

## Resultados econômico-financeiros 4T11

### AES ELETROPAULO REGISTRA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 1.572,1 MILHÕES E INVESTIMENTO RECORDE DE R\$ 738,7 MILHÕES EM 2011






#### Comentários do Sr. Rinaldo Pecchio - Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Em 2011, o mercado total na área de concessão da AES Eletropaulo apresentou crescimento de 4,1%, totalizando 45.101 GWh. Resultado do bom desempenho registrado pelas classes residencial e comercial, o mercado cativo registrou 3,9% de crescimento no ano. Já os clientes livres cresceram de 4,7% no período, influenciados pela migração de clientes cativos para o ambiente livre.

O resultado da Companhia em 2011 foi influenciado pelos seguintes eventos: (i) pagamento compensatório da Cia Brasileira para a AES Eletropaulo referente à alienação das quotas da AES Eletropaulo Telecom para TIM; (ii) impacto positivo da reversão da provisão de ICMS sobre perdas comerciais; (iii) recebimento da 3ª parcela do acordo com a PMSP; (iv) reversões de provisões trabalhistas e tributária; (v) reconhecimento da correção monetária e juros de mora sobre a contribuição ao Finsocial; (vi) efeito negativo devido à reversão para obrigações especiais das receitas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativo auferidas no período de 4 de julho ao final de dezembro de 2011; além do (v) efeito positivo da postergação da aplicação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária para a Companhia.

Em sua busca contínua pela melhoria dos indicadores operacionais e pela consequente entrega aos clientes de um serviço de cada vez mais de alta qualidade, a Companhia investiu em 2011 o montante recorde de R\$ 738,7 milhões, o que significa um crescimento de 8,3% em relação aos investimentos realizados em 2010.

Para a Assembleia Geral, prevista para ser realizada em abril de 2011, a Administração irá propor a distribuição de R\$ 620,1 milhões na forma dividendos complementares e juros sobre capital próprio, o que equivale a 54% da base de dividendos. Esse valor somado aos dividendos intermediários já distribuídos, proporciona um *dividend yield* de 15,8% referente a 2011.

 Aumento de 3,9% no consumo do mercado cativo	 Lucro Líquido 16,7% superior ao de 2010	 Incremento de 18,0% no Ebitda	 Redução de 0,4 p.p. em perdas	 Investimentos de R\$ 738,7 milhões em 2011
---	--	--	--	---

R\$ milhões	2010	2011	Var (%)
Receita Líquida	9.697,2	9.835,6	1,4%
Despesas Operacionais <sup>1</sup>	(6.745,0)	(6.961,4)	3,2%
EBITDA	2.412,8	2.847,9	18,0%
Margem EBITDA	24,9%	29,0%	16,4%
EBITDA ajustado <sup>2</sup>	2.574,3	2.953,4	14,7%
Margem EBITDA Ajustado	26,5%	30,0%	13,1%
Lucro/Prejuízo Líquido	1.347,7	1.572,1	16,7%
Margem Líquida	13,9%	16,0%	15,0%
Patrimônio Líquido (PL)	3.737,4	4.009,7	7,3%
Investimentos (Capex)	682,3	738,7	8,3%

INDICADORES	2010	2011	Var (%)
Dívida Líquida <sup>3</sup> (R\$ milhões)	2.451,7	2.336,1	-4,7%
Dívida Líquida / PL (vezes)	0,7 x	0,6 x	
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado <sup>5</sup> (vezes)	1,0 x	0,8 x	
EBITDA Ajustado/ Desp. Fin. Consolidada (vezes)	-10,2 x	-5,7 x	

DADOS OPERACIONAIS	2010	2011	Var (%)
Mercado Cativo (GWh)	35.434,3	36.816,9	3,9%
Tarifa Média (R\$/GWh) <sup>4</sup>	294,0	295,7	0,6%
Funcionários	5.663	5.668	0,1%
Consumidor / Funcionários	1.085	1.120	3,3%

1 - Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado com Fcosp

3 - Não inclui Operações de Leasing Operacional, adicionadas à dívida contábil em função da Lei nº 11.638

4 - Tarifa Média Líquida (R\$/MWh)

5 - 12 meses

São Paulo, 13 de março de 2012 - A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 4º trimestre de 2011 (4T11). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto se estiverem indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, conforme a Legislação Societária.

Escala	Ratings	Fitch <sup>1</sup>	S&P <sup>2</sup>	Moody <sup>3</sup>
Nacional		AA	AA+	Aa1
Internacional		BBB-	BB+	Baa3

Últimas atualizações:

1 - Fitch elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 09/2011

2 - S&P elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 02/2010

3 - Moody's elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 03/2010

ELPL4: R\$ 37,53 (12/03/2012)

VALOR DE MERCADO: R\$ 6.280 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 3.459 milhões

## DESTAQUES 2011

### Operacionais

- ↑ Consumo total na área de concessão da AES Eletropaulo cresceu 4,1% em comparação a 2010, totalizando 45.101 GWh.
- ↑ Percentual de perdas dos últimos 12 meses foi de 10,5% ante 10,9% no mesmo período do ano anterior, apresentando redução de 0,4 ponto percentual.
- ↑ Os indicadores DEC e o FEC apresentaram redução de 2,3% (10,36 horas) e aumento de 0,4% (5,45 vezes), respectivamente, quando comparados a 2010. Caso fossem retirados os efeitos das interrupções do sistema de transmissão, o FEC teria sido 2,1% menor do que o de 2010.
- ↑ Em 2011, a Companhia investiu um volume recorde de R\$ 738,7 milhões, o que representa um aumento de 8,3% quando comparado ao valor investido em 2010.
- ↑ Plano de ação 2011 - 2012: (i) disponibilização de 353 turmas de emergência; (ii) adição de 580 eletricitas de manutenção e construção; (iii) ampliação da capacidade do call center, dentre outras ações concluídas em 2011 para melhora contínua da qualidade do serviço.

### Financeiro

- ↑ Receita bruta totalizou R\$ 15.240,2 milhões, crescimento de 3,6% em relação a 2010.
- ↑ As despesas com PMSO somaram R\$ 1.272,3 milhões, montante 1,4% superior ao apresentado em 2010, na maior parte, devido ao Plano de Ação 2011-2012. As despesas com PMSO apresentaram variação inferior ao IGP-M do período, que registrou 5,1% de aumento.
- ↑ Recebimento do pagamento compensatório da venda da AES Eletropaulo Telecom para a TIM, com impacto de R\$ 707,3 milhões no Ebitda.
- ↑ Conforme divulgado em fato relevante em 27/02/2012, a melhor estimativa da Companhia quanto ao possível impacto no Ebitda de 2011 com a postergação da revisão tarifária da AES Eletropaulo é de R\$ 354,0 milhões que, corrigidos por IGP-M, totaliza R\$ 356,8 milhões.
- ↑ Ebitda de R\$ 2.847,9 milhões e lucro líquido de R\$ 1.572,1, com aumentos de 18,0% e 16,7%, respectivamente, ante ao ano de 2010.
- ↑ A Administração propõe a distribuição de proventos no montante total de R\$ 911,1 milhões, referente a 50% do lucro distribuível de 2011 mais juros sob capital próprio, sendo R\$ 5,13 / ação ON e R\$ 5,64 / ação PN.

### Regulatório

- ↔ A Aneel, em 07 de Fevereiro de 2012, aprovou a aplicação da revisão e reajuste tarifários para a Companhia conjuntamente, em 04 de julho de 2012.
- ↔ Em dezembro de 2011, a Aneel definiu a metodologia da revisão tarifária do 3º ciclo.

### Governança

- ↑ Manutenção das ações da AES Eletropaulo na carteira do ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa pelo 7º ano consecutivo.
- ↑ Migração do programa de ADRs da Companhia que passa a seguir as regras do Nível I do mercado de balcão da Bolsa de Valores de Nova Iorque. Com a migração, as ADRs da AES Eletropaulo passaram a ser negociadas, a partir do dia 03 de Janeiro de 2012, sob o código "EPUMY".
- ↑ Manutenção da Companhia no índice ICO2 - Índice Carbono Eficiente da BM&FBovespa reforçando o compromisso da AES Eletropaulo com as práticas transparentes em relação às suas emissões de gases efeito estufa.

**Premiações**

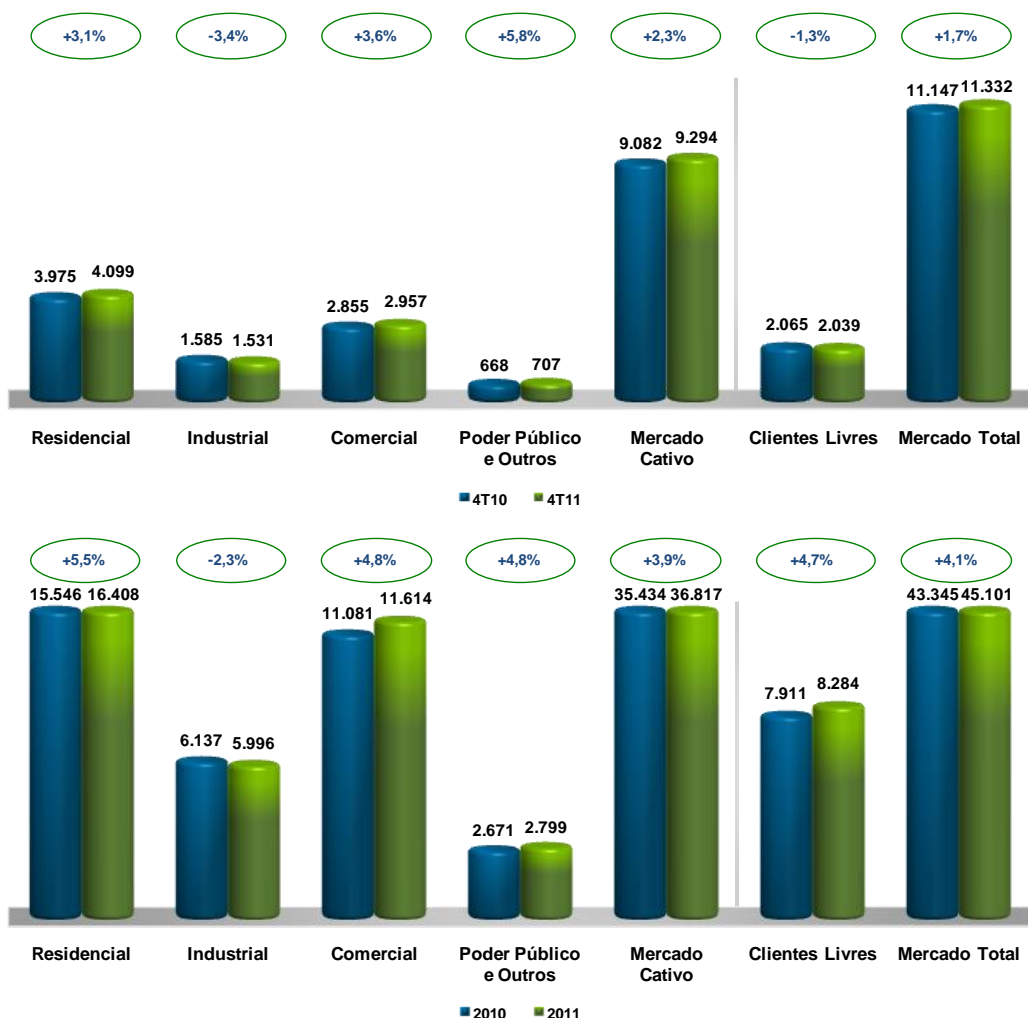
↑ Prêmio "A Empresa mais Admirada no Brasil" - categoria Fornecimento de Energia Elétrica referente ao ano de 2011. Prêmio promovido anualmente pela revista Carta Capital.

↑ Prêmio "ABT de Excelência no Relacionamento com Clientes" - categoria Internet e Mídias Sociais com o *case* de "Serviço Eletrônico Ativo".

↑ Integrante do Cadastro Pró-Ética, uma iniciativa da Controladoria Geral da União e do Instituto Ethos criada para avaliar e divulgar as empresas voluntariamente engajadas na construção de um ambiente de integridade e confiança nas relações comerciais.

## CONSUMO

### Comparação do Consumo\* (GWh)



\* Não considera consumo próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 4T11 com alta de 1,7% em relação ao 4T10. O volume total atingiu 11.332 GWh no período e, como ocorreu nos trimestres anteriores, o destaque ficou por conta do consumo das classes comercial e residencial, impulsionado pelos indicadores de vendas físicas, desemprego e renda real, que continuaram em evolução na comparação com o 4T10.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total foi de 82% no 4T11, apresentou acréscimo de 2,3% em relação ao 4T10, totalizando 9.294 GWh. O desempenho foi positivo mesmo com o impacto negativo de 0,6 dia a menos de faturamento (-65 GWh) e da migração de 16 clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre).

Em 2011, o mercado total na área de concessão da Companhia apresentou crescimento de 4,1%. Esse desempenho foi impulsionado pelo acréscimo de 5,5% no consumo da classe residencial, em função do comportamento favorável dos indicadores de desemprego e renda, e pelo bom desempenho da classe comercial, que apresentou evolução de 5,3%, principalmente, em função do maior volume de vendas físicas no segmento comercial do Estado de São Paulo<sup>1</sup>. Além disso, o consumo do mercado total no ano teve impacto positivo de 3,1 dias a mais de faturamento (+290 GWh). Desconsiderando o impacto de dias de faturamento, o mercado total teria crescido 3,4% no período.

<sup>1</sup> Fonte: Pesquisa Mensal do Comércio (PMC) do IBGE.

## Desempenho do mercado por classe de consumo

### **Residencial**

No 4T11, o consumo da classe residencial foi de 4.099 GWh, o que representa um crescimento de 3,1% em relação ao 4T10. O consumo no trimestre foi influenciado pelos seguintes fatores: (i) queda na taxa de desemprego de 5,6% para 5,1% do 4T10 para o 4T11; (ii) aumento de 0,7% da renda real na Região Metropolitana de São Paulo no 4T11, conforme Pesquisa Mensal de Emprego e Desemprego do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) referente ao 4T11; (iii) incremento de 207 mil clientes nos últimos 12 meses findos em dezembro de 2011; e (iv) 0,9 dia (-40 GWh) a menos de faturamento nos clientes de baixa tensão. Se fossem desconsiderados os efeitos do número de dias de faturamento, a classe residencial apresentaria um crescimento de 4,2% no 4T11 em relação ao 4T10.

No ano de 2011, a classe residencial cresceu 5,5% devido (i) ao crescimento de 0,8% da renda real na RMSP; (ii) à queda de desemprego de 7,0% para 6,2% de 2010 para 2011; (iii) além do acréscimo de 3,0 dias de faturamento (+121 GWh).

### **Comercial**

O total de energia distribuída para a classe comercial foi de 2.957 GWh no 4T11, o que representa um acréscimo de 3,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, em linha com o bom ritmo de crescimento apresentado desde o início do ano. Os fatores que influenciaram o desempenho da classe no trimestre foram: (i) crescimento do consumo impulsionado pelo incremento de 5,9%, no acumulado até dez/11 no volume de vendas do comércio varejista no Estado de São Paulo; (ii) redução de 0,6 dia (-15 GWh) de faturamento no trimestre; e (iii) migração de clientes para o ACL (-15 GWh), o que reduziu o desempenho da classe no período. Se fossem excluídos os impactos da migração ao ACL e dias de faturamento, a classe comercial teria crescido 4,7% no 4T11 em relação ao 4T10.

No acumulado do ano, a classe comercial registrou crescimento de 4,8%, influenciada pelo (i) incremento das vendas físicas conforme já mencionado; e (ii) impacto positivo de 3,0 dias a mais de faturamento (+98 GWh), parcialmente compensados pela (iii) migração de clientes ao ACL (-97 GWh). Se fossem excluídos os impactos dos dias de faturamento e da migração, a classe manteria o crescimento de 4,8% na mesma base de comparação.

### **Industrial**

No 4T11, o consumo da classe industrial cativa apresentou queda de 3,4% em relação ao mesmo período de 2010, com consumo de 1.531 GWh. O comportamento dessa classe foi negativamente impactado por (i) 0,6 dia a menos de faturamento no 4T11 (-5 GWh) e (ii) pela migração de clientes para o ACL (-33 GWh). Excluídos ambos os efeitos, a classe industrial teria registrado um decréscimo 1,1% no 4T11, refletindo a queda de 4,3% da atividade do setor no Estado de São Paulo no período na comparação com o 4T10, segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do IBGE. A desaceleração na produção industrial iniciada no 2T11, permaneceu durante o 4T11, com maior magnitude.

Já em 2011, a classe industrial cativa apresentou uma redução de 2,3% no consumo, devido principalmente à migração de clientes ao ACL (-311 GWh) que mais que compensou o efeito positivo de 3,0 dias a mais de faturamento (+52 GWh). Desconsiderando o impacto dos dias de faturamento e migração ao mercado livre, a classe industrial teria crescido 2,0% no ano, refletindo o crescimento de 0,2% do setor no Estado de São Paulo em 2011, segundo pesquisa do IBGE.

### **Poderes Públicos e Outros (clientes rurais, iluminação pública, poderes públicos, tração elétrica, água/esgoto)**

O consumo cativo das demais classes foi de 707 GWh no 4T11, o que representa um acréscimo de 5,8% em relação ao 4T10, refletindo o aumento de 46 instalações dos poderes públicos. Em relação aos dias de faturamento, a classe foi impactada negativamente por 0,7 dia a menos de faturamento em relação ao 4T10 (-6 GWh). Desconsiderando esse efeito, as demais classes teriam crescido 6,7%.

No ano, o consumo das demais classes apresentou crescimento de 4,8% devido ao incremento de 142 instalações do poder público e ao efeito positivo de 3,0 dias a mais de faturamento (+20 GWh) no período.

### Cientes Livres

No 4T11, 16 unidades consumidoras migraram para o ACL e 1 cliente retornou para o ACR (Ambiente de Contratação Regulado). Ao final do trimestre, haviam 300 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

Já nos últimos 12 meses, 33 unidades consumidoras migraram para o ACL e 5 unidades retornaram para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 408 GWh no ACL e, consequentemente, a redução do mesmo volume no ACR.

