



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

2011

CARTA DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,
Submetemos para apreciação o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras da Companhia, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011.

Destaca-se a contínua evolução da base de clientes, tendo atingido em 2011 a marca de 5,08 milhões de contratos ativos, dos quais 4,5 milhões residenciais. Desse total 1,5 milhão são consumidores de baixa renda.

Os investimentos realizados pela companhia nesse ano somaram R\$ 1.046,6 milhões, 7,2% superior ao valor investido em 2010, sendo destinados principalmente para implantação, expansão e melhorias do sistema de distribuição de energia elétrica. Os recursos viabilizaram a realização de novas 218.890 ligações urbanas e 39.888 rurais, além de 9.346 km de novas redes de distribuição, construção de 18 subestações e a ampliação de mais 7, focando sempre no atendimento e na qualidade dos serviços prestados aos seus consumidores. O Programa Luz para Todos foi o que recebeu o maior volume de investimentos, somando o montante de R\$ 376,3 milhões com recursos dos governos Federal, Estadual e da COELBA, onde já foram realizadas mais de 468 mil novas ligações desde 2004.

A receita operacional líquida cresceu 13,0%, encerrando o ano em R\$ 4.967,4 milhões. Os principais fatores que contribuíram para que a receita operacional líquida fosse superior em relação ao ano anterior foram o aumento das vendas de energia em 458 GWh, apresentando crescimento de 3,1%, o incremento de 181 mil novos clientes e o reajuste tarifário de 13,12% em abril de 2011. A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, alcançou R\$ 1.281,9 milhões, inferior ao ano anterior em 4,2%. A margem bruta em 2011 foi de 31,3% e a margem EBITDA 25,8%. A COELBA registrou lucro líquido em 2011 de R\$ 750,5 milhões sendo 20,6% inferior ao resultado apresentado em 2010.

As mudanças decorrentes das regras comerciais promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições ao corte de consumidores inadimplentes, bem como os reflexos da Lei 12.121/10 e Decreto 7583/11, que alteraram as regras de aplicação da tarifa social de energia elétrica, ensejaram um esforço suplementar da Companhia quanto às ações de acompanhamento e cobrança dos consumidores atingidos, visando mitigar os impactos econômicos advindos da inadimplência. Seguindo a estratégia adotada nos anos anteriores, a COELBA manteve o endividamento no longo prazo, utilizando recursos de bancos e agências de fomento para financiar seus planos de investimento, tendo firmado contratos com o BNDES, BNB e FINEP, com ingressos para financiamento de CAPEX em 2011 no valor total de R\$ 570,10 milhões. Ainda no plano financeiro destaca-se a captação de recursos no mercado internacional, por meio da emissão de notas no exterior (bonds em reais) no montante de R\$ 400 milhões, com vencimento em 27 de abril de 2016 e juros de 11,75% a.a com pagamento semestral.

No aspecto operacional, apesar das fortes intempéries climáticas que atingiram o estado da Bahia e em especial a região metropolitana de Salvador, determinando interrupções na rede de energia elétrica e causando grandes dificuldades à operação do sistema elétrico e ao restabelecimento do fornecimento, os indicadores anuais de qualidade registrados de 22,5 horas para o DEC (Duração Média de Interrupção por Consumidor), 10,0 vezes para o FEC (Frequência Média de Interrupção por Consumidor) e 226 minutos para o TMA (Tempo Médio de Atendimento), apurados em 2011, tiveram significativa melhora em relação aos resultados obtidos no ano anterior. A COELBA encorreu o exercício com índice de perdas de energia de 13,6%, índice superior ao registrado em 2010, mesmo tendo sido mantidas as ações de combate às perdas comerciais, principalmente em virtude do crescimento do número de clientes (3,7%) e da energia injetada (3,2%).

No âmbito da responsabilidade social, destaca-se a continuidade do Programa de Eficiência Energética nas comunidades de baixa renda que, até o final de 2011, proporcionou a doação e venda subsidiada de 101.757 geladeiras (24.194 em 2011) e doação de 727.441 lâmpadas fluorescentes compactas (166.356 em 2011).

São por estes resultados que a COELBA reafirma seu compromisso com o desenvolvimento da Bahia e do País, ao tempo que agradece aos seus mais de 8.000 colaboradores, diretos e indiretos, a todos os seus Acionistas, Conselho de Administração e Fiscal, clientes, fornecedores e governos Municipais, Estadual e Federal.

MARCO GEOVANNÉ TOBIAS DA SILVA
Presidente do Conselho de Administração

1 CONJUNTURA ECONÔMICA

Para 2011, de acordo com o IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada estima-se que o PIB Brasileiro registre um crescimento de 3% ante 7,5% em 2010. Já a economia baiana apresentou um crescimento de 2,5% do PIB em 2011. A crise mundial que desacelerou o crescimento da economia brasileira aparece como responsável pelo baixo crescimento da economia baiana. Os setores de serviços e agropecuária foram os principais responsáveis pelo crescimento do estado. O ano de 2011 foi um período em que o país decidiu controlar gastos, iniciou uma ainda tímida reforma fiscal e desacelerou o crescimento desafiado pela crise mundial. O governo retirou os estímulos fiscais no ano passado e o Banco Central brasileiro começou a elevar os juros para conter as altas de preços. Apesar disso, a economia perdeu força e a inflação, medida oficialmente pelo IPCA, fechou 2011 em 6,5%, dentro da meta do governo, e acima da taxa de 2010 (5,91%) em 0,59 ponto percentual. A taxa de câmbio fechou 2011 em R\$/US\$ 1,88 apontando uma desvalorização do real frente ao dólar de 12,6% quando comparada a 2010, tendo como um dos principais fatores a crise europeia. O IGP-M acumulado em 2011 encerrou em 5,1% registrando uma forte desaceleração em relação a 2010 que foi de 11,3%, justificado principalmente pela depreciação nos preços das commodities. Vale ressaltar, que este índice impacta diretamente o reajuste das tarifas de energia elétrica.

2 AMBIENTE REGULATÓRIO

2.1. REAJUSTE TARIFÁRIO 2011
A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.142 de 19 de abril de 2011, fixou em 13,12% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2011, com vigência a partir de 22 de abril de 2011, sendo 8,47% relativos ao reajuste tarifário anual e 4,65% aos componentes financeiros. Em face do encerramento de componentes financeiros do reajuste anterior, o percentual percebido na conta dos consumidores cativos foi em média de 9,92%, sendo de 9,79% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já para os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, o aumento foi de 10,16%, em média.

O Reajuste Tarifário de 2011 foi realizado em conformidade com a cláusula sétima do contrato de concessão da COELBA nº 010/97, a qual prevê que a Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Para este fim, o Poder Concedente aplica fórmula prevista na subcláusula sexta da cláusula sétima do Contrato de Concessão, onde são observados as variações dos custos não gerenciáveis da concessionária - Parcela A (compra de energia, encargos e tributos) e a variação anual do IGP-M, o qual reajusta os custos gerenciáveis - Parcela B (custos de operação e manutenção, depreciação e remuneração de capital), que compõe a Receita da Concessionária.

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 34% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 36%. Cabe à COELBA os 30% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

2.2. NOVA METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA
A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 8 de novembro de 2011. Para a COELBA a nova metodologia de revisão tarifária será aplicada e seus efeitos percebidos a partir de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária da Companhia, conforme previsto no contrato de concessão.

A Taxa de Remuneração de Capital (WACC), que no 2º ciclo de revisões foi de 9,95% (após impostos), foi definida para o 3º ciclo de revisões como 7,50% (após-impostos). Para as empresas localizadas nas áreas de atuação da SUDENE e SUDAM, a ANEEL, fixou taxa diferenciada, considerando a possibilidade de obtenção de benefício fiscal, estabelecido em Lei. Tendo em vista que a decisão administrativa desnatura benefício fixado em Lei as empresas ingressaram com ação judicial através da ABRADÉE, Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica.

Para o estabelecimento dos níveis regulatórios de custos operacionais será utilizada uma nova metodologia, baseada em benchmarking e na análise da eficiência média setorial, sendo reconhecido nas tarifas a eficiência média. Foi também definida uma trajetória de redução dos custos operacionais a ser aplicada ao longo do ciclo tarifário.

O Fator X será calculado considerando a produtividade, a qualidade e a trajetória de custos operacionais. O Fator de Produtividade será estabelecido por benchmarking na qual é analisada a produtividade média setorial, considerando a evolução verificada do mercado, custos, redes e investimentos. O componente de qualidade será aplicado em função da evolução dos indicadores de qualidade da empresa (DEC e FEC), a ser apurado nos reajustes anuais entre as revisões tarifárias.

Para a Base de Remuneração foi mantida a metodologia utilizada e será feita a avaliação dos investimentos incrementais, com a "blindagem" da base de remuneração avaliada no 2º ciclo de revisão. Houve ampliação do conjunto de receitas capturadas para modicidade tarifária. Especificamente para as receitas com ultrapassagem de demanda e excedente reativos, a ANEEL determinou sua destinação para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, o que também deve ser objeto de questionamento judicial pela ABRADÉE.

Para perdas de receitas irreperíveis foi mantida a metodologia utilizada no 2º ciclo com poucas alterações. Os índices de inadimplência regulatória a serem reconhecidos passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais serão reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa.

A metodologia utilizada para perdas de energia no 2º ciclo teve poucas alterações. Serão definidos limites máximos de trajetória de redução de perdas não técnicas considerando agrupamentos de empresas por clusters e níveis de perdas.

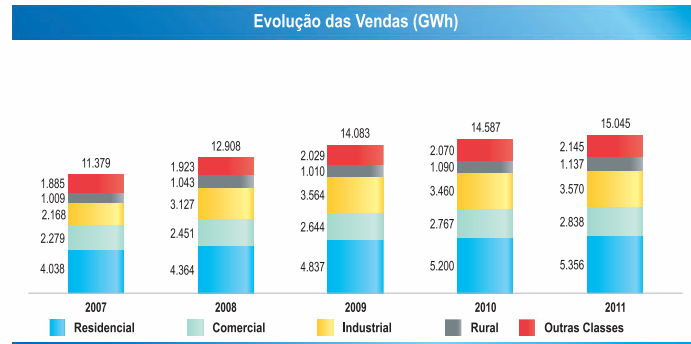
3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
A energia distribuída (somatória da energia do mercado cativo e do mercado livre) pela COELBA em 2011 foi de 15.745 GWh, o que representa um crescimento de 2,7% em relação a 2010. Em 2011 o desaquecimento da economia, resultado da crise que atingiu o mercado internacional, e condições climáticas atípicas no segundo semestre comprometeram o crescimento do mercado. Um exemplo dessa desaceleração foi a indústria baiana que apresentou uma queda de 4,3% no ano (até out/11) comparado com 2010. Assim, em 2011 todas as classes de consumo apresentaram desempenhos modestos, com destaque para as classes residencial (3,0%), comercial (3,4%) e industrial (1,0%).

Ano	Clientes Livres	Mercado Livre (GWh)	Energia Distribuída (GWh)	Participação do Mercado Livre (%)
2007	21	1.421	12.800	11,1
2008	10	770	13.678	5,6
2009	13	179	14.262	1,3
2010	20	742	15.329	4,8
2011	26	699	15.745	4,4

3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O mercado cativo da COELBA em 2011 apresentou variação de 3,1% com relação a 2010.



O consumo da classe residencial em 2011 foi 3,0% superior ao registrado em 2010. O crescimento da classe residencial ficou aquém dos últimos cinco anos, cuja média anual foi de 7,3%. O desaquecimento do consumo pode ser explicado pela ocorrência de temperaturas abaixo da média histórica no segundo semestre e pelo próprio desaquecimento da economia.

A classe industrial cativa registrou crescimento de 3,2% em 2011, com a migração de 07 consumidores ao longo do ano para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A despeito da produção física industrial da Bahia ter apresentado queda de 4,3% no ano (acumulado até out/11), o consumo industrial total (cativo + livre) cresceu 1,0%.

A variação do consumo da classe comercial cativa foi de 2,6% em 2011, abaixo do que foi observado em anos anteriores. A classe comercial total (cativo + livre) cresceu 3,4%. Esse desempenho não acompanhou o comércio varejista baiano, cujo volume de vendas ficou em 8,7% no ano.

A classe rural apresentou crescimento de 4,3% em 2011, em relação a 2010. Além da influência das variações climáticas, a classe rural neste ano teve seu desempenho atrelado ao momento favorável das culturas produzidas no oeste do estado.

O segmento outras classes (iluminação pública, poderes públicos, serviço público e uso próprio) apresentou um crescimento total de 3,6% em 2011 quando comparado a 2010.

3.3. EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CLIENTES

A COELBA fechou o ano com 5.081.987 contratos ativos em sua base de dados, com um acréscimo de 181.204 contratos em relação a 2010. Os consumidores residenciais representaram 88,1% do total e 1.482.697 foram faturados como consumidores baixa renda (33,1% dos contratos residenciais).

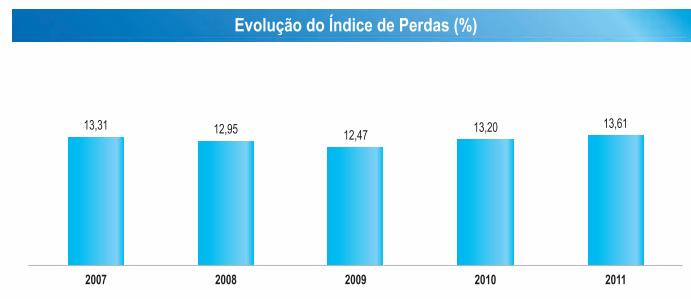
Em milhares de Contratos	2007	2008	2009	2010	2011	Participação em 2011
Residencial	3.704	3.892	4.094	4.306	4.477	88,1%
Comercial	289	291	300	307	313	6,2%
Industrial	20	21	21	21	21	0,4%
Rural	194	194	194	196	200	3,9%
Outras Classes	62	64	67	70	72	1,4%
Número total de clientes ativos	4.269	4.462	4.676	4.901	5.082	100,0%

3.4. PERDAS

Em 2011, a COELBA aplicou R\$ 26 milhões em ações para combater as perdas comerciais, dentre elas podemos destacar:

- Realização de 138 mil inspeções, sendo detectadas 95 mil irregularidades, tendo sido recuperados 109 GWh, o que corresponde a R\$ 30 milhões;
- Regularização de 9 mil ligações clandestinas com e sem obra, contribuindo para redução do número de inadimplentes, cortados e auto-religados, além da recuperação de créditos;
- Operação de blindagem de 50 unidades com consumo relevante (clientes com medição em alta tensão ou com medição indireta) e 7 mil unidades consumidoras em áreas populares, minimizando a possibilidade de realização de fraudes;
- Inspeção de 25 mil consumidores faturados pelo mínimo e regularização de 18 mil instalações;
- Operação de levantamento e atualização do cadastro de iluminação pública de 60 municípios, recuperando e agregando mais de 25 GWh no ano;
- Implantação de 1.600 telemedidores em consumidores do grupo A (medição em alta tensão) e grupo B com medição indireta;
- Substituição de 4.100 medidores polifásicos obsoletos; e
- Negociação de 51 mil processos de irregularidade, correspondendo a mais de R\$ 50 milhões.

