

Ministério de
Minas e Energia

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31.12.2011

1. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

A administração da Companhia Energética do Piauí (Companhia) tem a satisfação de apresentar o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras, acompanhadas com parecer dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011. Toda a documentação relativa às contas ora apresentadas está à disposição dos Senhores Acionistas, aos quais a Diretoria Executiva sentir-se-á honrada em prestar os esclarecimentos adicionais julgados necessários.

Em 2011, a Companhia Energética do Piauí completou 49 anos, um marco na história da Companhia que reafirma o compromisso em distribuir energia elétrica aos Piauienses, com qualidade, de forma sustentável e socialmente responsável, contribuindo decisivamente para o desenvolvimento do Estado.

No exercício de 2011, em continuidade aos objetivos estratégicos e empresariais definidos no novo modelo de gestão estabelecido para as Empresas de Distribuição da ELETROBRAS - EDEs, foi dado prosseguimento ao Plano de Melhoria de Desempenho - PMD com estabelecimento de metas e ações para o quinquênio 2010-2014. É importante também salientar a implementação de novas práticas de governança corporativa, com foco na competitividade empresarial, tais como:

- Melhoria da estrutura de capital das companhias, acarretando uma significativa redução das despesas financeiras;
- Implantação de uma nova estrutura organizacional aderente à Empresa de Referência estabelecida pela ANEEL;
- Gestão centralizada na revisão tarifária;
- Gerenciamento centralizado da compra de materiais, com sensíveis reduções nos valores dos materiais adquiridos;
- Parceria com o Banco Mundial em projetos de infraestrutura, melhorias operacionais e combate às perdas de energia elétrica;
- Avanço considerável no Programa Luz para Todos;
- Gerenciamento centralizado das questões jurídicas;
- Combate à inadimplência, com foco na diminuição do estoque dos débitos em atraso.

A Companhia está consciente dos desafios de 2012, em toda área de concessão, onde o faturamento com vendas de energia elétrica tem crescido a taxas médias significativas, onde em 2011 foi superior em 9,65% ao ano de 2010. Nesse cenário serão concentrados esforços na melhoria dos serviços prestados aos clientes, com disciplina financeira e técnico-operacional, de modo a honrar os compromissos com os consumidores, acionistas, clientes e fornecedores.

2. APRESENTAÇÃO

No Relatório que ora se apresenta, pode ser observado que o mercado de energia demonstrou uma taxa de crescimento realizada no ano de 2011 de 3,73%, em relação ao ano de 2010, com destaque para o desempenho da classe comercial que teve crescimento de 8,27%. Essas modestas taxas de crescimento são resultantes do efeito base, já que em 2010 a Companhia Energética do Piauí teve um crescimento relativamente alto em relação ao ano de 2009.

No ambiente econômico-financeiro, a Companhia Energética do Piauí apresentou em 2011, lucro em suas demonstrações financeiras, apurando no exercício um lucro líquido de R\$ 41.934 mil, 142,8% maior quando comparado ao resultado de 2010 (prejuízo de R\$ 97.931 mil).

A receita operacional líquida, no montante de R\$ 805.228 mil, teve um decréscimo de (7,54%) quando comparada a registrada em 2010 que foi de R\$ 870.855 mil.

O custo do serviço e as despesas operacionais totalizaram, em 2011, R\$ 730.143 mil, contra R\$ 909.288 mil em 2010, representando uma redução de 19,7%, comparativamente ao exercício anterior.

A geração de caixa operacional (EBTIDA) resultou em um valor positivo de R\$ 97.092 mil, maior em 1.975,1 % que a realizada em 2010.

No exercício de 2011, as perdas de energia elétrica continuam em declínio, o índice de perda sofreu o decréscimo de 1,63%, apesar de ainda estarem em patamar elevado.

O desempenho das concessionárias quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é aferido pela ANEEL, com base em indicadores específicos, denominados de DEC e FEC. O DEC (número de horas em que, em média, cada cliente fica sem energia) encerrou o ano com 2,5% de acréscimo em relação a 2010, ao aumentar de 40,81 para 41,83 horas. O FEC (número de vezes em que, em média, cada cliente fica sem energia) apresentou uma redução de 6,8% em relação a 2010, ao reduzir de 32,15 para 29,96 vezes.

O programa de investimento contemplou a execução de obras no valor de R\$ 299.974 mil, destacando-se os R\$ 225.912 mil aplicados no Programa Luz para Todos (PLPT). Em 2011, o Programa atendeu 20.283 novos consumidores. Neste ano a execução das obras concentrou-se no reforço do sistema e aumento de sua confiabilidade, destacando-se a conclusão de sete (07) subestações 34,5/13,8 kV.

No ano de 2011, a Companhia Energética do Piauí renegociou o pagamento do serviço da dívida que mantém junto à ELETROBRAS, sendo incorporado ao saldo devedor o principal, cabendo à Companhia a liquidação da taxa de administração, juros e impostos da operação. Essa negociação foi em decorrência do Plano de Transformação da ELETROBRAS, que em um de seus pilares está a revisão da estrutura de capital das empresas do grupo, que será ajustado às melhores práticas de governança corporativa. A Companhia está cumprindo todas as etapas definidas pela Holding e os reflexos começaram a serem sentidos em 2012.

Quanto às perspectivas futuras, a Companhia Energética do Piauí vem se posicionando para enfrentar os desafios e aproveitar as oportunidades que surgirão nos próximos anos.

Deverá perseguir o objetivo de 16.000 ligações do Programa Luz para Todos, além redução de perdas, inadimplência e da melhoria dos indicadores de qualidade DEC e FEC. Esses continuam a ser os grandes desafios para a administração da Companhia. A prorrogação do PLPT até 2014 (Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011) permitirá o cumprimento da meta estabelecida de 149.600 ligações.

3. AMBIENTE ECONÔMICO DA ÁREA DE CONCESSÃO E PERFIL DA COMPANHIA

A Companhia Energética do Piauí, sociedade por ações de capital fechado, com controle acionário exercido pelas Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRAS, desde 1997, detentora de 100% de seu capital votante, tem como objetivo a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, no Estado do Piauí, com sede na Av. Maranhão, 759/sul – Teresina – Piauí.

O Estado do Piauí, terceiro maior da Região Nordeste em extensão geográfica, possui a terceira menor população da região, o que evidencia sua baixa densidade demográfica e consequentes dificuldades da Companhia para atendimento à sua área de concessão.

O Estado do Piauí tem se desenvolvido bastante, seu Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) cresceu 150% nos últimos 10 anos, esse crescimento é explicado pela implementação de políticas públicas mais efetivas nos campos da educação e saúde, aumentos reais no salário mínimo e a introdução de programas de transferência direta de

renda como o Bolsa-Família, porém quando comparado aos outros estados da Região Nordeste ainda é o terceiro pior.

No que se refere à educação, o Piauí é o segundo estado brasileiro com maior taxa de analfabetismo, ficando atrás apenas do Estado de Alagoas. O Estado tem cerca de um quarto da população com 15 anos ou mais, analfabeta. Porém, sua capital, Teresina, se destaca na educação brasileira, ficando atrás somente do Rio de Janeiro e São Paulo.

É importante ressaltar que, pelo fato de o Estado do Piauí ter quase 75% da sua economia determinada pelo setor de serviços, não sofreu grandes influências com a crise econômica mundial, pois este setor é relativamente adverso às variações conjunturais econômicas.

O sistema elétrico da Companhia Energética do Piauí é constituído, atualmente, de 5.463 km de linhas média e de alta tensão, 138 kV, 69 kV kV, inclusive 34,5 kV, 76 subestações, totalizando 1.039 MVA de potência instalada, 61.936 km de redes de distribuição de média (34,5 kV e 13,8 kV) e baixa tensão e 36.945 transformadores de distribuição.

A Companhia supre todos os 224 municípios do Estado, distribuídos numa área de concessão de 251,5 km² e uma população estimada de 3.193 mil habitantes, atendendo mais de 1.010 milhões consumidores, por meio de linhas e subestações.

4. ORIENTAÇÕES ESTRATÉGICAS E DIRECIONAMENTOS

Continuaram vigentes no exercício de 2011 as orientações estratégicas para a transformação e o fortalecimento de todo o Sistema Eletrobras, inseridas no Plano de Transformação do Sistema Eletrobras –PTSE. O plano foi definido nas quatro grandes diretrizes a seguir:

- Aperfeiçoamento da governança corporativa;
- Reorientação dos negócios de distribuição;
- Reformulação institucional da holding e
- Reorganização do modelo de gestão empresarial.

Esse plano abrange a reversão dos prejuízos demonstrados pelas distribuidoras controladas, a apresentação de índices de eficiência e de atendimento aos clientes, de acordo com as exigências da ANEEL e a atuação do Sistema Eletrobras no exterior, autorizada por lei, no sentido de operar na integração energética entre o Brasil e os países da América Latina. Além disso, buscar oportunidades de negócio rentáveis em outros países, favorecendo as exportações brasileiras de bens e serviços e, desse modo, ampliando o mercado interno de energia elétrica.