O mercado faturado dos clientes livres totalizou 2.039 GWh no 4T11, um decréscimo de 1,3% quando comparado ao mesmo período de 2010. Apesar da migração de clientes cativos ao mercado livre, cujo efeito no consumo é positivo, houve redução de consumo dos clientes em função da desaceleração da produção industrial, que fez com que o consumo dos grandes clientes do segmento industrial fosse reduzido. Além disso, em novembro de 2011, ocorreu a saída para a rede básica de um cliente livre da AES Eletropaulo, que representava 1,1% da carga total da Companhia. O cliente livre que migra para a rede básica deixa de utilizar a linha de distribuição da Companhia e, portanto, deixa de pagar a Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD). Excluindo a migração ao ACL e retorno ao ACR, o consumo dos clientes livres teria apresentado queda de 3,5%.

Em 2011, o mercado faturado dos clientes livres apresentou crescimento de 4,7% devido à migração de clientes cativos para o ambiente livre, já que o setor industrial no Estado de São Paulo teve crescimento de apenas 0,2% no ano, segundo a Pesquisa Industrial Mensal do IBGE. Desconsiderando o efeito da migração de clientes para o ACL e o retorno de clientes para o ACR, o mercado de clientes livres teria apresentado redução de 0,4%.

Cientes Livres	Período <sup>4</sup>	número de unidades	GWh Faturado <sup>3</sup>	Período <sup>4</sup>	número de unidades	GWh Faturado no ano <sup>3</sup>
Total de unidades	3T11	286	2,097	4T10	273	7,911
Unidades Novas e Cortadas (Líquido)	4T11	-1	0	últimos 12 meses	-1	0
Migração para ACL <sup>1</sup>	4T11	16	7.5	últimos 12 meses	33	437
Retorno para o ACR <sup>2</sup>	4T11	1	0.2	últimos 12 meses	5	29
Total de unidades	4T11	300	2,039	4T11	300	8,284

1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

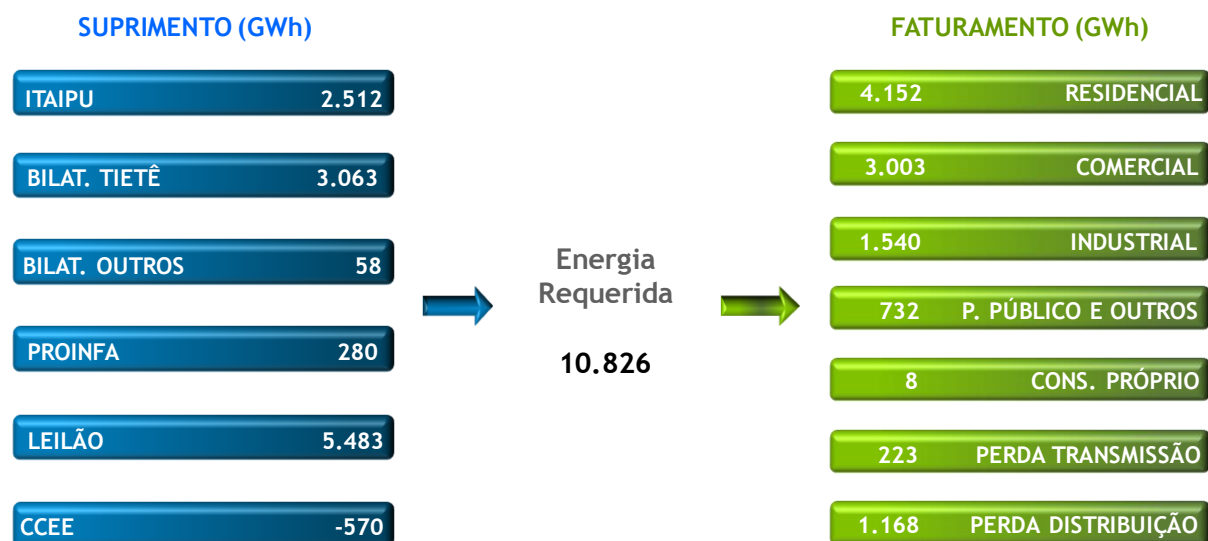
2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Energia faturada conforme relatório operacional OP5

4 - Último mês do período



## BALANÇO ENERGÉTICO - 4T11



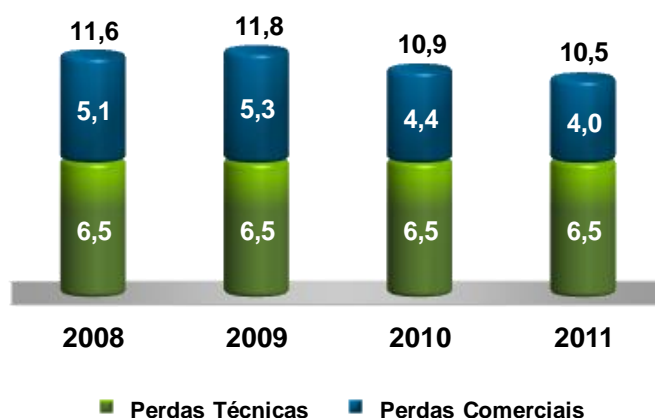
O balanço energético demonstrado acima reflete os números do fechamento do ano de 2011, informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em fevereiro de 2012. Já os números demonstrados nas notas explicativas constantes nas Demonstrações Financeiras refletem os valores estimados pela Companhia à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

O nível de contratação da Companhia é definido a partir do resultado dos contratos de compra firmados e da energia requerida para o consumo dos clientes cativos. A AES Eletropaulo encerrou o ano de 2011 com um nível de contratação de 103,3%.

Esse resultado deve-se (i) ao fato de o mercado ter apresentado, ao final do ano, uma retração mais acentuada do que a estimada pela Companhia; e (ii) à migração ao mercado livre de clientes que buscam suprimento a partir de fontes renováveis (clientes livres especiais). Esses clientes podem optar pela alteração do ambiente de contratação desde que notifiquem sua intenção à distribuidora com antecedência mínima de 6 meses. Por sua vez, a distribuidora, de acordo com as regras definidas pelo regulador, não pode descontratar e nem vender a energia inicialmente contratada para atender aos potenciais clientes livres especiais, o que acaba causando a elevação do seu nível de contratação.

No 4T11, a AES Eletropaulo acumulou sobra de 570 GWh de energia, que foi vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a um preço médio de R\$ 35,82/MWh, gerando uma receita de R\$ 20,4 milhões. Já em 2011, o volume vendido na CCEE totalizou 1.408 GWh, a um preço médio de R\$ 26,27/MWh, gerando R\$ 37,0 milhões de receita para a Companhia.

### Perdas (%) - (últimos 12 meses)



O percentual de perdas é a taxa obtida com a divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes (descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes) pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (50.482 GWh).

Com base nessa metodologia, a perda física apurada nos últimos 12 meses foi de 10,5%, sendo dividida em perdas técnicas (6,5%) e comerciais (4,0%). Em comparação ao mesmo período do ano anterior, as perdas da Companhia apresentaram redução de 0,4 ponto percentual. Esse desempenho deve-se à adoção de iniciativas que integram o plano de redução de perdas, iniciado no 4T09, que possibilitou uma diminuição de 1,3 ponto percentual até o 4T11. É importante destacar que, para os próximos trimestres, a trajetória de redução de perdas deverá ser menor àquela apresentada nos últimos trimestres.

Dentre as principais ações destacam-se:

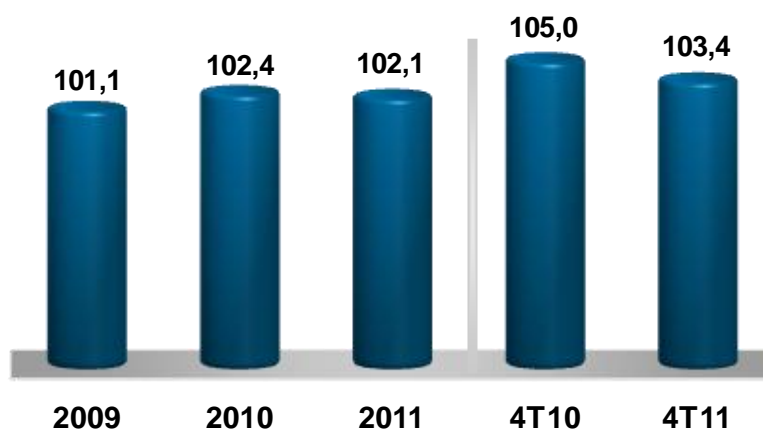
- (i) inspeções de fraude: no 4T11, foram realizadas 59,8 mil inspeções, que identificaram 6,5 mil irregularidades, enquanto no 4T10 foram realizadas 66,8 mil inspeções e encontradas 8,6 mil irregularidades. Já no ano de 2011, foram realizadas 306,4 mil inspeções ante 286,4 mil no ano de 2010 e encontradas 38,6 mil e 40,7 mil irregularidades, respectivamente. As inspeções são direcionadas prioritariamente para segmentos de elevado histórico de irregularidades e maior impacto no volume de energia agregada;
- (ii) programa de recuperação de instalações cortadas: 12,6 mil instalações foram recuperadas no 4T11 ante 10,1 mil instalações no 4T10, um crescimento de 24,8%. Em 2011, foram recuperadas 51,4 mil instalações ante 38,9 mil em 2010. O objetivo deste programa é recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular;
- (iii) substituição de medidores obsoletos: no 4T11, foram substituídos 28,5 mil medidores obsoletos contra 32,3 mil medidores no 4T10. No acumulado do ano, as substituições totalizaram 195,2 mil medidores ante 141,9 mil no ano anterior, o que representa um acréscimo de 37,6%. A substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos, que permitem maior precisão de calibração e leitura, contribui para reduzir as perdas de faturamento por baixa eficiência de leitura;
- (iv) regularização de ligações informais (clandestinas): no 4T11, foram regularizadas 6,2 mil ligações informais, contra 8,8 mil regularizações realizadas no 4T10. Em 2011, o montante total foi de 46,2 mil regularizações frente a 55,4 mil em 2010. O volume de regularizações no trimestre foi menor devido às ações realizadas pela Companhia nos últimos anos, que têm contribuído para reduzir a quantidade de ligações informais.

No 4T11, as iniciativas de combate a perdas acrescentaram ao mercado faturado 145,3 GWh de energia, ante os 130,3 GWh adicionados no 4T10. Já em 2011, foram acrescentados 571,2 GWh em comparação a 558,0 GWh em 2010. Esses montantes são divididos da seguinte forma:

- (i) R\$ 20,8 milhões (65,7 GWh) no 4T11 e R\$ 71,3 milhões (228,8 GWh) em 2011 em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 13,7 milhões (43,3 GWh) no 4T11 e R\$ 60,6 milhões (194,6 GWh) em 2011 como resultado da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 6,2 milhões (19,7 GWh) no 4T11 e R\$ 20,8 milhões (66,8 GWh) em 2011 em função da substituição de medidores obsoletos e de outras iniciativas de combate a perdas;
- (iv) R\$ 5,3 milhões (16,6 GWh) no 4T11 e R\$ 25,3 milhões (81,1 GWh) em 2011 referentes à recuperação e retenção de clientes cortados.



### Taxa de Arrecadação (% sobre receita bruta)



O cálculo da taxa de arrecadação considera a arrecadação total do período, dividida pela soma da receita de fornecimento, encargos e receitas de serviços constantes da fatura do cliente ajustado pelo consumo “não-faturado”.

A taxa de arrecadação no 4T11 foi de 103,4% comparada à taxa de 105,0% registrada no mesmo período do ano anterior. O elevado nível de arrecadação apresentado no trimestre reflete:

- (i) recebimento de R\$ 28,7 milhões referentes ao subsídio do programa de baixa renda;
- (ii) implementação de processo de segmentação da carteira de clientes em setembro de 2011, tendo como critério o risco de não-pagamento da fatura. Assim, foram adequadas as ações de cobrança a cada um desses grupos, considerando seus padrões distintos de comportamento de inadimplência;
- (iii) continuidade do aprimoramento dos processos de cobrança por meio de agências, negociação de dívidas e acordos.

A taxa de arrecadação do 4T10, por sua vez, havia sido positivamente impactada pelos seguintes eventos não-recorrentes:

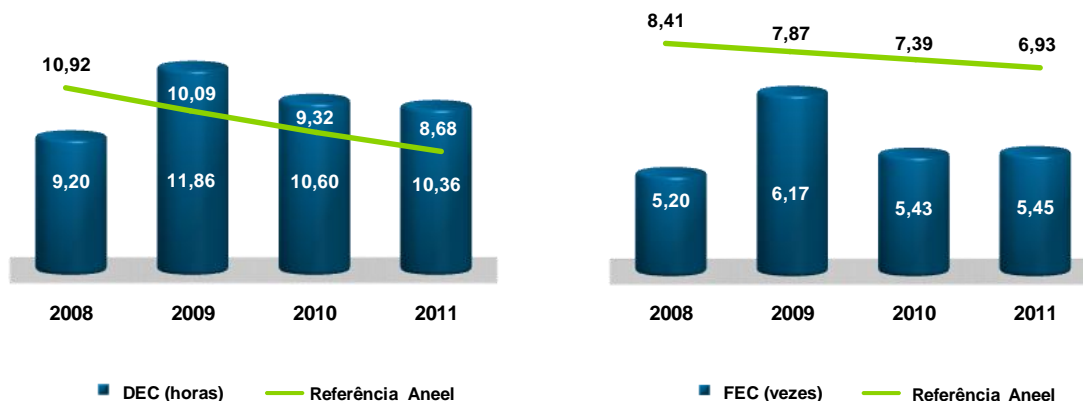
- (iv) registro de R\$ 37,9 milhões referentes à segunda metade da parcela de 2010 do acordo com a Prefeitura Municipal de São Paulo (PMSP);
- (v) recebimento do acordo com a Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo (EMTU), no valor de R\$ 14,6 milhões em dezembro. O acordo, firmado em 17 de dezembro de 2010, refere-se à dívida da EMTU com a AES Eletropaulo. A dívida com despesas de fornecimento de energia e operação e manutenção do sistema para a rede de trólebus foi considerada quitada com o acordo;
- (vi) recebimento do acordo com a SPTrans no valor de R\$ 20,0 milhões em dezembro de 2010. O acordo com a SPTrans encerra a discussão sobre faturas devidas à AES Eletropaulo pela manutenção do sistema de alimentação elétrica e corrente contínua da rede de trólebus. O convênio firmado entre a Companhia e a SPTrans venceu em 17 de dezembro de 2010 e não foi renovado.

A média mensal de cortes no 4T11 foi de 43,3 mil, comparada a 94,5 mil no 4T10. O número médio mensal de religações atingiu 34,3 mil no 4T11, ante 81,0 mil no 4T10. As variações refletem as ações da Companhia que buscam maximizar a eficácia na gestão de cortes e religações.

A taxa de arrecadação encerrou 2011 em 102,1% frente a 102,4% em 2010. Essas taxas refletem, principalmente, o contínuo aprimoramento dos processos de cobrança e combate à inadimplência, além dos recebimentos das parcelas do acordo com a Prefeitura Municipal de São Paulo em ambos os anos. Adicionalmente, a taxa de 2010 foi positivamente impactada pelos recebimentos dos acordos com a EMTU e SPTrans no valor de R\$ 35,0 milhões, além do subsídio de baixa renda no valor de R\$ 39,8 milhões, enquanto em 2011 o valor recebido a título desse subsídio foi de R\$ 28,7 milhões.

Em 2011, a média mensal de cortes atingiu 78,7 mil enquanto em 2010 a média foi de 96,3 mil. Na mesma base de comparação, o número médio de religações atingiu 64,3 mil e 85,8 mil.

### DEC e FEC - (últimos 12 meses)



DEC Referência Aneel para 2012: 8,67 horas

FEC Referência Aneel para 2012: 6,87 vezes

Os critérios de cálculo das medidas de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), definidos pela Aneel, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

Em 31 de dezembro de 2011, os índices DEC e FEC dos últimos doze meses registrados pela AES Eletropaulo foram de 10,36 horas e 5,45 vezes, respectivamente, representando uma queda de 2,3% no índice de DEC e ligeiro aumento de 0,4% no índice de FEC em comparação ao mesmo período do ano passado.

O FEC da Companhia foi negativamente afetado por um número de ocorrências 40,5% superiores em 2011 em relação a 2010 relativo a interrupções das subestações de conexão ao sistema de transmissão (Rede Básica), que não são gerenciáveis pela Companhia. Expurgando esse efeito, o FEC da AES Eletropaulo teria fechado o ano de 2011 em 5,31 vezes, apresentando queda de 2,1% em relação ao ano anterior.

Visando à melhoria da qualidade dos serviços prestados e à redução dos indicadores de qualidade, a Companhia vem intensificando desde o 2º semestre de 2010 a realização de algumas ações, com destaque para:

- (i) instalação de religadores automáticos na rede de distribuição: no 4T11, foram instalados 393 equipamentos. Desde outubro de 2010, a Companhia instalou 1.513 religadores automáticos em sua rede de distribuição. Tal equipamento, ao religar automática e imediatamente a rede elétrica após um curto circuito, reduz sensivelmente os tempos de interrupção e a necessidade de deslocamento de turmas para a identificação de defeitos. Desde outubro de 2010 até o final de 2012, a Companhia terá instalado 3 mil religadores;
- (ii) podas intensivas de árvores: em 2011, a Companhia manteve as ações de podas no mesmo patamar do que foi praticado no ano anterior, que foi o dobro das podas realizadas em 2009. Ao final de dezembro, haviam sido podadas 277 mil árvores;
- (iii) instalação de seccionadores automáticos, que atuam em conjunto com os religadores automáticos na prevenção de interrupções e na identificação de problemas na rede por meio do isolamento de curto-circuitos, reduzindo a área afetada pela interrupção de energia. Foram instalados 4.926 equipamentos no 4T11, totalizando 5.042 em 2011. Até o final de 2012, serão instalados mais 5 mil unidades, perfazendo um total de 10 mil equipamentos instalados.

Desde o início de 2010, não há mais penalidade por transgressão dos limites de DEC e FEC. As eventuais transgressões são pagas por intermédio dos indicadores DIC (Duração de Interrupção por

Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora), ou seja, o ressarcimento é realizado diretamente ao consumidor. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do cliente (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação. Entretanto, a Companhia continuará divulgando os indicadores DEC e FEC que, por sua vez, continuarão sendo utilizados pelo regulador para o cálculo da tarifa de energia nos reajustes tarifários e pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) na divulgação do *ranking* anual de desempenho das concessionárias de distribuição de energia.