Houve um aumento do número de consumidores da ordem de 3,7% e a energia distribuída cresceu cerca de 2,7%, contra 3,2% de crescimento da energia injetada. Esta diferença ocasionou o aumento da perda global do período, ficando no patamar de 13,61%.



3.5. RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

R\$ Mil	2007	2008	2009	2010	2011	Participação em 2011
Residencial	1.779.245	1.714.305	1.806.361	2.078.339	2.388.994	42,2%
Comercial	1.138.956	1.106.844	1.109.506	1.235.750	1.387.849	24,5%
Industrial	667.506	827.976	910.476	939.033	1.051.378	18,5%
Rural	200.469	193.588	189.049	217.618	244.124	4,3%
Outras Classes	506.599	482.773	485.712	532.801	595.493	10,5%
Total	4.292.775	4.325.486	4.501.104	5.003.540	5.667.838	100,0%

A receita de fornecimento de energia elétrica neste ano atingiu R\$ 5.667,8 milhões, superando o ano anterior em 13,3%, influenciada basicamente pelo crescimento das vendas de energia (MWh) em 3,1% e pelo índice de reajuste tarifário de 13,12% fixado pela ANEEL, com vigência a partir de 22 de abril de 2011. Este crescimento reflete o desempenho de todas as classes de consumo, mas com destaque para as classes Residencial, Comercial, Industrial e Rural, que registraram um incremento na receita de 14,9%, 12,3%, 12,0% e 12,2%, respectivamente.

3.6. ARRECADADAÇÃO

A COELBA conta atualmente para a arrecadação de faturas de energia com um total de 7.562 locais de pagamento, considerando a rede credenciada COELBA Serviços, os bancos e seus correspondentes bancários.

A rede COELBA Serviços disponibiliza para os clientes 949 pontos credenciados que estão localizados nos 415 municípios atendidos na área de concessão da COELBA e em mais 129 distritos e povoados que se encontram distantes das sedes municipais. Essa distribuição da rede credenciada possibilita maior comodidade aos clientes para realização do pagamento das contas de energia.

O percentual médio de faturas de energia pagas na rede COELBA Serviços em 2011 foi de 49%. A fidelização desses clientes deve-se ao fato da rede prestar um serviço diferenciado nos pontos COELBA Serviços, onde contamos nesses locais, com a arrecadação associada ao atendimento comercial. Os principais serviços disponibilizados são: informação de débitos, emissão de 2ª via de faturas, parcelamento de débitos e religação de unidades consumidoras, opção da melhor data de pagamento, além do recebimento de faturas de empresas de telefonia fixa, móvel e de água. Os valores arrecadados de faturas de energia no ano de 2011, na rede COELBA Serviços, representaram 21% do montante total arrecadado. A COELBA mantém ainda convênios com a rede bancária, composta por 14 bancos, representada pelas suas agências e correspondentes bancários, num total de 6.613 locais.

O incremento na participação da arrecadação através da Rede Bancária foi em função da parceria firmada entre a COELBA e a Caixa Econômica Federal em agosto de 2011, notadamente através dos lotéricos.

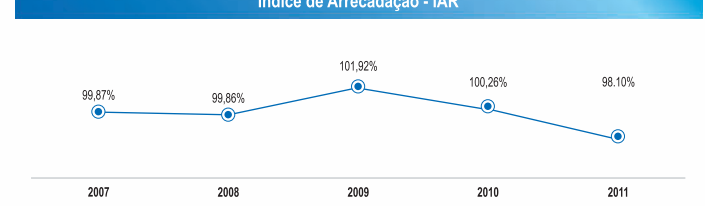
Em 2011, a arrecadação através de bancos e seus correspondentes foi de 51% da quantidade de faturas e 79% do montante arrecadado.

A performance na arrecadação dos créditos da venda dos serviços de energia elétrica decorreu da conjuntura econômica do ano de 2011. Alguns indicadores registraram elevação do crédito, do nível de endividamento, mas também da inadimplência e do nível inflacionário. Em 2011, a COELBA obteve um índice de arrecadação de 98,10% (nos últimos 12 meses).

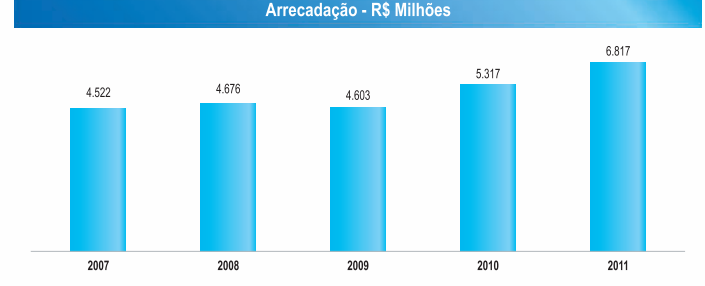
A ampliação das restrições à suspensão de fornecimento, imposta pela Resolução 414/2010 e a perda do benefício baixa renda de, aproximadamente, 1,2 milhão de consumidores, também influenciou o comportamento de pagamento em 2011. Para combater esta mudança, as ações de cobrança foram intensificadas, onde se destacam:

- Foram executadas 691 mil cobranças domiciliares e 1,1 milhão de acionamentos por torpedos e mensagens de voz. Estas operações reduzem os custos com as ações de cobrança mais onerosas, como a suspensão de fornecimento (cortes);
- A atuação das empresas de assessoria de cobrança mantém um volume de recuperação no ano de R\$ 25,7 milhões, com foco nos clientes para os quais as contas de energia já haviam sido inscritas na PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa) e consumidores desligados sem medidor; e
- Realizado 630 mil suspensões de fornecimento (cortes). Esta ação, em conjunto com a inserção em órgãos de proteção ao crédito, foi intensificada para reagir ao crescimento da inadimplência.

Índice de Arrecadação - IAR



Arrecadação - R\$ Milhões



3.7. COMPRA DE ENERGIA

A energia contratada para atender ao mercado da COELBA em 2011, totalizou 18.506 GWh, o que representa um incremento de 4,3% em relação a 2010. Foi adquirida a um custo médio acumulado de R\$ 106,65/MWh, 2,5% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 104,08/MWh. Este custo médio não considera os encargos setoriais e de conexão.

Em 2011 a sobra contratual da COELBA foi da ordem de 3,39%, garantindo o pleno atendimento do mercado cativo da empresa.

4 INVESTIMENTOS

Visando melhorar a qualidade dos serviços e ampliar a eletrificação do Estado da Bahia, foram investidos no exercício R\$ 1.046,6 milhões, importe este constituído por recursos próprios, subvenções, benefício fiscal (REIDI) e captações financeiras junto ao BNDES, BNB e FINEP.

O quadro abaixo mostra a evolução dos investimentos e a sua composição em 2011:

R\$ Mil	2007	2008	2009	2010	2011	Varição (%)
Distribuição	870.877	565.588	737.364	936.782	1.028.030	10%
Comercialização	427	116	435	389	92	(76%)
Administração e outros	37.827	65.315	66.942	39.379	18.455	(53%)
Total	909.131	631.019	804.742	976.550	1.046.577	7,2%

O REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura é um benefício fiscal criado em 2007 e faz parte de um conjunto de medidas do Programa de Aceleração do Crescimento - PAC do Governo Federal. Este benefício desonera do PIS e da COFINS a venda de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos e a prestação de serviços, quando adquiridos por pessoa jurídica habilitada ao REIDI, para aplicação em obras de infraestrutura destinadas ao seu ativo imobilizado, dentro dos setores de energia, transportes, portos e saneamento. O objetivo desta desoneração é reduzir o desembolso imediato de caixa das empresas permitindo que elas ampliem o investimento em obras de infraestrutura nos setores incentivados.

O projeto apresentado pela COELBA junto ao Ministério de Minas e Energia contempla, especialmente, ligações de novos clientes, renovação da rede de distribuição e expansão de rede. Além disso, renovação de subestações e de linhas de distribuição de alta tensão, automação, telecomunicação, expansão de rede de distribuição em média tensão. Em 2011 foram obtidos R\$ 49,7 milhões com o benefício fiscal do REIDI, para serem investidos em obras de infraestrutura da empresa.

4.1. EXPANSÃO DE REDE

No intuito de atender às novas demandas do mercado de energia elétrica, foram investidos em 2011 R\$ 101,9 milhões na expansão dos sistemas de subtransmissão e distribuição. A tabela abaixo apresenta a evolução dos principais ativos do sistema elétrico da empresa nos últimos cinco anos.

Principais Ativos Elétricos	2007	2008	2009	2010	2011	Varição (%)
Linhas de Sub-transmissão (Km)	8.205	8.214	8.217	8.382	8.463	1,0%
Subestações (Un)	276	283	291	294	312	6,1%
Transformadores de Força (Un)	372	381	386	396	420	6,1%
Potência Instalada (MVA)	4.123	4.217	4.235	4.444	4.628	4,1%
Linhas de Distribuição (Km)	178.677	192.617	206.881	223.151	232.497	4,2%
Transformadores de Distribuição (Un)	135.862	149.830	162.558	178.587	187.394	4,9%

Dentre os vários empreendimentos concluídos no exercício, figur



...Continuação

4.6. TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

O ano de 2011 foi marcado essencialmente pelos grandes projetos de natureza regulatória, com a implantação do Manual de Contabilidade Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e da Resolução 414 da ANEEL que trata Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

Em Tecnologia da Informação foram providos recursos para viabilizar nos seus sistemas técnicos, comerciais e administrativo-financeiros as adequações necessárias para atendimento às demandas do negócio que foram reestruturadas com as novas regras regulatórias.

Nos sistemas comerciais foram implantadas alterações para atender aos artigos da citada resolução 414, cujos esforços concentraram-se na aplicação SAP-ISU/CCS, em todo o seu ciclo comercial, que compreende o atendimento, serviços, faturamento, arrecadação e cobrança.

Em especial, foram realizadas melhorias significativas nos processos que afetam o tempo de atendimento comercial e uma ressuprensão no processo de cobrança, aprimorando-o para o incremento de ações de negociação, suspensão e regularização de instalações.

Com a implementação do MCPSE, muito se realizou para que as bases de cadastro técnico e de ativos fossem equalizadas. Para isto, as integrações entre os sistemas técnicos e sistemas administrativo-financeiros foram reimplmentadas e melhorias foram introduzidas nestes dois sistemas a fim de se compatibilizar estas integrações. Pode-se citar a implementação do módulo New GL no SAP R/3 e Portal Regulatório no sistema Gestão do Sistema Elétrico - GSE.

Quanto à infraestrutura, os indicadores de desempenho mostram uma evolução relevante na modernização do parque tecnológico, com 14% de renovação de equipamentos no ano, uma disponibilidade média de 99,1% nos sistemas de missão crítica.

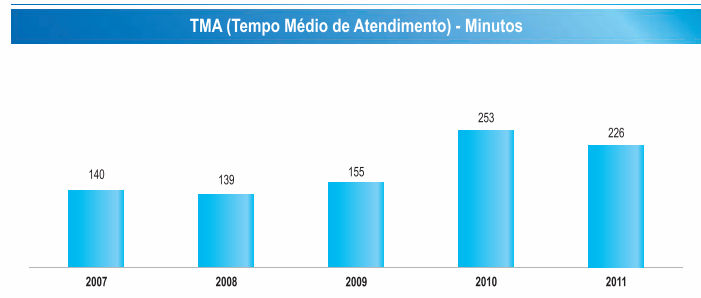
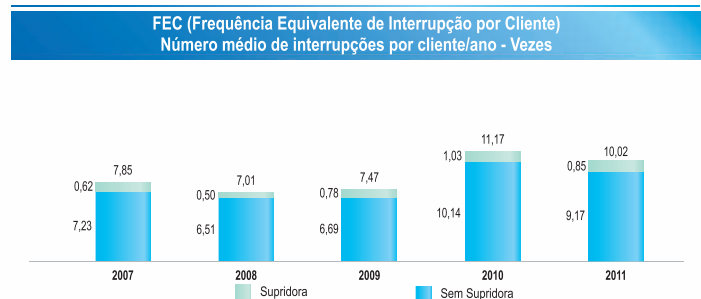
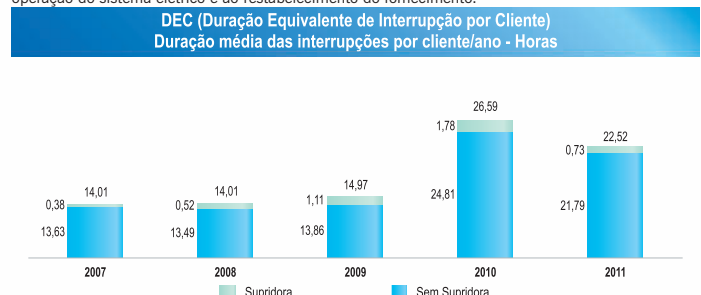
Para que a sustentação e os projetos de TI sejam viabilizados em tempo, em qualidade e novos padrões de produtividade, a estrutura da TI foi organizada por disciplinas (governança, aplicações e infraestrutura) aplicada sobre uma dimensão matricial dentro da holding e também introduziu um novo modelo de prestação de serviço através de indicadores (SLA e SLO). O principal objetivo foi preparar a TI para superar os desafios e suportar a conquista de novas oportunidades de modernização tecnológica e de gestão.

