased	88.7	105.2	97.7	10.1%
Transmission and Distribution Network Usage Charges	19.0	28.1	20.7	8.9%
CVA Amortization	-0.3	0.0	0.0	-100.0%
Other Costs	0.6	0.7	0.7	16.7%
NON-MANAGEABLE COSTS AND EXPENSES	108.0	134.0	119.1	10.3%
% Net Revenues	41.0%	41.8%	44.5%	3.5 p.p.
TOTAL	164.2	192.4	180.7	10.0%
TOTAL (% Net Revenues.)	62.4%	60.0%	67.6%	5.2 p.p.

Non-manageable Operating Costs and Expenses

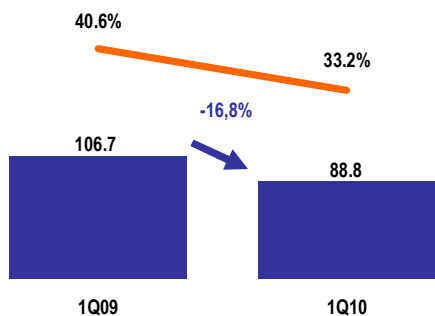
The Company's non-manageable operating costs and expenses totaled R\$119.1 million in 1Q10, up by 10.3% over the R\$108.0 million recorded in 1Q09. The quarter's upturn derives chiefly from the higher volume of purchased energy to meet the growth in captive market consumption. It is worth noting that such costs relate to Parcel A of the energy tariff. Therefore, their increase arising from price change is passed on to the Company by means of the annual tariff adjustment index (IRT), not representing a financial loss to the Company.

3.2.3 - EBITDA

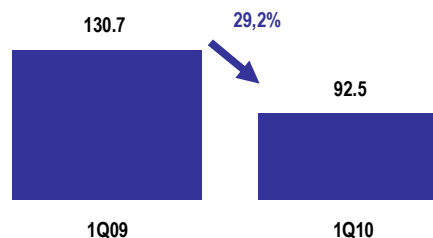
In 1Q10, EBITDA totaled R\$88.8 million, down by 16.8% compared with 1Q09 EBITDA of R\$106.7 million. This result is negatively affected by the R\$10.0 million amortization of the Low Income Subsidy. As mentioned in the 3Q09 earnings release, every August we will recognize revenues arising from the realization of the Low Income regulatory asset, while in the remaining quarters we will recognize an expense because of the amortization of this asset.

EBITDA (R\$ MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Service Income	73.5	107.9	64.4	-12.4%
Depreciation and Amortization	25.6	20.4	22.4	-12.5%
Other Operating Revenues/Expenses	7.6	2.1	2.0	-73.7%
EBITDA	106.7	130.4	88.8	-16.8%
RTD Adjustment	-	-	-	N/A
Regulatory Losses Adjustment	-	-	-	N/A
REFIS' Fine Reduction	-	(24.8)	-	N/A
Adjusted EBITDA	106.7	105.6	88.8	-16.8%

EBITDA (R\$MM) and EBITDA Margin: Quarterly



EBITDA (R\$) per MWh: Quarterly



3.2.4 - FINANCIAL RESULT

In 1Q10, the net financial result was an expense of R\$6.5 million, against R\$1.9 million in 1Q09. In the net financial result breakdown, the Company posted R\$25.1 million in Financial Revenues (5.6% decrease over 1Q09) and R\$31.6 million in Financial Expenses (10.9% increase over 1Q09).

The higher financial expenses in 1Q10 were mainly driven by the IGP-M variation (which posted deflation in 1Q09), affecting the Monetary Variations account and more than offsetting the lower interest on loans and financing pegged to the interbank deposit rate (CDI).

Currently, the Company does not have any transactions involving financial derivatives instruments.

Financial Result (R\$ MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Var.
Financial income	6.5	5.3	6.7	3.1%
Fine charged on energy sale	9.2	12.3	12.6	37.0%
RTD and CVA Adjustments	2.8	0.6	0.4	-85.7%
Other financial revenues	8.1	(1.0)	5.4	-33.3%
Financial Revenue	26.6	17.2	25.1	-5.6%
Interest on loans and financing	(23.4)	(21.7)	(20.5)	12.4%
Monetary and foreign exchange variation	(3.1)	(2.1)	(6.9)	-122.6%
Other financial expenses	(2.0)	(66.0)	(4.2)	-110.0%
Financial Expenses	(28.5)	(89.8)	(31.6)	-10.9%
Net Financial Result	(1.9)	(72.6)	(6.5)	-242.1%

3.2.5 - INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION

In CEMAR, income tax and social contribution payable is positively impacted by the following items: i) 75% income tax reduction benefit on installed capacity expansion granted by SUDENE (Northeast Region Development Authority) in December 2005 and expanded in 2007 to include the upgrade of all installed capacity, effective through 2016; ii) tax benefit related to accelerated depreciation, granted by SUDENE, whereby investments in the expansion and modernization of the distribution network can be entirely booked as a tax-deductible expense between 2006 and 2013; and iii) offsetting of tax loss carryforwards. It is worth mentioning that the first and second items refer only to Income Tax, while the third item refers both to Income Tax and Social Contribution.

Breakdown of Income Tax and Social Contribution Effective Rates

Income Tax / Social Contribution (R\$MM)	1Q09	4Q09	1Q10
EBT	71.6	35.3	58.0
(+) REFIS Impact	-	34.0	-
Recurring EBIT (1)	71.6	69.3	58.0
Income Tax / Social Contribution Expenses	(10.2)	(20.8)	(6.4)
(-) Deferred Tax Assets	5.4	14.6	(0.3)
= Tax Payable	(4.7)	(6.2)	(6.7)
(+) Fiscal Credits		4.6	1.6
= Tax - Cash Basis (2)	(4.7)	(1.6)	(5.1)
Effective Tax Rate = (2) / (1)	6.6%	2.3%	8.8%

In 1Q10, expenses related to income tax and social contribution totaled R\$6.4 million. If we consider the utilization of deferred tax assets and tax credits, CEMAR paid R\$5.1 million in taxes, which corresponds to an effective rate of 8.8%.