CONTRATO DE METAS DE DESEMPENHO EMPRESARIAL- CMDE

Visando atender aos objetivos estratégicos do Sistema ELETROBRAS em atingir os índices de eficiência, expansão e rentabilidade das controladas, com vista à sustentação do equilíbrio econômico e financeiro futuro, foi aprovado, por meio da Deliberação DEL-134/2009, de 30/12/2009 as novas regras de Governança Corporativa das Controladas do Sistema Eletrobras. Dentro dessas regras ficou determinada a celebração do Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE para o ciclo 2010-2014, sendo reavaliado a cada 12 meses. Nele estão estabelecidas as metas e os resultados a serem alcançados para maior eficiência, robustez e rentabilidade financeira das Empresas. O CMDE tem por objetivo:

- Estabelecer os resultados e metas de gestão para o ciclo 2010 a 2014, entre a Controladora e as Controladas, conforme condições apresentadas no Orçamento Empresarial das Controladas;
- Fixar procedimentos para o acompanhamento do Desempenho Empresarial das Controladas, de forma a permitir a adequada coordenação e avaliação de suas atividades; e
- Melhorar de forma contínua e crescente a eficiência operacional das Controladas, mediante o cumprimento dos indicadores e metas constantes dos Anexos I, II e III do CMDE.

De acordo com o CMDE e seguindo as Orientações Estratégicas foram determinadas as seguintes metas:

- Reduzir gastos com Pessoal, Material, Serviços e Outros em relação à Receita Operacional Líquida;
- Manter o serviço da dívida nos níveis projetados pelas empresas no estudo de reestruturação de capital;
- Aumentar a rentabilidade sobre o patrimônio líquido;
- Aumentar o nível histórico de realização dos investimentos;
- Aumentar o nível da margem operacional;

- Aumentar o índice de satisfação dos consumidores;
- Reduzir a Duração Equivalente de Interrupção do Cliente – DEC;
- Reduzir a Frequência Equivalente de Interrupção do Cliente – FEC;
- Reduzir o Tempo Médio de Atendimento – TMA;
- Reduzir o nível de Perdas de Energia fora da Tarifa;
- Reduzir a inadimplência dos consumidores;
- Obter um nível mínimo de satisfação dos colaboradores;
- Manter um montante mínimo de investimentos sociais em relação à Receita Operacional Líquida;
- Manter um montante mínimo de investimentos ambientais em relação à Receita Operacional Líquida.

Estão previstas para 2012, medidas de aprimoramento dos sistemas de acompanhamento, por meio de indicadores, para o monitoramento da performance das Empresas de Distribuição do Grupo ELETROBRAS. Já em 2011, na busca do equilíbrio econômico-financeiro das empresas de distribuição do Sistema Eletrobras, foram implementadas medidas de monitoramento do Plano de Melhoria e Desempenho das Distribuidoras – PMD, o qual possui um conjunto de ações relacionadas à gestão de receitas e despesas.

Estas medidas também servirão para o monitoramento do Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE, buscando dar cumprimento às orientações estratégicas ali definidas, visando o atendimento de metas e resultados estabelecidos.

4.1. Objetivos Estratégicos

No início de 2010, foi aprovada a Política Ambiental das Empresas ELETROBRAS, um documento que orienta o tratamento das questões ambientais nas Empresas signatárias, em consonância com os princípios da sustentabilidade. Com a política, há um alinhamento integrado na manutenção de um processo sistemático e contínuo de melhoria nas práticas de gestão, sobretudo na área a que se refere. Todas as Empresas ELETROBRAS participaram ativamente da construção da política, que, com sua implementação e aprimoramento contínuo, contribui para a construção de um projeto nacional de desenvolvimento sustentável.

Esta política foi aprovada por meio da Resolução de Diretoria Executiva nº 038/2010, de 14/01/10.

A Companhia Energética do Piauí inicia um processo de desenvolvimento das ações da Companhia relacionadas com o Meio Ambiente, preocupada com a conscientização ambiental de seus funcionários e de seus colaboradores da importância do meio ambiente para a sustentabilidade do planeta. A política ambiental da Companhia Energética do Piauí segue as diretrizes do Grupo ELETROBRAS, caracterizando a postura da Companhia no tratamento das questões socioambientais associadas aos empreendimentos de distribuição de energia elétrica, buscando transparecer a responsabilidade da Companhia com a melhoria da qualidade ambiental na execução de suas atividades, em sua área de atuação.

Assim, a ELETROBRAS promoveu a reorganização da governança e centralização da gestão de todas as Empresas de distribuição sob seu controle direto e indireto. Estruturou-se para todas essas Empresas uma diretoria comum, composta por um diretor presidente e cinco diretores, além de um diretor de operação para cada Empresa e o Conselho de Administração composto por seis membros, com um núcleo comum, mantendo-se Conselhos Fiscais específicos para cada Empresa. Essas medidas foram acompanhadas pela criação da Diretoria de Distribuição, da ELETROBRAS, cujo diretor assumiu concomitantemente a presidência de todas as distribuidoras.

Essas mudanças direcionam no sentido de alcançar a reversão da situação de desequilíbrio econômico-financeiro nas Empresas de distribuição, para, em curto prazo, passar a obter resultados positivos, visando à melhoria de qualidade de atendimento ao público, a capacidade de execução de programas de investimento para expansão e conservação dos seus ativos, bem como a modernização dos seus instrumentos de apoio tecnológico e do capital humano.

4.2. CENÁRIOS ECONÔMICOS E PERSPECTIVAS

O Estado do Piauí possui aproximadamente 3.193 milhões de habitantes, com uma densidade demográfica de 12,4 habitantes por km². É constituído por 224 municípios, abrangendo uma área de 251.529 km², que corresponde a 2,9 % do território brasileiro e a 16,0% do Nordeste.

A economia piauiense apresenta um PIB de apenas 4,1% do regional e de 0,5% do nacional, porém, nos últimos seis anos registrou taxas de crescimento significativas, resultando na taxa média anual de 10,4%.

Seus principais municípios em relação ao PIB são: Teresina, a capital, Parnaíba, Picos, Floriano e Uruçuí.

O início do processo de estabilização da economia brasileira, os grandes investimentos governamentais e a entrada de novos investidores, fizeram com que o PIB do Estado desse um salto nos últimos anos.

Esse bom desempenho da economia piauiense vem sendo acompanhado por uma trajetória ascendente do seguimento industrial. O setor de serviços, que é o mais representativo da economia estadual, nos últimos anos vem perdendo participação para o industrial.

A agricultura familiar tem forte influência social e econômica no Estado. As principais ações voltadas para a fixação do homem ao campo são: o crescimento da oferta do crédito para a agricultura familiar, o avanço da reforma agrária, a realização do Programa Nacional de Agricultura Familiar e o Programa Luz Para Todos.

O Estado do Piauí até recentemente apresentava uma economia lastreada basicamente pelo setor primário e com prevalência dos setores ligados às atividades agropecuárias. Tais setores ainda respondem significativamente pela economia do Estado.

De acordo com os dados divulgados pelo IBGE sobre a produção agrícola no Piauí, relativo à safra de 2011, atingiu 2.151.163 toneladas, acréscimo de 55,71% em relação à safra obtida em 2010.

5. AMBIENTE REGULATÓRIO DA CONCESSÃO

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Piauí mediante o Contrato de Concessão nº 04/2001-ANEEL, de 12 de fevereiro de 2001, e os respectivos termos aditivos decorrentes. O primeiro termo aditivo foi assinado em 20 de julho de 2005 e o segundo em 08 de junho de 2010, cujo vencimento dar-se-á em 07 de julho de 2015

A Companhia Energética do Piauí, em 8 de junho de 2010, celebrou com a União o segundo termo aditivo ao contrato de concessão, cujo objetivo foi o de alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela "A" da Receita Anual da Concessionária.

Como concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, a Companhia está sujeita às exigências estabelecidas em seu contrato de concessão e às normas definidas pela ANEEL.

Para atender plenamente às obrigações legais e à demanda regulatória preconizada pela ANEEL, a Companhia Energética do Piauí tem procurado elevar seu padrão de desempenho e implementar ações que resultem em melhoria dos processos e de atendimento.

A Companhia mantém uma Diretoria de Assuntos Regulatórios e Projetos Especiais, para estreitar o relacionamento com o órgão regulador, acompanhando de forma permanente os aspectos que podem interferir na continuidade do seu contrato de concessão.

Todas as mudanças na estrutura regulatória do setor energético brasileiro são acompanhadas, na busca de se evitar muitas ou não conformidades, aspecto considerado estratégico para a valorização da Companhia no setor elétrico e, de forma específica, junto à sociedade e demais órgãos governamentais.

5.1. ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT

Em agosto de 2011, a ANEEL concedeu o reajuste anual. Esse reajuste visa o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e repassar ao consumidor os ganhos de produtividade das concessionárias, por meio do Fator X.

O processo de Reajuste Tarifário da Companhia iniciou-se por meio da carta CT 044/2011, datada de 28 de julho de 2011, complementada pela carta CT 045, de 1º de agosto de 2011, com correção feita pela carta CT 050, de 15 de agosto de 2011, mediante a apresentação da Proposta de Reajuste das Tarifas de Energia Elétrica pela Companhia Energética do Piauí à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O Reajuste Tarifário Anual foi homologado mediante a Resolução ANEEL nº 1.195, de 23 de agosto de 2011, com vigência a partir de 28 de agosto de 2011, com reajuste de 10,60%, sendo 7,89% relativo ao cálculo econômico e 2,71% referente aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 12,23% percebido pelos consumidores.