5. DESEMPENHO OPERACIONAL

	2007	2008	2009	2010	2011
Indicadores Operacionais					
Número de Empregados	2.720	2.646	2.550	2.541	2.533
Número de Clientes por Empregado	1.570	1.686	1.834	1.929	2.006
Vendas por Clientes (MWh)	2.665	2.893	3.012	2.976	2.961
Vendas por Empregado (GWh)	4,18	4,88	5,52	5,74	5,94
Clientes por km²	7,6	7,9	8,3	8,7	9,0

5.1. QUALIDADE NO FORNECIMENTO

Os indicadores de qualidade de DEC (Duração Média de Interrupção por Consumidor), FEC (Frequência Média de Interrupção por Consumidor) e TMA (Tempo Médio de Atendimento), apurados em 2011, tiveram significativa melhoria em relação aos resultados obtidos no ano anterior, não obstante as fortes intempéries climáticas que atingiram o estado da Bahia e em especial a região metropolitana de Salvador, determinando interrupções na rede de energia elétrica e causando grandes dificuldades à operação do sistema elétrico e ao restabelecimento do fornecimento.



No período 2007-2011, impulsionado especialmente pelo Programa de Universalização, que continua a ser operacionalizado em sua vertente rural, denominada "Programa Luz para Todos", a empresa apresentou um crescimento aproximado de 30% em sua rede de média e baixa tensão e de 19% no número de consumidores. Este progresso, considerado o maior do país em eletrificação rural, a cada ano introduz significativo crescimento territorialmente disperso do sistema de distribuição, o que exige maior esforço estratégico para promover o rápido atendimento às ocorrências na rede.

Outros importantes obstáculos a exigir fortes desafios à melhoria dos indicadores de qualidade são as restrições ambientais para o manejo da vegetação, cada vez mais rigorosas, e os congestionamentos de trânsito na região metropolitana, cujo tráfego beira o colapso, dificultando e atrasando as ações de manutenção.

Buscando compensar essas dificuldades e trazer melhores números aos indicadores de qualidade, a COELBA vem investindo regularmente na automação de subestações e equipamentos de rede de distribuição, aumentando o número de subestações e chaves operadas remotamente, como também no sistema de comunicação, para ampliar o número de conexões via satélite, que tornam mais confiável o contato com as turmas de operação, além da aquisição e instalação de novos relés digitais, equipamentos bastante versáteis, que permitem análises remotas de dados, subsidiando ações preventivas no intuito de evitar interrupções no fornecimento de energia.

No mesmo sentido, cabe ressaltar a introdução de um novo padrão de construção de redes aéreas compactas isoladas, para aplicação em áreas urbanas, que possibilita melhor convivência com a arquitetura.

5.2. ATENDIMENTO AO CLIENTE

Procurando estar sempre ao lado do cliente, a COELBA mantém uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa, tais como:

- Agências** - Ampliamos o número de Agências de 41 para 46, sendo 11 na capital e 35 nos municípios pólo do Estado, contemplando o Bairro Uruguai em Salvador, os Municípios de Luiz Eduardo Magalhães, Dias D'Ávila, Vitória da Conquista e Feira de Santana com mais uma Agência, ampliações das instalações das Agências de Simões Filho, Ipiatã, Senhor do Bonfim, Barreiras, Liberdade, Igatueta e Vitória Central. Ampliamos também o número de Agências Móveis, agora contamos com 08 agências, 02 atendendo na Região Metropolitana, uma atendendo a Regional de Feira de Santana e novas Agências para Regional de Juazeiro, Regional de Itabuna, Regional de Camaçari, Regional de Eunápolis e Regional de Vitória da Conquista. O sistema de gestão e acompanhamento do atendimento nas agências, que monitora os serviços solicitados, o tempo e a qualidade do atendimento, permite o acompanhamento à distância de todo o fluxo de atendimento e desempenho de cada agência e atendendo, contribuindo para que haja uma evolução na qualidade percebida pelo consumidor. Buscando a melhoria contínua da qualidade do atendimento, aumentamos em 42 o número de atendentes, reforçando a equipe em todas as agências regionais, reduzindo o tempo de espera e uma maior satisfação dos clientes.
- Coelba Serviços** - A COELBA está presente em toda sua área de concessão (415 municípios baianos), nos municípios onde não temos Agências Próprias, contamos com o atendimento através da rede credenciada Coelba Serviços, com 1.054 estabelecimentos credenciados de arrecadação, sendo que 447 associam a arrecadação de facturas com o atendimento comercial. Implantamos em toda a rede credenciada de Atendimento, o atendimento personalizado e exclusivo para o cliente COELBA, sendo acompanhado através de monitorias e sistema de controle dos Tempos de Espera pelo cliente. O projeto de atendimento no credenciado via internet foi ampliado para 86 estabelecimentos via Portal do Credenciado, ferramenta desenvolvida para possibilitar atendimento online para os serviços mais procurados, dotando a rede de mais autonomia e facilidade para o atendimento ao cliente.
- Teletendimento** - Ampliamos de 144 para 170 posições a central de teletendimento, que recebeu mais de 6 milhões de chamadas com um tempo médio de atendimento de 224 segundos, se posicionando entre as maiores centrais de teletendimento de empresas de energia elétrica do país.
- "Site"** (www.coelba.com.br) - Reestruturamos o site COELBA, com nova diagramação e maior facilidade de acesso e navegabilidade, criando um portal de serviços, facilitando ao cliente a identificação dos serviços oferecidos. Ampliamos dentro dos serviços oferecidos, o certificado de quitação de débitos, a reclamação de falta de energia, a solicitação de ligação nova e a troca de titularidade. Foram registrados mais de 7 milhões de serviços concretizados. O projeto do portal imobiliário foi reformulado permitindo ao corretor de imóvel cadastrado, acesso aos serviços de troca de titularidade e nova ligação, agilizando o atendimento para este segmento que apresenta uma demanda significativa para estes dois serviços, reduzindo custos e desafiando o atendimento presencial na região metropolitana.
- Implantação de mais um canal de atendimento**, o serviço gratuito de SMS para registro de falta de energia, desde Outubro/2011, como forma de facilitar o acesso do cliente para o registro da ocorrência de falta de energia, possibilitando o envio e recebimento do protocolo de sua reclamação, de forma ágil e confiável. Registramos mais de 4 mil solicitações desde a implantação desse canal de atendimento.
- Disponibilização de mais um canal de atendimento**, através da ferramenta MOBILE. O novo canal de atendimento com o endereço m.coelba.com.br, possibilita que os clientes possuidores de smartphone e iPhone, acessem os serviços de Via para Pagamento, Falta de Energia, Religião e Fale Conosco.
- Atendimento Clientes Corporativos** - Através de especialistas no negócio de energia na capital e no interior é prestado um atendimento diferenciado e personalizado para mais de 10 mil parceiros de negócios, correspondente a cerca de 46,5 mil contas-contratos. Esses clientes representam aproximadamente 50% do consumo e 42% do faturamento total da COELBA. Fazem parte deste grupo os clientes dos poderes públicos (Federal, Estadual e a Prefeitura de Salvador), do mercado livre, e os mais de 7 mil contratos do Grupo A, entre outros.

O crescimento do número de reclamações procedentes em 2011 foi resultante das modificações no processo de apuração com o objetivo da uniformização do procedimento de registro de reclamações em todas as distribuidoras do país, visando à certificação exigida pelo órgão regulador e permitir a comparação, na mesma base, dos indicadores de duração e frequência das reclamações entre todas as distribuidoras.



6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

6.1. INDICADORES EMPRESARIAIS

Dados Econômico-Financeiros	2007	2008	2009	2010 (a)	2011	Varição 2011/2010
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	4.453.619	4.655.857	5.577.484	6.239.476	7.046.131	12,9%
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2.894.515	3.115.104	3.996.126	4.394.324	4.967.359	13,0%
EBITDA (R\$ mil)	1.264.999	1.217.185	1.270.980	1.337.644	1.281.943	(4,2%)
Lucro antes Result. Financeiro e Impostos (R\$ mil)	1.069.502	1.032.603	1.094.287	1.133.571	1.046.095	(7,7%)
Resultado Financeiro (R\$ mil) - Exceto JSCP (125.443)	(79.093)	(27.207)	(18.668)	(178.592)	856,7%	
Lucro Líquido (R\$ mil)	647.416	814.805	887.625	945.719	750.490	(20,2%)
Ativo Total (R\$ mil)	4.531.041	4.235.938	4.757.680	5.372.695	6.137.842	14,2%
Investimentos (R\$ mil)	909.131	631.019	804.742	976.550	1.046.577	7,2%
Divida Bruta (R\$ mil)	1.725.584	1.603.321	1.468.738	2.082.078	2.715.003	30,4%
Divida Líquida (R\$ mil) (b)	1.078.229	1.195.893	1.166.933	1.911.810	2.446.982	28,0%
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	1.500.184	1.631.205	2.120.467	2.376.713	2.297.937	(3,3%)

Indicadores Econômico-Financeiros	2007	2008	2009	2010	2011	
Margem EBITDA (c)	43,7%	39,1%	31,8%	30,4%	25,8%	(4,6)p
Margem EBIT	36,9%	33,1%	27,4%	25,8%	21,1%	(4,7)p
Margem Líquida	22,4%	26,2%	22,2%	21,5%	15,1%	(6,4)p
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	10,08	15,39	46,72	71,65	7,18	(90,0%)
Divida Líquida/EBITDA (d)	0,85	0,98	0,92	1,43	1,91	33,6%
Índice de Endividamento Líquido	41,8%	42,3%	35,5%	44,6%	51,6%	7,0 p.p

Ações
Valor Patrimonial da Ação (R\$ lote de mil ações) 7,97 8,67 11,27 12,63 12,21 (3,31%)
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação (R\$) 3,44 4,33 4,72 5,03 3,59 (29,6%)
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ mil) 646.201 655.789 739.377 779.355 607.431 (22,1%)

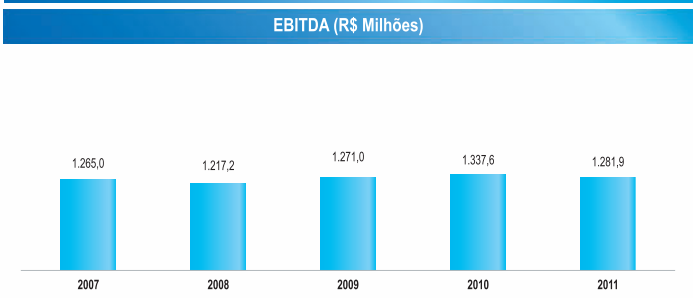
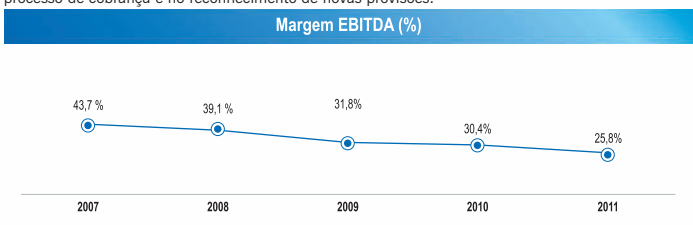
(a) Os resultados de 2010 foram reclassificados principalmente para fins de melhor apresentação e manutenção da uniformidade na comparabilidade.
(b) Divida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários.
(c) A ROL de 2009, 2010 e 2011, utilizada no cálculo da margem EBITDA, está aumentada pela receita de construção de acordo com o CPC 17, tendo esse efeito contribuído para a redução da margem % sem entretanto, ter efeito no valor do EBITDA.
(d) EBITDA 12 meses.
p.p. - Pontos Percentuais.

A COELBA encerrou o exercício de 2011 com uma receita operacional bruta de R\$ 7.046,1, representando um acréscimo de 12,9% em relação a 2010 (R\$ 6.239,5). Este resultado é atribuído ao reajuste tarifário de 13,12% e crescimento das vendas de energia (+ 458 GWh) ocasionado pela expansão do número de clientes.

A movimentação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) está detalhada na tabela a seguir:

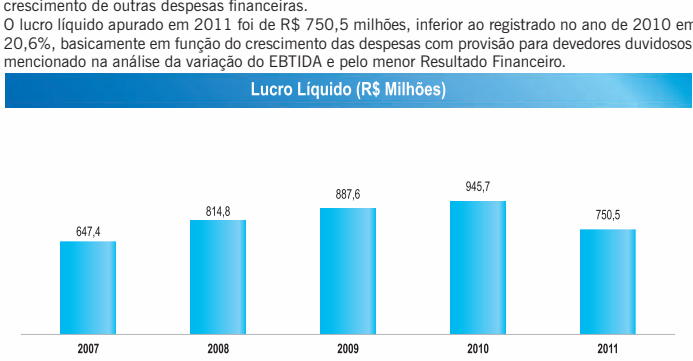
	2011	2010	Var. %
Lucro líquido	750.490	945.719	(20,6)
Amortização ágio e reversão PMIPL	18.884	18.895	(0,1)
Imposto de renda e CSLL - corrente e diferido	98.129	150.289	(34,7)
Resultado financeiro	1.78.592	18.668	856,7
Distribuição alienação/desativação bens e direitos	1.646	(1.969)	(183,6)
Depreciação e amortização	234.202	206.042	13,7
EBITDA	1.281.943	1.337.644	(4,2)

Em 2011, a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA foi inferior e totalizou R\$ 1.281,9 milhões, redução de 4,2% em relação aos R\$ 1.337,6 milhões apurado no ano anterior. Essa variação é explicada principalmente pelo crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos em função das mudanças promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabelece restrições ao corte de consumidores, além da perda da condição de baixa renda de 1,2 milhão de consumidores que não efetuaram o cadastramento nos prazos legais, exigindo da Companhia um esforço acentuado no processo de cobrança e no reconhecimento de novas provisões.



O resultado financeiro acumulado em 2011 foi uma despesa líquida de R\$ 178,6 milhões, 856,7% inferior em relação ao resultado apresentado em 2010 (R\$ 18,7 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelo registro não recorrente da reversão de R\$ 69,6 milhões referente aos valores recolhidos de PIS/COFINS incidentes sobre receitas financeiras (alargamento da base de cálculo), determinado pela Lei nº. 9.718/98, e julgado inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal. Desconsiderando este efeito não recorrente em 2010, o resultado financeiro seria inferior em R\$ 90,3 milhões influenciado basicamente pelo aumento dos encargos de dívidas, resultado do crescimento no nível de endividamento da companhia em 30,4%, pelo aumento do CDI e pelo crescimento de outras despesas financeiras.