3.2.6 - NET INCOME

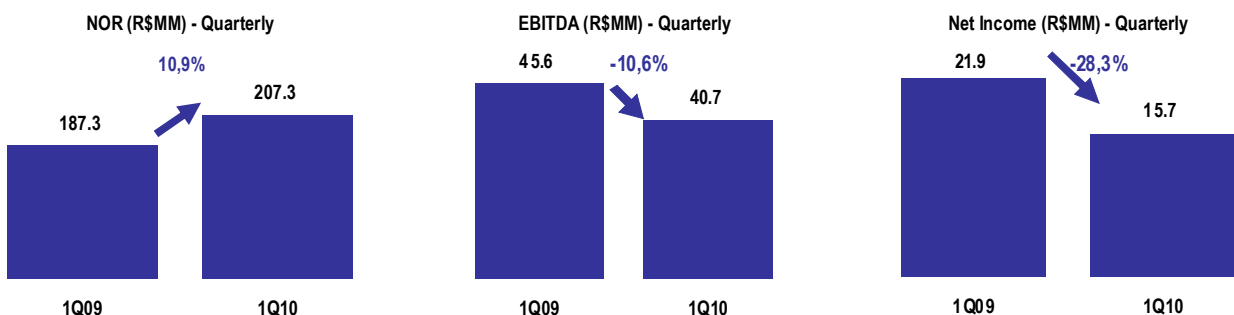
In 1Q10, CEMAR posted net income of R\$48.9 million, 17.0% less than the amount booked in 1Q09. As mentioned in the EBITDA and Operating Revenues sections, the company's income was also affected by the amortization of the Low Income Subsidy asset.

In 1Q10, net income per share was R\$0.30

3.3 FINANCIAL PERFORMANCE - LIGHT

The information in this section reflects 13.03% of consolidated Light's operations.

INCOME STATEMENT - CONSOLIDATED (R\$MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Gross Operating Revenues (GOR)	303.0	301.5	324.3	7.0%
Net Operating Revenues (NOR)	187.3	195.8	207.7	10.9%
Electric Energy Cost	(113.6)	(114.4)	(132.3)	16.4%
Operating Costs / Expenses	(28.1)	(37.0)	(34.8)	23.6%
EBITDA	45.6	44.4	40.7	-10.6%
Other Operating Revenues/Expenses	0.7	0.5	(0.0)	N/A
Service Income (EBIT)	36.3	35.0	30.7	-15.4%
Financial Result	(3.2)	2.3	(12.7)	294.4%
Operating Income	33.1	37.3	18.0	-45.6%
Income Tax / Social Contribution	(10.2)	(4.5)	(2.0)	-80.8%
Profit Sharing	(0.9)	(0.5)	(0.3)	-66.7%
Lucro Líquido (LL)	21.9	32.3	15.7	-28.3%



3.3.1 - OPERATING REVENUES

In 1Q10, net operating revenues (NOR) totaled R\$207.7 million, 10.9% higher than in 1Q09, mainly impacted by the gross revenues arising from the performance of the trading and distribution segments, which grew 6.3% and 63.4%, respectively.

Net revenues from distribution in 1Q10 rose basically as a result of the growth in energy consumption in the free and capital markets, of 18.1% and 8.6%, respectively. It is worth noting that 1Q09 net revenues included Parcel A (RTE) billing, of R\$7.8 million.

The 4.4% increase in NOR from generation derives from the adjustment of energy sales contracts in the ACR market and the rise in spot market sales during the quarter.

In the trading segment, the 63.4% NOR increase derives from the growth in electricity sales revenues in the trading activity.

OPERATING REVENUE - Light - Consolidated (R\$ MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Gross Operating Revenue	273.8	265.4	286.4	4.6%
Residential	93.6	88.2	104.6	11.7%
Industrial	13.3	13.3	11.8	-11.7%
Commercial	64.5	62.2	65.5	1.6%
Others	102.4	101.8	104.5	2.1%
Network Usage	15.8	23.1	22.5	42.8%
Other Revenues	2.6	(0.6)	1.6	-38.8%
Gross Operating Revenue - Distribution	292.2	288.0	310.5	6.3%
Generation	10.7	11.2	11.2	4.4%
Trading	2.9	5.2	4.8	63.4%
LightCom	-	-	1.7	N/A
Eliminations	(2.8)	(2.8)	(4.0)	39.8%
Gross Operating Revenue - Consolidated	303.0	301.5	324.3	7.0%
ICMS	(74.0)	(71.6)	(79.6)	7.7%
PIS/Cofins	(16.7)	(16.6)	(18.6)	11.0%
Consumer Charges	(25.0)	(17.6)	(18.3)	-26.8%
Net Operating Revenue - Consolidated	187.3	195.8	207.7	10.9%

3.3.2 – COSTS AND EXPENSES

In 1Q10, operating costs and expenses grew by 16.3% over the same quarter 2009, driven mainly by costs incurred by the distribution segment, which increased by 18.0%.

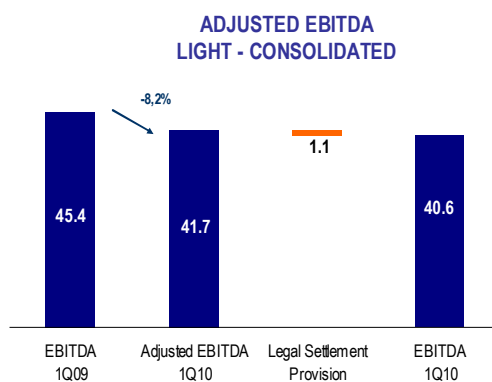
Light SESA - R\$ MM	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Personnel	6.2	5.5	5.8	-5.9%
Material	0.5	0.6	0.7	28.2%
Third Party Services	6.9	10.4	9.5	36.4%
Others	1.6	2.6	1.4	-14.6%
PMSO	15.2	19.0	17.3	13.6%
% Net Revenues	8.5%	10.3%	8.8%	0.3 p.p.
Provisions	8.5	11.6	12.2	42.4%
PDA and Losses	7.8	8.1	7.2	-8.0%
% Gross Operating Revenue	2.7%	2.8%	2.3%	-0.4 p.p.
Provision for Contingencies and Other Prov	0.7	3.5	5.0	603.7%
Other Operating Expenses/Revenues	(0.7)	(0.6)	0.0	-103.8%
MANAGEABLE COSTS AND EXPENSES	23.1	30.0	29.5	27.8%
% Net Revenues	12.9%	16.3%	15.0%	2.1 p.p.
Electricity Purchased (including CVA and Cha	107.9	107.7	120.9	12.1%
Other Costs	6.1	7.3	11.3	84.4%
NON-MANAGEABLE COSTS AND EXPENSES	114.0	115.1	132.2	16.0%
% Net Revenues	63.9%	62.4%	67.4%	3.5 p.p.
TOTAL	137.0	145.0	161.7	18.0%

In Light SESA (distribution segment), manageable operating costs and expenses, including personnel, material, outsourced services, provisions, depreciation and others, totaled R\$29.5 million, representing an increase of 27.8% between periods. Costs and expenses for personnel, material, outsourced services and others (PMSO) climbed by 13.6%, primarily due to the rise in the outsourced services line. This was in turn largely due to electricity supply interruptions during the quarter, which led to increased customer service costs, such as: call center, emergency services, and maintenance and repair of the electricity network.