5.2. Pesquisa & Desenvolvimento

A Companhia Energética do Piauí, em 2011, deu continuidade a três projetos de Pesquisa & Desenvolvimento - P&D, remanescentes da metodologia anterior da ANEEL - ciclo 2005/2006:

- Um deles é intitulado de “Sistema Inteligente de Análise de Danos Elétricos em Eletrodomésticos” – desenvolvido pelo LACTEC de Curitiba. Tem como objetivo geral contribuir para agilizar e melhorar o processo de avaliação técnica para ressarcimento por danos elétricos em aparelhos eletro-eletrônicos. O valor total desde projeto é de R\$ 377 mil, ele começou em maio de 2009 e o desembolso realizado no ano de 2011 foi de R\$ 75 mil. O contrato para realização do projeto foi aditado em seis meses e o projeto está previsto terminar em janeiro de 2012. Foram realizados todos os ensaios destrutivos em diversos equipamentos eletro-eletrônicos, levantando a curva de suportabilidade e de sensibilidade dos mesmos. Feito adequação do software ao sistema AJURI e ao SAPRE, já em utilização na Companhia Energética do Piauí.
- Um segundo projeto com o título “Metodologia para Gestão da Inadimplência em Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica” – desenvolvido pelo LSITEC de Salvador. Tem como objetivo geral desenvolver e aplicar uma metodologia para identificação, quantificação e qualificação da inadimplência utilizando a base de dados comerciais (SISTEMA AJURI), da classe residencial e comercial, por faixa de consumo em baixa tensão. O valor total deste projeto é de R\$ 498 mil. O projeto foi iniciado em julho de 2009 e neste ano foi desembolsado R\$ 142 mil. O contrato para realização do projeto foi aditado em três meses e o projeto está previsto terminar em janeiro de 2012. Toda a parte de quantificação e tratamento da inadimplência junto à área comercial já foi desenvolvida, o software de visualização da inadimplência já está em uso na EDPI. Foi realizada uma pesquisa de campo para aferir e qualificar a inadimplência junto aos consumidores em 44 municípios do Piauí, cujos resultados foram apresentados à Diretoria Comercial da Companhia Energética do Piauí em dezembro de 2011.
- Outro projeto de P&D inédito realizado pela Companhia Energética do Piauí em parceria com a UFPI/FUNDETEC, iniciou em junho de 2010, através do laboratório de BioEletroquímica, com o título de “Utilização de Óleos Vegetais em Transformadores Elétricos de Distribuição”, que tem como objetivo substituir o óleo mineral em transformadores por óleos vegetais, em especial o óleo de babaçu. No ano de 2011 foram colocados em operação, na rede de distribuição de Teresina, dois transformadores de 75 KVA utilizando óleos vegetais, sendo um deles com óleo de babaçu puro. Iniciaram-se os trabalhos para o registro da primeira patente requerida pela Companhia Energética do Piauí, que no futuro poderá gerar royalties para a Companhia. Neste ano foram desembolsados R\$ 105 mil de um total R\$ 211 mil. O projeto está seguindo normalmente o cronograma, o contrato foi aditado por mais seis meses e sua conclusão está prevista para fevereiro de 2012.

Dentro da nova legislação da ANEEL, Resolução Normativa nº 316/2008, iniciou-se em 2011, o Projeto de P&D intitulado como “Desenvolvimento de Modelo Referencial para Empresas de Distribuição”, fundamentado na experimentação de aplicações de conjunto de tecnologia Smart Grid”, trata-se de um projeto piloto, cooperado entre as EDEs, a ser implementado em Parintins –AM, o mesmo contempla dois contratos:

- Contrato nº 162/2010, com a PUC-RIO e Fundação Pe. Leonel Franca, cujo objeto é a realização de pesquisas ex-anti e ex-post para levantamento e qualificação dos hábitos e

usos, bem como inferir a expectativa inicial e posteriormente a satisfação dos consumidores locais com relação ao sistema Smart-Grid. Durante o ano de 2011 foi desembolsado o valor de R\$ 60 mil de um total previsto de R\$ 272 mil.

- Contrato nº 128/2011, com a UEA e FUNDAÇÃO MURAKI, que tem como objetivo acompanhar a implantação e fazer uma avaliação da performance dos equipamentos selecionados para aplicar na rede de baixa tensão do sistema piloto em Parintins, fazer testes e ensaios das funcionalidades dos medidores digitais a serem utilizados nos consumidores e desenvolvimento de aplicativos para automatização da execução destes testes. Durante o ano de 2011 foi

desembolsado R\$ 309 mil de um total previsto de R\$ 1.166 mil em 24 meses.

As Empresas de Distribuição da ELETROBRAS realizaram no período de maio a agosto de 2011, Chamada Pública de projetos de P&D, que resultou em grande sucesso, pois foram recebidos 125 propostas de projetos, dos quais a Companhia Energética do Piauí resolveu assumir 13 projetos para submissão a ANEEL. Foram apresentados até o final de 2011, sete projetos, recebidas parecer favorável em três, sendo que dois deles ainda estão na base ANEEL para avaliação.

A Companhia Energética do Piauí realizou o evento I ENITEPI – Encontro de Inovação, Tecnologia e Eficiência Energética da Eletrobras Distribuição Piauí, nos dias 14 a 17 de junho de 2011. Evento este que teve a participação de vários Institutos de Pesquisa e Universidades, com palestras de nível nacional, cursos sobre Gestão de Inadimplência e sobre Qualidade de Energia e Ressarcimento de Eletrodomésticos, além de lançamento de livro sobre Energia Fotovoltaica no Piauí.

A Companhia Energética do Piauí realizou todo o processo de contratação da FUNCAMP/UNICAMP e LACTEC para a execução do projeto “Metodologia para cálculo e gerenciamento de perdas na distribuição de energia elétrica”, aprovado em chamada pública do sistema Eletrobras em 2010. Atendendo ainda a Resolução Normativa da ANEEL nº 316, de 13 de maio de 2008, foi elaborado um Projeto de Gestão de P&D/2011, que prevê uma aplicação total de R\$ 48,0 mil, dos quais foi realizado, em 2011, o valor de R\$ 21 mil.

5.3. Eficiência Energética

A Companhia Energética do Piauí deu continuidade e concluiu o projeto de eficiência energética em consumidores de baixo poder aquisitivo, denominado “Agente CEPISA”, dentro da nova metodologia da ANEEL – Resolução Normativa nº 300/2008, incluindo substituição de geladeiras antigas por modernas e mais eficientes (SELO PROCEL “A”). O resultado final do projeto apresentou os seguintes grandes números:

- Total previsto: R\$ 7.870,7 mil, com o aditivo “Caravana Agente Cepisa” finalizado com um desembolso total de R\$ 9.754,0 mil;
- Municípios atingidos: 127, com destaque para Teresina, onde foram trabalhadas 63 comunidades e em Parnaíba, 20 comunidades;
- Realizado cerca de 53.000 visitas educacionais nas Unidades Consumidoras;
- Substituídas 62.000 lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas;
- Substituídas 4.500 geladeiras antigas e ineficientes por novas com consumo de 24 kWh/mês;
- Realizado 120 palestras educacionais;
- 500 consumidores clandestinos foram regularizados, reduzindo perdas;
- Feito a manufatura reversa de todo o resíduo sólido gerado pelo projeto, além do gás das geladeiras;
- Realizado milhares de serviços comerciais, destacando quase mil parcelamentos o que gerou uma receita adicional de dois milhões de reais para a EDPI.

Em 2011 ocorreu a licitação do projeto de Eficiência Energética, na modalidade Educacional, denominado “Energia Itinerante e o Procel nas Escolas do Piauí”, tendo como vencedora do certame licitatório a Empresa Instituto Bioterra, no valor de R\$ 1.450.100,00 (Hum Milhão Quatrocentos e Cinquenta Mil e Cem Reais). O contrato nº 292/2011 foi assinado em 21 de novembro, está em pleno andamento, mas não houve desembolsos em 2011. Este projeto tem duração de 24 meses e tem como objetivo a construção de um caminhão-bau escola itinerante, para atuar em escolas públicas e privadas da capital e do interior do estado, transmitindo conhecimentos aos alunos e professores, sobre o uso racional de energia e redução dos desperdícios, utilizando a metodologia do Procel nas escolas. Referido projeto irá atuar nas cidades sedes de regionais da Companhia Energética do Piauí, ou seja, Florianópolis, Bom Jesus, Picos, Parnaíba e Teresina.

Ainda com relação ao projeto educacional, em 2011 a Companhia iniciou o processo de aquisição do chassi do caminhão, sobre o qual deverá ser montado o bau-escola. O valor previsto do caminhão é de R\$ 180.000,00 e a entrega do mesmo está prevista ser realizada até março de 2012.

Em 2011 foi preparado e finalizado o Termo de Referência para Licitação, do tipo Pregão Eletrônico, do Projeto de Eficiência Energética, intitulado “Projeto Hidroenergético na Aagespisa”, na modalidade Serviços Públicos, com contrato de Desempenho, que prevê o retorno do valor do capital investido de acordo com a economia verificada de redução

das faturas de energia do beneficiado. Este projeto deverá ser executado em 18 meses e valor previsto é da ordem de R\$ 2.200.000,00. Este projeto tem como objetivo a substituição de moto-bombas antigas e de baixo rendimento por outras mais eficientes na estação de tratamento de água e de estações elevatórias na cidade de Teresina e também em vários poços situados na cidade de Picos.

Por fim, cabe destaque neste relatório que a Companhia Energética do Piauí foi selecionada, entre mais de 1.600 artigos submetidos, para apresentação presencial no “XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE. O Artigo Técnico foi fundamentado no plano de Medição e Verificação – M&V do prédio público do Tribunal de Justiça do Piauí e aconteceu no período de 23 a 26 de outubro em Florianópolis - SC.

6. INVESTIMENTOS

6.1. Aplicações de Recursos

No exercício de 2011, a Companhia realizou investimento total no valor de R\$ 299.974 mil, assim distribuídos:

- R\$ 74.062 mil em programas para ampliação e manutenção nos sistemas de distribuição, infraestrutura e subtransmissão de energia elétrica, atendendo, desse modo à demanda crescente do mercado de energia do Estado do Piauí;
- R\$ 225.912 mil no “Programa Luz Para Todos”, cujas fontes de recursos são 90% da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, a título de subvenção econômica e 10% provenientes de recursos próprios.