O lucro líquido apurado em 2011 foi de R\$ 750,5 milhões, inferior ao registrado no ano de 2010 em 20,6%, basicamente em função do crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos, mencionado na análise da variação do EBITDA e pelo menor Resultado Financeiro.



6.2. DIVIDENDAMENTO

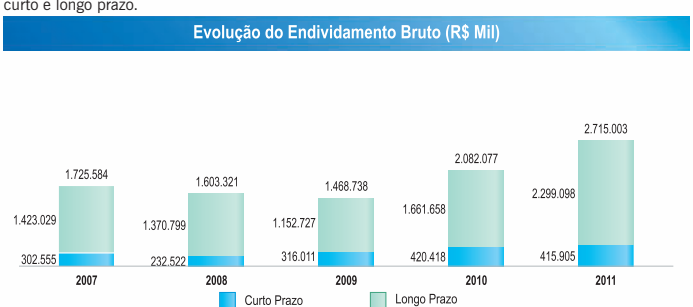
A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 2.715,0 milhões, 30,4% maior que em 2010 (R\$ 2.082,1 milhões), sendo que R\$ 14,6 milhões referem-se a custos de transação apropriados no passivo e diferidos durante os prazos das operações contribuindo para a redução do saldo da dívida, e R\$ 1,6 milhão referem-se aos ajustes a valor justo das dívidas e derivativos de acordo com os pronunciamentos CPC/IVM. O indicador financeiro Divida/EBITDA passou de 1,56 em 2010 para 2,12 em 2011. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2011 com R\$ 2.447,0 milhões, 28,0% acima dos R\$ 1.911,8 milhões registrados em 2010. O indicador Divida Líquida/EBITDA em 2011 foi de 1,91 contra 1,43 realizado em 2010.

Em abril de 2011, a COELBA efetuou captação de recursos no mercado internacional, por meio da emissão de notas no exterior (bonds em reais) no montante de R\$ 400 milhões, com vencimento em 27 de abril de 2016 e juros de 11,75% a.a. com pagamento semestral.

Para fazer frente aos programas de investimentos, a COELBA mantém como estratégia obter financiamentos de longo prazo com bancos e agências de fomento, visando obter recursos com custos mais baixos e com prazos mais aderentes ao retorno de longo prazo dos investimentos em distribuição. Em 2011, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, o Banco do Nordeste do Brasil - BNB e a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP liberaram financiamentos de R\$ 319,6 milhões, R\$ 243,5 milhões e R\$ 7,0 milhões, respectivamente, para a COELBA, referente aos investimentos realizados em 2010 e 2011.

Parte dos investimentos realizados no âmbito do Programa Luz Para Todos são financiados através da Reserva Global de Reversão - RGR, recursos liberados pela Eletrobras, que no ano de 2011 foi de R\$ 5,0 milhões.

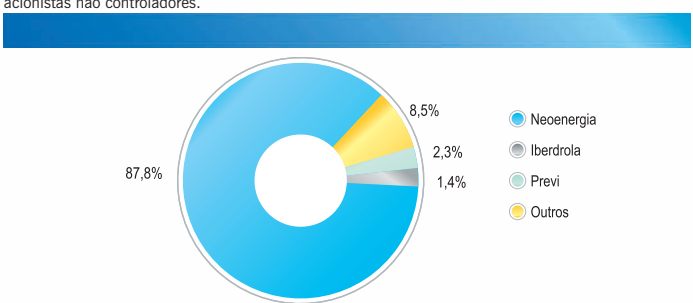
A seguir é apresentado gráfico com a evolução do endividamento bruto e a respectiva segregação entre curto e longo prazo.



7. GOVERNANÇA CORPORATIVA

7.1. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O capital social integralizado da COELBA, de R\$ 542,1 milhões, é representado por 188,1 milhões de ações, sendo 109,3 milhões ordinárias (ON), 19,5 milhões preferenciais tipo "A" (PNA) e 59,3 milhões preferenciais tipo "B". Desse total, 87,8% das ações pertencem à controladora Neoenergia, 8,5% pertencem ao grupo espanhol Iberdrola, 2,3% ao Fundo de Pensão PREVI e 1,4% aos demais acionistas não controladores.



7.2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

No intuito de prestar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e rapidez, dentro da legislação pertinente e das regras que regulam o setor, a COELBA adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de "rating" e instituições reguladoras, sempre de acordo com as boas práticas de governança corporativa.

A COELBA disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores, "e-mail" (ri@coelba.com.br), no "site" corporativo (www.coelba.com.br) - "link" Relações com Investidores) e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais enviados para a Bovespa e CVM. Além disso, o Grupo Neoenergia realiza reuniões individuais do tipo "one-to-one" com os principais instituições de relacionamento e divulga Relatórios de Acompanhamento e "webconferências" trimestrais com os principais números de cada empresa e do Grupo consolidado.

7.3. DIREITO DOS ACIONISTAS E POLÍTICA DE DIVIDENDOS E JSCP

A COELBA possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido após constituição de 5% de reserva legal. Além disso, no estatuto social da empresa está determinado que as ações preferenciais tenham direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. A distribuição de dividendos intermediários ou intercalares é uma faculdade da Companhia, mediante aprovação do Conselho de Administração.

O estatuto social da COELBA menciona também que o Conselho de Administração poderá aprovar o pagamento ou crédito de juros sobre capital próprio, "ad referendum" da Assembléia Geral Ordinária que apreciar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social em que tais juros foram pagos ou creditados, os quais poderão ser imputados ou não ao dividendo obrigatório, a critério do Conselho de Administração da Companhia, conforme autoriza a legislação aplicável.

Em 2011 foram pagos R\$ 743,7 milhões a título de dividendos, sendo R\$ 471,0 milhões relativos ao exercício findo em 2010 e R\$ 272,7 milhões aos dividendos intermediários de 2011. Foi pago também como juros sobre capital próprio o valor de R\$ 83,8 milhões relativos ao exercício de 2011 e R\$ 26,3 milhões de 2010, perfazendo o montante de R\$ 853,8 milhões como remuneração total aos acionistas.



Continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS

31 de dezembro de 2011 e 2010

(Em milhares de reais)

ATIVO	Notas	31/12/2011	31/12/2010	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Notas	31/12/2011	31/12/2010
CIRCULANTE				CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	4	180.756	101.277	Fornecedores	14	395.410	335.755
Contas a receber de clientes e outros	5	923.069	881.317	Empréstimos e financiamentos	15	312.973	205.932
Títulos e valores mobiliários	6	34.667	68.991	Debitivos	16	102.932	215.387
Impostos e contribuições a recuperar	7	108.237	133.819	Salários e encargos a pagar	17	33.326	30.656
Estoques		10.481	8.014	Taxas regulamentares	18	52.454	65.049
Despesas pagas antecipadamente		3.669	2.281	Impostos e contribuições a recolher	19	132.903	115.803
Entidade de previdência privada	32	6.156	-	Dividendos e juros sobre capital próprio	20	31.247	29.177
Serviços em curso		44.958	32.666	Provisões	21	18.403	15.879
Outros ativos circulantes	9	38.688	78.512	Outros passivos circulantes	22	180.056	122.002
TOTAL DO CIRCULANTE		1.350.681	1.306.877	TOTAL DO CIRCULANTE		1.259.704	1.134.740
NÃO CIRCULANTE				NÃO CIRCULANTE			
Contas a receber de clientes e outros	5	256.602	310.691	Fornecedores	14	25.397	6.349
Títulos e valores mobiliários	6	52.598	-	Empréstimos e financiamentos	15	2.026.566	1.298.582
Impostos e contribuições a recuperar	7	58.794	56.972	Debitivos	16	272.532	363.072
Impostos e contribuições diferidos	10	74.753	49.517	Taxas regulamentares	18	30.787	18.700
Coligadas e controladora		211	138	Impostos e contribuições a recolher	19	3.183	3.775
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	8	208.586	227.469	Impostos e contribuições diferidos	20	84.267	66.720
Depósitos judiciais	11	139.809	170.352	Provisões	21	109.361	93.221
Entidade de previdência privada	32	35.119	39.340	Entidade de previdência privada		1.688	1.882
Outros ativos não circulantes	9	8.075	11.853	Recursos destinados a aumento de capital		2.402	1.694
Outros investimentos		12.117	10.859	Outros passivos não circulantes	22	24.018	7.242
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	12	659.635	443.965	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		2.580.201	1.861.242
Intangível	13	3.280.862	2.744.662	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	23	542.163	542.163
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		4.787.161	4.065.818	Reservas de capital		698.050	698.050
ATIVO TOTAL		6.137.842	5.372.695	Reservas de lucros		725.568	647.539
				Outros resultados abrangentes		48.065	19.862
				Proposta de distribuição de dividendos adicionais		284.091	469.099
				TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.297.937	2.376.719
				TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.297.937	2.376.719
				PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL		6.137.842	5.372.695

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010

(Em milhares de reais)

	Reserva de Capital			Reservas de Lucros			Outros Resultados ABRANGENTES	Lucros Acumulados	Proposta de Distribuição de Dividendos Adicional	Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Remuneração de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio	Reserva Especial de Ágio	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva Legal				
Saldos em 31 de dezembro de 2009	542.163	18.569	339.052	340.429	307.264	108.433	65.069	90	402.444	2.120.467
Reversão de dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	319	-	319
Aprovação da proposta de dividendos adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	(324.215)	(324.215)
Transações de capital com os sócios	-	-	-	-	-	-	-	319	-	319
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	945.719	945.719
Ganhos líquidos sobre ativos disponíveis para venda (Nota 12)	-	-	-	-	-	-	-	-	22.908	22.908
Destinações:										
Reserva de incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	166.364	-	-	-	(166.364)	-
Juros sobre capital próprio (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	(106.832)	(106.832)
Dividendos intermediários (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	(281.653)	(281.653)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	(390.870)	(390.870)
Saldos em 31 de dezembro de 2010	542.163	18.569	339.052	340.429	473.628	108.433	65.069	409	19.862	2.376.719
Distribuição de reservas de lucros	-	-	-	-	-	-	(65.069)	-	-	(65.069)
Reversão de dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	39	-	39
Aprovação da proposta de dividendos adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	(469.099)	(469.099)
Transações de capital com os sócios	-	-	-	-	-	-	-	-	(404.030)	(404.030)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	750.490	750.490
Ganhos líquidos sobre ativos disponíveis para venda (Nota 12)	-	-	-	-	-	-	-	-	28.203	28.203
Destinações:										
Reserva de incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	143.060	-	-	-	(143.060)	-
Juros sobre capital próprio (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	(113.366)	(113.366)
Dividendos intermediários (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	(275.043)	(275.043)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	(219.021)	(219.021)
Saldos em 31 de dezembro de 2011	542.163	18.569	339.052	340.429	616.688	108.433	65.069	448	48.065	2.840.900

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010

(Em milhares de reais)

	31/12/2011	31/12/2010	AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS	31/12/2011	31/12/2010
FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL					
Lucro Líquido do Exercício (Antes dos Impostos)	867.503	1.114.903		78.703	172.732
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA			Salários e encargos a pagar	2.670	(7.549)
ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			Encargos de dívidas e swap pagos	(226.618)	(151.210)
Depreciação e amortização	234.202	206.042	Taxas regulamentares	(5.289)	(13.037)
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	240.770	77.571	Impostos e contribuições sociais a recolher	(100.505)	(144.108)
Outras receitas e despesas financeiras líquidas	2.287	74.554	Indenizações/contingências pagas	(39.076)	(17.187)
Valor residual do ativo intangível	5.240	4.700	Entidade de previdência privada	(194)	(114)
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	39.036	24.845	Outras passivos	74.829	41.937
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	150.213	30.932	CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	(215.480)	(273.989)
	1.539.251	1.533.547	ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO	1.269.991	950.123
(AUMENTO) REDUÇÃO DOS ATIVOS OPERACIONAIS			Fornecedores	975.123	762.461
Contas a receber de clientes e outros	(137.876)	(211.644)	Captação de empréstimos e financiamentos	-	80.274
Impostos e contribuições sociais a recuperar	33.417	(89.429)	Captação de debêntures	-	(173.123)
Estoques	(2.467)	(2.680)	Amortização do principal de empréstimos, financiamentos	(165.061)	(173.123)
Despesas pagas antecipadamente	45.572	(28.962)	Amortização do principal de debêntures	(194.641)	(70.134)
Entidade de previdência privada	(1.388)	(105)	Obrigações vinculadas	107.327	287.351
Coligadas e controladora	567	(16.071)	Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(855.438)	(1.004.186)
Outros ativos	8.478	39.344	UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	(132.690)	(117.357)
	(53.780)	(309.435)	ATIVIDADE DE INVESTIMENTO		
			Intangível	(1.046.577)	(976.550)
			Títulos e valores mobiliários	(11.245)	27.732
			GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(1.057.822)	(948.818)
			AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	79.479	(116.052)
			Caixa e equivalentes no início do exercício	101.277	217.329
			Caixa e equivalentes no final do exercício	180.756	101.277
			VARIÁVEL LÍQUIDA DE CAIXA	79.479	(116.052)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