For details about Light Energia's and Light ESCO's costs and expenses, refer to Financial Performance – Consolidated

3.3.3 - EBITDA

Light's consolidated EBITDA totaled R\$40.6 million in 1Q10. Excluding the non-recurring impact from the recognition of the R\$1.1 million provision arising from the legal settlement with the city of Barra do Pirai over dredging of the Pirai River, Light's EBITDA would go down to 8.2%, mainly reflecting the higher costs mentioned in the previous section relating to the increased need to serve customers in the period.



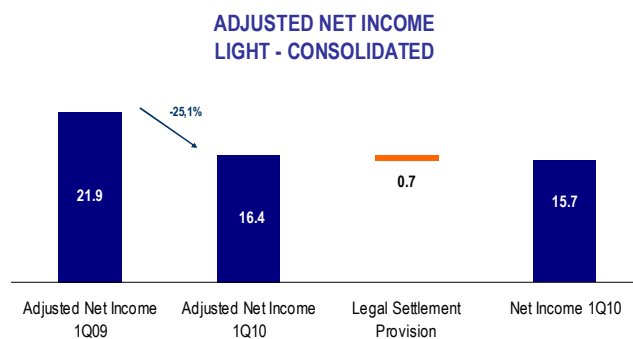
3.3.4 - FINANCIAL RESULT

Financial Result (R\$ MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
Financial income	2.3	2.1	2.1	-5.7%
Fine charged on energy sale	2.2	1.9	2.6	17.8%
Other financial revenues	1.6	5.6	1.1	-32.5%
Financial Revenue	6.0	9.7	5.8	-4.1%
Interest on loans and financing	(6.8)	(5.7)	(7.4)	9.4%
Monetary and foreign exchange variation	(1.8)	(1.4)	(2.8)	56.1%
Other financial expenses	(0.7)	(0.3)	(8.3)	1126.9%
Financial Expenses	(9.3)	(7.4)	(18.5)	100.4%
Net Financial Result	(3.2)	2.3	(12.8)	296.4%

The 1Q10 financial result was negative, registering a loss of R\$12.8 million, compared with a loss of R\$3.2 million in 1Q09. Such negative result was mainly due to: (i) increased monetary restatement relative to the Braslight deficit of R\$3.0 million, stemming from the difference in the indexing agents between the periods of: -0.56% in 1Q09 and 1.90% in 1Q10; (ii) the payment of R\$1.8 million in IOF financial operations tax in connection with the winding up of the offshore company LIR, which resulted in the settlement of US\$93.2 million; (iii) R\$0.8 million from the monetary restatement of installments pertaining to the REFIS tax repayment program, to which the company adhered in November 2009; and (iv) the R\$0.4 million ANEEL fine for the violation of continuity indicators

3.3.5 – NET INCOME

Light posted net income of R\$15.7 million in 1Q10 which, adjusting for the effects of the provision for the legal settlement with the city of Barra do Pirai, is down by 25.1% over 1Q09.



4. DEBT

Equatorial closed the first quarter with consolidated gross debt, including charges, of R\$1,655.4 million. We note that, as from this quarter, on a *pro forma* basis, we started to consolidate just 13.03% of Light's figures, against 25.0% consolidated previously.

In March 2010, only 1.4% of Equatorial's gross debt, corresponding to R\$23.2 million, was denominated in foreign currency (mostly U.S. dollars), R\$9.4 million of which from CEMAR and R\$13.8 million from Light (considering the 13.03% consolidated by Equatorial).

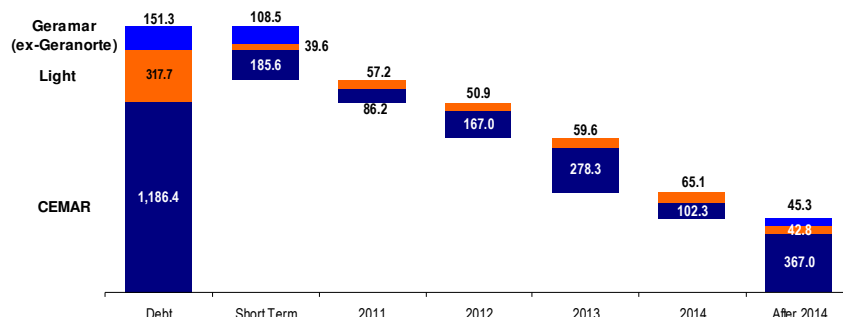
Thanks to its low degree of exchange exposure, CEMAR does not possess any hedge protection against the devaluation of the Real against foreign currencies.

Light's exchange exposure in March 2010 represented 4.3% of its total debt, and the company hedges its future cash flows for the next 24 months through swap agreements with first-tier financial institutions. Considering swap operations currently in effect, foreign currency debt represents 2.5% of this total.