No quadro a seguir, demonstra-se a execução do orçamento de investimento no exercício de 2011:

Programa de Investimento

Programa/Ação	Dotação aprovada Lei 12.381 de 09/02/2011 (A)	Revisão Lei 12.580 de 08/12/2011 (B)	Realizado (C)	Realizado % (C/B)
0273 - Energia Cidadã	61.752.254	256.000.000	225.911.710	88,25%
Ação - 011YL - Ampliação de Rede Rural no Estado do Piauí	61.752.254	256.000.000	225.911.710	88,25%
0294 - Energia na Região Nordeste	194.527.613	89.165.539	64.824.012	72,70%
Ação 3379 - implantação do Sistema de Transmissão no Estado do Piauí	57.083.552	33.300.000	32.092.367	96,37%
Ação 8777 - Implantação de Rede de Distribuição	7.823.711	9.956.960	8.515.942	85,53%
Ação 10NT - Redução das Perdas Técnicas e Comerciais	93.908.342	9.000.000	7.940.310	88,23%
Ação 2D91 - Reforma e Melhoria da Rede de Distribuição	24.196.932	30.808.579	11.012.327	35,74%
Ação 2D89 - Reforma e Melhoria do Sistema de Subtransmissão	11.515.076	6.100.000	5.263.066	86,28%
0807 - Investimentos em Estruturas de Apoio	33.722.655	17.870.511	9.237.866	51,69%
Total previsto para 2011	290.002.522	363.036.050	299.973.588	82,63%

6.2. Expansões do Sistema Elétrico

Do programa de investimentos, no que tange à construção de linhas e subestações, a Companhia priorizou a conclusão das obras iniciadas anteriormente, com previsão de conclusão em 2011, destacando-se obras relacionadas nos seguintes estágios:

Linhas de Distribuição de Alta Tensão:

- **LD 69 kV Buriti Grande-Valença** – Concluído o projeto executivo e adquiridos os principais materiais: cabo condutor, estruturas e isoladores. Encontra-se em processo licitatório a execução da obra;
- **LD 69 kV Campo Maior-Barras** – Concluído o projeto executivo e adquiridos os principais materiais: cabo condutor, estruturas e isoladores. Encontra-se em processo licitatório a execução da obra;
- **LD 138 kV Piripiri - Tabuleiros** – Esta obra está sendo executada com previsão de conclusão em junho/2012;
- **LD 69 kV Teresina - Renasença** - Obra contratada e adquiridos os principais materiais: cabo condutor, estruturas e isoladores. Encontra-se em fase avançada de execução com previsão de conclusão em jun/2012;
- **LD 69 kV Ribeiro Gonçalves (RB)-Ribeiro Gonçalves** - Concluído o projeto executivo, adquiridos os principais materiais: cabo condutor, estruturas e isoladores. Encontra-se em processo licitatório a execução da obra;
- **LD 69 kV Ribeiro Gonçalves – Baixa Grande do Ribeiro** - Concluído o projeto executivo, adquiridos os principais materiais: cabo condutor, estruturas e isoladores. Encontra-se em processo licitatório a execução da obra;
- **LT 69 kV Teresina – Pólo Industrial Sul** - Concluído o projeto executivo e adquiridos os principais materiais: cabo condutor, estruturas e isoladores. Encontra-se em processo licitatório a execução da obra;
- **LD 69 kV Parnaíba I - Parnaíba II** - Concluído Projeto executivo e adquiridos os principais materiais: cabo condutor, estruturas e isoladores. Encontra-se em processo licitatório a execução da obra;
- **LD 69 kV Tabuleiros - Parnaíba I** - Concluído Projeto executivo e adquiridos os principais materiais: cabo condutor, estruturas e isoladores. Encontra-se em processo licitatório a execução da obra;
- **LT 69 kV Satélite - Poty** - Obra concluída, em operação desde 02/08/2011.

Subestações:

Construção de novas subestações:

- **Subestação Baixa Grande do Ribeiro 69-13,8 kV - 10,12 e 69-34,5 kV 12,5 MVA** Projeto Básico concluído, projeto básico para contratação da execução encontra-se em fase final de elaboração. Conclusão da obra prevista para dezembro/2012;
- **Subestação Barras 69-34,5 kV - 10,12 MVA** - Projeto Básico concluído, projeto básico para contratação da execução encontra-se em fase final de elaboração. Conclusão da obra prevista para dezembro/2012;
- **Subestação Buriti dos Lopes (Carauabas) 69-34,5 kV - 10,12 MVA** – Obra contratada com previsão de conclusão em outubro/12;
- **Subestação Buriti Grande:** Projeto Básico concluído, projeto básico para contratação da execução encontra-se em fase final de elaboração
- **Subestação Poty 69-13,8 kV - 50 MVA** – Obra concluída e em operação desde agosto de 2011;
- **Subestação Pólo Industrial 69-13,8 kV - 50 MVA** – Obra contratada com previsão de conclusão em outubro/12;
- **Subestação Parnaíba II 69-13,8 kV 50 MVA** - Obra contratada com previsão de conclusão em outubro/12;
- **Subestação Renasença 69-13,8 kV - 50 MVA** – Obra em execução com todos os equipamentos adquiridos. Previsão de conclusão em junho/2012.
- **Subestação Ribeiro Gonçalves 69-34,5 – 12,5 MVA** - Projeto Básico pronto, projeto básico para contratação da execução encontra-se em fase final de elaboração. Conclusão da obra prevista para dezembro/2012;
- **Subestação Tabuleiros 138-69 kV** – Projeto Básico concluído, projeto básico para contratação da execução encontra-se em fase final de elaboração. Conclusão da obra prevista para dezembro/2012;

Programa Luz para Todos:

- Este programa financiou a construção de subestações de média tensão, 34,5-13,8 kV, 5 MVA nos municípios de Caracol, José de Freitas, Regeneração, Ribeira, Santa Filomena, Simões e uma no povoado Bem-te-vi, município de Vila Nova. As obras citadas estão concluídas.

Reforma e Ampliação:

- **Subestação Amarante 34,5-13,8 kV** - ampliação e reforma da subestação, com substituição de três transformadores 3x1,5 MVA, por um de 6,25 MVA;
- **Subestação Bom Jesus 69-13,8 kV** - ampliação e reforma da subestação, com substituição do transformador de 5/6,25 MVA, por um de 10/12,5 MVA;
- **Subestação Junco - 69-13,8 kV** - ampliação e reforma da subestação, com substituição do transformador de 5/6,25 MVA, por um de 10/12,5 MVA;
- **Subestação Luzilândia 69-13,8 kV** – ampliação da subestação, com a troca de um transformador de 6/8 MVA, 69-13,8 kV por um de 12,5 MVA;
- **Subestação Oeiras 69-13,8 kV** – ampliação da subestação, com a instalação de um banco de capacitores de 1200 Kvar-15 kV;
- **Subestação São João do Piauí 69-13,8 kV** – ampliação da subestação, com a instalação de mais um transformador de 2x2,5 MVA, totalizando 3x2,5 MVA;
- **Subestações São João da Serra 34,5-13,8 kV** – ampliação da subestação, com a substituição de um transformador de 0,5 MVA por um de 1,5 MVA;
- **Subestações Sigefredo Pacheco 34,5-13,8 kV** – ampliação da subestação, com a substituição de um transformador de 0,5 MVA por um de 1,5 MVA;
- **Subestações São Miguel do Tapuio 34,5-13,8 kV** – ampliação da subestação, com a instalação de mais um transformador de 1,5 MVA, totalizando 3,0 MVA;
- **Subestação Tabuleiros 69-13,8 kV** – ampliação da subestação, com a troca de um transformador de 10/12,5 MVA, 69-13,8 kV por um de 15/20 MVA;
- **Subestações Valença 34,5-13,8 kV** – ampliação da subestação, com a troca de um transformador de 5 MVA 34,5-13,8 kV por um de 5/6,25 MVA;

O Quadro I a seguir sintetiza os ativos em serviço, inclusive 34,5 kV, considerando as ampliações de redes e subestações.

Quadro I

DESCRIÇÃO	2007	2008	2009	2010	2011
Linhas de Alta tensão (km)	2.103	2.175	2.415	2.415	2.426
138 Kv	141	141	141	141	141
69 Kv	1.962	2.034	2.274	2.274	2.285
Linhas de Média tensão (km)	2.306	2.346	2.346	2.482	3.037
34,5 Kv	2.306	2.346	2.346	2.482	3.037
Subestação					
Quantidade	66	67	68	71	76
138-69 Kv	1	1	1	1	1
69-34,5-13,8 Kv	39	40	40	40	41
34,5-13,8	26	26	27	30	34
Potência Instalada (MVA)	826	887	932	988	1.039
138-69 kV	120	120	120	120	120
69-34,5-13,8 Kv	640	682	728	769	797
34,5-13,8 Kv	66	85	84	99	122

Na Distribuição

Os equipamentos previstos no projeto Banco Mundial, como contrapartida, destinados à expansão e reforços de rede, estão ainda em fase de contratação. Os principais equipamentos e materiais destinados a essas obras encontram-se em fase de aquisição e recebimento.

Quanto aos investimentos com recursos do Banco Mundial destinado a qualidade de energia preveem a instalação de reguladores, bancos capacitores e equipamentos telecomandados, ainda estão em processo de aquisição. A previsão é iniciar as obras no segundo semestre de 2012.