BALANÇOS SOCIAIS - INFORMAÇÃO ADICIONAL (NÃO AUDITADO)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010

(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

1 - BASE DE CÁLCULO		2011 R\$ mil				2010 R\$ mil				5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL		2011	2010
Receita Líquida (RL)					4.967.360				4.394.324				
Resultado Operacional (RO)					867.503				1.114.903				
Folha de Pagamento Bruta (FPB)					202.842				192.995				
Valor Adicionado Total (VAT)					3.670.987				3.489.637				
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS (1)		% sobre				% sobre							
Alimentação	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil
Encargos sociais compulsórios	59.704	29,43	1,20	1,63	48.907	25,34	1,11	1,40	40.907	25,34	1,11	1,40	40.907
Previdência privada	7.924	3,91	0,16	0,22	8.567	4,24	0,19	0,25	8.567	4,24	0,19	0,25	8.567
Saúde	13.087	6,45	0,26	0,36	10.774	5,58	0,25	0,31	10.774	5,58	0,25	0,31	10.774
Segurança e saúde no trabalho	2.333	1,15	0,05	0,06	1.698	0,88	0,04	0,05	1.698	0,88	0,04	0,05	1.698
Educação	540	0,27	0,01	0,01	495	0,26	0,01	0,01	495	0,26	0,01	0,01	495
Cultura	1.527	0,75	0,03	0,04	1.112	0,55	0,02	0,03	1.112	0,55	0,02	0,03	1.112
Capacitação e desenvolvimento profissional	977	0,48	0,02	0,03	692	0,36	0,02	0,02	692	0,36	0,02	0,02	692
Creches ou auxílio-creche	14	0,01	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	-
Esporte	1.601	0,79	0,03	0,04	906	0,47	0,02	0,03	906	0,47	0,02	0,03	906
Transporte	20.964	10,34	0,42	0,57	13.296	6,89	0,30	0,38	13.296	6,89	0,30	0,38	13.296
Participação nos lucros ou resultados	1.664	0,82	0,03	0,05	232	0,12	0,01	0,01	232	0,12	0,01	0,01	232
Outros	1.664	0,82	0,03	0,05	232	0,12	0,01	0,01	232	0,12	0,01	0,01	232
Total - indicadores sociais internos	120.516	59,41	2,43	3,28	96.721	50,12	2,20	2,77	96.721	50,12	2,20	2,77	96.721
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		% sobre				% sobre							
Educação	R\$ mil	RO	RL	VAT	R\$ mil	RO	RL	VAT	R\$ mil	RO	RL	VAT	R\$ mil
Projeto Faz Cultura	150	0,02	0,00	0,00	212	0,02	0,00	0,01	212	0,02	0,00	0,01	212
Lei Rouanet	1.096	0,13	0,02	0,03	1.153	0,10	0,03	0,03	1.153	0,10	0,03	0,03	1.153
Lei Audiovisual	3.188	0,37	0,06	0,09	200	0,02	0,00	0,01	200	0,02	0,00	0,01	200
Fundo de Cultura													



...Continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**Em 31 de dezembro de 2011 e 2010**

(Em milhares de reais)

1 Informações Gerais

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, controlada pela NEOENERGIA S.A. ("NEOENERGIA"), é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

A sede da Companhia está localizada na Av. Edgard Santos, 300, Naranjinha, Salvador - Bahia. A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia, e aos municípios de Delmiro Gouveia no Estado de Alagoas e Dianópolis no Estado de Tocantins, abrangendo uma área de concessão de 563 mil km², outorgado pelo Decreto de 6 de agosto de 1997 e regulado pelo Contrato de Concessão nº 010, firmado em 8 de agosto de 1997 e aditivos, com vigência de 30 anos, até 7 de agosto de 2027.

Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002.

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da preparação destas demonstrações financeiras em 23 de janeiro de 2012.

Adicionalmente, a informação contábil para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foi reclassificada, quando aplicável, para fins de melhor apresentação e manutenção da uniformidade na comparabilidade. A comparação entre os saldos apresentados e os saldos reclassificados para fins de comparabilidade, está demonstrada a seguir:

	31/12/10	
	Balanco Patrimonial Publicado	Reclassificado
Ativo Circulante		
Contas a Receber	883.386	881.317
Outros ativos circulantes	110.549	78.512
Serviços em Curso	-	32.666
Passivo Não Circulante		
Outros passivos não circulantes	8.682	7.242

2 Resumo das Principais Práticas Contábeis**2.1 - Base de apresentação**

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010 foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adicado a ser registrado nas demonstrações financeiras.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

Os valores contábeis de ativos e passivos reconhecidos que representam itens objeto de *hedge* a valor justo que, alternativamente, seriam contabilizados ao custo amortizado, são ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de *hedge*.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente. A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2011.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras.

2.2 - Conversão de saldos em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira que não sejam instrumento de *hedge* ou objeto de *hedge*, são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.3 - Reconhecimento de receita

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

a) Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

b) Receita de construção

A ICP (01(R1)) estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

c) Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.4 - Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a item registrados diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido.

As alíquotas aplicáveis do imposto de renda e da contribuição social ("IR e CS") são de 25% e 9%, respectivamente.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição - RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal Sudene), calculada com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 23).

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. Seu reconhecimento ocorre na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação do ativo fiscal diferido, com base em projeções de resultados elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitem a sua utilização. Periodicamente, os valores contabilizados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância com o disposto na legislação tributária.

2.5 - Imposto sobre vendas

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto:

- Quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não forem recuperáveis junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso; e
- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

O valor líquido dos impostos sobre vendas, recuperável ou a pagar, é incluído como componente dos valores a receber ou a pagar no balanço patrimonial.

2.6 - Instrumentos financeiros**a) Ativos financeiros**

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou derivativos classificados como instrumentos de *hedge* eficazes.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo intangível (concessão), outros créditos e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumentos de *hedge*.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado
- Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.
- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.
- Empréstimos e recebíveis
- Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou "prêmio" na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.
- Investimentos mantidos até o vencimento
- Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

- Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre valores monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa de o ativo expirarem;
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de *hedge*, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumento de *hedge*.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado
- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado.
- A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.
- Mantidos para negociação

Passivos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Esta categoria inclui instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia que não satisfazem os critérios de contabilização de *hedge* definidos pelo CPC 38. Derivativos, também são classificados como mantidos para negociação, a menos que sejam designados como instrumentos de *hedge* efetivos. Ganhos e perdas de passivos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado.

- Empréstimos e financiamentos

Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa efetiva de juros.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

c) Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses), referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar, análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

2.7 - Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de hedge

A Companhia firma contratos derivativos de swap com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros. De acordo com o preconizado no CPC 38, esses contratos foram contabilizados como instrumentos financeiros de *hedge* (*hedge accounting*).

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº 30).

Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo.

Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

Para os fins de contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*), a Companhia classifica os *hedges* como *hedge* de valor justo, ao fornecer proteção contra a exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos e do item coberto durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

A Companhia classifica formalmente e documenta a relação de *hedge* à qual deseja aplicar contabilidade de *hedge*, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o *hedge*. A documentação inclui a identificação do instrumento de *hedge*, o item ou transação objeto de *hedge*, a natureza do risco objeto de *hedge*, a natureza dos riscos excluídos da relação de *hedge*, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de *hedge* e a forma em que a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de *hedge* para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de *hedge*.

Espera-se que esses *hedges* sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram efetivamente altamente eficazes ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

2.8 - Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata. São classificadas como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado - disponíveis para negociação, e estão registradas pelo valor original acrescido dos rendimentos auferidos até as datas base das demonstrações financeiras, apurados pelo critério prático, que equivalem aos seus valores justos.

2.9 - Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão apresentados líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida em valor considerando suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vendidos há mais de 90 dias, da classe comercial vendidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vendidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

2.10 - Títulos e valores mobiliários

São classificados como ativos financeiros mantidos até o vencimento, e estão demonstrados ao custo amortizado, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas base das demonstrações financeiras, equivalentes ao seu valor justo.

2.11 - Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxxarado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

2.12 - Outros investimentos

Representam investimentos em bens imóveis, ações e quotas de direitos sobre a comercialização de obra audiovisual, que não se destinam ao objetivo da concessão e estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

2.13 - Concessão do serviço público (ativo financeiro)

Refere-se à parcela destinada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICP (01) (R1) - Contrato de concessão e ICP 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OPC 05 - Contrato de concessão.

Essa parcela de infra-estrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IGPm, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada cinco anos (próxima revisão prevista para abril de 2013), o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

2.14 - Intangível

Compreende o direito de uso da infra-estrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 677 de 13 de dezembro de 2011 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 - Ativos Intangíveis, os ICP 01 (R1) - Contrato de Concessão e ICP 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e o OPC 05 - Contrato de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição/construção, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo intangível exceda o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor novo de reposição.

Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente (vide nota explicativa nº 13).

2.15 - Empréstimos, financiamentos e debêntures

As obrigações em moeda nacional são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos considerados, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

De acordo com o preconizado no CPC 38, as obrigações em moeda estrangeira são consideradas como itens objeto de *hedge* (*hedge accounting*), e estão contabilizadas pelos seus valores justos.

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infra-estrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nºs 553, de 12 de novembro de 2008 e 677, de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, os CPC's 04 - Ativo Intangível e CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos.

Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

2.16 - Taxas regulamentares**a) Reserva Global de Reversão (RGR)**

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual.

b) Conta Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

d) Programas de Eficiência Energética (PEE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

e) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

f) Encargo do Serviço do Sistema - ESS

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

2.17 - Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICP 08, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído, a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados revisados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como "Proposta de distribuição de dividendo adicional" no patrimônio líquido.

A Companhia distribui juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º, da Lei nº 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio, não reclamados no prazo de três anos, são revertidos para a Companhia.

2.18 - Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados

A Companhia possui diversos planos de benefícios a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria, assistência médica, participação nos lucros e resultados, dentre outros.

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009. Eventuais superávits com planos de benefícios a empregados também são contabilizados, reconhecidos até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para estes planos.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos no resultado do exercício.

2.19 - Provisões

A Companhia registrou provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências fiscais, trabalhistas e cíveis que como resultado de um acontecimento passado, é provável que uma saída de recursos envolva benefício econômico seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação.

A Companhia também está sujeita a várias reivindicações cíveis e trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores jurídicos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

2.20 - Demais direitos e obrigações

Outros ativos e passivos, circulantes e não circulantes sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável.

2.21 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas



Continuação

5 Contas a Receber de Clientes e Outros

As contas a receber de clientes e outros estão compostas da seguinte forma:

	Ref.	31/12/11	31/12/10
Consumidores	(a)	1.296.956	1.198.539
Títulos a Receber	(b)	2.743	2.207
Comercialização de Energia na CCEE	(c)	17.989	18.603
Disponibilização do Sistema de Distribuição		13.054	10.661
Serviços Prestados a Terceiros		11.092	7.181
Outros Créditos		62.553	74.093
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(d)	(224.716)	(119.276)
Total		1.179.671	1.192.008
Circulante		923.069	881.317
Não Circulante		256.602	310.691

(a) Consumidores

	Saldo		Saldo Vendidos		Total		PCLD	
	Vencidos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	
Sector Privado								
Residencial	237.983	132.432	299.594	670.009	597.810	(191.058)	(86.603)	
Industrial	110.036	6.968	13.345	130.349	127.098	(3.480)	(5.912)	
Comercial	127.417	29.329	55.672	212.418	199.135	(11.401)	(10.102)	
Rural	30.274	9.579	23.918	63.771	57.397	(3.417)	(3.606)	
Total	505.710	178.308	392.529	1.076.547	981.440	(209.356)	(106.223)	

Sector Público

Poder Público							
Federal	4.838	371	1.010	6.219	6.224	-	(764)
Estadual	7.993	2.421	231	10.645	12.443	-	-
Municipal	12.742	7.799	3.171	23.712	24.583	-	-
Total	25.573	10.591	4.412	40.576	43.250	-	(764)
Iluminação pública	20.717	11.481	3.247	35.445	28.771	-	-
Serviço público	37.269	1.768	943	39.980	39.684	(756)	(1.144)
Fornecimento não faturado	104.408	-	-	104.408	105.394	-	-
Total	693.677	202.148	401.131	1.296.956	1.198.539	(210.112)	(108.131)

As contas a receber de consumidores de longo prazo representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vendidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Inclui juros e multa calculados pró-rata temporis.

(b) Títulos a receber

Referem-se aos parcelamentos de débitos financeiros, oriundos de débitos de agentes arrecadadores, alugueis, custas processuais, dentre outros.

	Vencidos		Total		PCLD		
	Vencidos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
Sector Público	9	1	-	10	-	-	-
Sector Privado	1.643	43	1.047	2.733	2.207	(1.572)	(1.739)
Total	1.652	44	1.047	2.743	2.207	(1.572)	(1.739)
Circulante	-	-	-	1.349	-	-	-
Não Circulante	-	-	-	1.394	2.207	(1.572)	(1.739)

Os parcelamentos de débitos incluem juros e atualização monetária a taxas, prazos e indexadores comuns de mercado, e os valores, líquidos da PCLD, são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia.

(c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Referem-se a créditos oriundos da comercialização de energia no mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia - MAE) informados pela CCEE a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado.

Os valores de longo prazo compreendem as operações realizadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 vinculados a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. A Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa por entender que os valores serão integralmente recebidos dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

(d) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída após criteriosa análise das contas a receber vencidas, com base na análise de risco dos créditos, que contempla o histórico de perdas, a situação individual dos consumidores e as garantias reais para os débitos, e é considerada suficiente pela Administração da Companhia para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9º e 10º da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

	Consumidores	Títulos a Receber	Outros Créditos	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2010	(108.131)	(1.739)	(9.406)	(119.276)
Adições	(146.754)	(199)	(5.322)	(152.275)
Reversões	-	366	1.696	2.062
Baixas a Reserva	44.773	-	-	44.773
Saldos em 31 de dezembro de 2011	(210.112)	(1.572)	(13.032)	(224.716)

6 Títulos e Valores Mobiliários

Agente Financeiro	Ref.	Tipo de Aplicação	Vencimento	Indexador	31/12/11	31/12/10
-------------------	------	-------------------	------------	-----------	----------	----------

Disponíveis para venda

Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	dez-12	CDI	16.312	14.367
Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	set-18	CDI	19.698	2.729
Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	jul-16	CDI	15.961	14.697
Bradesco	(2)	Fundo				
		Recife	(*)	CDI	2.390	-
Bradesco	(2)	LFT	mar-12/set-12	CDI	552	1.066
Bradesco	(2)	CDB	mar-12/jan-13/set-13	CDI	2.000	1.510
Banco do Brasil	(1)	Fundo				
		BB Polo	(*)	CDI	19.071	19.410
Banco Itaú	(2)	CDB	mai-12/ago-12/fev-13	CDIC	999	895
Caixa Econômica Federal		CDB	jan-12/jun-12/dez-12/fev-14	CDI	5.555	6.753
Total					87.265	68.991

Votorantim

Circulante					34.667	68.991
Não Circulante					52.598	-

(*) Aplicações sem vencimento pré-determinado.

(1) Constituem reservas reais para garantia de empréstimos junto às instituições financeiras, no montante de R\$ 71.042 (vide nota explicativa nº 15).

(2) Constituem garantia suplementar para pagamento de contrato de energia.