No 4T11, as penalidades pagas pela Companhia ao cliente por transgressões dos indicadores DIC, FIC e DMIC totalizaram R\$ 4,8 milhões, montante R\$ 1,8 milhão superior em relação ao mesmo período de 2010. Em 2011, o montante total foi de R\$ 30,3 milhões em comparação a R\$ 24,8 milhões no ano anterior. O aumento do volume de penalidades pagas durante o ano pode ser explicado pelo: (i) aumento de 4,5% nas ocorrências no período; (ii) reajuste tarifário de julho de 2010, que impacta diretamente o valor das penalidades; (iii) crescimento de mercado; (iv) redução dos limites dos indicadores estabelecidos pela Aneel; (v) além do fato de não ter havido expurgo total dos efeitos do ciclone extratropical que atingiu a área de concessão da Companhia em junho de 2011.

## REGULATÓRIO - 4T11

### 3º Ciclo de Revisões Tarifárias

De acordo com o contrato de concessão, a revisão tarifária da AES Eletropaulo deveria ter ocorrido no dia 04 de julho de 2011. Porém, a metodologia a ser aplicada no 3º Ciclo de Revisão Tarifária foi finalizada apenas durante o mês de dezembro de 2011. Em virtude da proximidade da data de aplicação da nova metodologia e a do reajuste tarifário de 2012, a Aneel, em 29 de novembro de 2011, abriu a audiência pública nº 070/2011, com vistas a aplicar a revisão e o reajuste tarifários para a Companhia conjuntamente, em 04 de julho de 2012. Em 07 de fevereiro de 2011, o regulador aprovou a aplicação conjunta da revisão e reajuste tarifários para a AES Eletropaulo.

Abaixo estão descritos, brevemente, alguns pontos da metodologia aprovada para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária, com base na documentação disponibilizada pela Aneel.

#### Procedimentos gerais:

A principal mudança nos critérios gerais de reposicionamento tarifário em relação aos adotados no 2º Ciclo de Revisão Tarifária refere-se à aferição da condição de equilíbrio econômico das companhias. Para isso, no 3º ciclo, será calculada uma tarifa que recupera os custos das Parcelas A e B no período de 12 meses imediatamente anterior à data da revisão com posterior ajuste da Parcela B, para o efetivo período de vigência das tarifas, por uma medida de ajuste de mercado, que corresponde ao ganho de produtividade médio do setor entre o 2º e 3º ciclos.

#### Base de ativos ou base de remuneração regulatória:

A metodologia para o 3º ciclo considera que a base de ativos aprovada no 2º ciclo deve ser “blindada”. Isso significa que a base de ativos do 2º ciclo será mantida, porém ajustada pelas adições, baixas e depreciação dos ativos elétricos em operação ocorridas entre as datas do 2º e 3º ciclos. A data-base do laudo de avaliação considerará os valores dos ativos imobilizados em serviço até o fim do 6º mês anterior ao mês da revisão tarifária da companhia. A base de ativos será atualizada por IGP-M entre a data-base do laudo de avaliação e a data-base da revisão tarifária.

#### Taxa de depreciação:

O regulador, por meio da Resolução 474/12, definiu as novas taxas de depreciação que resultou no aumento da vida útil contábil dos ativos em serviços das distribuidoras, ocasionando, assim, a redução da taxa de depreciação regulatória. As novas taxas de depreciação dos bens é válida a partir de janeiro de 2012 e servirão de base para a definição da taxa média a ser utilizada para apuração da quota de reintegração no 3º ciclo de revisões tarifárias. Atualmente, a taxa média dos

ativos para AES Eletropaulo é 4,12%, a qual sofrerá alteração em virtude da nova taxa de depreciação.

#### **WACC - Custo ponderado de capital:**

Para o 3º ciclo, o regulador excluiu o risco cambial e o risco regulatório que fizeram parte da metodologia de cálculo do WACC no 2º ciclo. Além disso, a data-base foi fixada em janeiro de 2000 para a série histórica do risco Brasil e o nível de alavancagem das companhias alterado, passando de 57,16% para 55%. Assim, o valor do WACC a ser considerado no 3º ciclo será de 7,50%.

#### **Custos operacionais regulatórios:**

Do ponto de vista dos custos operacionais regulatórios, o 3º ciclo funcionará como uma transição entre dois métodos de cálculo diferentes: o de empresa de referência e o de *benchmarking*.

A metodologia estabelecida para os custos operacionais a ser considerada na tarifa de energia durante o 3º ciclo é subdividida em duas etapas.

Na primeira etapa, os custos da empresa de referência do 2º ciclo serão ajustados pela inflação e pelo crescimento do mercado faturado, número de clientes e extensão da rede de distribuição. Essa base corrigida será deduzida dos ganhos de produtividade médios do setor. O valor obtido após esses ajustes será utilizado no reposicionamento tarifário das companhias.

Na segunda etapa, ocorre a comparação das distribuidoras do ponto de vista de eficiência dos custos operacionais por meio de métodos de *benchmarking*. O resultado dessa comparação é a definição de um intervalo de valores de custos operacionais eficientes ao qual se espera que as companhias atinjam ao final do ciclo.

Caso o valor encontrado na primeira etapa esteja fora do intervalo encontrado na segunda etapa, esses valores serão utilizados no cálculo do componente T do Fator X. Esse componente será aplicado nos reajustes tarifários do 3º ciclo de forma a implementar a trajetória dos custos operacionais durante o ciclo.

#### **Fator X:**

A metodologia proposta para o cálculo do Fator X do 3º ciclo considera três componentes:

(Pd) Ganhos de produtividade da distribuição - é estimado a partir dos ganhos médios de produtividade das distribuidoras e do crescimento médio do mercado e número de unidades consumidoras das distribuidoras entre o 2º e o 3º ciclo de revisão tarifária. Esse componente será calculado no momento da revisão tarifária e aplicado a cada reajuste tarifário;

(Q) Qualidade na prestação do serviço - é apurada com a comparação das distribuidoras do ponto de vista do alcance dos limites anuais definidos pela Aneel para os indicadores de qualidade do serviço (DEC e FEC) e posterior análise da evolução desses indicadores no último ano civil. A aplicação desse componente busca premiar ou penalizar as distribuidoras de acordo com a evolução de seus indicadores de qualidade. O componente Q será calculado e aplicado a cada reajuste tarifário;

(T) Trajetória de eficiência - tem por objetivo implementar uma trajetória gradativa de custos operacionais eficientes. O componente T só será aplicado quando o valor atualizado dos custos operacionais do 2º ciclo não estiver dentro dos limites de eficiência definidos pelo método de *benchmarking* para o cálculo dos custos operacionais eficientes. Esse componente será calculado no momento da revisão tarifária e aplicado nos reajustes.

#### **Perdas não-técnicas regulatórias:**

De uma forma geral, a metodologia para o 3º ciclo foi a mesma adotada durante o 2º ciclo, ou seja, que considera a construção de um *ranking* de complexidade sócio-econômica, baseado nas características das áreas de concessão das distribuidoras. De acordo com esse *ranking*, será definido um *benchmark* para cada companhia. A meta de perdas não-técnicas regulatórias será uma média ponderada entre as perdas da própria companhia e as perdas da companhia *benchmark*. Já a

determinação da trajetória de perdas dentro do ciclo levará em consideração o nível de complexidade da área de concessão, além do porte e nível de perdas de cada companhia.

#### **Receitas irrecuperáveis:**

A Aneel manteve para 3º ciclo de revisão tarifária o critério de definição das receitas irrecuperáveis em linha do *ranking* de complexidade sócio-econômica mencionado acima. A partir desse ranking, as companhias serão agrupadas em três clusters, para os quais serão determinados os percentuais de receitas irrecuperáveis para cada classe de consumo.

#### **Outras receitas:**

A Aneel entende que o benefício gerado por estas receitas devem ser revertidos para a modicidade tarifária, ainda que parcialmente, uma vez que as distribuidoras já estariam sendo remuneradas pelo custo de tais atividades com os custos gerenciáveis definidos na revisão tarifária periódica.

Para o 3º ciclo, serão capturadas 90% das receitas líquidas com aluguel de postes e 100% das receitas líquidas com serviços cobráveis. Já as receitas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativo serão contabilizadas como obrigações especiais a partir da data contratual da revisão tarifária referente ao 3º ciclo e, conseqüentemente, reduzirão a base de ativos na próxima revisão tarifária (4º ciclo). Assim, a receita bruta da Companhia será deduzida das receitas auferidas a título de ultrapassagem de demanda e energia reativa desde 04 de julho de 2011, porém o impacto na tarifa e, conseqüentemente, no caixa da Companhia, só serão efetivos a partir de 2015.

## **DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO**

### **RECEITA OPERACIONAL BRUTA**

---

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.837,5 milhões no 4T11, um decréscimo de R\$ 137,3 milhões ou 3,5% em relação ao mesmo período de 2010. Essa variação é explicada pelo aumento de R\$ 143,3 milhões na receita de fornecimento e pela redução de R\$ 280,6 milhões na linha de outras receitas.

O crescimento da receita de fornecimento é resultado do:

- (i) bom desempenho das classes residencial e comercial, cujo aumento da receita foi de R\$ 98,2 milhões e R\$ 45,1 milhões, respectivamente. O consumo dessas classes foi positivamente impactado pelo crescimento da renda real da população, incremento do número de clientes, queda na taxa de desemprego, bem como pelo acréscimo no volume de vendas do comércio varejista.

Já a redução na linha de outras receitas deve-se:

- (i) à variação negativa de R\$ 99,4 milhões relacionada ao reconhecimento da receita de construção, que reflete o menor Capex do 4T11 em relação ao mesmo período de 2010. Essa receita é relacionada às obras executadas para atender aos clientes e, de acordo com as normas do IFRS, com contrapartida no custo e, portanto sem impacto no resultado da Companhia;
- (ii) ao impacto negativo de R\$ 56,5 milhões relacionado à reversão para obrigações especiais das receitas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativo auferidas no período de 4 de julho ao final de dezembro de 2011, conforme determinado pela Aneel na nova metodologia de “outras receitas” para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária. Maiores detalhes sobre essa metodologia podem ser encontrados no capítulo “Regulatório”, na página 11;
- (iii) à menor receita registrada em energia de curto prazo totalizando R\$ 76,6 milhões, que é explicada pela diferença entre os períodos dos preços e volumes médios de energia excedente vendida no mercado de curto prazo;



- (iv) à redução de R\$ 42,9 milhões em PIS/COFINS não faturado, relacionada ao reconhecimento no 4T10 de PIS/COFINS sobre a energia livre, que não haviam sido cobrados do consumidor no período de novembro de 2005 a outubro de 2007.

Comparando os 12 meses de 2011 com o mesmo período de 2010, a receita operacional bruta alcançou R\$ 15.240,2 milhões, um crescimento de 3,6% no período. Esse comportamento é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) bom desempenho do mercado cativo na área de concessão da Companhia, que apresentou crescimento de 3,9% no período;
- (ii) reajuste tarifário, com efeito médio percebido pelo consumidor de 1,62% em julho de 2010, o que contribuiu para a evolução da receita no 1º semestre de 2011 em comparação ao mesmo período de 2010;
- (iii) crescimento de R\$ 67,6 milhões na receita de TUSD, explicado pelo aumento de 4,7% no consumo dos clientes livres na comparação entre 2011 e 2010;
- (iv) acréscimo de R\$ 30,0 milhões relacionado ao reconhecimento da receita de construção na mesma base de comparação;
- (v) menor receita registrada com a venda de energia excedente no mercado de curto prazo em R\$ 68,2 milhões, explicada pela diferença dos preços e volumes médios de energia vendida entre os períodos;
- (vi) impacto negativo de R\$ 56,5 milhões relacionado à reversão para obrigações especiais das receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativo no período de 4 de julho ao final de dezembro de 2011.

## DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 35,8% da receita operacional bruta no 4T11, totalizando R\$ 1.373,0 milhões, um crescimento de 3,7% em relação ao montante registrado no mesmo período de 2010.

Esse desempenho é explicado pelo:

- (i) acréscimo nos encargos de Eficiência Energética, P&D (Pesquisa e Desenvolvimento), FNDCT (Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e EPE (Estudo de Pesquisa Energética) em R\$ 15,2 milhões, CCC (Conta de Consumo de Combustível) em R\$ 13,7 milhões e CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) em R\$ 10,7 milhões, refletindo os novos valores despachados pela Aneel;
- (ii) aumento de R\$ 27,0 milhões nos encargos tributários incidentes sobre a receita de fornecimento (ICMS, PIS, COFINS, ISS) decorrente da variação do faturamento entre os períodos.

Em 2011, as deduções apresentaram crescimento de R\$ 388,0 milhões, totalizando R\$ 5.404,6 milhões, o que representa acréscimo de 7,7% na comparação com o mesmo período de 2010. Essa evolução é explicada pelo aumento dos valores definidos pela Aneel para os encargos de CCC (R\$ 132,4 milhões), PROINFA (R\$ 2,8 milhões) e CDE (R\$ 42,7 milhões), bem como pelo aumento dos encargos tributários incidentes sobre a receita de fornecimento, decorrente da variação do faturamento entre os períodos (R\$ 152,2 milhões).

## RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 4T11, a receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 2.464,5 milhões, volume 7,0% inferior registrado no 4T10. O decréscimo das outras receitas e aumento dos encargos mais do que compensaram o crescimento da receita com suprimento de energia no período.

A receita operacional líquida foi 1,4% superior na comparação entre os anos de 2010 e 2011, totalizando R\$ 9.835,6 milhões. Tal variação é decorrente do crescimento da receita bruta de



fornecimento, principalmente pelo maior consumo dos clientes residenciais e comerciais. O bom desempenho da receita bruta de fornecimento mais do que compensou o aumento de tributos e encargos neste mesmo período.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

As despesas operacionais da AES Eletropaulo atingiram R\$ 1.833,5 milhões no 4T11, montante 5,4% superior em relação ao 4T10. Em 2011, as despesas operacionais cresceram 3,2% em relação a 2010, totalizando R\$ 6.961,4 milhões, abaixo da variação do IGP-M em 5,1% nos últimos 12 meses.

As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
<b>Parcela A</b>	<b>1.454,0</b>	<b>1.469,4</b>	<b>5.489,7</b>	<b>5.689,1</b>	<b>1,1%</b>	<b>3,6%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.165,9	1.141,6	4.353,8	4.464,1	-2,1%	2,5%
Transmissão	288,1	327,8	1.135,9	1.225,1	13,8%	7,9%
<b>PMSO</b>	<b>285,4</b>	<b>362,8</b>	<b>1.255,3</b>	<b>1.272,3</b>	<b>27,2%</b>	<b>1,4%</b>
Pessoal	186,5	146,4	647,1	621,7	-21,5%	-3,9%
Materiais	9,8	15,7	35,8	51,7	60,5%	44,2%
Serviços de Terceiros	125,4	129,3	406,9	461,0	3,1%	13,3%
Outros	(36,3)	71,4	165,4	137,9	-296,5%	-16,6%
<b>Total</b>	<b>1.739,4</b>	<b>1.832,3</b>	<b>6.745,0</b>	<b>6.961,4</b>	<b>5,3%</b>	<b>3,2%</b>

\* Não inclui depreciação

### Parcela A

De acordo com a metodologia de revisão tarifária, as despesas classificadas como “Parcela A” são repassadas para a tarifa. Com a adoção do IFRS, o resultado da Companhia não reflete mais os diferimentos da Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA. No entanto, a apuração da CVA continua sendo realizada para atender às exigências da Aneel, permanecendo inalterado o controle da CVA de acordo com a metodologia de cálculo da “Parcela A”. Maiores detalhes podem ser consultados na página 26 e nas Notas Explicativas n.º 34 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

### Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 4T11, a despesa com compra de energia elétrica totalizou R\$ 1.141,6 milhões, queda de 2,1% em relação ao mesmo período de 2010. Essa variação é resultado:

- (i) do efeito combinado do aumento de 3,2% no volume de compra de energia (10.826 GWh no 4T11 versus 10.494 GWh no 4T10) e de 4,4% no preço médio da energia comprada, em função:
  - a. AES Tietê: aumento de R\$ 127,7 milhões, devido ao reajuste de 8,65% no preço do contrato bilateral ocorrido em julho de 2011 e ao aumento de 21,1% do volume adquirido;
  - b. Energia curto prazo: redução de R\$ 83,2 milhões na compra de energia no curto prazo em função da aquisição de R\$ 82,9 milhões no 4T10 e do fato de ter ocorrido venda do excedente de energia no curto prazo durante o 4T11;
  - c. Itaipu: acréscimo de R\$ 12,9 milhões, como resultado da queda de 1,2% do volume de energia adquirida e do aumento de 4,4% do preço médio, refletindo a maior cotação do dólar na comparação entre os períodos;
  - d. Leilões: redução de 0,7% (R\$ 3,9 milhões) em função da redução de 5,2% do preço médio de aquisição e do crescimento de 3,2% no volume.

- (ii) da reversão de provisão de ICMS sobre perdas comerciais, efetuada pela Companhia entre janeiro de 2010 e novembro de 2011, no montante de R\$ 88,3 milhões. Após discussão com os consultores externos da Companhia, concluiu-se que as tarifas cobradas do consumidor já consideram as perdas regulatórias e seus impostos, sendo assim, a Companhia estornou esse provisionamento, uma vez a manutenção do mesmo representaria bitributação de ICMS.

Em 2011, a despesa com energia elétrica comprada para revenda apresentou crescimento de 2,5% em comparação a 2010, totalizando R\$ 4.464,1 milhões. Os seguintes fatores explicam esse desempenho: (i) aumento de R\$ 209,4 milhões na compra de energia em leilões; (ii) crescimento de R\$ 127,8 milhões com a compra de energia da AES Tietê; compensados parcialmente (iii) pela queda de R\$ 89,8 milhões referente à compra de energia no curto prazo; (iv) reversão da provisão de ICMS sobre perdas comerciais em R\$ 88,3 milhões; e (iv) pelo decréscimo em R\$ 46,6 milhões nos gastos com aquisição de energia advinda de Itaipu.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte - (R\$/MWh)	4T10	4T11	2010	2011	%4T10	%4T11	%2010	%2011
AES TIETÊ	159,9	173,7	155,8	167,3	24,9%	28,0%	27,5%	28,1%
ITAIPU	91,1	95,0	92,9	89,5	25,0%	23,4%	25,1%	23,0%
LEILÃO	106,2	100,6	96,1	90,8	49,8%	47,8%	47,0%	48,4%
OUTROS CONTRATOS BILATERAIS	165,2	179,2	172,5	166,7	0,4%	0,8%	0,5%	0,5%
<b>Tarifa (R\$/MWh)</b>	<b>116,0</b>	<b>112,2</b>	<b>112,1</b>	<b>110,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

### Despesa com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 327,8 milhões no 4T11, representando um aumento de 13,8% em relação ao 4T10. Esse acréscimo deve-se, principalmente, ao incremento de R\$ 71,3 milhões com encargos de Rede Básica e ONS, compensados parcialmente pela queda de R\$ 35,3 milhões nas despesas com Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Os valores dos referidos encargos são homologados pela Aneel.