O investimento aprovado para o ano foi de R\$ 9.956.960 (nove milhões, novecentos e cinquenta e seis mil, novecentos e sessenta reais, onde se realizou R\$ 8.515.942 (oito milhões, quinhentos e quinze mil, novecentos e quarenta e dois reais), que correspondem a 85,53% do previsto).

Foram executados 27 km de Rede de Média Tensão, 10 km de Rede de Baixa Tensão e instalados 26 transformadores agregando ao sistema 2.183 kVA, com bom desempenho no cumprimento das metas. O grande desafio do ano foi à superação dos atrasos nos cronogramas previstos para aquisição de materiais e equipamentos utilizados nas obras. O mercado de energia se apresentou muito demandado, consequentemente aumentando seus prazos de entregas. Isso provocou atrasos sensíveis nos cronogramas das obras.

Foram identificadas, ainda, dificuldades na contratação de empresas para execução de obras de média tensão, provocando licitações morosas e mesmo sem sucesso, o que motivou atrasos nos cronogramas de execução de obras.

A implantação do Sistema de Gestão Técnica da Distribuição - SGTD continua em andamento. Foi realizado o cadastro técnico de 28% das redes e 24% das unidades consumidoras. Há previsão de conclusão da implantação do projeto em 2012.

Com as expansões executadas, a Companhia passa a ter o seguinte conjunto de ativos de distribuição, conforme Quadro II a seguir:

Quadro II

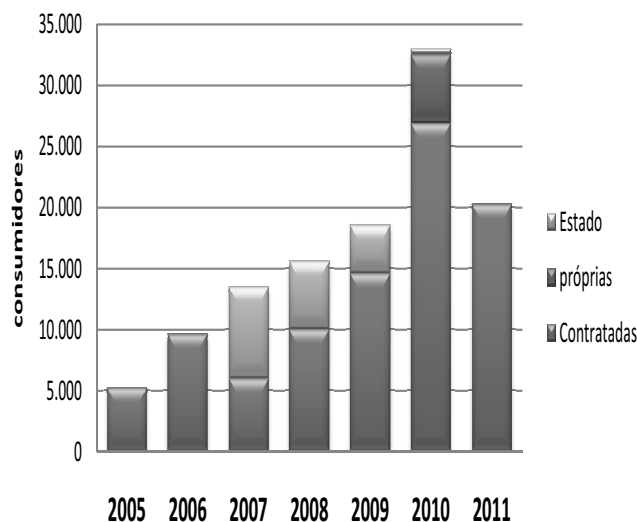
DESCRIÇÃO	2007	2008	2009	2010	2011
Rede de Distribuição Urbana					
Extensão MT e BT (km)	12.493	12.546	12.610	12.718	12.758
Quantidade de Poste	270.615	271.669	272.893	275.376	276.145
Rede de Distribuição Rural					
Extensão MT e BT (km)	26.715	29.893	33.080	41.635	46.141
Quantidade de Poste	177.801	177.826	235.536	296.835	363.030
Transformadores					
Quantidade	18.727	23.007	24.912	31.838	36.945
Potência Instalada (MVA)	576	594	637	666	699

6.3. Programa Luz para Todos

O Governo Federal iniciou em 2004 o “Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos”, instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, e prorrogado até 2014 pelo Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, destinado a propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população que ainda não possui acesso a esse serviço público no meio rural brasileiro.

No período 2004-2010, o Governo do Estado do Piauí realizou obras para atendimento de 17.523 domicílios. No ano de 2011, foram incorporadas 20.283 ligações do Programa Luz Para Todos, todas realizadas pelas Contratadas. Para o ano de 2012, deverão ser ligados 16.000 novos consumidores, sendo que estas ligações já se encontram contratadas.

Ligações do PLPT



O quadro a seguir indica os números realizados desde o início do Programa pelas Contratadas. É importante observar as variações do quantitativo de equipamentos instalados e de extensão de alimentadores, o que ressalta a prioridade dada a obras de reforço do sistema e de melhoria de sua confiabilidade.

DESCRIÇÃO	REALIZADO ATÉ 2010	REALIZADO ATÉ 2011	ACRÉSCIMO
Consumidores atendidos	72.460	92.743	28%
Extensão TOTAL em média tensão (km)	16.412	22.414	37%
Extensão em baixa tensão (km)	6.402	7.892	23%
Postes implantados	211.262	282.283	34%
Recondutoramento de Alimentadores (km)	817	992	21%
Extensão de Alimentadores (km)	262	967	269%
Transformadores de Distribuição	16.394	21.648	32%
Equipamentos (bancos reguladores, religadores e bancos capacitores)	28	79	182%
Investimentos (R\$ x1.000)	338.438	483.986	43%

Através do Programa Luz para Todos, a Companhia vem contribuindo para a inclusão social, melhorando o acesso à educação, saúde e cultura no meio rural, tendo atendido, desde o início do Programa:

- 874 unidades escolares;
- 72 postos de saúde;
- 11 assentamentos quilombolas (nestes, 823 novos consumidores).

Contribuíram para o resultado de 2011 o aporte de recursos, pela Eletrobras, na forma de adiantamento para futuro aumento de capital, além da padronização consolidada de informações históricas por meio de Sistema de Protocolo Eletrônico, para controle de Ordem de Imobilização - ODI.

6.4. Operação e Manutenção do Sistema Elétrico

As áreas de operação e manutenção do sistema elétrico visam melhorar os níveis de tensão e de continuidade, ampliando a oferta de energia e garantindo qualidade.

Com os recursos técnicos, operacionais e financeiros que dispõe, a Companhia investiu na correção do fator de potência do sistema elétrico, com a instalação e ampliação de bancos de capacitores, tanto em redes de distribuição como em subestações. Adotou, ainda, a instalação de reguladores de tensão, objetivando melhorar os níveis de tensão nas localidades onde havia necessidade comprovada. O resultado já pode ser observado em diversas localidades.

O aumento nas potências de diversas subestações melhorou o nível de carregamento do sistema, com a substituição de transformadores que reduziram as situações operacionais críticas, além de possibilitarem a redução de perdas técnicas.

Em 2011, foram energizadas as subestações de Regeneração, Simões, Caracol, José de Freitas e Ribeira em 34,5/13,8KV -5/6,25 MVA, oportunidade em que foi registrada a melhoria nos níveis de tensão nos municípios atendidas por estas subestações e solucionando problemas de demanda reprimida. Também foi verificada redução de perdas técnicas nessa região.

Ainda na área de alta tensão, registraram-se como pontos relevantes a automação das subestações Satélite, Macaúba, Nazária, Junco e Poty, constituindo maior facilidade para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica quando de defeitos.

Em 2011, foram instalados 57 religadores na rede de distribuição em todo estado, nos pontos de fronteira entre as zonas urbana e rural. Essa ação refletirá em 2012 na melhoria dos indicadores de continuidade DEC e FEC em todo estado do Piauí.

Na área de distribuição, realizou-se registro de preço para aquisição de transformadores de distribuição, reduzindo significativamente o custo dos referidos equipamentos. Foram adquiridos 2740 transformadores de distribuição e recuperados, pela oficina própria, 130 unidades. Ocorreu sinistro em 1.991 transformadores. Em BT e MT, foi executada manutenção corretiva em 42 reguladores de tensão e adquiridas e instaladas em redes de distribuição 12 unidades, visando a correção dos níveis de tensão. Também foram recuperados/regenerados 178.800 litros de óleo isolante. Ainda na área de distribuição de energia, foram sinistrados 3 transformadores de força, na tensão 69 / 13,8 kV e 34,5 / 13,8KV e realizada manutenção corretiva (equipe própria) em 5 transformadores de força.

Nas subestações de Marques, Jockey, Junco, Paulistana e Novo Oriente foram instalados novos religadores, proporcionando maior confiabilidade na proteção dos circuitos e na continuidade no fornecimento de energia, diminuído o DEC.

6.5. Desafios Empresariais

Os principais desafios da Companhia Energética do Piauí para o exercício de 2012 são o cumprimento do Contrato de Metas de Desempenho Empresarial - CMDE, firmado com a ELETROBRÁS, estabelecendo Novas Regras de Governança Corporativa das Controladas do Sistema ELÉTROBRAS, e a conclusão do Programa Luz para Todos – ainda deverão ser ligados 16.000 novos consumidores, sem perder de vista a necessidade de reduzir as perdas de energia e combater à inadimplência, condições fundamentais para seu equilíbrio econômico e financeiro.

A Companhia precisa, ainda, garantir sua capacidade de investimento na manutenção do sistema elétrico, permitindo-lhe prestar serviços com competência e qualidade, cumprindo a sua missão e exercendo a sua função social, melhorando, dessa forma, a sua imagem perante a sociedade.

7. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

7.1. Evolução do Mercado

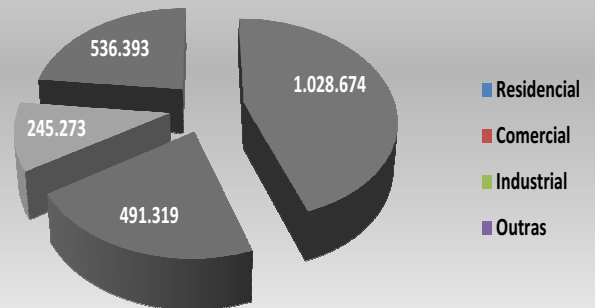
O consumo de energia elétrica no Estado do Piauí, no ano de 2011, foi de 2.301.659 MWh correspondendo um crescimento de 3,66% em relação ao valor verificado no ano de 2010, com destaque para o desempenho das classes Comercial (8,3%), Serviço Público (5,7%) e Residencial (4,0%).