Gross Debt (100% CEMAR + 13.03% Light + 25% Geramar)⁴

	Index	Average Cost (p.a.)	Average Final Date (month/year)	Average Period (years)	Part. (%)	Expiration	CEMAR	Light	Geranorte	Consolidated	% of Total
FOREIGN CURRENCY	CEMAR	4.6%		11.4	0.6%	Short Term	185.6	39.6	108.5	333.8	20.2%
	Libor	1.7%	mar-21	11.2	0.2%	Long Term	1,000.8	278.1	42.8	1,321.7	79.8%
	Fixed (US\$)	6.6%	jun-21	11.5	0.3%	2011	86.2	57.2	-	143.4	8.7%
	Light	5.0%		9.2	0.8%	2012	167.0	50.9	-	217.9	13.2%
	Libor	1.2%	fev-19	8.8	0.7%	2013	278.3	59.6	-	337.9	20.4%
	US Treasury	0.3%	abr-24	14.0	-0.5%	2014	102.3	65.1	-	167.4	10.1%
	Fixed (US\$)	5.9%	mar-24	13.9	0.6%	After 2014	367.0	45.3	42.8	455.1	27.5%
	UmBNDES(***)	14.7%	mar-10	0.0	0.0%	Gross Debt	1,186.4	317.7	151.3	1,655.4	100.0%
	TOTAL	4.8%		10.1	1.4%						
DOMESTIC CURRENCY	CEMAR	8.4%		6.9	71.1%	Cash	382.0	119.3	44.7	546.0	
	IGP-M	5.9%	dez-23	14.0	8.9%	Cash - Holdings				93.2	
	TJLP	9.8%	abr-13	3.0	5.1%	Cash - Equatorial Soluções				4.0	
	Fixed (R\$)	8.6%	jan-19	9.0	15.6%	Net Reg. Assets	59.9	-2.1		57.8	
	RGR	6.5%	ago-17	7.5	12.5%	Net Debt	744.5	200.6	106.6	954.6	
	FINEL(**)	10.1%	dez-15	5.9	2.9%						
	CDI	9.5%	fev-14	4.0	25.4%						
	SELIC	9.0%	jul-10	0.4	0.7%						
	Light	11.4%		4.5	18.4%						
	Fixed (R\$)	5.0%	dez-17	7.0	0.0%						
	TJLP	9.6%	nov-15	5.0	4.2%						
	CDI	12.0%	set-14	4.4	14.2%						
	Geramar (ex-Geranorte)	11.3%		4.7	9.1%						
	CDI	13.0%	abr-10	0.3	71.7%						
	TJLP	7.0%	dez-25	16.0	28.3%						
	TOTAL	9.2%		6.3	98.6%						
TOTAL		9.1%		6.3	100.0%						

Schedule of Gross Debt Maturities (R\$ million)

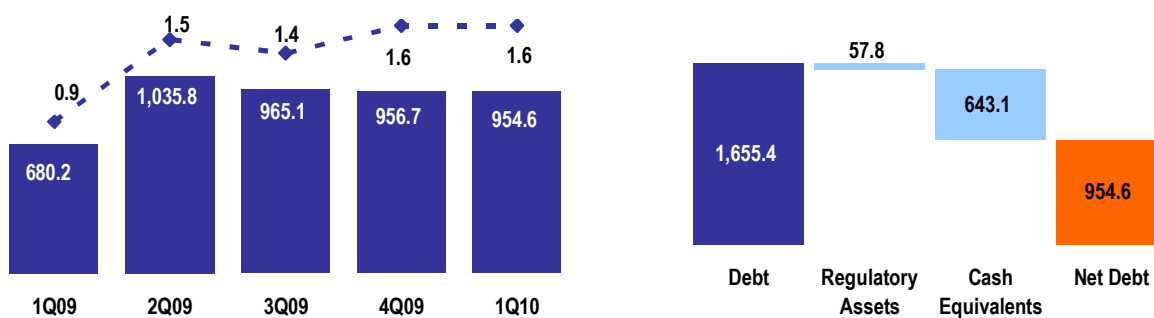


Net debt, including cash and cash equivalents and net regulatory assets, totaled R\$954.6 million in 1Q10, almost stable over 4Q09, maintaining a net debt/EBITDA (last 12 months) ratio of 1.6x.

Net Debt (R\$MM)(*) and Net Debt/EBITDA (last 12 months)
Consolidated (100% CEMAR + 13.03% Light + 25% Geramar)

Reconciliation of Net Debt (R\$MM)
Consolidated (100% CEMAR + 13.03% Light + 25% Geramar)

⁴ For details, see Annex 4 – Indebtedness.



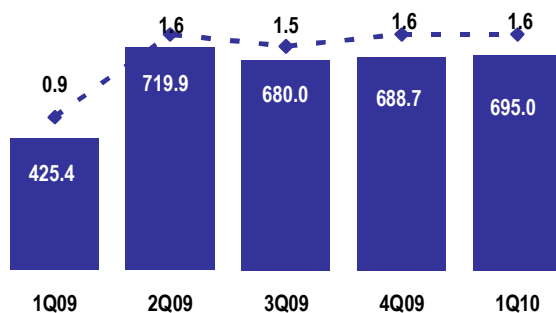
(*) Excluding the debt with Braslight

Bellow, we present a table that shows the net debt of Equatorial in 1Q10 with and without RME, in order to demonstrate how the values would be if the spin off of the Company, which resulted in the creation of Redentor, had happened before the closing of the first quarter.

	Equatorial (without RME)	RME	Consolidated
Debt	1,337.7	317.7	1,655.4
Cash	426.7	119.3	546.0
Cash - Holdings	92.8	0.4	93.2
Cash - Equatorial Soluções	4.0	-	4.0
Net Reg. Assets	59.9	(2.1)	57.8
Net Debt	754.4	200.2	954.6

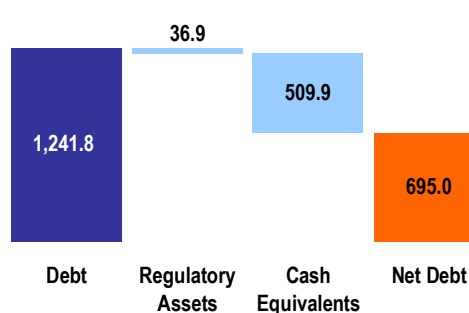
Total consolidated net debt, adjusted for Equatorial's interests in CEMAR (65.12%), Light (13.03%) and Geramar (previously known as Geranorte) (25%), came to R\$695.0 million in March 2010, 1.6 times consolidated 12-month EBITDA.

Net Debt (R\$MM) and Net Debt/EBITDA (last 12 months)
Adjusted Consolidated (65.12% CEMAR + 13.03% Light + 25% Geramar)



(*) Excluding the debt with Braslight

Reconciliation of Net Debt (R\$MM)
Adjusted Consolidated (65.12% CEMAR + 13.03% Light + 25% Geramar)



5. INVESTMENTS

The information related to the Investments made in the period reflects 100% of CEMAR's figures, 13.03% of Light's and 25% of Geramar's (previously known as Geranorte). The information herein presented is *pro forma*, still considering Light's figures, which started to be recognized, as from 1Q10, in the financial statements solely under the Equity Method.