Em 2011, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 1.225,1 milhões, crescimento de 7,9% em comparação a 2010. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento de R\$ 70,7 milhões com encargos de Rede Básica e ONS na comparação entre os períodos.

### PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 4T11, as despesas da AES Eletropaulo com PMSO totalizaram R\$ 364,0 milhões, aumento de 27,6% em relação aos R\$ 285,4 milhões registrados no 4T10. Os principais fatores que influenciaram essas despesas foram:

- (i) aumento de R\$ 107,8 milhões em função do registro no 4T10 de eventos não recorrentes relacionados à reversão de provisão para contingências trabalhistas de R\$ 86,5 milhões e à reversão de PCLD e baixas em função do recebimento dos 50% remanescentes da 2ª parcela do acordo com a PMSP (R\$ 38,0 milhões). Em 2011, o pagamento da 3ª parcela ocorreu integralmente no 3T11;
- (ii) aumento de R\$ 11,0 milhões com despesas de materiais e serviços de terceiros, principalmente devido ao Plano de Ação 2011-2012, detalhado na página 32. Esses eventos foram parcialmente compensados pela
- (iii) redução de R\$ 40,1 milhões com despesas de pessoal, principalmente devido ao evento não recorrente do reconhecimento do benefício de assistência médica pós-emprego no 4T10, além de reajustes salariais e reversão de despesas de Seguro de Acidente de Trabalho - SAT ocorridos no 4T11.

Em 2011, as despesas com PMSO somaram R\$ 1.272,3 milhões, montante 1,4% superior ao apresentado em 2010. As variações são explicadas pelos seguintes fatores:

- (i) incremento de R\$ 55,3 milhões nas despesas com serviços de terceiros principalmente devido a despesas com o Plano de Ação 2011-2012 e com os itens não recorrentes relacionados a consultoria, melhorias de TI e honorários advocatícios;
- (ii) redução de R\$ 27,5 milhões nas outras receitas essencialmente devido à queda na linha de PCLD e baixas, despesas com acordos e condenações e demais despesas.

## Pessoal

As despesas com pessoal estão subdivididas em três rubricas: (a) despesa com pessoal e encargos; (b) despesa com entidade de previdência privada; e (c) despesa com acordos e condenações judiciais conforme demonstrado abaixo:

Pessoal - em R\$ milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
Pessoal e Encargos	127,7	104,8	395,2	440,6	-18,0%	11,5%
Entidade de Previdência	42,0	27,6	167,9	112,3	-34,3%	-33,1%
Acordos e Condenações Trabalhistas	16,8	14,1	84,0	68,7	-16,3%	-18,2%
<b>Total</b>	<b>186,5</b>	<b>146,4</b>	<b>647,1</b>	<b>621,7</b>	<b>-21,5%</b>	<b>-3,9%</b>

- *Despesa com Pessoal e Encargos*

As despesas com pessoal e encargos foram reduzidas em 18,0% no 4T11 em comparação ao 4T10, totalizando R\$ 104,8 milhões. Essa variação reflete:

- (i) o reconhecimento de R\$ 17,7 milhões no 4T10, referente ao reconhecimento do benefício de assistência médica pós-emprego aos colaboradores elegíveis até 30 de setembro de 2010, conforme determina a Lei 9656/98. Essa lei estabeleceu a obrigatoriedade das Companhias oferecerem aos empregados demitidos (até 2 anos após a demissão) e a aposentados o direito de manter sua condição de cobertura assistencial após o desligamento, desde que assumam o pagamento integral da parte que lhes cabe;
- (ii) a reversão de R\$ 10,2 milhões referente à redução da alíquota de Seguro de Acidente do Trabalho - SAT, ocorrida no 4T11;
- (iii) o aumento de R\$ 6,9 milhões no 4T11 referente ao reajuste de salários, benefícios e encargos relacionado ao acordo coletivo de junho de 2011, que reajustou os salários em 8,15%.

Em 2011, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 440,6 milhões, um incremento de 11,5% em relação a 2010. A variação é explicada, principalmente, pelos reajustes salariais ocorridos em 2010 e 2011 e pela internalização de 1,2 mil entregadores de contas e leituristas a partir de agosto de 2010. O aumento dos gastos com pessoal em função da internalização possui contrapartida na linha de serviços de terceiros que foi reduzida em R\$ 24,5 milhões.

- *Despesa com Entidade de Previdência Privada*

Em função da boa rentabilidade alcançada pelos ativos do plano em 2010 e considerando as expectativas de rendimento, tanto dos ativos como dos juros sobre a obrigação atuarial, as despesas com entidade de previdência privada para 2011, de acordo com o cálculo atuarial, totalizaram R\$ 112,3 milhões, 33,1% inferior às de 2010. No 4T11, as despesas com o fundo de pensão somaram R\$ 27,6 milhões.

Para 2012, a despesa com entidade de previdência privada, de acordo com cálculo atuarial, será de R\$ 159,7 milhões, superior às despesas de 2011. Esse aumento decorre da queda da taxa de desconto e expectativa de inflação no longo prazo, além da amortização de perdas atuariais não reconhecidas. Maiores detalhes sobre o valor atualizado do passivo do plano podem ser encontrados na nota explicativa 16 das demonstrações financeiras de 2011 da Companhia.

- *Despesa com Acordos e Condenações Trabalhistas*

As discussões judiciais trabalhistas, quando finalizadas por intermédio de acordo ou condenação, são transferidas da linha de outras despesas operacionais para a linha de pessoal. Portanto, os valores apresentados nas despesas de pessoal representam apenas uma reclassificação entre linhas.

No 4T11, as despesas com acordos e condenações trabalhistas registraram decréscimo de 16,3%, totalizando R\$ 14,1 milhões ante R\$ 16,8 milhões no 4T10. Essa variação é explicada pela redução do número de acordos e condenações registrados no período.

Já em 2011, o montante foi de R\$ 68,7 milhões, com redução de 18,2% em relação ao mesmo período de 2010. Esse desempenho também pode ser explicado pela queda no número de acordos e condenações trabalhistas no período.

### **Despesa com materiais e serviços de terceiros**

As despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 146,2 milhões no 4T11, valor 8,1% superior aos R\$ 135,2 milhões incorridos no 4T10. As principais variações ocorreram devido aos seguintes fatores:

- (i) despesas de R\$ 44,2 milhões relacionados às seguintes ações integrantes do Plano de Ação 2011-2012 no 4T11: (i) treinamento de turmas de emergência para atuação em linha viva, além do aumento do número de equipes durante o verão; (ii) aumento das turmas de manutenção, construção e podas; (iii) ampliação no atendimento de *call center*;
- (ii) gastos de R\$ 13,9 milhões no 4T10 com ações ligadas ao plano de redução de DEC e FEC;
- (iii) redução de R\$ 7,7 milhões com despesas com consultoria, principalmente a relacionada à adoção de um projeto que visa ganhos de eficiência e melhorias na gestão de custo, que foi iniciado no 3T10 e cujos gastos permaneceram até setembro de 2011. Esse projeto proporcionou (i) revisão de processos e políticas para aumentar a eficiência das atividades das áreas de suporte; (ii) maior controle da produtividade das equipes em campo, visando ao aumento da produtividade das atividades operacionais; (iii) melhoria na gestão de contratos com fornecedores; (iv) aumento da eficiência da gestão de clientes de baixa renda e (v) revisão do processo de cobrança dos clientes
- (iv) decréscimo de R\$ 17,8 milhões, relacionada à redução de cortes e religações, despesas com TI, manutenção predial e telefonia fixa.

Em 2011, a Companhia registrou um total de R\$ 512,7 milhões em despesas com materiais e serviços de terceiros, com incremento de 15,8% em relação a 2010. Esse comportamento é explicado pelas:

- (i) despesas de R\$ 65,7 milhões com o Plano de Ação 2011 - 2012 que, por sua vez, são divididas em: R\$ 38,0 milhões com turmas de emergência, R\$ 19,9 milhões com turmas adicionais de manutenção, construção e podas, além de R\$ 7,8 milhões em expansão do *call center*;
- (ii) gastos de R\$ 35,0 milhões no ano de 2010 devido às ações de redução dos indicadores de DEC e FEC iniciadas no 2S10;
- (iii) acréscimo nos gastos com consultoria (+ R\$ 6,6 mi), melhoria nos serviços de cobrança (+ R\$ 5,9 mi) e iluminação pública (+4,1 milhões);
- (iv) redução de R\$ 22,4 milhões nas despesas com serviços de leitura e entrega;
- (v) decréscimo de R\$ 8,2 milhões com ações de corte e religa.

## Outras despesas operacionais

### Acordo com a Prefeitura Municipal de São Paulo

Em 05 de Janeiro de 2009, a AES Eletropaulo assinou acordo com a Prefeitura Municipal de São Paulo (PMSP) a fim de receber débitos passados de fornecimento de energia além de outras dívidas de menor valor.

O acordo prevê a quitação dos débitos em quatro pagamentos, sendo R\$117,8 milhões em 30 de julho de 2009 e três parcelas anuais no valor de R\$ 75,5 milhões, com vencimento, sucessivamente, em 30 de julho de 2010, 2011 e 2012.

Em 2009 e 2010, foram recebidos R\$ 268,8 milhões e em 29 de julho de 2011, a Prefeitura realizou o pagamento da terceira parcela no valor de R\$ 75,5 milhões. Ainda está previsto o recebimento da quarta e última parcela no valor de R\$ 75,5 milhões em 30 de julho de 2012.

Os impactos desse acordo nas demonstrações de 2011 e 2012 podem ser verificados na tabela a seguir.

IMPACTOS DA PMSP NO RESULTADO - R\$ milhões		
	2011(e)	2012(e)
<b>Despesas operacionais</b>	<b>64,2</b>	<b>61,3</b>
PCLD	75,5	75,5
Iluminação Pública	(11,3)	(14,2)
<b>Ebitda</b>	<b>64,2</b>	<b>61,3</b>
<b>Lucro (Prejuízo) Antes dos Impostos</b>	<b>64,2</b>	<b>61,3</b>
Impostos e Contribuição Social Diferido	(25,7)	(25,7)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>38,5</b>	<b>35,6</b>

As principais despesas incluídas no grupo de outras despesas operacionais são: (a) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e Baixas; (b) Provisão e Reversão para Contingências; (c) Custas Judiciais (condenações) e (d) Demais Despesas, conforme detalhado no quadro abaixo.

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
PCLD e Baixas	(10,2)	11,9	53,8	(8,8)	216,5%	-116,4%
Provisão (Reversão) para contingências	(102,3)	(16,2)	(77,3)	(80,2)	84,2%	3,8%
Condenações e Acordos Judiciais	16,5	4,0	42,5	30,8	75,5%	-27,5%
Demais *	59,7	71,7	146,4	196,2	-20,2%	34,0%
<b>Total</b>	<b>(36,3)</b>	<b>71,4</b>	<b>165,4</b>	<b>137,9</b>	<b>296,5%</b>	<b>-16,6%</b>

\* Arrendamentos e aluguéis, Indenizações, Perdas e Danos, Publicidade, Tarifas Bancárias, IPTU etc

As outras despesas operacionais no 4T11 totalizaram R\$ 71,4 milhões, o que representa um crescimento de R\$ 107,8 milhões em comparação ao 4T10, quando foi registrada uma receita de R\$ 36,3 milhões. Essa variação ocorreu em virtude, principalmente do:

- aumento de R\$ 86,1 milhões na linha de provisão para contingências, explicado pela reversão de provisões trabalhistas de R\$ 86,5 milhões ocorrida no 4T10, devido ao termo firmado com a Fundação CESP que reconheceu o dever legal de realizar o pagamento de benefícios de suplementação de aposentadoria e pensão, oriundos destes processos;
- do aumento de R\$ 22,0 milhões na linha de PCLD e baixas, principalmente, devido ao recebimento dos 50% remanescentes (R\$ 38,0 milhões) da 2ª parcela do acordo com a PMSP no 4T10, enquanto em 2011 o pagamento ocorreu todo no 3T11. Esse evento foi parcialmente compensado pela redução de constituição de PCLD e baixas no 4T11 em R\$

16,0 milhões. A exemplo de outras distribuidoras, a partir de setembro de 2011, a Companhia passou a constituir PCLD para os clientes residenciais e comerciais apenas considerando as contas vencidas após 90 dias, e não mais as contas vencidas e não pagas em um período menor.

Já em 2011, foi registrada uma redução de 16,6% em outras despesas operacionais, que totalizaram R\$ 137,9 milhões. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) redução de R\$ 76,4 milhões na linha de provisão para contingências, na maior parte devido a reversões de provisões: (i) trabalhistas, no valor de R\$ 45,2 milhões, em virtude do julgamento favorável em 2ª instância e da mudança no entendimento do Tribunal Superior do Trabalho sobre processos de equiparação salarial em cadeia; (ii) tributárias, no montante de R\$ 28,0 milhões, relacionadas à discussão de dívida de IPTU de imóveis; e
- (ii) redução de R\$ 62,6 milhões na constituição de PCLD e Baixas, pela alteração do critério de constituição de PCLD acima mencionado; parcialmente compensados por
- (iii) reversão de provisões trabalhistas de R\$ 86,5 milhões ocorrida no 4T10, devido ao termo firmado com a Fundação CESP; e
- (iv) aumento de R\$ 30,0 milhões em demais despesas devido a maiores gastos com publicidade e despesas com desativação de ativos.

## OUTRAS RECEITAS E DESPESAS

---

A conta de outras receitas e despesas apresentou uma receita líquida de R\$ 499,5 milhões no 4T11 ante uma despesa líquida de R\$ 369,3 milhões no mesmo período de 2010. Os seguintes valores explicam essa variação:

- (i) efeito negativo não recorrente registrado no 4T10, no valor de R\$ 41,0 milhões, em função da alienação de ativos resultante dos acordos com a SPTrans e a EMTU;
- (ii) redução de R\$ 118,5 milhões nas despesas de construção, devido à distribuição mais homogênea dos investimentos ao longo do ano de 2011, o que fez com que o capex despendido no 4T11 fosse menor do que o do 4T10. As despesas com construção passaram a ser contabilizadas como “Outras Despesas” após a adoção do IFRS e do ICPC 01 e são compensadas em “Outras Receitas” com valor correspondente; e
- (iii) recebimento no 4T11 de R\$ 707,3 milhões a título de pagamento compensatório feito pela Cia Brasileira à AES Eletropaulo, referente à alienação da AES Eletropaulo Telecom para a TIM.

Em 2011, as outras receitas e despesas totalizaram uma despesa líquida de R\$ 26,3 milhões, redução de 95,1% em relação a 2010. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) baixa de ativos no valor de R\$ 31,1 milhões em 2010, realizada após a finalização do inventário dos ativos físicos da Companhia;
- (ii) efeito negativo não-recorrente, no valor de R\$ 41,0 milhões, em função da alienação de ativos resultante dos acordos com a SPTrans e a EMTU no 4T10; e
- (iii) efeito positivo de R\$ 441,9 milhões, na comparação entre os anos, em função da alienação da AES Eletropaulo Telecom para a TIM. Em 2010, a Companhia recebeu da Cia Brasileira R\$ 265,4 milhões referentes às quotas da AES Eletropaulo Telecom transferidas em 2005, enquanto em 2011 ocorreu o pagamento compensatório devido à alienação dessas quotas para a TIM no valor de R\$ 707,3 milhões. Esses eventos foram parcialmente compensados pelo
- (iv) incremento de R\$ 49,6 com despesas de construção, devido aos maiores investimentos realizados em 2011.



## EBITDA

A Companhia atingiu um Ebitda de R\$ 1.131,7 milhões no 4T11, montante 108,6% superior ao registrado no mesmo período do ano passado (R\$ 542,6 milhões). Os seguintes fatores contribuíram para esse desempenho:

- (i) queda da receita líquida em função de a maior receita de fornecimento ter sido mais do que compensada pela redução em outras receitas e maiores encargos no período;
- (ii) incremento de R\$ 78,7 milhões nas despesas com PMSO influenciado principalmente pela reversão de provisão para contingências registrada no 4T10 e pelas despesas relacionadas ao Plano de Ação 2011 - 2012;
- (iii) recebimento do pagamento compensatório da alienação das quotas da AES Eletropaulo Telecom pela Cia Brasileira para a TIM, com efeito positivo de R\$ 707,3 milhões no Ebitda.

No acumulado do ano, o Ebitda da Companhia totalizou R\$ 2.847,9 milhões, um aumento de 18,0% quando comparado ao do mesmo período de 2010, quando o Ebitda foi de R\$ 2.412,8 milhões. Os seguintes fatores explicam esse desempenho:

- (i) bom desempenho do mercado cativo na área de concessão da Companhia, que apresentou crescimento de 3,9% no período e do reajuste tarifário, com efeito médio percebido pelo consumidor de 1,62% em julho de 2010;
- (ii) pagamento compensatório da alienação das quotas da AES Eletropaulo Telecom pela Cia Brasileira para a TIM no 4T11, com efeito positivo de R\$ 707,3 milhões; parcialmente compensados pelo
- (iii) aumento de R\$ 199,5 milhões de despesas com compra de energia e encargos de uso da rede elétrica.

## EBITDA Ajustado

O Ebitda da AES Eletropaulo é ajustado pelas despesas referentes ao passivo com a Fundação CESP (confissão de dívida, reserva matemática e custo atuarial), para melhor refletir a geração de caixa operacional da Companhia uma vez que o saldo de obrigação com o fundo de pensão é considerado no saldo da dívida da Companhia.

No 4T11, o Ebitda ajustado totalizou R\$ 1.157,3 milhões, apresentando uma elevação de 97,6% quando comparado ao do 4T10 (R\$ 585,7 milhões), influenciado pelo incremento de 108,6% no Ebitda, conforme já mencionado, e pela redução de R\$ 17,5 milhões nas despesas com a Fundação CESP.

No acumulado do ano, o Ebitda ajustado atingiu R\$ 2.953,4 milhões, montante 14,7% superior ao mesmo período do ano passado, acompanhando o aumento de 18,0% no Ebitda e a redução de R\$ 56,0 milhões nas despesas com Fundação CESP.