EVOLUÇÃO DAS VENDAS, POR CLASSE, EM MWH

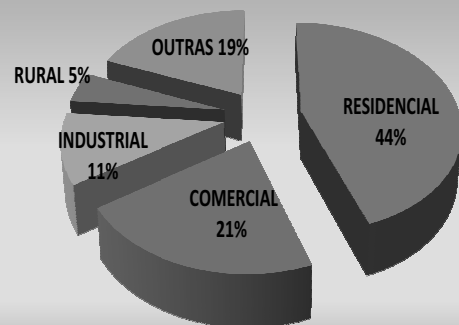
CLASSE	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010 (%)
Residencial	710.125	759.959	807.695	989.528	1.028.674	4
Comercial	350.847	369.849	388.716	453.775	491.319	8,3
Industrial	207.291	235.932	231.367	251.424	245.273	-2,4
Rural	83.277	81.719	79.862	98.277	102.055	3,8
Poder Público	135.404	145.906	151.355	173.530	172.104	-0,8
Iluminação Pública	115.313	118.579	121.840	124.960	127.733	2,2
Serviço Público	112.308	115.410	112.680	124.122	131.154	5,7
Próprio	3.288	3.126	3.112	3.247	3.347	3,1
Total	1.717.853	1.830.480	1.896.627	2.218.863	2.301.659	3,7

O mercado piauiense caracteriza-se pela forte concentração do consumo de eletricidade nos segmentos residencial e comercial. Juntos, esses dois segmentos do mercado, responderam por 66,04% do total de energia consumida no Estado, em 2011. Ocupando a terceira posição, o consumo industrial representou 10,66% do consumo total, refletindo a necessidade de incentivo à indústria em diversos segmentos, bem como a ampliação e a atração de novos empreendimentos no Estado.

Consumo de Energia (MWh) - 2011



COMPOSIÇÃO DE MERCADO



O consumo por consumidor residencial registrou uma média anual de 116,4 kWh/mês, ficando 14,10% acima do verificado em 2010.

7.2. Número de Consumidores

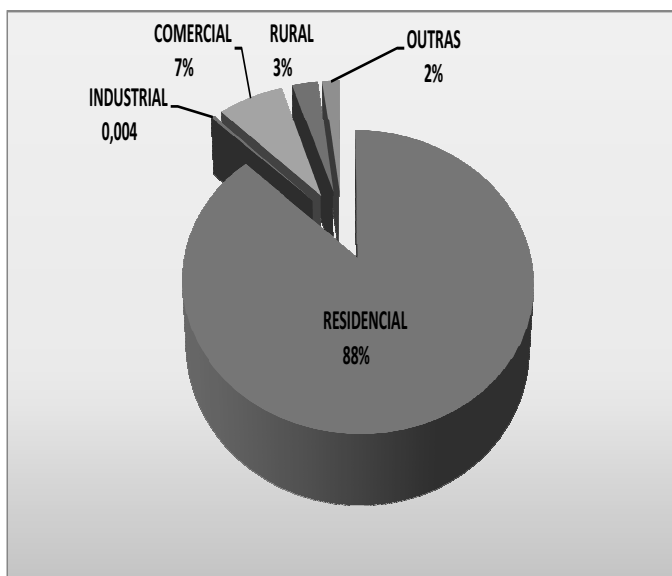
O crescimento da demanda de energia elétrica fez com que a Companhia Energética do Piauí alcançasse, no quarto trimestre de 2011, a marca de um milhão de clientes, passando a ser a maior das seis distribuidoras do sistema ELETROBRAS.

Em 2011, o mercado atendido pela Companhia Energética do Piauí foi de **1.010,0 milhões** de consumidores, resultando numa taxa de crescimento de 6,39%, em relação a dezembro de 2010. Em todo o Estado foram ligados 61 mil novos clientes, com uma média mensal de 5,08 mil ligações, a maior já registrada na história da concessionária.

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES

CLASSE	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010
						(%)
Residencial	701.693	734.576	774.486	828.745	883.714	6,63
Comercial	65.278	67.136	69.510	70.258	74.566	6,13
Industrial	4.074	4.042	3.945	3.810	3.765	-1,18
Rural	25.658	26.590	27.379	28.900	29.377	1,65
Poder Público	12.394	13.077	13.671	13.432	13.769	2,51
Iluminação Pública	797	803	800	834	857	2,76
Serviço Público	2.240	2.388	2.463	3.322	3.847	15,8
Próprio	132	151	137	135	171	26,67
Total	812.266	848.763	892.391	949.436	1.010.066	6,39

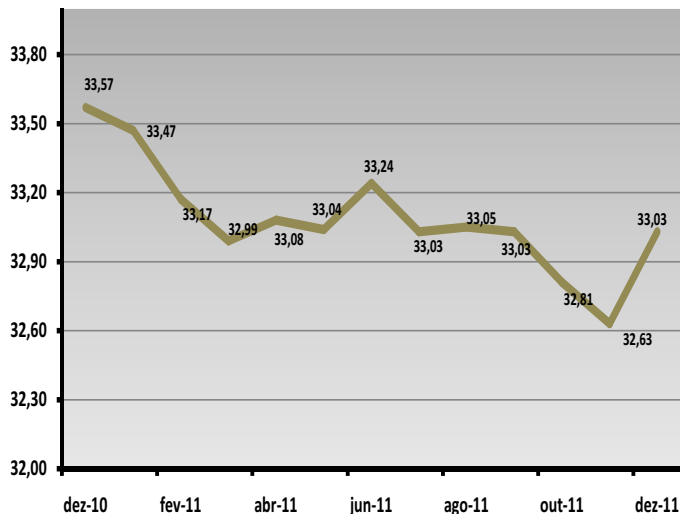
NÚMERO DE CONSUMIDORES EM %



7.3. Perdas

A Companhia priorizou as ações de redução da perda global, tendo alcançado ao final do ano o índice anualizado de 33,03%, menor **1,63%** que o de 2010, de 33,57%.

ÍNDICE DE PERDAS GLOBAIS ANUALIZADAS (Dez/2010 a Dez/2011) - %



* Fonte Balanço Energético

O quadro abaixo mostra um ponto positivo, enquanto o consumo em MWh de energia elétrica no ano de 2011, em relação ao ano anterior, registrou crescimento de 3,60%, o valor das perdas em MWh teve um crescimento de apenas 0,72% no mesmo período.

PERDAS GLOBAIS (MWh)	2008	2009	2010	2011	2010 / 2009	2011 / 2010
					(%)	(%)
Mercado Próprio (MWh)	1.830.480	1.896.627	2.218.862	2.301.661	17,00%	3,60%
Energia Requerida (MWh)	3.044.783	3.114.416	3.479.401	3.561.524	11,72%	2,31%
Perdas (MWh)	1.100.614	1.104.485	1.167.987	1.176.453	5,44%	0,72%
% Perdas	36,15	35,46	33,57	33,03	-5,5%	-1,63%

* Fonte Balanço Energético

Dentre as principais ações de combate às perdas, destaca-se a continuidade dos serviços de inspeções, vistorias e regularização de unidades consumidoras com suspeitas de irregularidades nos sistemas de medição (fraude, desvio etc). Apesar da Empresa Contratada para os serviços de inspeções e regularização terem paralisado os seus serviços por 04 (meses), foram realizadas 73.753 inspeções (com carros) e 40.897 vistorias (com motos), com a negociação de 4.269 processos, o que resultou no faturamento e potencial recuperação de 6,2 GWh equivalente a R\$ 4.760 mil.

Em cumprimento ao novo Plano de Combate às Perdas lançado em setembro/2011, o Departamento de Medição e Fiscalização realizou as seguintes ações principais:

- Finalização do termo de referência para o novo contrato de inspeção e fiscalização, que terá seus serviços iniciados no primeiro quadrimestre de 2011;
- Elaboração do novo projeto de cadastramento de pontos de iluminação pública, que terá seus serviços iniciados no primeiro trimestre de 2011;
- Criação de estrutura dedicada para gerenciar o consumo das UC de MT absorvendo as atividades de leitura e inspeção pelo Centro de Medição;
- Operacionalização dos serviços emissão de laudos técnicos por empresa com PEA (Posto de Ensaio Autorizado); treinamento e capacitação das equipes de serviços de inspeção e do cálculo de recuperação da receita;

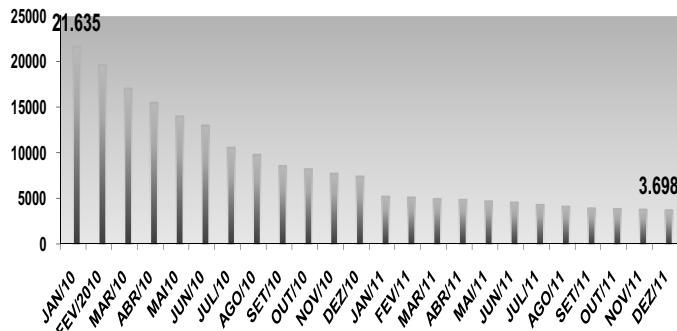
- Elaboração do padrão de entrada econômico para unidades consumidoras sem medição e clandestinos; intensificou o apoio policial através do Convênio com a Secretaria de Segurança Pública do Estado a fim de ter apoio às ações de combate a perdas por força do Termo de compromisso assinado pelo Ministro de Minas e Energia, Presidente Eletrobras Distribuidoras e Governador do Estado em novembro/ 2011.

Em 2011 todos os pontos de medição de fronteira que estavam passíveis de multas e penalidades foram regularizados de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS e procedimentos de comercialização da CCEE.