CAPEX (R\$MM)	1Q09	4Q09	1Q10	Chg.
CEMAR				
Own (*)	43.3	63.6	36.7	-15.1%
PLPT	35.8	69.2	33.1	-7.7%
Total	79.1	132.8	69.8	-11.7%
Light				
Distribution	9.4	19.6	12.6	34.7%
Generation	0.6	4.0	2.1	267.4%
Energy Trading	0.1	0.2	0.0	0.0%
Administration	0.3	3.7	0.3	0.0%
Total	10.4	27.5	15.0	44.3%
Geramar				
Generation	7.9	13.5	6.3	-20.1%
TOTAL EQUATORIAL	97.3	173.8	91.1	-6.4%

(*) Including the indirect PLPT investments

5.1 - CEMAR

CEMAR's investments, excluding direct investments related to the PLPT, totaled R\$36.7 million in 1Q10, representing a 15.1% decrease over 1Q09. Of this total, R\$13.2 million were allocated to the distribution network expansion in the state of Maranhão, R\$18.1 million to maintenance of existing network and the remaining R\$5.3 million are subdivided into equipment, systems and others.

Investments in PLPT (Light for All Program)

At the close of 1Q10, 235,116 clients were connected to CEMAR's distribution network through the PLPT, directly benefiting over 1.2 million inhabitants in the state of Maranhão. The PLPT is already present in 211 (97%) of Maranhão's 217 municipalities, contributing to the development of areas isolated from the urban centers and generating wealth in these localities. In 1Q10, direct investments in the program, which include expenses with material, freight and outsourced services, totaled R\$33.1 million, 7.7% down over 1Q09.

5.2 - LIGHT

In 1Q10, Light's investments came to R\$15.0 million, 44.3% more than in 1Q09. In the distribution segment, the major investment projects were allocated to the development of distribution networks in a total of R\$12.6 million. These investments comprise new connections, capacity increases, repairs and quality improvement (structural optimization and preventive maintenance).

Generation investments totaled R\$2.1 million, mainly in the maintenance of the existing generation complex.

Generation Projects

The first quarter of 2010 was marked by the following events related to projects for expanding Light's generating capacity:

- ▶ Construction of PCH Paracambi, which began in November 2009, is well under way, with the signing of a BNDES financing contract expected early in the second half of the year.
- ▶ Construction of New Feeder 1, part of the PCH Lajes water channeling system, is under way and scheduled for completion in August 2010.
- ▶ The Basic Engineering Project and Environmental Studies (EIA/RIMA) of the Itaocara Hydroelectric Project were completed in February 2010, permitting their subsequent analysis and approval by ANEEL and the application for environmental licenses, conditions that must be met before construction can begin;
- ▶ The Company completed the acquisition of two wind energy plants with a total installed capacity of 31 MW located in Aracati/CE. These projects are currently in the development stage, the goal being to have them ready in time for participation in the 2010 Reserve Energy Auction, which should be held before the end of the first half of 2010.

In addition to these projects, the Company is considering participating in other generation undertakings, which together ensure the increase of installed generation capacity.

6. CAPITAL MARKETS

Equatorial Energia's shares closed 1Q10 at R\$15.64, 13.6% down over the closing of 4Q09 (R\$18.10).

Daily traded volume averaged R\$4.9 million in the 60 trading sessions ended March 31, 2010. The Company's shares are listed in the Bovespa's *Novo Mercado* trading segment and in the IEE, ITAG and IGC indices.

7. EQUATORIAL'S PARTIAL SPLIT-OFF

As disclosed in a Material Fact dated December 30, 2009, Equatorial's controlling shareholder, FIP PCP and CEMIG signed a Share Purchase and Sale Agreement and Other Covenants, with Equatorial in the capacity of intervening consenting party, aiming at the sale of the indirect stake held by FIP PCP in Light.

The Agreement provided that FIP PCP would approve Equatorial's partial split-off, segregating its stake in RME from the other assets held by the Company, including its stakes in Cemar, Equatorial Soluções and Geramar (previously known as Geranorte). Said transaction was approved in the Annual and Extraordinary General Meeting held on April 29, 2010 and was carried out by means of the transfer of the stake held by the Company in RME to a new company called Redentor Energia S.A.

Redentor's capital consists solely of common shares. Each shareholder of Equatorial received one share in Redentor for each share held in the Company. There will be no changes or elimination of rights for the shares issued by Redentor in relation to the shares issued by Equatorial, as the shares issued by Redentor allotted to the shareholders of Equatorial as a result of the Partial Spin-off will be entitled to the same rights and advantages granted to the shares issued by the Company.

The common shares issued by the Company trading in the market will be traded "*cum rights*" to the Partial Spin-off, until the conclusion of the process of listing and admission of trading of Redentor shares at the *Novo Mercado* segment. Through this date, the shares issued by Equatorial shall only be traded in a stock exchange together with the corresponding shares issued by Redentor, under ticker EQTL3, the isolated trading in a stock exchange being prohibited for shares issued by Redentor or Equatorial.

As from the admission of Redentor shares to trading in the *Novo Mercado* segment of BM&FBovespa, the shares issued by Equatorial and the shares issued by Redentor will start to be traded independently. This event will be disclosed to the market on a timely manner.

The agreement also establishes the listing of Redentor shares on the *Novo Mercado* segment, then FIP PCP will sell its entire direct and/or indirect interest in Redentor to a company in which CEMIG holds an interest of not less than 20% percent.

Acquisition Price

The price to be paid for Redentor shares will correspond to R\$785 million for its total indirect stake in Light. The price will be adjusted by CDI as from December 1, 2009 until the conclusion of the purchase and sale, and can also be adjusted to proportionally reflect any dividends paid or declared by Light during the same period, as applicable. Considering March 31, 2010 figures, the price adjusted by CDI stands in approximately R\$806 million (or almost R\$30.3 per Light's share).

Public Offering by Transfer of Control

In the event of materialization of the transaction, with the effective transfer of Redentor's control, the acquiring party or Redentor, pursuant to the schedules established in law, will arrange for registration with the CVM a public offering for acquisition of shares by transfer of Redentor's control.

- Further information on the ongoing transaction can be obtained by accessing the Material Facts announced by the Company on December 30, 2009, and April 14 and 29, 2010.

8. RECENT EVENTS

Changes in CEMAR's and Equatorial's Top Management

In April, Mr. Carlos Piani formalized his resignation to the position of Equatorial's and CEMAR's Chief Executive Officer, and he was elected Chairman of the Board of both companies. In CEMAR, Mr. Augusto Miranda assumed the Chief Executive Officer position, previously Vice-President of Operations. In Equatorial, Mr. Firmino Sampaio assumed the Chief Executive Officer position, previously Chairman of the Board.

Equatorial's Spin-off

On April 29, the Company's General Meeting approved the proposal for Equatorial's partial spin-off, resulting in the creation of Redentor Energia, a holding with an indirect interest of 13.03% in Light S.A., through RME. For further details, refer to section 7 – Equatorial's Partial Spin-off.