R\$ milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
<b>Ebitda</b>	<b>542,6</b>	<b>1.131,7</b>	<b>2.412,8</b>	<b>2.847,9</b>	<b>108,6%</b>	<b>18,0%</b>
<b>Ajustes</b>						
Desp. Passivo - FCESP	43,1	25,6	161,6	105,6	-40,6%	-34,6%
<b>Ebitda Ajustado</b>	<b>585,7</b>	<b>1.157,3</b>	<b>2.574,3</b>	<b>2.953,4</b>	<b>97,6%</b>	<b>14,7%</b>

## RESULTADO FINANCEIRO

---

O resultado financeiro líquido da Companhia no 4T11 foi uma despesa de R\$ 21,8 milhões, superior em R\$ 52,7 milhões em comparação à receita de R\$ 31,0 milhões registrada no mesmo período de 2010. Esse aumento é explicado, principalmente, pelos seguintes eventos:

- (i) constituição de provisão realizada no 4T11 no montante de R\$ 27,0 milhões referente a autos de infração emitidos pela ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo) e Aneel em 2011;
- (ii) decréscimo de R\$ 9,3 milhões no rendimento das aplicações financeiras, devido ao menor saldo médio de caixa no período;
- (iii) decréscimo de R\$ 9,5 milhões em pagamentos de juros das contas dos clientes;
- (iv) impacto negativo de R\$ 3,6 milhões, decorrente da variação cambial relacionada à compra de energia de Itaipu.

No ano de 2011, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 21,3 milhões, enquanto em 2010 o resultado foi uma receita líquida de R\$ 103,0 milhões. Esse desempenho é devido aos seguintes fatores:

- (i) efeito positivo registrado em 2010 referente aos itens não recorrentes relacionados ao fim da discussão sobre o acordo com a massa falida do Banco Santos (R\$ 106,3 milhões) e à reversão de provisão de juros e multa correspondentes à contingência iniciada pela mudança na base de cálculo do COFINS (R\$ 20,4 milhões);
- (ii) acréscimo dos encargos da dívida em R\$ 36,2 milhões no ano;
- (iii) provisão registrada no 4T11 no montante de R\$ 27,2 milhões referente aos autos de infração recebidos da ARSESP e Aneel; parcialmente compensados pelo
- (iv) reconhecimento de R\$ 54,7 milhões relacionados ao Finsocial (mais detalhes sobre o assunto em “Receitas Financeiras”).

### Receitas Financeiras

No 4T11, as receitas financeiras da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 63,6 milhões, o que representa decréscimo de 12,2% ou R\$ 8,8 milhões em relação ao mesmo período de 2010. Esse desempenho é explicado principalmente pelo decréscimo de R\$ 9,3 milhões no rendimento das aplicações financeiras, devido ao menor saldo médio de caixa no período.

No acumulado do ano, a receita financeira foi de R\$ 318,3 milhões, superior ao montante de R\$ 274,5 milhões auferido em 2010. O impacto positivo de R\$ 54,7 milhões da correção monetária do Finsocial e o aumento de R\$ 3,8 milhões no rendimento das aplicações financeiras mais do que compensaram a redução de R\$ 6,5 milhões das multas recebidas dos clientes por atraso de pagamento da conta.

*O item que menciona o Finsocial trata-se do seguinte:*

*No período de 1989 a 1992, a Companhia recolheu a contribuição ao Finsocial (Fundo de Investimento Social) com majorações de alíquotas (0,5% a 2%) que posteriormente foram reconhecidas como inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal (STF) para todas as empresas que exerciam atividade comercial ou mista (prestadora de serviços e comercial), razão pela qual a AES Eletropaulo impetrou uma ação judicial contra o Governo Federal em 30 de agosto de 1994. Em dezembro de 2008, o STF negou recurso apresentado pelo Governo Federal, e finalmente, em fevereiro de 2009, findou o prazo para apresentação de novo recurso por parte do Governo Federal, assim a decisão do Tribunal Regional Federal da 3ª. Região, favorável à Companhia, transitou em julgado.*

*Em função da decisão proferida pelo STF, a Companhia reconheceu, em suas demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2008, os montantes e as devidas correções relacionadas ao Finsocial, no valor de R\$ 194,0 milhões, líquido de impostos.*

*Porém, como a decisão acima mencionada não determinava a devolução da quantia relativa aos expurgos inflacionários (R\$ 54,7 milhões), a Companhia apresentou um novo recurso para que esta diferença também fosse recuperada.*

*Em função do julgamento definitivo deste recurso, em setembro/11, esse montante foi reconhecido no resultado à título de correção monetária e juros de mora (expurgos inflacionários). Tal montante não terá efeito caixa neste momento, pois será utilizado para compensar outros tributos federais assim que autorizado pela Receita Federal. A expectativa da Companhia é que o deferimento para compensações aconteça até o final de 2011.*

### **Despesas Financeiras**

As despesas financeiras apresentaram crescimento de 22,2% no trimestre quando comparadas às do 4T10, totalizando R\$ 190,0 milhões. Essa variação é explicada pela:

- (i) constituição de provisão realizada no 4T11 no montante de R\$ 27,0 milhões referente a autos de infração emitidos pela ARSESP e Aneel em 2011 relacionados à ação fiscalizadora técnica periódica realizada com o objetivo de verificar os processos de qualidade técnica e possíveis interrupções no fornecimento de energia elétrica;
- (ii) incremento de R\$ 1,8 milhões nas despesas relacionadas ao pagamento de penalidades por transgressão dos indicadores DIC, FIC e DMIC.

No ano de 2011, a Companhia apresentou despesa financeira de R\$ 416,5 milhões, o que representa aumento de R\$ 157,9 milhões em relação ao montante apresentado no mesmo período de 2010. Tal variação pode ser explicada pelos seguintes fatores:

- (i) constituição de provisão no montante de R\$ 27,0 milhões referente a autos de infração emitidos pela ARSESP e ANEEL, conforme mencionado acima;
- (ii) acréscimo de R\$ 36,2 milhões nos encargos da dívida em função principalmente ao aumento do CDI acumulado no período que passou de 9,71% em 2010 para 11,60% em 2011;
- (iii) efeito positivo e não recorrente de R\$ 100,1 milhões registrado em 2010 relacionado ao final da discussão sobre o acordo com a massa falida do Banco Santos;
- (iii) evento não recorrente com impacto positivo de R\$ 20,4 milhões em 2010 referente à mudança na base de cálculo do COFINS instituída em 2004, quando foram excluídos da base de cálculo os efeitos das despesas financeiras sobre empréstimos com efeito imediato, ou seja, contrariando o princípio da noventena.

### Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 4T11, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram receita de R\$ 22,6 milhões, valor R\$ 18,7 milhões inferior ao registrado no 4T10. A redução no período é explicada pelo:

- (i) item não recorrente com impacto positivo em 2010 referente à variação monetária relacionada ao reconhecimento de PIS/COFINS de energia livre, que não foi cobrada do consumidor no período de nov/2005 a out/2007, com impacto de R\$ 9,7 milhões;
- (ii) decréscimo de R\$ 9,5 milhões referente ao pagamento de juros das contas dos clientes; e
- (iii) impacto negativo de R\$ 3,6 milhões relacionado à variação cambial incidente sobre a compra de energia de Itaipu, devido à alta de 5,4% da cotação média do dólar observada na comparação entre os trimestres;

Tais fatores foram parcialmente compensados pelos fatores mencionados a seguir:

- (iv) variação positiva de R\$ 7,4 milhões relacionados à variação monetária de depósitos judiciais.

No ano de 2011, as variações monetárias e cambiais líquidas totalizaram receita de R\$ 76,9 milhões, inferior em 11,8% ao montante auferido no mesmo período de 2010. Tal decréscimo é devido ao:

- (i) impacto negativo de R\$ 24,8 milhões relacionados à variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu; compensados pelo;
- (ii) aumento de R\$ 13,5 milhões em função do reconhecimento do ajuste de variação monetária sobre a energia livre com impacto negativo de R\$ 15 milhões no ano de 2010, principalmente devido à mudança no critério de correção monetária da energia livre que passou a ser corrigido pela Selic ao invés de IGP-M.

*O item que menciona o reconhecimento de ajuste de variação monetária sobre energia livre trata sobre o que segue:*

*A Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) foi instituída para a distribuidora equacionar a parcela dos impactos financeiros incidentes sobre distribuidores e geradores do Sistema Interligado Nacional (SIN) em função do programa de racionamento de energia ocorrido em 2001. O prazo estipulado para a realização dos novos ativos regulatórios relacionados à RTE (para recompor perdas das distribuidoras) e Energia Livre (para recompor perdas das geradoras) foi de 70 meses para a AES Eletropaulo, a partir de 1º de janeiro de 2002.*

*Após análise econômico-financeira realizada pela Aneel, verificou-se um possível desequilíbrio entre a parcela recebida pelas distribuidoras e pelas geradoras. Isto motivou a necessidade de um ajuste final nos repasses financeiros da RTE.*

*Na Resolução Normativa 387, de 15 de dezembro de 2009, ficou estipulado que os repasses de energia livre pela Companhia deverão ser recalculados de forma retroativa desde fevereiro de 2002.*

*O impacto negativo no resultado da AES Eletropaulo em virtude do equacionamento realizado foi de R\$ 15,0 milhões em 2010. Desse total, R\$ 8,3 milhões devido à mudança no critério de correção monetária da Energia Livre que passou a ser corrigido pela Selic ao invés de IGP-M, esse montante engloba a correção do período entre janeiro de 2004 e setembro de 2010. A mudança no indicador utilizado para correção deve-se ao entendimento da Companhia de que a correção por Selic é mais conservadora, este montante está relacionado à liminar acerca de uma discussão entre uma geradora e a Aneel.*

## LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido da Companhia no 4T11 totalizou R\$ 686,7 milhões, montante 120,9% superior ao lucro líquido do 4T10. Tal variação é explicada:

- (i) pagamento compensatório da alienação das quotas da AES Eletropaulo Telecom pela Cia Brasileira para a TIM, com efeito positivo de R\$ 466,8 milhões no lucro líquido;

Esse item foi parcialmente compensados pela:

- (i) queda da receita líquida em função de a maior receita de fornecimento ter sido mais do que compensada pela redução em outras receitas e maiores encargos no período;
- (ii) incremento de R\$ 78,7 milhões nas despesas com PMSO influenciado principalmente pela reversão de provisão para contingências registrada no 4T10 e pelas despesas relacionadas ao Plano de Ação 2011 - 2012;
- (iii) redução no resultado financeiro em R\$ 62,0 milhões, devido ao impacto negativo de variação cambial (R\$ 18,7 milhões), redução no rendimento das aplicações financeiras (R\$ 8,8 milhões) e pelo aumento das despesas financeiras em R\$ 34,5 milhões.

Em 2011, o lucro líquido totalizou R\$ 1.572,1 milhões, um aumento de 16,7% quando comparado ao montante de R\$ 1.347,7 milhões registrado no ano de 2010. Esse crescimento é explicado pelo:

- (ii) bom desempenho do mercado cativo na área de concessão da Companhia, que apresentou crescimento de 3,9% no período e do reajuste tarifário, com efeito médio percebido pelo consumidor de 1,62% em julho de 2010, que contribuiu para a evolução da receita no primeiro semestre de 2011 em comparação ao mesmo período de 2010;
- (iii) pagamento compensatório da alienação das quotas da AES Eletropaulo Telecom pela Cia Brasileira para a TIM no 4T11, com efeito positivo de R\$ 466,8 milhões no lucro líquido; parcialmente compensados pelo
- (iv) aumento de R\$ 199,5 milhões de despesas com compra de energia e encargos de uso da rede elétrica;
- (v) pior desempenho no resultado financeiro em R\$ 124,3 milhões, devido ao impacto negativo de variação cambial (R\$ 10,3 milhões), e pelo aumento das despesas financeiras em R\$ 157,9 milhões.

## PROVENTOS

Dividendos 2011 (R\$ Milhões)	
<b>Lucro do Exercício - 31 DEZEMBRO 2011</b>	<b>1.572,1</b>
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	95,9
Dividendos e JSCP prescritos	8,1
Constituição de Reserva Legal (5%)	-
<b>Base para distribuição de dividendos</b>	<b>1.676,1</b>
Dividendos Intermediários já distribuídos	291,0
Juros sobre Capital Próprio já destinados - 31/12/2011	73,0
<b>Dividendos complementares propostos</b>	<b>547,1</b>
<b>Reserva Especial</b>	<b>765,0</b>

A Administração da AES Eletropaulo propõe a distribuição de 54% da base para pagamento de dividendos do ano de 2011, sendo 50% do lucro distribuível acrescido de JSCP, no valor de R\$ 911,1 milhões, em função:

- (i) da projeção do fluxo de caixa da Companhia incluindo o programa de investimentos;
- (ii) da devolução por meio da tarifa dos passivos regulatórios, no montante estimado de R\$ 469,0 milhões (considerando a correção por Selic ou IGP-M), constituídos entre junho de 2010 e dezembro de 2011;
- (iii) da expectativa de impacto negativo nos resultados da Companhia a partir de 4 de julho de 2012, por conta do processo de revisão tarifária que ocorrerá em conjunto com o reajuste tarifário;
- (iv) do reforço esperado de R\$ 137 milhões em investimentos e despesas operacionais em 2012 como parte do Plano de Ação 2011-2012 implementado pela Companhia com vistas a assegurar o aprimoramento dos serviços prestados aos clientes.

A Administração propõe ainda que o valor remanescente de R\$ 765,0 milhões seja destinado à Reserva Especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades da Companhia. O saldo dessa reserva poderá ser distribuído futuramente aos acionistas na forma de dividendos por decisão do Conselho de Administração da Companhia, ad referendum da Assembleia Geral.

As destinações mencionadas acima serão submetidas à aprovação da Assembleia Geral que está prevista para 16 de abril de 2012, quando também ocorrerá:

- (i) ratificação dos juros sobre o capital próprio no valor bruto de R\$ 73,0 milhões deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 7 de dezembro de 2011, além da definição da efetiva data para pagamento;
- (ii) ratificação dos dividendos intermediários referentes ao 1S11, pagos em 22 de setembro de 2011, no montante de R\$ 291,0 milhões;
- (iii) aprovação da proposta de dividendos complementares, referentes ao resultado do 2S11 no valor de R\$ 547,1 milhões, além da definição da data do pagamento.

Dessa forma, a proposta de distribuição de proventos complementares da Companhia corresponde a R\$ 3,49 por ação ON e R\$ 3,84 por ação PN a serem pagos em data a ser deliberada em Assembleia Geral, da seguinte forma:

#### **Juros sobre capital próprio**

- R\$ 0,41 por ação ON e R\$ 0,45 por ação PN (valores brutos) a serem pagos em 15 de Maio de 2012.

#### **Dividendos complementares**

- R\$ 3,08 por ação ON e R\$ 3,39 por ação PN serem pagos em 15 de Maio de 2012.

Considerando o preço médio ponderado das ações preferenciais em 2011, de R\$ 35,78 por ação, o *dividend yield* do ano foi de 15,8%.

#### **Ativos e Passivos Regulatórios**

Segundo as normas da Aneel, a diferença entre os itens não gerenciáveis considerados no reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária e os valores efetivamente incorridos pelas distribuidoras, devem ser registrados, para efeitos regulatórios, em contas temporárias no Balanço Patrimonial e na Demonstração de Resultados Regulatórios das distribuidoras. Essas contas podem ser credoras ou devedoras, a depender da variação dos custos realizados nos ciclos. Os eventuais saldos dos ciclos serão adicionados ou reduzidos da tarifa no reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária seguinte e amortizados no próximo ano tarifário (período de 12 meses após a data do reajuste e/ou revisão).



A partir da adoção do IFRS nos balanços societários, as variações dos ativos e passivos regulatórios deixaram de ser diferidas e passaram a ser contabilizadas no resultado gerando assim volatilidade nos resultados da Companhia.

No quadro abaixo, está demonstrado o impacto pro-forma das variações dos ativos e passivos regulatórios no resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo.

Ativos e Passivos Regulatórios	4T10	4T11	2010	2011
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	22,8	(19,9)	18,6	210,8
Itens regulatórios de ciclos anteriores	75,4	60,6	339,1	154,2
<b>Total</b>	<b>98,1</b>	<b>40,8</b>	<b>357,7</b>	<b>365,0</b>

A variação dos itens regulatórios no 4T11 em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 40,8 milhões no resultado antes dos tributos da Companhia, sendo que R\$ 19,9 milhões serão compensados em favor da Companhia por meio da tarifa no próximo ciclo. Esse montante é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) impacto positivo de R\$ 171,7 milhões devido à postergação da aplicação da metodologia do 3º ciclo de revisão tarifária. Para o cálculo desse montante, foi utilizado o laudo de avaliação da base de remuneração regulatória, ainda sob análise da Aneel, e a metodologia aprovada pela Aneel para o 3º ciclo. Esse valor considera ainda R\$ 5,0 milhões referentes ao ajuste do cálculo desse impacto no 3T11. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo
- (ii) efeito negativo de R\$ 113,1 milhões em função do aumento das despesas com encargos de RGR, CDE, ESS, CCC, TUSD, Rede Básica e ONS;
- (iii) R\$ 27,7 milhões referentes à concessão de subsídio de baixa renda;
- (iv) R\$ 25,8 milhões referentes à compra de energia para revenda;
- (v) R\$ 25,5 milhões devido à diferença positiva entre o preço da energia comprada por meio de contratos bilaterais e leilões e o preço de venda na CCEE. Essa venda é necessária para manter a Companhia dentro dos níveis de contratação regulatórios.

Já em 2011, o resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo foi impactado positivamente em R\$ 365,0 milhões, sendo que R\$ 210,8 milhões serão devolvidos aos clientes via tarifa em ciclos futuros. Esse montante é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) impacto positivo de R\$ 354,0 milhões em função da postergação da aplicação da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, conforme mencionado;
- (ii) R\$ 155,3 milhões referentes à compra de energia para revenda;
- (iii) R\$ 43,7 milhões referentes à expectativa da Companhia de ajuste do Fator Xe do 2º ciclo tarifário; parcialmente compensados
- (iv) Pelo efeito negativo de R\$ 219,5 milhões em função do aumento das despesas com encargos de RGR, CDE, ESS, CCC, TUSD, Rede Básica e ONS;
- (v) R\$ 73,6 milhões devido à diferença positiva entre o preço da energia comprada por meio de contratos bilaterais e leilões e o preço de venda na CCEE;
- (vi) R\$ 67,8 milhões referentes à concessão de subsídio de baixa renda.