Os CDBs são títulos emitidos por bancos de primeira linha com liquidez diária, recompra garantida, com variação da taxa de juros com base no percentual do CDI, valorização diária, com registro na Cetip e com portabilidade total e imediata.

7 Impostos e Contribuições a Recuperar

	Ref.	31/12/11	31/12/10
--	------	----------	----------

Circulante			
Imposto de Renda - IR	(a)	39.736	6.144
Contribuição Social - CSLL	(a)	6.483	3.855
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	43.399	45.499
Programa de Integração Social - PIS	(c)	1.430	12.839
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	15.093	64.120
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		1.354	1.315
Outros		742	47
Total		108.237	133.819
Não-Circulante			
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	56.382	54.559
Recuperação Fiscal - REFIN	(d)	2.412	2.413
		58.794	56.972
Total		167.031	190.791

(a) Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) antecipados correspondem aos montantes recolhidos quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos e retenção na fonte referente a serviços prestados.

(b) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) registrado no ativo está composto da seguinte forma:

b.1) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados à prestação de serviços pela Companhia, registrado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, no montante de R\$ 97.478 (R\$ 96.057 em 31 de dezembro de 2010).

b.2) Diversos créditos de ICMS a recuperar, no montante de R\$ 2.303 (R\$ 4.001 em 31 de dezembro de 2010).

(c) PIS e COFINS a recuperar composto da seguinte forma:

c.1) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo estabelecido pelas Leis 10.637/02 e 10.833/03, respectivamente, no montante de R\$ 1.386.

c.2) PIS/COFINS (Alargamento da Base de Cálculo) - A Companhia impetrou Mandado de Segurança com pedido de liminar, em 21 de julho de 2004, em curso no Tribunal Regional Federal - 1ª Região, arguindo a inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/98 que incluiu na base de cálculo do PIS e da COFINS as receitas derivadas de operações financeiras. A matéria foi julgada pelo STF resultando na declaração de inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo. Exaurido a fase recursal sem êxito para o Erário Federal, a Companhia obteve o direito de reconhecer o referido crédito, e, observando as exigências do CPC 25, procedeu no mês de setembro de 2010 o registro contábil do indébito tributário, que estão sendo compensados com outros tributos federais após homologação da Receita Federal do Brasil, no montante total de R\$ 75.573, tendo como contrapartida o resultado do exercício daquele exercício, dos quais R\$ 70.028 foram efetivamente utilizados até 31/12/2011.

(d) Crédito decorrente do pagamento de parcelas adicionais a título de Recuperação Fiscal (REFIS), em virtude da existência de uma diferença entre o valor do débito parcelado consolidado e o declarado pela Companhia, derivado de muitas motorárias calculadas sobre o IRPJ, CSLL e FINSOCIAL. Informada com a cobrança, a Companhia impetrou Agravo de Instrumento e obteve a suspensão da exigibilidade do crédito tributário. Caso a decisão do mérito da demanda judicial seja favorável, a Companhia procederá à compensação do valor pago a maior. Vide nota explicativa nº 21 - Provisões.

8 Benefício Fiscal - Ágio Incorporado da Controladora

O benefício fiscal do ágio incorporado refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e 349/01. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2011 e 2010 são como segue:

	Ágio - incorporado	Provisão Constituída	Benefício Fiscal	Amortização acumulada	Reversão acumulada	Saldos em 31 de dezembro de 2010	Amortização	Reversão	Saldos em 31 de dezembro de 2011
	1.126.868	(743.733)	383.135	(457.839)	302.173	227.469	(55.540)	36.657	208.586

O ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, desde junho de 2000, em 319 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 195, de 07 de junho de 2000 e o Despacho nº 2.250, de 20 de dezembro de 2005 conforme curva abaixo:

Ano	Curvas de amortização de ágio						
	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2011	0,04930	2015	0,04340	2019	0,03680	2023	0,02970
2012	0,04750	2016	0,04180	2020	0,03480	2024	0,02820
2013	0,04420	2017	0,04010	2021	0,03280	2025	0,02680
2014	0,04350	2018	0,03790	2022	0,03130	2026	0,02540

9 Outros Ativos

	Ref.	31/12/11	31/12/10
--	------	----------	----------

Subvenção à baixa renda - tarifa social	(a)	16.147	51.460
Adiantamentos a empregados		459	808
Adiantamentos a fornecedores		1.042	1.737
Serviços prestados a terceiros		787	204
Preatório - Finsocial/PAES	(b)	8.122	10.845
Desativações em curso		-	3.344
Dispêndios a reembolsar em curso	(c)	9.886	12.751
Cobrança extra judicial		834	-
Uso mútuo de postes		4.848	-
Outros créditos a receber		4.638	9.216
Total		46.763	90.365
Circulante		38.688	78.512
Não Circulante		8.075	11.853

(a) O Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, com impacto significativo na receita operacional da Companhia.

Por meio do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, foram definidas as fontes para concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, decorrente dos novos critérios estabelecidos no art. 1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e no art.5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

(b) Preatórios Federais expedidos em julho de 2003, em favor da Companhia, no valor de R\$ 18.776, com expectativa de realização do saldo, que depende de aprovação em Lei de Orçamento Anual - LOA, em 10 (dez) prestações anuais, iguais e sucessivas, com acréscimo de juros legais, já tendo sido liberadas as sete primeiras parcelas anuais.

(c) Referem-se a gastos efetuados em obras de construção/instalação do padrão de entrada e do kit de baixa renda do Programa Luz para Todos, a serem reembolsados através de subvenções de recursos do Governo Federal.

10 Impostos e Contribuições Sociais Diferidos

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

	Ativo				Passivo			
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10

Imposto de Renda								
Diferenças Temporárias	222.026	55.363	146.053	36.373	248.546	61.955	199.402	48.774
Contribuição Social								
Diferenças Temporárias	215.451	19.390	146.053	13.144	247.905	22.312	199.402	17.946
Total	437.477	74.753	292.106	49.517	496.451	84.267	398.804	66.720

A base de cálculo das diferenças temporárias é composta como segue:

	31/12/11		31/12/10	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	61.338	61.338	17.912	17.912
Provisão desvalorização de ativos financeiros	5.000	5.000	5.000	5.000
Provisão para contingências	127.763	127.763	109.100	109.100
Provisão PLR	2.560	2.560	2.052	2.052
Incentivo fiscal Sudene	6.575	-	-	-
Ajustes RTT	-	-	-	-
Déficit plano previdenciário	1.996	1.996	1.996	1.996
Outros	16.794	16.794	9.993	9.993
Total Ativo	222.026	215.451	146.053	146.053
Passivo				
Preatório Finsocial/PAES	8.122	8.122	10.847	10.847



Continuação

a.4) Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP - A Companhia recebeu o montante de R\$ 7.032 para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em outubro de 2009.

a.5) Eletrobrás - Em 2009 a Companhia assinou o Contrato de Financiamento nº ECFS - 277/2009 (6º Tranche) para financiar parte dos investimentos realizados no âmbito do Programa Luz Para Todos, através da Reserva Global de Reversão - RGR. Em 2011 foi liberado o montante de R\$ 4.981.

(b) Condições restritivas financeiras (covenants)

Os contratos mantidos com o BNDES/FINEM e os Títulos Externos contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros com parâmetros pré-estabelecidos, como segue:

BNDES FINEM 2007 - Endividamento Financeiro/EBITDA menor ou igual a 1,60 até 2012 e Endividamento Financeiro Líquido/(Endividamento Líquido + PL) menor ou igual a 0,60 até 2012. Títulos Externos - Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.

BONDS BRL 2016 - Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3.

(c) Condições contratuais dos empréstimos da Companhia em 31 de dezembro de 2011

Fonte	Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BNB	29/11/04	R\$	Programa de Investimentos em Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2012	Hipoteca, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNB IV	27/06/08	R\$	Investimentos nos sistemas de linhas e redes	10% a.a.	Não aplicável	2016	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNB V	22/08/08	R\$	Melhoramento em Redes de Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2016	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNDES/FINEM	12/12/07	R\$	Sub-Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	3,20% a.a.	Não aplicável	2012	Conta Reserva
BNDES/FINEM	16/03/09	R\$	Distribuição de Energia Elétrica	TJLP + juros que variam de 1,82% a.a. a 5,50% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
ELETOBRAS	1999 a 2009	R\$	Expansão das Linhas e Redes de Distribuição e Luz Para Todos	5% a.a.	Não aplicável	2022	Nota Promissória e Receita Própria
FINEP	14/10/09	R\$	Projeto de Inovação	5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
TÍTULOS EXTERNOS	30/06/10	US\$	com o Sindicato Externo	1,875% a.a.	107,25% do CDI	2015	-
BANCO DO BRASIL	23/03/10	R\$	Capital de giro	CDI + 1% a.a.	Não aplicável	2015	-
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Capital de giro	12,149% a.a. 99,5% do CDI	-	2014	-
BNB	09/09/10	R\$	Ampliação e Modernização de Redes de Distribuição	10% a.a.	Não aplicável	2018	Centralização recebíveis, Fundo de Liquidez e Aval Neoenergia
BNY - BONDS BRL	27/04/11	R\$	Reestruturação da Dívida	11,75% a.a.	Não aplicável	2016	-
BANCO DO BRASIL	09/12/10	R\$	Capital de giro	11,80% a.a.	Não aplicável	2012	-

16 Debêntures e Encargos

Debêntures	Série Única	Quantidade de Títulos Emitidos		Remuneração VC. + 10,8% a.a.	Taxa Efetiva 10,80%
		31/12/11	31/12/10		
3ª Emissão	Única	3.000	-	-	-
(-) Custos de transação					
Operações com swap					
Subtotal - 3ª Emissão					
5ª Emissão	2ª	10.000		IGPM + 10,8% a.a.	10,90%
(-) Custos de transação					
Subtotal - 5ª Emissão					
6ª Emissão	Única	35.392		CDI + 0,6% a.a.	11,52%
(-) Custos de transação					
Subtotal - 6ª Emissão					
7ª Emissão	Única	80		106,70% CDI	12,90%
(-) Custos de transação					
Subtotal - 7ª Emissão					
Total					

(a) Condições restritivas financeiras (covenants):

As escrituras de emissões das debêntures prevêm a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros pré estabelecidos, como segue: Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.

Nas demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2011 e 2010, a Companhia atingiu todos os índices requeridos contratualmente.

(b) Garantias:

Para a 3ª Emissão de debêntures foi dada garantia de receita própria e aval do acionista controlador. Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	31/12/11		31/12/10	
	Debêntures	Custos Transação	Debêntures	Custos Transação
2012	-	-	96.322	(473)
2013	177.389	(236)	177.153	(281)
2014	95.472	(93)	95.379	(96)
Total	272.861	(329)	272.532	(850)

A mutação das debêntures é a seguinte:

	Circulante	Não Circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2010	215.387	363.077	578.464
Encargos	50.592	-	50.592
Varição monetária e cambial	4.489	5.764	10.253
Swap	2.722	4.586	7.308
Efeito cumulativo marcação a mercado	(135)	(201)	(336)
Transferências	95.954	(95.954)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(267.135)	-	(267.135)
(-) Custos de transação	1.058	(251)	807
Saldos em 31 de dezembro de 2011	102.932	272.532	375.464

17 Salários e Encargos a Pagar

	31/12/11	31/12/10
Salários	5.384	4.902
Encargos sociais	6.619	5.989
Provisões Férias	15.883	15.622
Encargos Sobre Provisões de Férias	2.745	2.038
Provisão PLR / RV	2.560	2.052
Outros	135	53
Total	33.326	30.656

18 Taxas Regulamentares

	Ref.	31/12/11	31/12/10
Reserva Global de Reversão - RGR		17.006	14.952
Conta de Consumo de Combustível - CCC		16.255	14.897
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		2.850	2.495
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		1.519	1.702
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		260	343
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(a)	34.160	30.742
Programa de Eficiência Energética - PEE	(a)	10.431	17.919
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE		760	699
Total		83.241	83.749
Circulante		52.454	65.049
Não Circulante		30.787	18.700

(a) A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Eficiência Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL nºs 300/2008 e 316/2008.

19 Impostos e Contribuições a Recolher

	31/12/11	31/12/10
Circulante		
Imposto de Renda - IR	3.712	2.842
Contribuição Social - CSLL	-	4.236
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	72.810	60.164
Programa de Integração Social - PIS	7.289	6.665
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	32.844	29.852
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	4.951	4.951
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.116	814
Imposto sobre Serviços - ISS	4.481	2.274
Outros	3.723	3.555
Total	132.903	115.803
Não-Circulante		
Imposto de Renda - IR	-	695
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	2.361	1.663
Programa de Integração Social - PIS	292	1.026
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	415	391
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	115	-
Total	3.183	3.775
Total	136.086	119.578

20 Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

O Conselho de Administração e/ou Assembleia de Acionistas da Companhia aprovaram a declaração de dividendos intermediários e propositos, e juros sobre capital próprio aos seus acionistas da seguinte forma:

Deliberação	Provento	Valor por ação			
		deliberado	ON	PNA	PNB
2011					
RCA de 31 de março de 2011	JSCP	28.341	0,1460057	0,1460057	0,1606063
AGO de 27 de abril de 2011	Dividendos	469.099	2,4166742	2,4166742	2,6583417
RCA de 30 de Junho de 2011	JSCP	28.342	0,1460108	0,1460108	0,1606119
RCA de 29 de agosto de 2011	Dividendos				
intermediários		275.043	0,1416952	0,1416952	0,1558648
RCA de 30 de setembro de 2011	JSCP	28.342	0,1460108	0,1460108	0,1606119
RCA de 29 de dezembro de 2011	JSCP	28.341	0,1460057	0,1460057	0,1606063
Total		857.508			

Para alguns empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias, aval do acionista controlador, imóveis administrativos, fiança bancária ou aplicações financeiras vinculadas (contas reservadas). O total devido em moeda nacional e em moeda estrangeira da Companhia desdobra-se, da seguinte forma:

Moeda Nacional	31/12/11		31/12/10	
	R\$	%	R\$	%
Juros pré-fixados	1.027.507	49,9	467.078	38,7
UFIR	169.527	8,2	212.531	17,6
TJLP	435.721	21,2	223.051	18,5
CDI	424.414	20,6	303.591	25,2
Total	2.057.169	100,0	1.206.251	100,0
Principal	2.002.775	-	1.186.709	-
Encargos	54.394	-	19.542	-