Redentor Energia is under constitution e will be further listed in the BM&FBovespa's Novo Mercado segment. We expect the listing process to take up to 90 days until it is concluded.

9. NEW PROJECTS

Equatorial continues to seek investment opportunities in the distribution and generation segments, in line with its corporate strategy of playing a leading role in the consolidation of electricity distributors in Brazil and Latin America and in supplying the country's future generation needs.

10. SERVICES PROVIDED BY INDEPENDENT AUDITORS

The Company has not hired KPMG Auditores Independentes, its external auditors, for any other services beyond the independent audit. The Company's hiring policy is designed to ensure the independence of the auditors in line with the prevailing regulations. Essentially, these determine that the auditors may not audit their own work, nor exercise any managerial function for their clients or promote their clients' interests.

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) non-financial information relating to Light and CEMAR (*Programa Luz para Todos [PLPT]* - Light for All Program); ii) *pro forma* financial information and its comparison with the results presented in the period; and iii) Management's expectations regarding the future performance of the Companies.

11. DISCLOSURE CALENDAR

CONFERENCE CALL IN ENGLISH

Tuesday, May 18, 2010
12:00 pm (Brasília time)
11:00 am (New York time)
Telephone: +1 (412) 858-4600
Replay: +1 (412) 317-0088
Code: Equatorial

CONFERENCE CALL IN PORTUGUESE

Tuesday, May 18, 2010
2:00 pm (Brasília time)
1:00 pm (New York time)
Telephone: +0 XX (11) 2188-0155
Replay: +0 XX (11) 2188-0188
Code: Equatorial

- ▶ Participants should connect approximately 10 minutes before the start of the call.
- ▶ **SLIDES AND WEBCAST:** The presentation slides will be available for viewing and download on the Investor Relations section of our website <http://www.equatorialenergia.com.br/ri> as of the date of the calls. The calls will be transmitted live on the internet on the same site, remaining available after the events.
- ▶ **REPLAY:** The call replays will be available from May 18 to 25, 2010. To access, please dial the above-mentioned numbers or visit our website.

CONTACTS

- ▶ **Eduardo Haiama**
CFO and IRO
- ▶ **Thomas Newlands**
Investor Relations Analyst
- ▶ **Telephones:** + 0 XX (21) 3206-6635
- ▶ **E-mail:** ri@equatorialenergia.com.br
- ▶ **Website:** www.equatorialenergia.com.br/ri

ADDITIONAL INFORMATION ON LIGHT AND CEMAR

Further information on Light and CEMAR, including a more detailed breakdown of financial and operating results, can be found in these companies' individual Earnings Releases at the following addresses:

- ▶ **Light:** www.light.com.br/ri
- ▶ **CEMAR:** www.cemar-ma.com.br/ri

DISCLAIMER

Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties and are based on the expectations of our management and on the information currently available to the Company. Forward-looking statements include information on our current intentions, beliefs or expectations, as well as those of the Board of Directors and the Executive Board.

The reservations concerning forward-looking statements include information related to presumed or possible operating results, as well as declarations preceded, followed by or including such expressions as "believe", "can", "will", "continue", "expect", "forecast", "intend", "estimate" or similar.

Since they refer to future events and are therefore dependent on circumstances which may or may not occur, such statements are not a guarantee of performance. Future results and the creation of shareholder value may differ substantially from those expressed or suggested by said forward-looking statements, since many of the factors determining these results are outside the Company's control.

Accounting criteria adopted:

The information contained herein is presented in consolidated figures, pursuant to Brazilian Corporate Law, based on revised financial information. The consolidated financial information represents 100% of CEMAR's results, excluding 34.86% related to minority interests, 13.03% of Light's results and 25% of Geramar's (previously known as Geranorte) results.

The consolidated operating information represents 100% of CEMAR's, 13.03% of Light's and 25% of Geramar's (previously known as Geranorte) results.

To assure comparability between periods, the financial information for 1Q09 is presented on a *pro forma* basis, considering the same interest held by Equatorial in RME and by RME in Light at the close of 1Q10.

Equatorial's *pro forma* results for 1Q09 are based on Light's *pro forma* results for the same period, which were adjusted to reflect the changes introduced by Law 11638/07, pursuant to CVM Resolution 565/08, together with profit sharing, which is no longer recorded as personnel costs/expenses and is now recognized after the Income Tax line.

Annex 1 – Consolidated Income Statement (R\$ MM)

- In order to facilitate quarterly and annual comparisons, the 1Q09 figures are *pro forma*, assuming that Equatorial held the same interest in RME and that RME held the same interest in Light as they do currently.
- Equatorial's *pro forma* results for 1Q09 are based on Light's *pro forma* results for the same period, which were adjusted to reflect the changes introduced by Law 11638/07, pursuant to CVM Resolution 565/08, together with profit sharing, which is no longer recorded as personnel costs/expenses and is now recognized after the Income Tax line.

INCOME STATEMENT (R\$ MM)	1Q09	4Q09	1Q10
GROSS OPERATING REVENUES	669.9	747.6	723.6
Electricity Sales to Final Consumer	632.2	664.5	679.5
Electricity Supply	15.9	13.6	14.2
Other Revenues	21.8	69.4	30.0
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUES	(219.4)	(230.8)	(240.1)
NET OPERATING REVENUES	450.5	516.8	483.5
ELECTRICITY COSTS	(221.6)	(248.5)	(254.6)
Electricity Purchased for Resale	(202.3)	(219.7)	(232.8)
Transmission and Distribution Network Usage Charges	(18.9)	(28.1)	(21.1)
Other non-manageable expenses	(0.3)	(0.7)	(0.7)
OPERATING COSTS/EXPENSES	(78.4)	(96.7)	(104.7)
Personnel	(18.0)	(26.7)	(26.2)
Material	(2.6)	(4.0)	(3.0)
Services	(32.2)	(48.7)	(36.3)
Provisions	(21.0)	(18.7)	(19.3)
Others	(4.6)	1.3	(20.0)
EBITDA	150.5	171.5	124.2
Other Operating Revenue/Expenses	(7.6)	(0.7)	(2.0)
Depreciation and Amortization	(35.6)	(30.4)	(32.0)
SERVICE INCOME	107.2	140.5	90.2
EQUITY INCOME	0.3	(2.4)	0.3
Goodwill Amortization	0.3	(2.4)	0.3
FINANCIAL INCOME	1.5	(76.0)	(19.4)
Financial Revenue	39.8	28.7	33.0
Financial Expenses	(38.3)	(104.6)	(52.4)
RESULT BEFORE INCOME TAX	109.0	62.1	71.1
Social Contribution	(6.0)	(10.6)	(13.3)
Income Tax	(17.5)	(37.3)	(10.9)
Deferred Taxes	(11.3)	(20.9)	4.8
SUDENE Incentive	13.7	6.9	10.6
PROFIT SHARING	(4.1)	(11.5)	(3.4)
MINORITY INTERESTS	(20.8)	10.9	(17.1)
INTEREST ON EQUITY REVERSAL	-	7.4	-
NET INCOME	63.0	7.1	41.7