Na tabela abaixo, estão demonstrados os resultados antes dos tributos caso os ativos e passivos regulatórios ainda transitassem no resultado da Companhia.

Ativos e Passivos Regulatórios	4T10	4T11	2010	2011
Resultado antes dos tributos sem os itens regulatórios (IFRS)	448,8	984,0	2.016,0	2.323,2
Ativos e passivos regulatórios	98,1	40,8	357,5	365,0
<b>Resultado antes dos tributos incluindo itens regulatórios</b>	<b>350,8</b>	<b>943,3</b>	<b>1.658,5</b>	<b>1.958,2</b>

Já a tabela abaixo demonstra os ativos e passivos regulatórios estimados da AES Eletropaulo, acumulados até 31/12/2011, que deverão ser compensados via tarifa em ciclos futuros. Os valores já contemplam a correção pela Selic ou IGP-M.

Ativos e Passivos Regulatórios <sup>1</sup>	Ciclo 2010/2011	Ciclo 2011/2012	Total
Ativos Regulatórios	124,0	525,0	649,0
Passivos Regulatórios	(524,4)	(593,6)	(1.118,0)
Total	(400,4)	(68,6)	(469,0)

1 - Valores corrigidos por selic ou IGP-M

## ENDIVIDAMENTO

Em atendimento às exigências da Lei nº 11.638, contratos de arrendamento mercantil e locação sob a rubrica de Leasing são considerados no saldo total da dívida da AES Eletropaulo. Ao final do 4T11, tais contratos representaram R\$ 12,1 milhões no saldo do endividamento da Companhia, inferiores ao montante de R\$ 15,4 milhões registrados no mesmo período de 2010. Para efeito de análise, tais valores não são considerados no saldo total da dívida.

A dívida bruta da Companhia em 31 de dezembro de 2011 totalizava R\$ 3.726,5 milhões, R\$ 389,6 milhões inferior ao valor registrado no mesmo período de 2010, que alcançou R\$ 4.116,1 milhões. A redução de 9,5% na dívida bruta refere-se principalmente: (i) ao pagamento, em setembro de 2011, de R\$ 200 milhões referentes à 1ª parcela de amortização da 10ª emissão de debêntures; e (ii) à redução do saldo contabilizado da dívida com a Fundação CESP em R\$ 142,2 milhões, em função de os pagamentos para o fundo de pensão das parcelas referentes ao ano de 2011 terem sido maiores do que as despesas provenientes do cálculo atuarial. O saldo dessa dívida totalizou R\$ 1.230,5 milhões ao final de dezembro de 2011.

As disponibilidades somavam R\$ 1.390,5 milhões no fechamento do ano, valor R\$ 273,9 milhões inferior ao de 2010. Essa variação decorre, principalmente, dos pagamentos de dividendos ocorridos em maio e setembro, bem como à amortização da 10ª emissão de debêntures realizada em setembro de 2011.

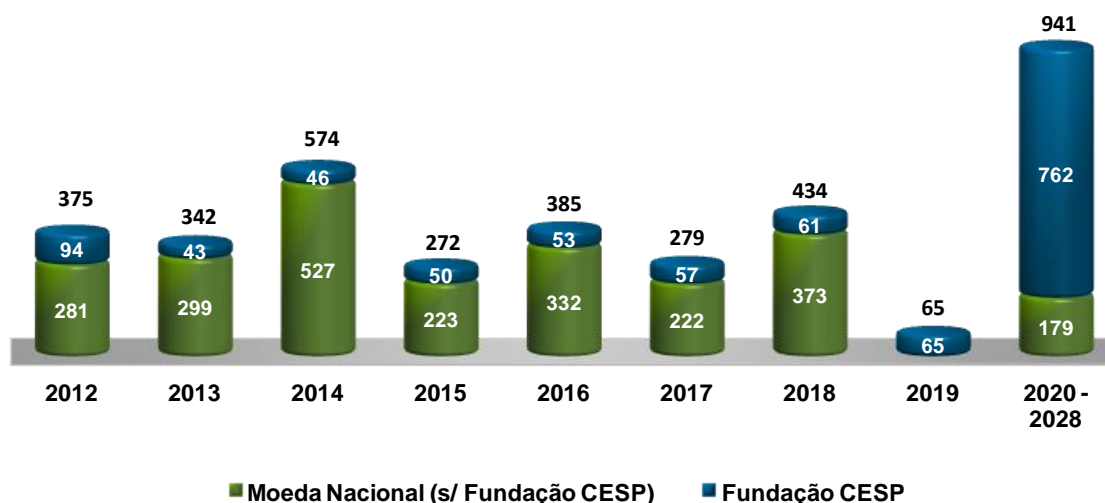
Em 2011, a dívida líquida da Companhia somou R\$ 2.336,1 milhões, montante 4,7% inferior ao saldo da dívida líquida do mesmo período do ano passado, devido à amortização de dívida citada acima.

Considerando o Ebitda ajustado dos 12 meses findos em dezembro de 2011, a Companhia apresenta indicador Dívida Líquida / Ebitda Ajustado de 0,8 vezes e Dívida Bruta / Ebitda Ajustado de 1,3 vezes. O ajuste do Ebitda é referente às despesas com a Fundação CESP, uma vez que essa obrigação é considerada para o cálculo do saldo da dívida.

### Destaques

- **Custo médio:** O custo médio da dívida total da AES Eletropaulo apresentou variação passando de CDI + 1,25% a.a. em 31 de dezembro de 2010 para CDI + 1,06% a.a. em 31 de dezembro de 2011. Essa queda ocorreu em função da liquidação de R\$ 200 milhões, referente à 1ª parcela da 10ª emissão de debêntures, realizada no mês de setembro e principalmente devido à redução das curvas de DI do período
- **Prazo médio:** Em 31 de dezembro de 2011, o prazo médio da dívida era 6,7 anos, patamar inferior ao prazo de 7,2 anos de 31 de dezembro de 2010.

## CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO - R\$ milhões (Principal)



### Posição em 31/12/2011

<b>Dívida</b>	<b>3.726,5</b>
Disponibilidades*	1.390,5
<b>Dívida Líquida</b>	<b>2.336,1</b>
Leasing	12,0
<b>Dívida Líquida sem Leasing</b>	<b>2.324,1</b>

\* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

## INVESTIMENTOS

No 4T11, a AES Eletropaulo investiu R\$ 209,2 milhões, montante 30,0% inferior ao investido no 4T10. Do total, R\$ 203,4 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 5,8 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Em 2011, a Companhia manteve volume elevado de investimentos, a exemplo do ano de 2010, e investiu um volume recorde de R\$ 738,7 milhões, em linha com o previsto para o ano. Esse valor representa um aumento de 8,3% quando comparado ao valor investido em 2010. Os investimentos com recursos próprios totalizaram R\$ 716,7 milhões, enquanto os projetos financiados pelo cliente somaram R\$ 22,0 milhões.

Investimentos - R\$ milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11x4T10	Var (%) 2011x2010
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	148,7	108,1	348,1	361,2	-27,3%	3,8%
Manutenção	94,7	62,5	186,4	227,0	-34,0%	21,8%
Recuperação de Perdas	13,5	7,1	63,8	35,0	-47,7%	-45,1%
Tecnologia da Informação	17,9	17,7	28,0	38,7	-0,8%	38,1%
Outros	17,5	8,0	27,8	54,9	-54,2%	97,3%
<b>Total (c/ recursos próprios)</b>	<b>292,4</b>	<b>203,4</b>	<b>654,1</b>	<b>716,7</b>	<b>-30,4%</b>	<b>9,6%</b>
Financiado pelo cliente	6,6	5,8	28,1	22,0	-11,7%	-21,8%
<b>Total</b>	<b>299,0</b>	<b>209,2</b>	<b>682,3</b>	<b>738,7</b>	<b>-30,0%</b>	<b>8,3%</b>

Em 2012, a Companhia planeja investir R\$ 840,6 milhões, montante 13,8% superior ao volume recorde investido em 2011. Deste montante, são previstos R\$ 794,1 milhões com recursos próprios e R\$ 46,4 milhões financiados pelos clientes. Dentre os investimentos programados estão:

- energização de duas subestações adicionando 200MVA de capacidade ao sistema;
- repotenciação de 05 subestações adicionando 130MVA de capacidade ao sistema;
- 32 novas linhas de distribuição aérea;
- 49,1 km de novas linhas de transmissão;
- manutenção de mais de 6 mil km de redes de distribuição, representando um aumento de 20% em relação ao realizado em 2011;
- instalação de mais 1.500 religadores automáticos e 5.000 seccionadores;
- regularização de 45 mil ligações ilegais e substituição de mais de 142 mil medidores obsoletos.

### **Principais Investimentos - 4T11 e 2011**

**Expansão do Sistema e Serviços ao Cliente** - Visa ao atendimento do crescimento do mercado e redução do risco de interrupção no fornecimento regular e em condições de emergência.

- R\$ 44,3 milhões no 4T11 em serviços ao cliente para atender à adição de 52,1 mil novos clientes, dos quais 6,2 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais. No acumulado de 2011, o montante foi de R\$ 172,4 milhões atendendo à adição de 192,2 mil novos clientes dos quais 46,2 mil estão relacionados a regularizações de ligações ilegais.
- R\$ 62,8 milhões no 4T11 em expansão do sistema com o objetivo de melhorar a qualidade de fornecimento de energia. No acumulado de 2011, foram investidos R\$ 188,8 milhões, destacando-se: (i) a energização de duas subestações digitalizadas (160 MVA); (ii) a ampliação de capacidade de mais três Estações Transformadoras de Distribuição (ETD) totalizando 322 MVA de carga adicionada; (iii) conclusão da obra na Linha de Transmissão Subterrânea Anhanguera - Casa Verde; e (iv) obras em andamento da Linha de Transmissão Aérea Jandira - Itapevi e do Ramal Aéreo de Estação Peri. Essas melhorias atenderam a aproximadamente 1,2 milhão de clientes.

**Manutenção** - Os objetivos desse tipo de investimento são: melhorar os indicadores de qualidade, proporcionar a continuidade do fornecimento, evitar acidentes com a população e modernizar a rede de distribuição.

- No 4T11, foram investidos R\$ 62,5 milhões em projetos de (i) manutenção preventiva e corretiva em 1.235 km da rede; (ii) automação do sistema elétrico com a instalação de 393 religadores automáticos; e (iii) modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.
- O total investido em 2011 foi de R\$ 227,0 milhões, principalmente direcionados à manutenção de 5.171 km da rede e instalação de 1.231 religadores automáticos.

**Recuperação de Perdas** - Visa à diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da distribuidora.

- O montante investido no 4T11 em recuperação de perdas totalizou R\$ 7,1 milhões. Foram realizadas 6,2 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 8,2 mil irregularidades por meio de inspeções de fraude e anomalias. Além disso, foram substituídos 28,5 mil medidores obsoletos.
- Em 2011, foram investidos R\$ 35,0 milhões destinados à realização de 46,2 mil regularizações de ligações ilegais, correção de 38,6 mil irregularidades e substituição de 196,7 mil medidores obsoletos.

## Outros

- No 4T11 foram destinados R\$ 19,1 milhões à aquisição de guindastes, caminhões com cestas aéreas e outros veículos voltados principalmente ao suporte a empreiteiras para realização de obras de expansão da rede e a turmas de podas e emergência. Em 2011, o montante totalizou R\$ 30,1 milhões.

## Plano de Ação 2011-2012

Visando à constante evolução dos serviços prestados aos seus clientes, conforme anunciado pela Companhia no decorrer de 2011, estão sendo destinados R\$ 242,2 milhões em 2011 e 2012 a melhorias no atendimento ao cliente e novas equipes de eletricitas para manutenção, poda, construção e atendimentos de emergência. Deste total, R\$ 58,7 milhões referem-se a investimentos e R\$ 183,5 milhões a despesas operacionais.

Desde o início do plano até dezembro de 2011 foram investidos R\$ 37,4 milhões e incorridas despesas de R\$ 68,4 milhões. Esses recursos foram destinados a:

- disponibilização de 353 turmas de emergências, capacitadas para realizar atendimentos em linha viva, além do direcionamento de mais 120 novas turmas a partir de dezembro para também realizar essas atividades;
- ampliação de 38% na capacidade de *call center*;
- duplicação da capacidade de recebimento de SMS, atingindo 100 mil torpedos/dia;
- treinamento e início das atividades de 580 eletricitas de manutenção e construção;
- contratação de 30 eletricitas de podas, que iniciaram suas atividades em outubro de 2011;
- ampliação da capacidade de atendimento do *call center* em 27 vezes de 2 mil para 54 mil chamadas/hora;
- adição de 300 posições de stand by no *call center* para situações de emergência.

As 120 turmas de emergência adicionadas em dezembro serão mantidas durante todo o verão, época mais chuvosa do ano e com maior número de ocorrências. Assim, 473 equipes estarão disponíveis de dezembro até março e, após esse período, o total de turmas voltará a ser de 353.

## FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	4T10	2010	1T11	2T11	3T11	4T11	2011
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	<b>1.604</b>	<b>1.249</b>	<b>1.664</b>	<b>1.748</b>	<b>1.043</b>	<b>878</b>	<b>1.664</b>
Geração de caixa operacional	765	2.694	463	654	735	564	2.416
Investimentos	(234)	(640)	(197)	(156)	(190)	(205)	(749)
Despesa Financeira Líquida	(65)	(249)	(24)	(73)	(38)	(84)	(219)
Amortizações Líquidas	(14)	222	(15)	(66)	(213)	(15)	(308)
Despesas com Fundo de Pensão	(55)	(193)	(54)	(54)	(55)	(56)	(220)
Imposto de Renda	(26)	(360)	(81)	(107)	(113)	(385)	(686)
Recebimento venda EP Telecom	-	308	-	-	-	693	693
<b>CAIXA LIVRE</b>	<b>372</b>	<b>1.782</b>	<b>93</b>	<b>197</b>	<b>125</b>	<b>512</b>	<b>927</b>
Dividendos	(311)	(1.367)	(9)	(902)	(289)	-	(1.201)
<b>SALDO DE CAIXA FINAL</b>	<b>1.664</b>	<b>1.664</b>	<b>1.748</b>	<b>1.043</b>	<b>878</b>	<b>1.390</b>	<b>1.390</b>

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gestão de caixa e, no caso da AES Eletropaulo, apresentará algumas diferenças em relação aos procedimentos contábeis que adotam regime de competência para fins de reconhecimento de resultados.

A distinção entre os regimes de caixa e competência explica a diferença entre a geração de caixa operacional e o Ebitda Ajustado da Companhia.

#### Destaques do Fluxo de Caixa do 4T11 em comparação ao 4T10:

- A menor geração de caixa operacional entre os períodos é explicada principalmente pelos fatores abaixo:
  - (i) crescimento de 1,7% do mercado total e de 0,2 ponto percentual da taxa de arrecadação na comparação entre os períodos, excluindo o efeito do recebimento do acordo com a PMSP, EMTU e SPTrans no 4T10;
  - (ii) impacto negativo de R\$ 67,9 milhões no 4T11, em função do recebimento do acordo com a PMSP (R\$ 75,5 milhões) em 2011 ter ocorrido integralmente no 3T11, enquanto em 2010 o recebimento ocorreu em duas parcelas (3T10 e 4T10) e do recebimento do acordo com a EMTU (R\$ 14,6 milhões) e SPTrans (R\$ 20,0 milhões) no 4T10;
  - (iii) aumento de R\$ 139,1 milhões das despesas com compra de energia para revenda, refletindo o maior volume do período;
  - (iv) aumento de R\$ 114,0 milhões com encargos de Conta de Consumo de Energia - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Reserva Global de Reversão - RGR e encargos de transmissão entre os períodos.
- Pagamentos de Imposto de Renda e Contribuição Social maiores no 4T11 do que no 4T10 devido ao maior volume de compensações no 4T10
- Recebimento de R\$ 693,3 milhões a título de pagamento compensatório feito pela Cia Brasileira à AES Eletropaulo, referente à alienação da AES Eletropaulo Telecom para a TIM.

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 102,2% do CDI no 4T11 contra 102,2% do CDI também no 4T10.

#### Destaques do Fluxo de Caixa de 2011 em comparação a 2010:

- A queda da geração de caixa operacional entre os períodos é explicada principalmente pelos fatores abaixo:
  - (i) crescimento de 4,1% do mercado total e reajuste tarifário com efeito médio aos clientes de 1,62% ocorrido em 4 de julho de 2010, parcialmente compensados pela queda de 0,3 ponto percentual da taxa de arrecadação na comparação entre os períodos. A queda na taxa de arrecadação ocorreu em função dos recebimentos não-recorrentes ocorridos em 2010, mencionados acima;
  - (ii) aumento de R\$ 350,8 milhões das despesas com compra de energia para revenda, refletindo o maior volume do período;
  - (iii) aumento de R\$ 330,1 milhões com encargos de Conta de Consumo de Energia - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Reserva Global de Reversão - RGR e encargos de transmissão entre os períodos;
  - (iv) aumento das despesas com materiais e serviços de terceiros, conforme descrito na página 18.
- O aumento de R\$ 530,7 milhões nas amortizações líquidas é explicado, principalmente, pelo efeito combinado da: (i) 12ª e 13ª emissões de debêntures ocorridas no 2T10, no valor total de R\$ 800 milhões; (iii) pagamento dos *bonds* em reais no valor de R\$ 474,0 milhões no 2T10; e (v) pagamento de R\$ 200,0 milhões referente à 1ª parcela da 10ª emissão de debêntures no 3T11.



- Impacto positivo de R\$ 384,9 milhões em 2011, devido à diferença entre o valor (R\$ 308,4 milhões) da alienação das quotas AES Eletropaulo Telecom para Brasileira no 2T10 e do pagamento compensatório (R\$ 693,3 milhões) efetuado no 4T11 pela Brasileira para AES Eletropaulo, em função da venda dessas quotas à TIM.
- Aumento de R\$ 108,6 milhões no montante de investimentos da Companhia em 2011 na comparação com 2010.
- Aumento do pagamento de Imposto de Renda e Contribuição Social em relação a 2010 devido ao menor montante de compensações em relação a 2011.

## MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Eletropaulo estão listadas no Nível II de Governança Corporativa da BM&FBovespa sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais). A Companhia também possui ADRs negociadas no mercado de balcão norte-americano que, a partir de janeiro de 2012, migraram para as regras do nível I sob os códigos "EPUMY". A migração foi feita com o objetivo de ampliar as formas de acesso dos investidores às ADRs, principalmente aqueles domiciliados no exterior, bem como ampliar a liquidez dos papéis.