Durante todo o ano foram instalados mais 108.073 medidores, sendo 67.492 em novos clientes e o restante em substituição de equipamentos com defeito e em unidades consumidoras ligadas sem medidor (a *forfait*).

Conforme apresentado no gráfico a seguir, a Companhia em dezembro de 2011 registrou somente 3.698 unidades consumidoras sem medidor, uma redução de 83% em relação a janeiro/2010.

QUANTIDADE DE "UC" SEM MEDIDOR - JAN/2010 a DEZ/2011



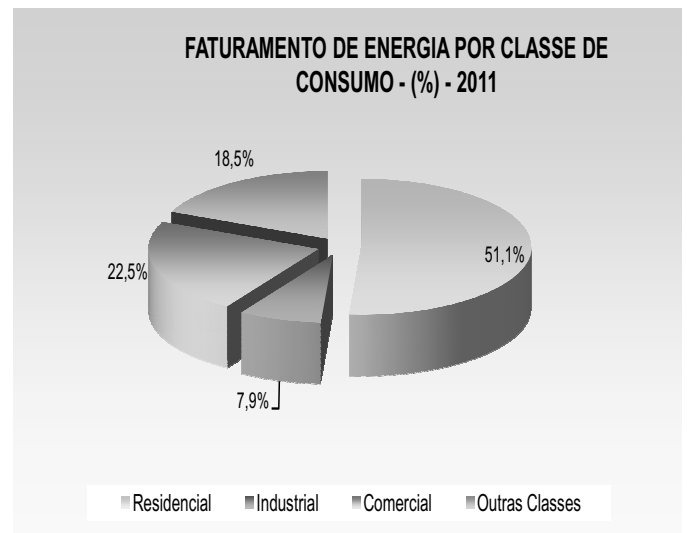
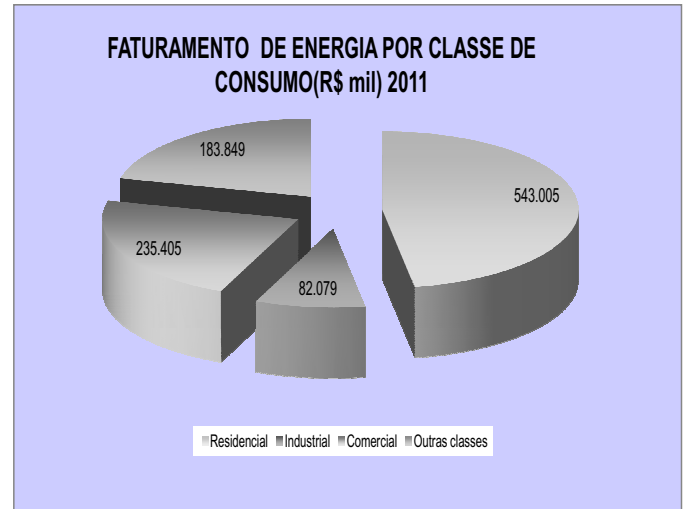
7.4. Fornecimento de Energia

O faturamento com venda de energia atingiu a marca de **R\$ 1.044 mil**, superior em 9,7% ao de 2010.

O crescimento do faturamento foi decorrente da elevada redução de consumidores sem medição, de várias ações de combate ao consumo não registrado, do incremento de novos consumidores e do reflexo do reajuste médio tarifário de 10,60%, correspondendo ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de 12,23%, ocorrido em agosto de 2011.

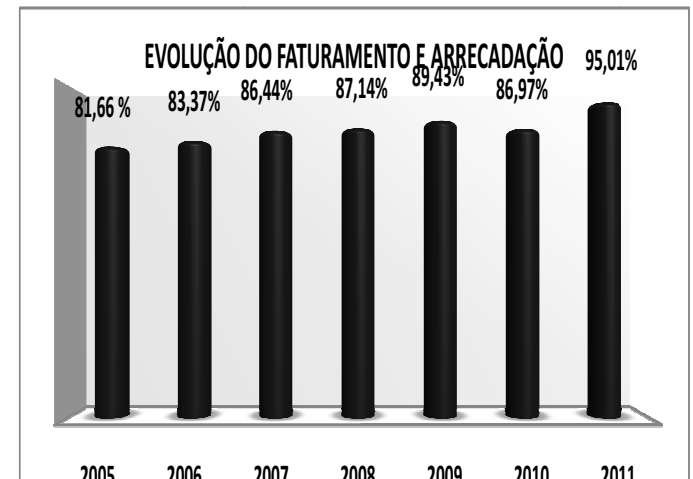
Evolução anual do faturamento por classes (R\$ mil):

Fornecimento de Energia por Classe (R\$ Mil)	2008	2009	2010	2011	2011/2010 (%)
Residencial	353.544	410.167	488.109	534.005	9,4
Industrial	79.398	72.465	76.531	82.079	7,2
Comercial	194.464	183.542	208.245	235.405	13,0
Rural	21.101	26.254	31.024	33.044	6,5
Poder Público	68.557	66.258	73.800	78.047	5,8
Iluminação Pública	38.692	34.594	33.955	36.442	7,3
Serviço Público	41.108	37.846	40.756	45.316	11,2
Consumo Próprio	1.624				
Subtotal	798.488	831.126	952.420	1.044.338	9,7
(- Fornecimento não Faturado)		4.101	2.555	5.158	101,9
(- Receita de Distribuição)			(409.489)	(519.959)	27,0
Remuneração do WACC - IFRIC 12		(17.752)	(27.260)	(42.728)	56,7
Total	798.488	817.475	518.226	486.809	(6,1)

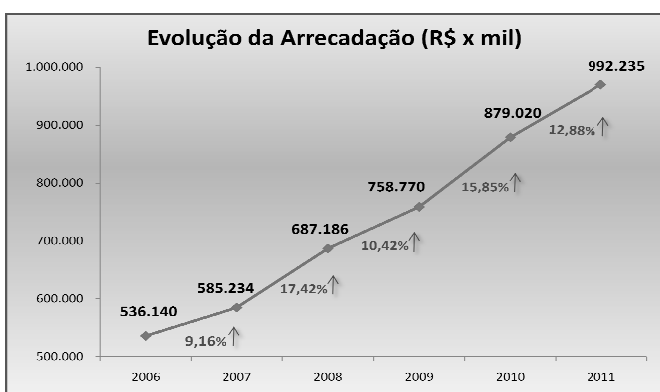


7.5. Arrecadação

A Companhia alcançou, em 2011, a arrecadação de R\$ 992.235 mil, representando o índice de 95,01% sobre o faturamento.



Destaca-se que em 2011 a arrecadação alcançou maior percentual em crescimento do que o faturamento, em relação ao ano anterior. Enquanto o faturamento cresceu 9,65%, a arrecadação superou o desempenho do ano de 2010 em 12,88%.

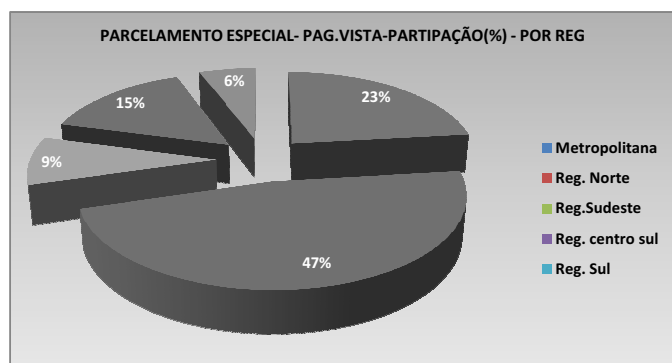


A arrecadação ainda sofre impacto negativo com a grande quantidade de consumidores que detêm liminares impedindo a suspensão do fornecimento, o que representa 1,2% do faturamento mensal, da conciliação de interesses sociais que inibem o corte de energia em hospitais, escolas, delegacias, águas e iluminação pública e do sentimento de impunidade de grande parte dos clientes que fazem uso da prática da auto religação.

7.5.1 Campanha de Estímulo à Adimplência

Com o objetivo de estimular os consumidores das classes públicas e privadas, com mais de três faturas em atraso, a ficarem adimplentes com a Companhia Energética do Piauí, esta concedeu condições especiais de negociação de débitos. A Campanha "Todo dia é dia de energia. Ponha sua conta em dia", realizada em todo o Estado entre os dias 17 de outubro e 23 de novembro de 2011, teve ampla divulgação entre os públicos interno e externo e contou com o empenho de empregados que trabalham, direta e indiretamente, com os clientes.

O resultado foi além da expectativa da concessionária. Da meta inicial de negociar R\$ 20,6 milhões de débitos das classes privadas, em pagamentos à vista e parcelados, a Eletrobras Distribuição Piauí conseguiu negociar R\$ 31,3 milhões, dos quais R\$ 13,1 milhões foram pagos à vista, durante os mais de dois meses da Campanha de estímulo à adimplência. Dos débitos das classes de Poderes Públicos, foram negociados R\$ 17,4 milhões, dos quais R\$ 600 mil pagos à vista.



* Negociação AGESPISA

Em novembro/2011 Companhia Energética do Piauí formalizou a negociação de um importante débito emblemático - cliente Águas e Esgotos AGESPISA, o que alavancou muito a arrecadação nas classes Comercial e Serviço Público, bem como impactou na redução da inadimplência e na reversão de Provisão de Débitos Duvidosos (PDD).