ANNEX 2 – INCOME STATEMENT PER COMPANY (R\$ MM)

- ▶ The following table reflects Equatorial's consolidation process, i.e. the sum of Equatorial Holding + 100% of Equatorial Soluções + 100% of CEMAR + 100% of RME (which in turn consolidates 13.03% of Light S.A.) + eliminations.
- ▶ The "Minority Interest" line contains an adjustment so that the net income of each company in Equatorial's consolidated result reflects its actual stake in the companies. In the case of CEMAR, this interest amounts to 65.12% and in the case of Light S.A., it amounts to 13.03%.

INCOME STATEMENT PER COMPANY (R\$MM)	Equatorial Holding	Equatorial Soluções 100%	Geramar 25%	CEMAR 100%	RME 13.03%	Eliminações	Equatorial Consolidated
GROSS OPERATING REVENUES	0.3	0.5	8.3	390.2	324.3	-	723.6
Electricity Sales to Final Consumer	-	-	8.3	384.7	286.5	-	679.5
Electricity Supply	-	-	-	1.6	12.6	-	14.2
Emergency Capacity Charge	-	-	-	(0.0)	-	-	(0.0)
Other Revenues	0.3	0.5	-	3.9	25.2	-	30.0
DEDUCTIONS FROM OPERATING REVENUES	(0.0)	(0.0)	(0.8)	(122.7)	(116.5)	-	(240.1)
NET OPERATING REVENUES	0.3	0.4	7.5	267.5	207.8	-	483.5
ELECTRICITY COSTS	-	-	(3.1)	(119.2)	(132.3)	-	(254.6)
Electricity Purchased for Resale	-	-	(2.8)	(97.7)	(132.3)	-	(232.8)
Transmission and Distribution Network Usage Charges	-	-	(0.3)	(20.7)	-	-	(21.1)
Other non-manageable expenses	-	-	-	(0.7)	-	-	(0.7)
OPERATING COSTS/EXPENSES	(8.2)	(0.4)	(0.6)	(59.5)	(36.0)	-	(104.7)
Personnel	(6.8)	(0.3)	(0.1)	(14.9)	(4.2)	-	(26.2)
Material	(0.0)	-	(0.1)	(2.0)	(0.9)	-	(3.0)
Services	(0.8)	(0.1)	(0.0)	(30.6)	(4.8)	-	(36.3)
Provisions	-	-	-	(8.0)	(11.3)	-	(19.3)
Others	(0.6)	(0.0)	(0.5)	(4.1)	(14.9)	-	(20.0)
EBITDA	(7.9)	0.0	3.8	88.8	39.5	-	124.2
Other Operating Revenue/Expenses	-	-	-	(2.0)	-	-	(2.0)
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	(0.8)	(22.4)	(8.8)	-	(32.0)
SERVICE INCOME	(7.9)	0.0	3.0	64.4	30.7	-	90.2
EQUITY INCOME	46.0	-	-	-	1.2	(46.9)	0.3
Equity Income	46.9	-	-	-	-	(46.9)	-
Goodwill Amortization	(0.9)	-	-	-	1.2	-	0.3
FINANCIAL INCOME	2.0	0.1	(2.3)	(6.4)	(12.8)	-	(19.4)
Financial Revenue	2.0	0.1	0.0	25.1	5.8	-	33.0
Financial Expenses	(0.0)	(0.0)	(2.3)	(31.5)	(18.5)	-	(52.4)
RESULT BEFORE INCOME TAX	40.0	0.1	0.7	58.0	19.1	(46.9)	71.1
Social Contribution	(0.1)	(0.0)	(0.0)	(6.8)	(6.4)	-	(13.3)
Income Tax	(0.2)	(0.0)	(0.1)	(10.6)	-	-	(10.9)
Deferred Taxes	-	-	-	0.3	4.5	-	4.8
SUDENE Incentive	-	-	-	10.6	-	-	10.6
PROFIT SHARING	(0.5)	-	-	(2.7)	(0.3)	-	(3.4)
MINORITY INTERESTS	-	-	-	-	-	(17.1)	(17.1)
NET INCOME	39.3	0.1	0.6	48.9	16.8	(63.9)	41.7

ANNEX 3 – BALANCE SHEET (R\$ MM)

ASSETS (R\$ MM)	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10
CURRENT	1,274.7	1,011.4	1,297.7	1,396.5	1,463.7
Cash and Cash Equivalents	516.8	266.8	455.7	548.8	643.1
Consumers and Resellers	474.9	470.6	483.5	506.0	526.1
Inventory	14.5	14.2	13.7	7.4	9.2
Taxes Recoverable	116.2	125.9	131.1	103.9	121.8
Low Income	19.5	20.4	22.2	25.1	22.5
Regulatory Assets	67.7	37.9	114.0	118.6	52.3
Other Accounts Receivable	65.2	75.7	77.5	86.7	88.7
LONG TERM ASSETS	649.8	709.3	646.9	584.3	599.2
Consumers and Resellers	83.1	93.5	105.5	107.0	106.1
Taxes Recoverable	96.9	101.8	105.0	124.5	233.4
Deferred Taxes - Income Tax / Social Contribution	350.1	384.9	380.4	320.6	217.1
Other Accounts Receivable	119.7	129.1	56.0	32.1	42.6
FIXED ASSETS	1,963.3	2,044.9	2,205.2	2,175.2	2,225.4
Investments	2.7	2.7	2.8	3.8	2.7
Deferred	3.7	3.7	3.5	3.5	3.3
Goodwill	249.5	247.8	329.7	251.1	322.2
Fixed Assets	2,393.6	2,506.0	2,659.0	2,769.8	2,799.8
(-) Special Obligations	(686.3)	(715.4)	(789.9)	(852.9)	(902.7)
TOTAL ASSETS	3,887.8	3,765.6	4,149.8	4,155.9	4,288.3
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY (R\$ M)	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10
CURRENT	884.2	653.1	770.8	851.8	837.1
Suppliers	208.5	201.0	242.6	256.6	187.7
Salaries	0.9	0.7	0.9	1.2	1.3
Dividends / Interest on Equity	249.6	12.5	12.4	70.5	70.5
Taxes and Social Contribution	55.7	66.8	87.4	71.0	68.0
Loans and Financing	113.5	183.7	235.2	249.5	266.0
Debentures	11.9	19.7	13.8	20.4	67.8
Public Lighting	19.6	18.8	19.8	22.4	15.5
Provision for Contingencies	7.0	5.7	3.2	3.3	2.5
Regulatory Liabilities	24.5	18.2	16.5	22.0	31.0
Others	193.0	126.0	139.0	134.9	126.7
LONG TERM LIABILITIES	1,692.6	1,698.1	1,866.3	1,868.1	1,934.0
Taxes and Social Contribution	174.6	182.5	193.7	268.9	265.9
Debentures	387.0	385.1	421.3	419.2	363.6
Loans and Financing	833.8	841.8	884.5	932.7	958.2
Provision for Contingencies	131.9	128.3	126.3	81.7	92.8
Negative Goodwill	4.0	3.1	80.4	-	75.0
Others	161.3	157.3	160.1	165.7	178.5
MINORITY INTERESTS	226.3	261.1	285.6	254.5	271.7
SHAREHOLDERS EQUITY	1,084.8	1,153.3	1,227.0	1,181.5	1,245.6
Capital Stock	906.9	907.3	907.5	907.5	926.0
Profit Reserves	113.9	114.6	115.3	274.1	280.3
Retained Earnings/Accumulated Deficit	64.0	131.4	204.3	-	39.3
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS EQUITY	3,887.8	3,765.6	4,149.8	4,155.9	4,288.3