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	31/12/11			31/12/10		
	Dívida	Custos Transação	Total Líquido	Dívida	Custos Transação	Total Líquido
2012	-	-	246.114	(4.051)	-	242.063
2013	189.194	(3.371)	185.823	100.649	(3.045)	97.604
2014	503.330	(3.128)	500.202	375.610	(2.431)	373.179
2015	562.849	(1.801)	561.048	450.271	(942)	449.329
2016	560.854	(700)	560.154	56.946	(412)	56.534
Após 2016	219.717	(378)	219.339	80.228	(355)	79.873
Total	2.035.944	(9.378)	2.026.566	1.309.818	(11.236)	1.298.582

A mutação de empréstimos e financiamentos é a seguinte:

	Moeda nacional			Moeda estrangeira		
	Passivo Circulante	Não Circulante	Total	Passivo Circulante	Não Circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2010	156.153	1.050.098	48.879	248.484	1.503.614	
Ingressos	-	975.123	-	-	975.123	
Encargos	128.700	23.769	5.862	-	158.331	
Varição monetária e cambial	-	-	193	31.439	31.632	
Swap	-	(757)	20.925	(22.061)	(1.893)	
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	(37)	(5.299)	9.443	4.107	
Transferências	253.652	(267.324)	17.182	(17.182)	(13.672)	
Amortizações e pagamentos de juros	(263.688)	-	(55.495)	-	(319.183)	
(-) Custos de Transação	5.909	(4.429)	-	-	1.480	
Saldos em 31 de dezembro de 2011	280.726	1.776.443	32.247	250.123	2.339.539	

Swap	31/12/11			31/12/10		
	Encargos Circulante	Circulante	Não Circulante	Total	Encargos Circulante	Total
	761	6.264	10.445	17.470	20.798	
IGPM + 13,95% a.a.	-	15.301	25.097	40.398	48.617	
	761	21.565	35.542	57.868	69.132	
	-	-	-	-	112.793	
	-	-	-	-	(77)	
	2.156	78.642	157.318	238.116	317.554	
	-	(380)	(325)	(705)	(1.247)	
	2.156	78.262	156.993	237.411	316.307	
	280	-	80.000	80.280	80.309	
	-	(92)	(3)	(95)	-	
	280	(92)	79.997	80.185	80.309	
	3.197	99.735	272.532	375.464	578.464	

Deliberação	Provento	Valor por ação			
		deliberado	ON	PNA	PNB
2010					
AGO de 29 de março de 2010	Dividendos	324.215	1,6702745650	1,6702745650	1,8373020215
RCA de 31 de março de 2010	JSCP	26.718	0,1376444090	0,1376444090	0,1514088499
RCA de 30 de junho de 2010	JSCP	26.719	0,1376495610	0,1376495610	0,1514145171
RCA de 30 de setembro de 2010	Dividendos	281.653	1,4510057964	1,4510057964	1,5961063760
RCA de 30 de setembro de 2010	JSCP	26.719	0,1376444092	0,1376444092	0,1514088501
RCA de 30 de dezembro de 2010	JSCP	26.718	0,1376495610	0,1376495610	0,1514145171
Total		712.742			

O pagamento dos juros sobre o capital próprio está sendo considerado no cômputo do dividendo mínimo obrigatório.

O artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permite a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "B" têm direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias. A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:



---Continuação

(4) Conforme estabelecido no Manual de Operacionalização Financeira do Programa Luz para Todos o resultado do processo de encerramento do crédito do Contrato ECF5-239/2008 e aditivo, aprovado pela Eletrobrás, MME e Coelba, resultou em saldo a ser devolvido, no montante de R\$ 70.189, a título de restituição de adiantamentos de recursos de RGR e CDE. Os recursos a serem devolvidos serão atualizados pela taxa SELIC desde a data de aprovação do processo de encerramento do crédito até o dia do efetivo pagamento.

23 Patrimônio Líquido

Capital Social
O Capital social autorizado da Companhia em 31 de dezembro de 2011 e 2010 é de R\$ 1.300.000 e o integralizado até a data do balanço é de R\$ 542.163.

A composição do capital social realizado por classe de ações, sem valor nominal, e principais acionistas é a seguinte:

	Nº de Ações (EM UNIDADES)									
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total			
	Unica	%	A	%	B	%	Total	%	Total	%
Neoennergia S.A.	98.122.082	89,8	7.863.541	40,2	59.315.266	100,0	165.300.889	87,8		
Iberdrola Energia S.A.	5.597.908	5,1	10.394.196	53,1	-	0,0	15.992.104	8,5		
Previ	3.317.800	3,0	994.400	5,1	-	0,0	4.312.200	2,3		
Outros	2.266.726	2,1	305.419	1,6	-	0,0	2.572.145	1,4		
Total	109.304.516	100,0	19.557.556	100,0	59.315.266	100,0	188.177.338	100,0		

	R\$ (EM REAIS)									
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total			
	Unica	%	A	%	B	%	Total	%	Total	%
Neoennergia S.A.	282.702.410	89,8	22.655.876	40,2	170.894.953	100,0	476.253.242	87,8		
Iberdrola Energia S.A.	16.128.297	5,1	29.947.023	53,1	-	0,0	46.075.320	8,5		
Previ	9.559.011	3,0	2.864.995	5,1	-	0,0	12.424.006	2,3		
Outros	6.530.731	2,1	879.952	1,6	-	0,0	7.410.683	1,4		
Total	314.920.449	100,0	56.347.849	100,0	170.894.953	100,0	542.163.251	100,0		

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado ainda: (i) as ações preferenciais "Classe A" têm prioridade na distribuição de dividendos, que serão no mínimo 10% (dez por cento) sobre o capital social representado por ações preferenciais "Classe A"; (ii) as ações preferenciais "Classe B", têm prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferências "Classe A", sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Reservas de Capital

a) Reserva Especial de Ágio

Essa reserva no montante de R\$ 339.052 foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio, quando o ágio foi transferido para a Companhia através da incorporação. (Vide nota explicativa nº 8).

b) Reserva de Incentivo Fiscal

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$ 340.429 foi mantido como reserva de capital e somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei.

Reservas de Lucros

a) Reserva de Incentivo Fiscal

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

O incentivo fiscal SUDENE foi renovado em novembro de 2011, através do Laudo Constitutivo nº 0145/2011, com validade até 2020, tendo sido assegurada à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 o valor de R\$ 143.060 (R\$ 166.364 em 31 de dezembro 2010) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real.

b) Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. A Companhia não constituiu reserva legal no exercício por já ter atingido esse limite.

c) Reserva de Retenção de Lucros

A Lei das S.A. permite às sociedades reterem parcela do lucro líquido do exercício, prevista em orçamento de capital, previamente aprovado pela Assembleia Geral.

Em reunião realizada em 16 de dezembro de 2011, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição da reserva constituída de acordo com o artigo 196 da Lei das S.A. no montante de R\$ 65.069.

Outros Resultados Abrangentes

No patrimônio líquido, a demonstração dos outros resultados abrangentes, em atendimento ao CPC 26 (R1), inclui os ganhos e perdas, não realizados, decorrentes da mensuração a valor justo do ativo financeiro disponível para venda, líquida dos efeitos tributários.

24 Receita Bruta

A Composição da receita bruta é a seguinte:

	Ref.	31/12/2011	31/12/2010
Fornecimento de Energia	(a)	2.131.400	2.061.618
Receita de operação e manutenção		2.009.993	1.982.207
Remuneração financeira wacc		121.407	79.411
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	30.001	50.034
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c)	3.873.370	3.359.365
Receita de operação e manutenção		3.871.678	3.358.472
Remuneração financeira wacc		1.792	1.491
Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão		944.904	693.153
Outras Receitas		66.456	74.708
Total		7.046.131	6.239.476

(a) Fornecimento de Energia

A Composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores é a seguinte:

	Nº de consumidores					
	faturados (1)		MWh (1)		R\$ mil	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
Consumidores:						
Residencial	4.473.716	4.290.998	5.356.397	5.200.269	2.398.994	2.078.339
Industrial	20.656	21.565	3.569.780	3.459.558	1.051.378	939.033
Comercial	313.582	307.476	2.837.885	2.767.009	1.387.849	1.235.749
Rural	199.989	195.504	1.136.845	1.090.159	244.124	217.618
Poder Público	46.717	45.923	606.845	600.767	264.891	239.829
Illuminação Pública	16.087	15.970	760.007	706.099	154.544	132.161
Serviço Público	8.869	8.243	763.870	748.480	176.057	160.811
Consumo Próprio	374	347	13.837	14.334	-	-
Suprimento	1	1	-	-	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	(986)	14.262
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor Cativo (2)	-	-	-	-	(3.759.491)	(3.260.057)
Subtotal	5.079.991	4.886.027	15.045.466	14.586.675	1.907.360	1.757.745
Acordo Geral do Setor Elétrico Subvenção à tarifa social - baixa renda	-	-	-	-	224.040	304.394
Total	5.079.991	4.886.027	15.045.466	14.586.675	2.131.400	2.061.618

(1) Informações não examinadas por auditores independentes.
(2) Vide comentários nota (c) a seguir.

Reajuste Tarifário 2011

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.142 de 19 de abril de 2011, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2011, homologou o resultado do Reajuste Tarifário anual da Companhia, em 13,12%, sendo 8,47% relativo ao reajuste econômico e de 4,65% relativo aos componentes financeiros, o que corresponde a um efeito médio de 9,92% a ser percebido pelos consumidores cativos.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2011 com vigência até 21 de abril de 2012.

Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reajuste médio de 10,16%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residências e baixa renda, o aumento médio foi de 9,79%.

	Ref. (1)	31/12/11	31/12/10
Receita Anual (RAO)		4.116.297	4.116.297
Encargos Setoriais		461.496	465
Compra de Energia Elétrica		1.921.992	1.921.992
Transporte de Energia		251.800	251.800
Parcela A		2.635.288	2.635.288
Remuneração Bruta de Capital - Parcela B		1.921.827	1.921.827
Receita Requerida (Parcela A + B)		4.557.115	4.557.115
CVA e Neutralidade		50.122	50.122
Componentes Financeiros		156.948	156.948
Subsídios Tarifários		207.525	207.525
Total Comp. Financeiros e Subsídios		(3)	(3)
Reajuste Econômico (1) / (2) / (1)	(4)	8,47%	8,47%
Componentes Financeiros e Subsídios (3) / (2) / (1)	(5)	4,65%	4,65%
Reajuste Tarifário Total [(4) + (5)]		13,12%	13,12%
Reajuste Percebido pelo Consumidor		9,92%	9,92%

(b) **Receita pela disponibilidade da rede elétrica**
A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	Ref.	31/12/11	31/12/10
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor Livre	(a)	113.879	99.906
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor Cativo	(a)	3.759.491	3.260.057
Total		3.873.370	3.359.963

(a) Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "tusa média" calculada a partir da tusa homologada para consumidores cativos.

(c) Outras receitas

	Saldo em	
	31/12/11	31/12/10
Renda da prestação de serviços	22.823	31.785
Arrendamentos e Aluguéis	27.037	19.582
Serviço taxado	5.517	4.073
Taxa de iluminação pública	4.743	2.902
Administração de faturas de fraudes	4.008	11.091
Outras receitas	10.344	5.275
Saldo em 31 de dezembro de 2011	66.456	74.708

25 Deduções da Receita Bruta

	31/12/11	31/12/10
IMPOSTOS:		
ICMS	(1.177.999)	(1.037.019)
PIS	(100.522)	(91.523)
COFINS	(463.590)	(421.713)
ISS	(5.419)	(3.493)

ENCARGOS SETORIAIS:

Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(56.304)	(52.373)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(34.205)	(29.940)
Subvenção - Conta Consumo de Combustível - CCC	(189.624)	(159.940)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(18.923)	(18.678)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(7.550)	(7.441)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(3.775)	(3.720)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(7.550)	(7.441)
Encargos do Consumidor - Tesouro Nacional	(11.324)	(11.161)
Outros	(1.987)	(710)
Total	(2.078.772)	(1.845.152)

26 Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	31/12/11				31/12/10			
	Custos de Bens e Serviços Vendidos	Despesas com Vendas	Despesas Administrativas	Despesas Gerais e Total	Custos de Bens e Serviços Vendidos	Despesas com Vendas	Despesas Administrativas	Despesas Gerais e Total
Pessoal	(56.922)	(65.612)	(87.799)	(210.333)	(165.234)			
Administradores	-	-	(3.439)	(3.439)	(3.308)			
Entidade de previdência privada	(4.007)	(2.158)	646	(5.519)	5.756			
Material	(9.279)	(1.571)	(1.142)	(11.992)	(13.731)			
Serviços de terceiros	(67.742)	(147.258)	(62.039)	(277.039)	(233.980)			
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSSE	(8.713)	(231)	-	(8.944)	(8.250)			
Energia elétrica comprada para revenda	(1.787.518)	-	-	(1.787.518)	(1.653.373)			
Encargos de uso do sistema transmissão	(242.486)	-	-	(242.486)	(227.317)			
Amortização	(191.050)	(34.607)	(8.545)	(234.202)	(206.042)			
Arrendamentos e alugueis	(1.052)	(197)	(2.792)	(4.041)	(3.191)			
Tributos	(48)	(2.231)	(709)	(2.988)	(2.047)			
Provisões líquidas - PCLD	(81.191)	(10.356)	-	(91.547)	(17.289)			
Perdas conta a receber/consumidores	(13.893)	(44.773)	-	(58.666)	(13.643)			
Provisões líquidas - contingências	-	-	3.018	3.018	(538)			
Custo de construção da infraestrutura da concessão	(944.904)	-	-	(944.904)	(693.153)			
Alienação/desativação de bens e direitos	-	-	(1.646)	(1.646)	1.969			
Outros	(1.708)	(4.984)	(32.326)	(39.018)	(27.382)			
Total custos/despesas	(3.410.513)	(313.978)	(196.773)	(3.921.264)	(3.260.753)			

(a) Custo e Despesa de Pessoal

	31/12/11	31/12/10
Remunerações	(116.090)	(106.878)
Encargos sociais	(58.501)	(48.336)
Auxílio-alimentação	(11.566)	(9.863)
Convênio assistencial e outros benefícios	(9.525)	(3.583)
Rescissões	(8.602)	(8.413)
Férias e 13º salário	(28.423)	(32.090)
Plano de saúde	(16.320)	(10.200)
Contencioso trabalhista	(17.464)	(9.554)
Participação nos resultados	(20.964)	(13.296)
Encerramento de ordem em curso	(3.834)	(2.254)
(-) Transferências para ordens	80.956	79.233
Total	(210.333)	(165.234)

(b) Energia Elétrica Comprada para Revenda

	31/12/11		31/12/10	
	R\$	MWh (1)	R\$	MWh (1)
Terceiros	(1.416.044)	15.311.710		



Continuação

Consoante facultado pela Deliberação CVM 604, que aprovou os pronunciamentos técnicos CPC 38, 39 e 40, a Companhia contabilizou os instrumentos derivativos de acordo com a metodologia de contabilidade de operação *hedge* (*hedge accounting*). Por essa metodologia, os impactos na variação do valor justo dos derivativos utilizados como instrumento de *hedge* são reconhecidos no resultado de acordo com o reconhecimento do item que é objeto de *hedge*. Os *hedges* da Companhia foram avaliados como efetivos.