As ações preferenciais da Companhia integram o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa, o IBX-50, que mede o desempenho das ações mais negociadas na bolsa e também o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (Itag), que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de empresas que oferecem melhores condições aos acionistas minoritários no caso de alienação do controle.

A Companhia também faz parte da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que reúne as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Eletropaulo integra esse índice desde sua criação, refletindo o comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial. Além disso, também integra o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico.

A partir de janeiro de 2011, a Companhia passou a integrar o Índice Carbono Eficiente (ICO2), desenvolvido pela BM&FBovespa em conjunto com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que inclui em sua carteira somente as companhias que adotam práticas transparentes com relação às emissões de gases de efeito estufa. A AES Eletropaulo monitora e afere suas emissões de gases de efeito estufa de maneira transparente, reforçando seu compromisso com as questões climáticas e de meio ambiente.

## DESEMPENHO DA AÇÃO

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o mês de dezembro cotadas a R\$ 36,50, uma valorização de 28,3% no 4T11. O Ibovespa e o IEE apresentaram desempenho inferior ao das ações preferenciais da Companhia, registrando queda de 8,2% e aumento de 16,6%, respectivamente, na mesma base de comparação.

No ano, as ações da Companhia valorizaram 13,7%. Contribuiu para esse desempenho o movimento natural do mercado em momentos de aversão ao risco, quando é verificada a migração para ações de setores defensivos, como o elétrico, que historicamente costumam pagar bons dividendos. Na comparação anual, o Ibovespa registrou redução de 18,3% enquanto o IEE acumulou ganhos de 19,0% em 2011.

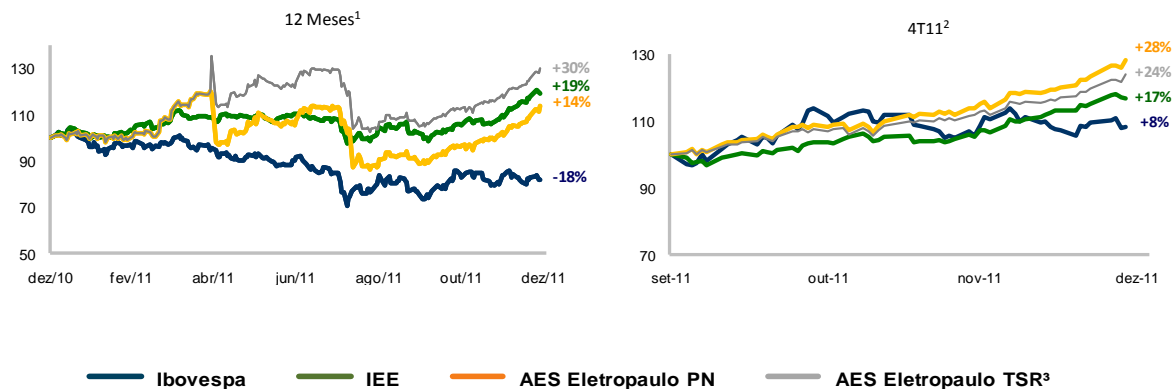
Durante o 4º trimestre, a ação ELPL4 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 188.073 negócios, envolvendo cerca de 41,9 milhões de ações preferenciais e com volume médio diário de R\$ 21,9 milhões no 4T11, no mercado à vista.

No acumulado ano, a ação ELPL4 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 740.058 negócios, envolvendo cerca de 203,3 milhões de ações preferenciais e com volume médio diário de R\$ 26,9 milhões em 2011, no mercado à vista.

Considerando o preço médio ponderado das ações preferenciais em 2011, de R\$ 35,78 por ação, o *dividend yield* do ano foi de 15,8%.

## AES Eletropaulo x Ibovespa x IEE

Base 100



1 - Índice - 12/31/2010 = 100

2 - Índice - 09/30/2011 = 100

3 - TSR - Total Shareholder Return - Considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período

## BASE ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
AES ELPA	51.825.798	77,8%	0	0,0%	51.825.798	31,0%
União Federal	13.342.384	20,0%	258	0,0%	13.342.642	8,0%
Cia Brasileira de Energia	0	0,0%	7.434.389	7,4%	7.434.389	4,4%
BNDES	1	0,0%	734.576	0,7%	734.577	0,4%
Outros (Free Float)	1.436.634	2,2%	92.569.847	91,9%	94.006.481	56,2%
<b>Total</b>	<b>66.604.817</b>	<b>100,0%</b>	<b>100.739.070</b>	<b>100,0%</b>	<b>167.343.887</b>	<b>100,0%</b>

Em 31/12/2011

**Clarissa Sadock**  
Diretora de Relações com Investidores  
[clarissa.sadock@aes.com](mailto:clarissa.sadock@aes.com)  
Tel: (11) 2195-7048

Gerente de RI	e-mail	Telefone
Roberta Tenenbaum	<a href="mailto:roberta.tenenbaum@aes.com">roberta.tenenbaum@aes.com</a>	(11) 2195-7022
Analistas de RI	e-mail	Telefone
André Amorim	<a href="mailto:andre.amorim@aes.com">andre.amorim@aes.com</a>	(11) 2195-2428
Ian Nunes Costa e Costa	<a href="mailto:ian.costa@aes.com">ian.costa@aes.com</a>	(11) 2195-2437
Nathalia Boiseaux	<a href="mailto:nathalia.boiseaux@aes.com">nathalia.boiseaux@aes.com</a>	(11) 2195-2344
Thiago Tsukassa Tsuda	<a href="mailto:thiago.tsukassa@aes.com">thiago.tsukassa@aes.com</a>	(11) 2195-2353

[www.aeseletropaulo.com.br/ri](http://www.aeseletropaulo.com.br/ri)

[ri.aeseletropaulo@aes.com](mailto:ri.aeseletropaulo@aes.com)

**A AES ELETROPAULO CONVIDA PARA:**

## **Teleconferência / Webcast**

### **APRESENTAÇÃO:**

Britaldo Soares - Diretor-Presidente

Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

**DATA:** sexta-feira, 16 de março de 2012

**HORÁRIO:** 10h30 (BR) / 9h30 a.m. (EST)

### **CONEXÃO:**

- **Brasil:** (+55 11) 4688-6361
- **EUA:** (1-888) 700-0802
- **Outros países:** (1 786) 924-6977

**TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA O INGLÊS.**

**CÓDIGO DA CONFERÊNCIA:** AES Eletropaulo

**REPLAY:** (+55 11) 4688-6312

**CÓDIGO:** 1669587

**DISPONIBILIDADE:** 16/03/12 até 22/03/12

Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download no website [www.aeseletropaulo.com.br/rj](http://www.aeseletropaulo.com.br/rj).

O áudio da teleconferência será transmitido ao vivo pela internet, no mesmo site, onde ficará disponível após o evento.

## ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
RESIDENCIAL	3.974,5	4.099,1	15.545,5	16.033,1	3,1%	3,1%
INDUSTRIAL	1.584,5	1.530,6	6.136,7	6.081,5	-3,4%	-0,9%
COMERCIAL	2.854,8	2.957,2	11.081,2	11.371,2	3,6%	2,6%
DEMAIS	668,4	706,9	2.670,9	2.727,1	5,8%	2,1%
<b>TOTAL DE CONSUMO FATURADO</b>	<b>9.082,2</b>	<b>9.293,8</b>	<b>35.434,3</b>	<b>36.212,8</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,2%</b>
CONSUMO PRÓPRIO	11,5	10,9	45,8	45,6	-5,2%	-0,5%
<b>Total</b>	<b>9.093,7</b>	<b>9.304,7</b>	<b>35.480,1</b>	<b>36.258,4</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,2%</b>
Faturamento - R\$ Milhões						
RESIDENCIAL	1.212,3	1.299,3	4.832,3	4.995,4	7,2%	3,4%
INDUSTRIAL	437,7	427,2	1.688,2	1.682,0	-2,4%	-0,4%
COMERCIAL	842,3	879,1	3.253,1	3.365,0	4,4%	3,4%
DEMAIS	163,8	174,7	643,4	665,4	6,6%	3,4%
<b>Total</b>	<b>2.656,2</b>	<b>2.780,3</b>	<b>10.417,1</b>	<b>10.707,8</b>	<b>4,7%</b>	<b>2,8%</b>

Consumo Clientes Livres - GWh	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
INDUSTRIAL	1.494,6	1.441,1	5.686,3	5.897,3	-3,6%	3,7%
COMERCIAL	253,5	267,5	971,2	1.046,5	5,5%	7,8%
DEMAIS	316,7	330,0	1.253,3	1.293,0	4,2%	3,2%
<b>Total</b>	<b>2.064,8</b>	<b>2.038,5</b>	<b>7.910,8</b>	<b>8.236,8</b>	<b>-1,3%</b>	<b>4,1%</b>

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh *	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
RESIDENCIAL	3.974,5	4.099,1	15.545,5	16.033,1	3,1%	3,1%
INDUSTRIAL	3.079,2	2.971,7	11.823,0	11.978,8	-3,5%	1,3%
COMERCIAL	3.108,2	3.224,7	12.052,4	12.417,7	3,7%	3,0%
DEMAIS	985,1	1.036,9	3.924,2	4.020,1	5,3%	2,4%
<b>Total</b>	<b>11.147,0</b>	<b>11.332,3</b>	<b>43.345,1</b>	<b>44.449,6</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,5%</b>

\* não inclui consumo próprio

TUSD	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
Receita Líquida - R\$ Milhões	175,7	178,5	635,4	711,8	1,6%	12,0%
GWh	2.064,8	2.038,5	7.910,8	8.284,4	-1,3%	4,7%
<b>Tarifa (R\$/GWh)</b>	<b>85,1</b>	<b>87,5</b>	<b>80,3</b>	<b>343,8</b>	<b>2,9%</b>	<b>328,0%</b>

TARIFA MÉDIA - R\$/MWh	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
RESIDENCIAL	305,0	317,0	310,9	311,6	3,9%	0,2%
INDUSTRIAL	276,2	279,1	275,1	276,6	1,1%	0,5%
COMERCIAL	295,1	297,3	293,6	295,9	0,8%	0,8%
DEMAIS	245,1	247,1	240,9	244,0	0,8%	1,3%
<b>TOTAL</b>	<b>292,5</b>	<b>299,2</b>	<b>294,0</b>	<b>295,7</b>	<b>2,3%</b>	<b>0,6%</b>

Demonstração dos Resultados	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
Receita Bruta	3.974,8	3.837,5	14.713,7	15.240,2	-3,5%	3,6%
Deduções à Receita Operacional	(1.323,5)	(1.373,0)	(5.016,5)	(5.404,6)	3,7%	7,7%
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.651,3</b>	<b>2.464,5</b>	<b>9.697,2</b>	<b>9.835,6</b>	<b>-7,0%</b>	<b>1,4%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(1.739,4)</b>	<b>(1.832,3)</b>	<b>(6.745,0)</b>	<b>(6.961,4)</b>	<b>5,3%</b>	<b>3,2%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.165,9)	(1.141,6)	(4.353,8)	(4.464,1)	-2,1%	2,5%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(288,1)	(327,8)	(1.135,9)	(1.225,1)	13,8%	7,9%
Pessoal + Entidade de Previdência Privada	(186,5)	(146,4)	(647,1)	(621,7)	-21,5%	-3,9%
Materiais	(9,8)	(15,7)	(35,8)	(51,7)	60,5%	44,2%
Serviços de Terceiros	(125,4)	(129,3)	(406,9)	(461,0)	3,1%	13,3%
Outros	36,3	(71,4)	(165,4)	(137,9)	N.D.	-16,6%
<b>Outras Receitas e Despesas</b>	<b>(369,3)</b>	<b>499,5</b>	<b>(539,4)</b>	<b>(26,3)</b>	<b>N.D.</b>	<b>-95,1%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>542,6</b>	<b>1.131,7</b>	<b>2.412,8</b>	<b>2.847,9</b>	<b>108,6%</b>	<b>18,0%</b>
Desp. Passivo - FCESP	43,1	25,6	161,6	105,6	-40,6%	-34,6%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>585,7</b>	<b>1.157,3</b>	<b>2.574,3</b>	<b>2.953,4</b>	<b>97,6%</b>	<b>14,7%</b>
Depreciação e Amortização	(124,8)	(125,9)	(499,7)	(503,3)	0,9%	0,7%
Receitas Financeiras	72,4	63,6	274,5	318,3	-12,2%	16,0%
Despesas Financeiras	(82,7)	(108,0)	(258,6)	(416,5)	30,5%	61,1%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	41,3	22,6	87,1	76,9	-45,2%	-11,8%
Resultado Financeiro	31,0	(21,8)	103,0	(21,3)	N.D.	N.D.
<b>Resultado antes da Tributação</b>	<b>448,8</b>	<b>984,0</b>	<b>2.016,0</b>	<b>2.323,2</b>	<b>119,2%</b>	<b>15,2%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(138,0)	(297,4)	(668,3)	(751,1)	115,4%	12,4%
<b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>	<b>310,8</b>	<b>686,7</b>	<b>1.347,7</b>	<b>1.572,1</b>	<b>120,9%</b>	<b>16,7%</b>



Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
Residencial	1,556.8	1,655.0	6,145.2	6,553.8	6.3%	6.6%
Comercial	1,025.9	1,071.0	3,962.6	4,189.3	4.4%	5.7%
Industrial	533.6	520.9	2,058.2	2,027.9	-2.4%	-1.5%
Rural	(0.1)	0.9	3.3	3.6	N.D.	7.6%
Poder Público	105.6	107.3	401.3	423.6	1.6%	5.5%
Iluminação Pública	39.8	43.4	172.2	175.9	9.1%	2.1%
Serviço Público	43.1	49.5	164.9	183.9	15.0%	11.5%
<b>Total de Fornecimento</b>	<b>3,304.7</b>	<b>3,448.0</b>	<b>12,907.9</b>	<b>13,558.0</b>	<b>4.3%</b>	<b>5.0%</b>
<b>Outros</b>						
Transmissoras (Ofício de Encerramento nº. 2.409/2007)	(0.3)	-	(0.3)	-	-100.0%	-100.0%
Energia no Curto Prazo	100.1	23.5	119.0	50.9	-76.6%	-57.3%
Não Faturado	(25.4)	12.2	50.0	19.0	N.D.	-62.1%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Não Faturado	12.5	(30.5)	21.8	(36.5)	N.D.	N.D.
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	213.2	213.0	772.0	843.5	-0.1%	9.3%
Fornecimento - CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	-	-	-	-	N.D.	N.D.
Fornecimento - Ajustes Financeiros	-	-	(9.0)	-	N.D.	-100.0%
Fornecimento - Revisão tarifária	-	-	-	-	N.D.	N.D.
Receita de Ultrapassagem de Demanda Excedente Reativa	-	(56.5)	-	(56.5)	N.D.	N.D.
Outros	370.1	227.8	852.3	861.7	-38.4%	1.1%
<b>Total Outros</b>	<b>670.1</b>	<b>389.5</b>	<b>1,805.8</b>	<b>1,682.1</b>	<b>-41.9%</b>	<b>-6.8%</b>
<b>Total Receita Bruta</b>	<b>3,974.8</b>	<b>3,837.5</b>	<b>14,713.7</b>	<b>15,240.2</b>	<b>-3.5%</b>	<b>3.6%</b>
<b>Deduções do Resultado Bruto</b>						
<b>ICMS por classe</b>						
Residencial	(343.0)	(355.7)	(1,328.6)	(1,422.0)	3.7%	7.0%
Comercial	(183.6)	(191.8)	(709.5)	(750.2)	4.5%	5.7%
Industrial	(95.9)	(93.7)	(370.0)	(367.7)	-2.3%	-0.6%
Rural	(0.0)	(0.0)	(0.2)	(0.2)	16.5%	17.0%
Poder Público	(10.4)	(10.8)	(39.6)	(42.3)	4.0%	6.7%
Iluminação Pública	(7.1)	(7.7)	(30.9)	(31.4)	8.4%	1.6%
Serviço Público	(7.0)	(7.8)	(26.8)	(29.4)	11.9%	9.6%
Outros	(35.5)	(35.8)	(128.4)	(143.1)	0.8%	11.4%
<b>Total ICMS por classe</b>	<b>(682.7)</b>	<b>(703.6)</b>	<b>(2,634.1)</b>	<b>(2,786.3)</b>	<b>3.1%</b>	<b>5.8%</b>
<b>Outras</b>						
Encargos do Consumidor - ECE	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-40.1%	16.9%
Encargos do Consumidor - RGR	(33.6)	(17.1)	(73.2)	(67.9)	-49.1%	-7.1%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(11.3)	(10.7)	(41.7)	(44.5)	-4.9%	6.7%
Encargos do Consumidor - Lei nº. 12.111	(6.5)	(6.5)	(26.0)	(26.2)	0.0%	0.5%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(6.3)	(21.5)	(72.4)	(87.2)	241.2%	20.4%
Encargos Consumidor - CCC	(149.3)	(163.0)	(487.8)	(620.2)	9.2%	27.1%
Encargos Consumidor - CDE	(99.8)	(110.4)	(399.0)	(441.7)	10.7%	10.7%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(334.1)	(340.2)	(1,282.3)	(1,330.6)	1.8%	3.8%
<b>Total Outras</b>	<b>(640.8)</b>	<b>(669.5)</b>	<b>(2,382.5)</b>	<b>(2,618.3)</b>	<b>4.5%</b>	<b>9.9%</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>2,651.3</b>	<b>2,464.5</b>	<b>9,697.2</b>	<b>9,835.6</b>	<b>-7.0%</b>	<b>1.4%</b>

Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
AES Tietê Contrato Bilateral	404,3	532,0	1.730,4	1.858,3	31,6%	7,4%
ITAIPU	225,9	238,8	938,2	891,6	5,7%	-5,0%
Bilaterais	6,4	10,7	34,6	35,4	67,2%	2,4%
Curto Prazo / Disponibilidade	82,9	(1,0)	83,2	(6,6)	N.D.	N.D.
Leilão - CCEAR	527,1	523,2	1.789,4	1.998,8	-0,7%	11,7%
PROINFA	23,6	23,2	167,6	159,0	-1,7%	-5,1%
Outros - Reversão de provisão de icms sobre perdas comerciais	10,3	(80,2)	42,0	(42,0)	N.D.	N.D.
(-) Créditos - PIS/COFINS	(114,7)	(105,1)	(431,7)	(430,5)	-8,4%	-0,3%
<b>Total</b>	<b>1.165,9</b>	<b>1.141,6</b>	<b>4.353,8</b>	<b>4.464,1</b>	<b>-2,1%</b>	<b>2,5%</b>