ANNEX 4 – INDEBTEDNESS

Considering 100% of CEMAR and 13.03% of Light (excluding the debt with Braslight) + 25% of Geramar (previously known as Geranorte)

LOANS AND FINANCING LINES (R\$ MM)	1Q09				1Q10			
	S. T. - Charges	S. T. - Principal	L. T.	Total	S. T. - Charges	S. T. - Principal	L. T.	Total
FOREIGN CURRENCY	1.3	3.8	28.0	33.1	0.7	2.6	19.9	23.2
National Treasury	1.3	2.7	27.8	31.7	0.7	2.4	19.9	23.0
Others	0.0	1.1	0.3	1.3	0.0	0.2	0.0	0.2
DOMESTIC CURRENCY	17.8	78.4	789.5	885.7	9.6	253.1	938.2	1,201.0
Eletrobrás	3.7	28.0	309.7	341.4	0.0	45.4	368.1	413.5
Financial Institutions	14.1	46.0	456.4	516.5	9.6	202.5	549.6	761.8
Debt with Pension Fund	0.0	4.5	23.4	27.9	0.0	5.1	20.5	25.7
SUB TOTAL - LOANS AND FINANCING	19.0	82.2	817.6	918.8	10.3	255.7	958.2	1,224.2
Debentures	3.0	18.5	387.3	408.8	3.4	64.4	363.6	431.4
DEBT TOTAL	22.1	100.6	1,204.9	1,327.6	13.7	320.1	1,321.8	1,655.6

S.T. = Short Term / L.T. = Long Term

Considering 65.12% of CEMAR + 13.03% of Light (excluding the debt with Braslight) + 25% of Geramar (previously known as Geranorte)

LOANS AND FINANCING LINES (R\$ MM)	1Q09				1Q10			
	S. T. - Charges	S. T. - Principal	L. T.	Total	S. T. - Charges	S. T. - Principal	L. T.	Total
FOREIGN CURRENCY	1.1	3.7	23.7	28.5	0.6	2.3	17.0	19.9
National Treasury	1.1	2.6	23.4	27.2	0.6	2.1	17.0	19.7
Others	0.0	1.1	0.3	1.3	0.0	0.2	0.0	0.2
DOMESTIC CURRENCY	12.9	55.1	555.3	623.3	7.8	209.8	666.7	884.4
Eletrobrás	2.4	18.5	201.8	222.7	0.0	29.6	239.8	269.4
Financial Institutions	10.5	33.7	338.2	382.4	7.8	176.9	413.5	598.2
Debt with Pension Fund	0.0	2.9	15.2	18.1	0.0	3.3	13.4	16.7
SUB TOTAL - LOANS AND FINANCING	14.1	58.8	579.0	651.8	8.4	212.2	683.7	904.3
Debentures	3.0	14.1	294.1	311.2	3.4	45.0	289.0	337.5
DEBT TOTAL	17.1	72.9	873.0	963.0	11.8	257.2	972.7	1,241.8

S.T. = Short Term / L.T. = Long Term

ANNEX 5 – CASH FLOW STATEMENT

CONSOLIDATED CASH FLOW (R\$MM)	4Q08	1Q09	2Q09	3Q09	4Q09	1Q10
Cash and Cash Equivalents - Initial Balance	591.8	614.7	516.8	266.8	455.7	548.8
CF from Operating Activities						
<i>Net Income</i>	76.9	63.0	71.2	65.9	7.1	41.7
<i>(+) Non Cash Expenses</i>	39.8	35.4	34.7	33.8	32.8	31.7
<i>Changes in Assets</i>	(93.7)	546.7	(46.2)	(35.0)	57.0	12.0
<i>Changes in Liabilities</i>	80.1	(914.6)	(41.4)	193.0	(68.5)	32.1
(=) Cash Flow from Operating Activities	103.1	(269.6)	18.3	257.6	28.3	117.6
CF from Investments						
Fixed Assets	(223.3)	393.6	(149.1)	(188.0)	(141.1)	(62.0)
Others	(7.3)	116.7	3.8	(80.6)	75.3	(69.7)
(=) Cash Flow from Investments	(230.6)	510.3	(145.3)	(268.6)	(65.9)	(131.7)
CF from Financing						
Loans and Financing	47.5	(239.6)	84.0	124.6	67.0	33.8
Dividends	(0.0)	(0.0)	(237.1)	(0.1)	-	-
Capital Increase	2.6	(80.3)	1.1	0.9	0.6	24.7
Subsidies	100.3	(18.7)	29.1	74.5	63.1	49.8
(=) Cash Flow from Financing	150.5	(338.6)	(122.9)	199.8	130.6	108.3
(=) Quarterly Cash Flow	22.9	(97.9)	(249.9)	188.9	93.1	94.3
Cash and Cash Equivalents - Final Balance	614.7	516.8	266.8	455.7	548.8	643.1