Os derivativos (instrumentos de *hedge*), e as dívidas em moeda estrangeira e o empréstimo Banco do Brasil (NCC), respectivos itens objeto de *hedge*, foram ajustados ao valor justo. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado a *hedge* e do item objeto de *hedge* foram registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

Fatores de Risco:

- Riscos financeiros
- Risco de Variação Cambial

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexadas a variação cambial captadas no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2011 operações de "hedge" cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2011 a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de "hedge" cambial no montante de R\$ 1.618 (R\$ 53.511, resultado negativo em 31 de dezembro de 2010).

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da taxa de câmbio do US\$, mantendo-se todas as outras variáveis constantes, no lucro da Companhia (devido às variações no valor justo de ativos e passivos monetários) e no patrimônio líquido da Companhia:

	Variação na Taxa de US\$	Efeitos	
		No Resultado	No Patrimônio Líquido
2011	(6,71%)	(153)	(153)
2010	8,63%	555	555

- Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia, com o objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas pré-fixadas, contratou derivativo utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI. Ainda assim, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras constantes no lucro da Companhia.

	Aumento/Redução em Pontos-Base	Efeitos	
		No Resultado	No Patrimônio Líquido
31/12/2011			
Ativos Financeiros			
CDI	(0,83)	(1.917)	(1.917)
Passivos Financeiros			
CDI	(0,83)	2.903	2.903
IGPM	0,14	83	83
31/12/2010			
Ativos Financeiros			
CDI	0,99	1.219	1.219
Passivos Financeiros			
CDI	0,99	(4.237)	(4.237)
IGPM	(6,32)	2.742	2.742

Essas análises de sensibilidade têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. As análises de sensibilidade acima demonstradas são estabelecidas com o uso de premissas e pressupostos em relação a eventos futuros.

A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

- Riscos operacionais
- Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira.

- Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide notas explicativas nºs 15 e 16).

- Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

- Gestão do Capital

A Companhia promove a gestão de seu capital através de políticas que estabelecem diretrizes qualitativas aliadas a parâmetros quantitativos que visam a monitorar seu efetivo cumprimento.

A gestão do capital consiste em estabelecer níveis de alavancagem que maximizam valor para a empresa, considerando o benefício fiscal da dívida, o custo de endividamento e todos os diversos aspectos envolvidos na definição da estrutura ótima de capital.

A política financeira do Grupo ao qual pertencemos tem como objetivo estar no primeiro quartil de empresas privadas no setor elétrico brasileiro com maior rating, através da manutenção dos seguintes indicadores:

Indicador	Definição	Limites
Dívida Líquida/ EBITDA	Reflete a capacidade de pagamento da dívida através da geração operacional de caixa da empresa medida pelo EBITDA no período de 1 ano	< 2,0 segmento de distribuição
Dívida de Curto Prazo/ Dívida Total	Reflete a proporção da dívida que está concentrada no período no curto prazo (1 ano).	< 20% segmento de distribuição
EBITDA/ Despesa financeira líquida	Reflete a capacidade de pagamento do serviço da dívida da companhia.	> 3,5 segmento de distribuição

Não houve alterações dos objetivos, políticas ou processos durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010.

31 Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são como segue:

Vigência	2012	2013	2014	2015	2016	Após 2016
2012 a 2030	1.962.999	2.686.392	3.105.701	3.288.833	3.518.544	112.197.807

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2011, e foram homologados pela ANEEL.

32 Entidade de Previdência Privada

Planos Previdenciários

A Companhia é patrocinadora da Fundação COELBA de Previdência Complementar - FAELBA, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mantenedora dos planos previdenciários: Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 1 - (Plano CD - FAELFLEX) e Plano Previdenciário nº 2 - (Plano BD); que têm por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com os planos a que estiverem vinculados.

O Plano nº 1 - FAELFLEX, com características de contribuição definida, contemplando a renda de aposentadoria programada e os benefícios de pecúlio por morte e por invalidez, foi implantado em 1998, com adesão de mais de 98% dos participantes ativos (que migraram do Plano BD). O plano de contribuição definida (CD) por sua característica de poupança individual, não apresenta déficit ou superávit já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

No entanto, além da poupança individual, o FAELFLEX confere aos participantes benefício de recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente ocorridas durante a atividade laboral até os 60 anos de idade. Essa peculiaridade insere o FAELFLEX nas disposições contidas no CPC 33, no que tange à realização de cálculos atuariais.

O Plano nº 2 - BD é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 1998. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes.

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes, na paridade de 1 para 1) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão ao plano.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	31/12/11	31/12/10
Custo do Intangível em Curso	2.745	2.845
Despesas Operacionais	5.392	5.094
Total	8.137	7.939

Avaliação atuarial dos planos previdenciários

Na avaliação atuarial dos planos previdenciários foi adotado o método do crédito unitário projetado. Os pareceres atuariais, emitidos por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira dos planos previdenciários mantidos pela FAELBA, em 31 de dezembro de 2011 e 2010, estão resumidos a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 600, de 07/10/2009 e CPC 33.

Os valores reconhecidos no balanço patrimonial são os seguintes:

	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	4.955	4.237	252.081	234.587
Valor justo dos ativos do plano	1.357	1.832	374.233	365.643
Deficit/(Superávit) para planos cobertos	3.598	2.405	(122.152)	(131.056)
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos	(1.911)	(523)	(6.360)	18.401
Efeito do Limite de Parágrafo 58B (1)	-	-	111.176	73.316
Passivo(ativo) atuarial líquido total	1.687	1.882	(17.336)	(39.340)

(1) Refere-se à parte do superávit acumulado do Plano BD não atribuído à Companhia na observância da proporção contributiva (50%) no período em que se deu a constituição do superávit. O valor calculado está em conformidade com o parágrafo 58B da Deliberação CVM nº 600/09

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Custo do serviço corrente (com juros, líquido da contribuição do participante)	277	297	2	31
Juros sobre as obrigações atuariais	488	474	23.950	22.652
Rendimento esperado dos ativos do plano	(264)	(258)	(39.796)	(32.390)
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais líquidos	10	27	-	(5.068)
Efeito do Limite de Parágrafo 58B (1)	-	-	37.860	(1.247)
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	511	540	22.016	(16.022)
Rendimento efetivo dos ativos do plano	1.188	(695)	35.753	44.418

Conforme previsto na Deliberação CVM nº 600/09, a parcela dos ganhos ou perdas atuariais a ser reconhecida, como receita ou despesa, em um plano de benefício definido é o valor dos ganhos e perdas não reconhecidos que exceder, em cada período, ao maior dos seguintes limites:

- 10% do valor presente da obrigação atuarial total do benefício definido; e
- 10% do valor justo dos ativos do plano.

As movimentações no valor presente da obrigação com benefícios definidos são os seguintes:

	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Valor das obrigações no início do ano	4.237	4.582	234.587	244.706
Custo do serviço corrente bruto (1)	277	297	2	31
Juros sobre obrigação atuarial	488	474	23.950	22.652
Rendimento de participações vertidas no ano (Ganho) / perda atuarial	9	10	-	49
Benefícios pagos no ano	(55)	(1.126)	20.718	(9.113)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	4.956	4.237	252.081	234.587

(1) Com juros, líquido da contribuição do participante.

As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Valor justo dos ativos no início do ano	1.832	1.861	365.643	344.865
Rendimento esperado no ano	264	258	39.796	32.391
Ganho / (perda) atuariais nos ativos do plano	(1.452)	(953)	(4.043)	12.027
Contribuições da patrocinadora	704	654	12	50
Contribuições de participantes	9	11	12	49
Benefícios pagos pelo plano	-	-	(27.188)	(23.738)
Valor justo dos ativos no final do ano	1.357	1.831	374.232	365.644

A Deliberação CVM nº 600/09, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 - Benefícios a Empregados, determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro.

A estimativa do empregador sobre as contribuições que se espera pagar ao plano durante o exercício de 2012:

	CD	BD
Contribuição de participante	9	-
Contribuição da empresa	704	-

Principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2011 e 2010:

	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD	
	2011	2010	2011	2010
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	10,99%	10,77%	10,99%	10,77%
Taxa de rendimento nominal esperada				
sobre os ativos do plano	11,35%	12,33%	10,49%	11,26%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,10%	6,59%	7,10%	4,50%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	5,00%	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	4,50%	5,00%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,15(tempo de serviço + 1)	0,15(tempo de serviço + 1)	Nula	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	Não aplicável	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal

As taxas esperadas de retorno dos investimentos de longo prazo relativa aos planos avaliados foram selecionadas pela Coelba, tendo sido determinadas a partir das expectativas de rentabilidade de longo prazo fornecidas pela Faelba.

Os percentuais de alocação do valor justo dos ativos do plano ao total dos ativos, nos exercícios de 2011 e 2010 são os seguintes:

	CD		BD	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Renda variável	18,75%	19,01%	1,11%	1,85%
Renda fixa	75,31%	75,18%	95,09%	94,80%
Imóveis	1,71%	1,30%	2,15%	0,80%
Outros	4,23%	4,51%	1,65%	2,55%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Outros Benefícios

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, auxílios refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento profissional, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 31 de dezembro de 2011, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 36.231 (R\$ 22.608 em 2010).

33 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrado a seguir:

Riscos	Consolidado		
	Data da Vigência	Importância	Prêmio (R\$)
Riscos Nomeados - Subestações e Usinas	08/10/2011 a 08/10/2012	211.814	583
Riscos Nomeados - Imóveis próprios e locados	08/10/2011 a 08/10/2012	124.093	342
Responsabilidade Civil Geral - Operações	08/10/2011 a 08/10/2012	-	572
Veículos	08/10/2011 a 08/10/2012	-	48

Os seguros da Companhia são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes, com as principais apólices descritas a seguir:

Riscos nomeados - imóveis próprios, locados (de ou para terceiros), almoxarifados, subestações e usinas - pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Tem cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza, sendo que as subestações e usinas têm cobertura adicional contra danos elétricos e tumulto.

Responsabilidade civil geral - coberturas às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais da Companhia. O Limite Máximo de Indenização - LMI contratado para a Apólice de Responsabilidade Civil Geral da Companhia é de R\$ 8.000, aplicado por sinistro ou série de sinistros resultantes de um mesmo evento.

A soma de todas as indenizações e despesas pagas pela presente apólice de Responsabilidade Civil em todos os sinistros reclamados durante a vigência, não poderá exceder, em hipótese alguma, ao limite agregado de uma vez e meia a importância segurada, ou seja, ao valor de R\$ 12.000.

Transporte Nacional e Internacional - garante o pagamento de uma indenização ao segurado caso os bens (novos ou usados) em trânsito, transportados através das vias marítimas, fluviais, lacustres, aéreas, rodoviárias ou ferroviárias; devidamente averbados, sofram uma avaria (sinistro), em qualquer localidade do território nacional (transporte nacional) ou no exterior (transporte internacional).

Veículos - coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos; e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por sete dias em caso de sinistro ou roubo. Os Veículos são segurados a valor de mercado, tomando como base a "Tabela Fipe", não tendo um valor fixo a título de importância segurada.

34 Questões Ambientais

A companhia pauta sua conduta pela conservação do meio ambiente e respeito à legislação ambiental, por meio de diversas ações, bem como o cumprimento das normas do seu Sistema de Gestão Ambiental (SGA) criado em 2005.

Em 2011, destacam-se algumas ações voltadas para a sustentabilidade e à conservação ambiental: Transporte Nacional e Internacional - garante o pagamento de uma indenização ao segurado caso os bens (novos ou usados) em trânsito, transportados através das vias marítimas, fluviais, lacustres, aéreas, rodoviárias ou ferroviárias; devidamente averbados, sofram uma avaria (sinistro), em qualquer localidade do território nacional (transporte nacional) ou no exterior (transporte internacional).

Veículos - coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos; e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por sete dias em caso de sinistro ou roubo. Os Veículos são segurados a valor de mercado, tomando como base a "Tabela Fipe", não tendo um valor fixo a título de importância segurada.

Monitoramento do Mico-Leão-da-Cara-Dourada - Parceria firmada com o Instituto de Estudos Socioambientais do Sul da Bahia (IESB), com o objetivo de monitorar o estabelecimento das populações desta espécie (Leontopithecus chrysomelas) e acompanhar a dinâmica destas populações na região de Ilhéus e Itabuna, durante e após a construção da LD 138kV - Itabuna II/Ilhéus, com extensão de 23 km.

Gestão Sustentável de Resíduos - Ações que contribuem para a melhoria da gestão dos resíduos gerados no processo produtivo da empresa, a exemplo de:

- Projeto Logisverde - reutilização de carretéis de madeira proveniente da aquisição de condutores usados nas redes e linhas da Coelba.

A Companhia realiza ainda diversos projetos voltados à compensação ambiental, que se encontram inseridos em programas de investimentos, e que tem por motivadores os "condicionantes ambientais", que se originam do processo de licenciamento ambiental. Tais projetos visam reparar, atenuar ou restaurar impactos no meio ambiente, provenientes da instalação de empreendimentos.

Destacamos abaixo os recursos aplicados, de modo a atender a seus compromissos ambientais.

	At
--	----