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição - R\$ Milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
Rede Básica e ONS	176,9	248,3	861,0	931,7	40,3%	8,2%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	94,4	59,0	223,7	223,2	-37,5%	-0,3%
Transporte Itaipu / Outros	20,2	21,4	78,5	82,9	6,2%	5,7%
CUSD	5,6	5,9	21,9	23,4	4,6%	7,2%
Conexão	19,8	19,5	68,3	74,2	-1,6%	8,6%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(28,8)	(26,3)	(117,6)	(110,3)	-8,9%	-6,1%
<b>Total</b>	<b>288,1</b>	<b>327,8</b>	<b>1.135,9</b>	<b>1.225,1</b>	<b>13,8%</b>	<b>7,9%</b>

Pessoal - em R\$ milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
Pessoal e Encargos	127,7	104,8	395,2	440,6	-18,0%	11,5%
Entidade de Previdência	42,0	27,6	167,9	112,3	-34,3%	-33,1%
Acordos e Condenações Trabalhistas	16,8	14,1	84,0	68,7	-16,3%	-18,2%
<b>Total</b>	<b>186,5</b>	<b>146,4</b>	<b>647,1</b>	<b>621,7</b>	<b>-21,5%</b>	<b>-3,9%</b>

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
PCLD e Baixas	(10,2)	11,9	53,8	(8,8)	216,5%	-116,4%
Provisão (Reversão) para contingências	(102,3)	(16,2)	(77,3)	(80,2)	84,2%	3,8%
Condenações e Acordos Judiciais	16,5	4,0	42,5	30,8	75,5%	-27,5%
Demais *	59,7	71,7	146,4	196,2	-20,2%	34,0%
<b>Total</b>	<b>(36,3)</b>	<b>71,4</b>	<b>165,4</b>	<b>137,9</b>	<b>296,5%</b>	<b>-16,6%</b>

\* Arrendamentos e aluguéis, Indenizações, Perdas e Danos, Publicidade, Tarifas Bancárias, IPTU etc

Resultado Financeiro - R\$ milhões	4T10	4T11	2010	2011	Var (%) 4T11 x 4T10	Var (%) 2011 x 2010
<b>Receitas financeiras:</b>						
Renda de aplicações financeiras	40,0	30,7	139,9	143,7	-23,3%	2,7%
Selic - FINSOCIAL	-	0,4	-	54,7	N.D.	N.D.
Acréscimo moratório - consumidores	20,2	21,2	78,7	84,4	4,8%	7,2%
Multas	3,5	1,8	13,5	7,0	-48,6%	-48,1%
Renda de Títulos e Valores Mobiliários Alienados - LFT	1,6	1,3	12,5	5,2	-18,7%	-58,3%
Outras	5,8	8,2	29,8	23,3	40,8%	-22,0%
<b>Subtotal</b>	<b>72,4</b>	<b>63,6</b>	<b>274,5</b>	<b>318,3</b>	<b>-12,2%</b>	<b>16,0%</b>
<b>Despesas financeiras:</b>						
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(51,6)	(70,8)	(303,7)	(340,0)	37,2%	11,9%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	0,0	0,1	0,2	0,2	22,0%	-9,0%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	9,4	3,3	28,2	29,6	-64,9%	4,8%
Juros e Multa sobre Pis/Pasep e Cofins	-	-	19,2	0,7	N.D.	-96,1%
CPMF	-	-	(0,5)	-	N.D.	-100,0%
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(22,4)	(11,5)	(23,2)	(31,1)	-48,7%	34,1%
Outras	(18,1)	(29,0)	21,2	(76,0)	59,8%	N.D.
<b>Subtotal</b>	<b>(82,7)</b>	<b>(108,0)</b>	<b>(258,6)</b>	<b>(416,5)</b>	<b>30,5%</b>	<b>61,1%</b>
<b>Variação monetária e cambial líquida:</b>						
Moeda Nacional	40,1	23,8	83,4	97,4	-40,7%	16,8%
Moeda Estrangeira	1,2	(1,2)	3,7	(20,5)	N.D.	N.D.
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	0,0	(0,0)	0,0	(0,0)	N.D.	N.D.
<b>Subtotal</b>	<b>41,3</b>	<b>22,6</b>	<b>87,1</b>	<b>76,9</b>	<b>-45,2%</b>	<b>-11,8%</b>
<b>Total Despesa Financeira</b>	<b>(41,4)</b>	<b>(85,3)</b>	<b>(171,5)</b>	<b>(339,6)</b>	<b>106,0%</b>	<b>98,1%</b>
<b>Total Resultado Financeiro</b>	<b>31,0</b>	<b>(21,8)</b>	<b>103,0</b>	<b>(21,3)</b>	<b>N.D.</b>	<b>N.D.</b>

BALANÇO		
ATIVO (R\$ milhões)	31/12/2010	30/12/2011
<b>CIRCULANTE</b>	<b>3.266,0</b>	<b>3.106,8</b>
Disponibilidades	1.664,4	1.390,5
Contas a Receber	1.655,1	1.779,8
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(343,8)	(354,8)
Tributos e Contribuições Sociais	131,4	132,3
Estoques	54,5	52,6
Outros Créditos	104,4	106,5
<b>NÃO-CIRCULANTE</b>	<b>7.444,1</b>	<b>7.659,2</b>
Tributos e Contribuições Sociais	95,0	104,0
Contas a Receber	183,6	94,8
Provisão para Devedores Duvidosos	(144,4)	(54,0)
Ativo Financeiro de concessão	872,1	1.041,8
Outros Créditos	560,1	580,3
Investimentos	9,5	9,5
Imobilizado	15,2	9,5
Intangível	5.853,0	5.873,3
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>10.710,1</b>	<b>10.766,0</b>
PASSIVO (R\$ milhões)	31/12/2010	30/12/2011
<b>CIRCULANTE</b>	<b>2.495,3</b>	<b>2.650,9</b>
Fornecedores	978,8	1.066,8
Empréstimos, Financiamentos e Debentures	-	-
Moeda Nacional	317,3	281,1
Moeda Estrangeira	-	0,0
Fundação CESP	-	-
Impostos, Taxas e Contribuições	466,9	454,3
Folha de Pagamento	2,3	3,1
Provisões	211,8	165,0
Dividendos e JSCP Declarados	84,2	211,1
Outros	433,9	469,5
<b>EXIGÍVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>4.477,4</b>	<b>4.105,4</b>
Impostos, Taxas e Contribuições	119,3	151,2
Empréstimos, Financiamentos e Debentures	-	-
Moeda Nacional	2.426,0	2.155,8
Moeda Estrangeira	-	0,0
Fundação CESP	1.372,8	1.230,5
Provisões	328,0	321,7
Outros	231,3	246,2
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.737,4</b>	<b>4.009,7</b>
Capital Social Realizado	1.057,6	1.057,6
Reservas de Capital	-	16,5
Reservas de Reavaliação	15,6	1.540,1
Reserva legal	211,5	211,5
Reserva Especial	-	765,0
Dividendos	1.609,0	(1.153,1)
Lucro do exercício	843,6	1.572,1
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>10.710,1</b>	<b>10.766,0</b>

Debt			
R\$ Milhões	Short Term	Long Term	Total
Lei 7976/89	0,0	0,0	0,0
Resolução 96/93 (Bib's)	0,0	0,0	0,1
<b>Subtotal</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>

	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0,8	1,9	2,6
CCB - Citibank	50,8	150,0	200,8
CCB - Bradesco	26,1	570,0	596,1
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	0,0	256,0	256,0
DEBÊNTURES - 10ª Emissão	210,6	200,0	410,6
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	0,0	203,2	203,2
DEBÊNTURES - 12ª Emissão	0,0	410,0	410,0
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	0,0	400,2	400,2
Leasing	7,9	4,1	12,0
Outros	0,0	4,4	4,4
<b>Subtotal</b>	<b>296,1</b>	<b>2.199,8</b>	<b>2.495,9</b>
<b>Total sem Fundação CESP</b>	<b>296,2</b>	<b>2.199,8</b>	<b>2.496,0</b>
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	0,0	590,7	590,7
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	0,0	639,8	639,8
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	0,0	0,0
<b>Total com Fundação CESP</b>	<b>296,2</b>	<b>3.430,4</b>	<b>3.726,5</b>

R\$ milhões

<b>Dívida</b>	<b>3.726,5</b>
Disponibilidades*	1.390,5
<b>Dívida Líquida</b>	<b>2.336,1</b>
Leasing	12,0
<b>Dívida Líquida sem Leasing</b>	<b>2.324,1</b>

\* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

Ativos e Passivos Regulatórios				
Demonstração dos Resultados	4T10	4T11	2010	2011
<b>Receita Líquida</b>	<b>94,1</b>	<b>260,1</b>	<b>203,1</b>	<b>643,7</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(220,0)</b>	<b>135,8</b>	<b>(271,3)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(0,7)	(137,1)	95,6	(133,9)
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	1,4	(63,4)	41,9	(117,9)
Serviços de Terceiros	-	(19,5)	(1,7)	(19,5)
<b>EBITDA</b>	<b>94,0</b>	<b>40,1</b>	<b>339,0</b>	<b>372,4</b>
Receitas Financeiras	0,8	(8,7)	(13,6)	(16,4)
Var. Cambial/Monetária (Liq.)	3,0	9,3	32,1	9,0
Resultado Financeiro	3,8	0,6	18,5	(7,5)
<b>Resultado antes dos Tributos</b>	<b>97,8</b>	<b>40,8</b>	<b>357,5</b>	<b>365,0</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(33,3)	(13,9)	(121,5)	(124,1)
<b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>	<b>64,6</b>	<b>26,9</b>	<b>235,9</b>	<b>240,9</b>

ATIVO (R\$ mil)	04.06.2009 à 04.06.2010	04.06.2010 à 04.06.2011	04.06.2011 à 04.06.2012	Total
<b>CIRCULANTE</b>	<b>(103.182)</b>	<b>(111.635)</b>	<b>(232.633)</b>	<b>(447.450)</b>
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	(13.484)	(11.658)	(25.142)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	(17.998)	(14.757)	(32.755)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(48.360)	-	(12.757)	(61.117)
Encargos do serviço do sistema - ESS	(54.822)	-	(2.571)	(57.393)
Transporte de energia - Itaipu	-	(44)	(1.475)	(1.519)
Transporte de energia pela rede básica	-	-	(26.424)	(26.424)
Ajuste Financeiro e Outros	-	(174)	(1.257)	(1.431)
Compra de energia elétrica	-	(17.920)	(65.033)	(82.953)
Baixa renda - Subsídio	-	(19.206)	(26.164)	(45.370)
Desc. na demanda da TUSD	-	(30.458)	(29.158)	(59.616)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	(12.351)	(21.889)	(34.240)
Serviços de Terceiros	-	-	(19.490)	(19.490)
<b>NÃO-CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>(12.351)</b>	<b>(292.376)</b>	<b>(304.727)</b>
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	(11.658)	(11.658)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(14.757)	(14.757)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	-	(12.757)	(12.757)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	-	(2.571)	(2.571)
Transporte de energia - Itaipu	-	-	(1.475)	(1.475)
Transporte de energia pela rede básica	-	-	(26.424)	(26.424)
Ajuste Financeiro e Outros	-	-	(39)	(39)
Compra de energia elétrica	-	-	(64.996)	(64.996)
Sobrecontratação	-	-	(80.490)	(80.490)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	(12.351)	(21.889)	(34.240)
Baixa renda - Subsídio	-	-	(26.163)	(26.163)
Desc. na demanda da TUSD	-	-	(29.157)	(29.157)
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>(103.182)</b>	<b>(123.986)</b>	<b>(525.009)</b>	<b>(752.177)</b>

PASSIVO (R\$ mil)	04.06.2009 à 04.06.2010	04.06.2010 à 04.06.2011	04.06.2011 à 04.06.2012	Total
<b>CIRCULANTE</b>	<b>125.606</b>	<b>461.482</b>	<b>476.201</b>	<b>1.063.289</b>
Conta de Consumo de Combustível - CCC	55.594	-	-	55.594
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	7.375	-	-	7.375
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	225.626	84.798	310.424
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	4.601	-	4.601
Transporte de energia pela rede básica	900	9.451	-	10.351
Ajuste Financeiro e Outros	-	8.806	3.026	11.832
Compra de energia elétrica	53.707	-	37	53.744
Proinfa	8.030	2.896	10.226	21.152
Sobrecontratação	-	31.059	441	31.500
Impacto Revisão Tarifária Fator Xe	-	34.503	-	34.503
Impacto da postergação da Revisão Tarifária	-	-	356.843	356.843
Efeito Neutralidade	-	61.697	20.830	82.527
CVA Financeiro 2010 2011	-	82.843	-	82.843
<b>EXIGÍVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>-</b>	<b>62.917</b>	<b>117.422</b>	<b>180.163</b>
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	-	84.798	84.798
Ajuste Financeiro e Outros	-	-	1.480	1.480
Sobrecontratação	-	-	88	(88)
Efeito Neutralidade	-	62.917	-	62.917
Impacto Revisão Tarifária Fator Xe	-	-	20.830	20.830
Proinfa	-	-	10.226	10.226
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>125.606</b>	<b>524.399</b>	<b>593.623</b>	<b>1.243.452</b>
<b>TOTAL GERAL - Líquido</b>	<b>22.424</b>	<b>400.413</b>	<b>68.614</b>	<b>491.275</b>



## GLOSSÁRIO

**ACL** - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

**ACR** - Ambiente de Contratação Regulada. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. As operações são precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

**ALTA TENSÃO** - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal igual ou superior a 69kV.

**ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica: autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

**BAIXA TENSÃO** - Unidade Consumidora atendida com tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

**CAT** - Coordenadoria da Administração Tributária. Área pertencente à Secretaria da Fazenda do Governo do Estado de São Paulo.

**CBEE** - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

**CCC** - Conta de Consumo de Combustível. É um fundo cobrado de todos os consumidores e embutido na tarifa de energia elétrica. Seus recursos são destinados à geração termelétrica do sistema isolado (Região Norte), cuja fonte de calor é o óleo diesel ou outros derivados do petróleo. A CCC é gerida pela Eletrobrás. A necessidade do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica é determinada com base num planejamento feito pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

**CCEE** - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

**CDE** - Conta de Desenvolvimento Energético. É usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, carvão mineral nacional, etc. Parte dos recursos provenientes da Conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no País. O custo da CDE é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado. Os consumidores dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo.

**CDI** - Certificado de Depósito Interbancário. Taxa de referência no mercado de juros, originada da média negociada entre instituições financeiras.

**Clientes Livres** - São consumidores de energia que, de acordo com a Lei 9.074, de julho de 1995, e Resolução Aneel 264, de 13 de agosto de 1998, podem optar por comprar energia de qualquer distribuidor/ comercializador, negociando livremente o preço e duração do fornecimento de energia elétrica, conforme legislação e regulamentos específicos.

**CPC** - Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Tem como objetivo "o estudo, o preparo e a emissão de Pronunciamentos Técnicos sobre procedimentos de Contabilidade e a divulgação de informações dessa natureza.

**Cusd** - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição. Encargo decorrente da contratação de redes de distribuição de outras concessionárias para levar energia elétrica a consumidores dispostos em regiões cujo acesso se faz por meio da passagem por áreas de concessão alheias à da AES Eletropaulo, dependendo da disposição geográfica da rede.

**Cust** - Contrato do uso do Sistema de Transmissão, a ser assinado pela Unidade Suprida com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Contratação do acesso aos sistemas de transmissão não vinculados aos Contratos Iniciais.

**CVA** - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

**DEC** - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

**Energia Reativa** - corresponde à energia armazenada nos enrolamentos de motores ou transformadores, sob a forma de energia magnética, produzindo um campo magnético que origina o fluxo magnético necessário ao funcionamento da máquina.

**EAEE** - Encargo de aquisição de energia emergencial.

**ECE** - Encargo de Energia Emergencial - Encargo pago pelos consumidores e repassado pelas distribuidoras para a CBEE para custear locação de plantas térmicas para serem utilizadas quando de eventual redução dos reservatórios hídricos.

**EPE** - Empresa de Pesquisa Energética.

**ESS** - Encargos de Serviços do Sistema - Valores monetários destinados à recuperação dos custos não cobertos pelo Preço do MAE, incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional para atendimento ao consumo.

**Fator X** - Mecanismo que permite repassar aos consumidores, por meio das tarifas, projeções de ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica.

**FEC** - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

**FNDCT** - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

**Gigawatt (GWh)** - Unidade de energia equivalente a um bilhão de watts por hora.

**IASC** - Índice Aneel de Satisfação do Consumidor. É o resultado da pesquisa entre consumidores residenciais que a Agência realiza todo ano para avaliar o grau de satisfação com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no País.

**LTA** - Linhas de Transmissão Aérea.

**MÉDIA TENSÃO** - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal maior que 1 kV e menor que 69 kv.

**ONS** - Operador Nacional de Sistemas Elétricos. Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

**PLD** - Preço de Liquidação das Diferenças. É utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

**PMSP** - Prefeitura Municipal de São Paulo.

**PROINFA** - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

**RGR** - Reserva Global de Reversão, destinada à reversão, encampação e concessão de empréstimos às concessionárias para expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Instituída pela Lei nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, deveria terminar em 2002, mas foi prorrogada até o ano de 2010, conforme estabelecido pela Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002. É fixada em até 2,5% da quota anual de reversão que incidirá sobre os investimentos das concessionárias e permissionárias, observado o limite de 3% da receita anual.

**RTE** - Recomposição Tarifária Extraordinária. Aumento tarifário, temporário, autorizado pelo art. 4º da Medida Provisória nº. 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº. 10.438, de 2002.

**SWAP** - operações que tem por finalidade reduzir a exposição à volatilidade da taxa de câmbio incidente sobre empréstimos e financiamentos denominados em dólar.

**TFSEE** - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica pago para a Aneel.

**TMA** - Tempo Médio de Atendimento. Indicador destinado a medir o tempo médio entre uma reclamação de interrupção de energia elétrica e seu restabelecimento, no período de apuração considerado.

**TUSD** - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Estabelecida pela Aneel e reajustada anualmente.

**VPA** - Custos não-gerenciáveis.

**VPB** - Custos gerenciáveis.