NEGOCIAÇÃO AGESPISA	
VALOR TOTAL DÉBITO NEGOCIADO	R\$ 35.406.374,89
VALOR ENCONTRO DE CONTAS	R\$ 6.750.463,81
VALOR PARCELAMENTO	R\$ 14.328.577,26
VALOR EM OBRAS	R\$ 14.327.333,82

O parcelamento efetuado totaliza um valor mensal de parcelas de R\$ 120.904,50, com descontos mensais de R\$ 534,67 (multas), R\$ 1.786,75 (correção monetária) e R\$ 11.259,23 (juros).

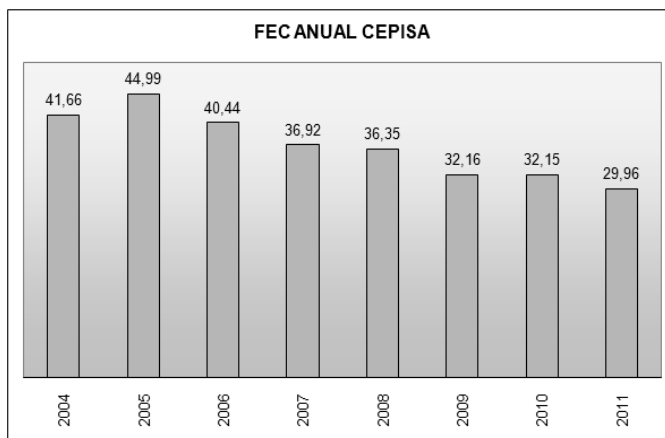
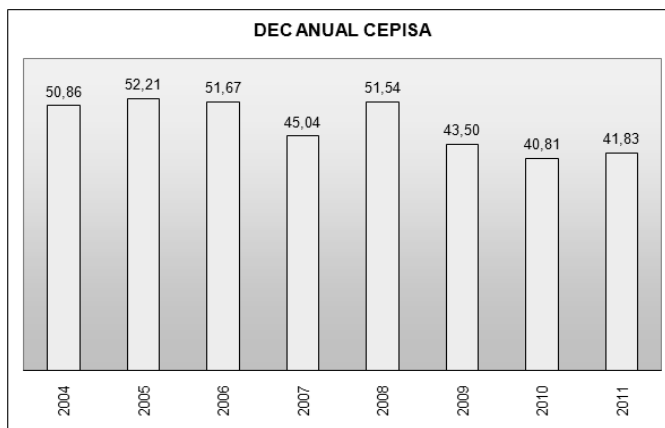
8. DESEMPENHO OPERACIONAL

8.1. Qualidade do Fornecimento

O desempenho das concessionárias, quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica, é aferido pela ANEEL, com base em indicadores específicos, denominados de DEC e FEC.

O DEC (número de horas em que, em média, cada cliente fica sem energia) encerrou o ano com 2,5% de acréscimo em relação a 2010, ao aumentar de 40,81 para 41,83 horas.

O FEC (número de vezes em que, em média, cada cliente fica sem energia) apresentou uma redução de 6,8% em relação a 2010, ao reduzir de 32,15 para 29,96 vezes.



A tabela a seguir mostra os indicadores DEC/FEC segregados da capital e do interior onde observa um aumento destes indicadores na capital e uma redução dos índices no interior, comparando com o ano de 2010.

Indicadores	2010	2011	%
DEC interior	48,21	45,67	- 5,27%
DEC capital	21,04	31,05	+ 47,58
FEC interior	38,56	34,01	- 11,08%
FEC capital	15,03	18,62	+ 23,89%

As multas aplicadas por violação dos indicadores coletivos DEC e FEC ocorreu até dezembro de 2009, a partir de 2010 são feitas somente compensações para os indicadores individuais DIC, FIC e DMIC, no caso de violação dos limites a serem observados nas tabelas 1 a 5 do Anexo I do PRODIST - Módulo 8 "Qualidade da Energia Elétrica".

* COMPENSAÇÃO POR DIC-FIC-DMIC de 2007 a 2011

2007	2008	2009	2010	2011
R\$ 447.348,31	R\$ 404.972,56	R\$ 285.713,47	R\$ 1.305.881,91	R% 513.309,53

* O processo atual de coleta só possibilita a apuração dos indicadores individuais DIC, FIC e DMIC para as unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1kV e inferior a 230kV e com opção de faturamento do Grupo A.

8.2. Comunicação e Relacionamento com o Consumidor

Companhia Energética do Piauí atuou intensamente ao longo do ano de 2011 visando a excelência no atendimento do consumidor, buscando sempre alinhar a melhoria do serviço prestado com o cumprimento de metas legais estabelecidas. Para tanto, tem investido na expansão das agências de atendimento, ampliação do Call Center, inserção de novas modalidades de atendimento como o TAS – Terminal de Auto Serviço e o AJURIWEB – atendimento via internet, implantação da certificação ISO 9001 e de novas ferramentas de gerenciamento do atendimento.

* Expansão das Agências de Atendimento

Em 2011, a Companhia Energética do Piauí em cumprimento a Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL implantou 163 novas agências de atendimento, ampliando sua abrangência para os 224 municípios e totalizando 229 agências distribuídas em todo o Estado do Piauí, sendo 223 no interior e 6 na capital Teresina – na Avenida Maranhão, bairros Dirceu e Parque Piauí, Shopping Riverside, Shopping da Cidade e Espaço da Cidadania.

Para alcançar esta marca, a Eletrobras elaborou o Projeto de Ampliação das Agências que contou com a locação de 163 novos imóveis que foram adequados aos padrões da Companhia, contratação de 79 atendentes através de concurso público e aquisição de estrutura física para melhor atender os clientes, fazendo da Companhia Energética do Piauí uma Companhia mais próxima do cliente.

* Atendimento personalizado para Grandes Clientes

Além das novas agências, a Eletrobras criou um atendimento personalizado para os Grandes Clientes e Órgãos do Poder Público que agora contam com um espaço diferenciado para suas tratativas com atendentes especializados para esta demanda.

* Novos canais de Atendimento

O atendimento comercial da Companhia Energética do Piauí ganhou mais versatilidade com as novas ferramentas de atendimento. Foram instalados 8 (oito) Terminais de Auto Serviço – TAS, totens onde os consumidores podem consultar suas faturas em aberto e imprimir rapidamente o código de barras para pagamento sem ter que esperar em filas. Os totens estão disponíveis nas agências da Avenida Maranhão, Espaço Cidadania, Parque Piauí, Dirceu, Parnaíba, Picos, Floriano e Bom Jesus, estes emitindo cerca de 5.000 (cinco mil) segundas vias por mês.

Ainda pensando na comodidade do consumidor a Companhia disponibilizou o AJURIWEB, ferramenta de atendimento on-line disponível no site www.cepisa.com.br onde o cliente pode emitir segunda via de fatura e fazer diversas solicitações e consultas pela internet sem sair de casa. Em 2011, foram emitidas cerca de 15.000 (quinze mil) segundas vias de faturas por mês. Ainda no site da Companhia são publicadas informações de interesse da população e dos colaboradores da concessionária. Por meio da página eletrônica, os internautas tem resultado de concursos, desligamentos programados, editais de licitação, contato com a ouvidoria e relação de postos de atendimento com

endereços e telefones. O site funciona, também, como fonte de dados sobre o setor elétrico, visto os diversos links disponibilizados na página que já registra 2,8 milhões de acessos.

* Call Center

Em 2011, O Call Center recebeu 2.838.207 chamadas telefônicas, o que levou esta central a passar também por melhorias significativas com a ampliação de 24 para 30 posições de atendimento funcionando 24 horas por dia, 7 dias por semana, e mais 6 posições de atendimento reservas para períodos de contingência, como chuvas e outras tempestividades. Para solicitar os serviços, o consumidor deve ligar para o número **0800.086.0800**, a partir de telefones fixos, públicos ou celulares de todo o país.

* Gerenciador de Atendimento

Além da diversificação das modalidades de atendimento que proporciona um fluxo menor no atendimento presencial das agências, a Companhia Energética do Piauí implantou nas 6 agências de Teresina o sistema de Gerenciador de Atendimento que possibilita medir a quantidade de atendimento de cada agência e de cada atendente, estratificar os tipos de serviço mais demandados pelos clientes e medir os tempos de espera e de atendimento do consumidor. Através deste gerenciamento, a Companhia consegue direcionar suas ações de melhoria contínua, detectar possíveis falhas em processos e dimensionar adequadamente a quantidade de atendentes por agência.

Com toda essa alavancada no atendimento ao consumidor, a ELETROBRAS conseguiu sua primeira Certificação ISO 9001 com a implantação do Sistema de Gestão da Qualidade no processo de Coleta, apuração e fornecimento das reclamações de consumidores em conformidade com os órgãos reguladores. Esta grande conquista revela o momento de mudança cultural na Companhia, no qual todos os colaboradores estão envolvidos para proporcionar qualidade no atendimento, satisfação dos clientes e melhoria contínua dos processos.

8.3. Ouvidoria

Diariamente, a Ouvidoria recebe e registra manifestações/reclamações, solicitações, informações, denúncias, elogios e críticas pertinentes a prestação de serviços. Após analisá-las, encaminha às áreas responsáveis, diligenciando para que todas as demandas sejam prontamente analisadas e respondidas nos prazos determinados e com base na legislação do setor elétrico. No ano de 2011, a Ouvidoria recebeu, tramitou e respondeu 5.982 manifestações pertinentes a reclamações, denúncias, elogios e críticas oriundas da ANEEL, ELETROBRAS, telefone, carta e-mail e presencial. A planilha com os indicadores estatísticos apurados mensalmente, foi devidamente entregue a Diretoria e Corpo Gerencial da Companhia, objetivando a elaboração de Plano de Ação para corrigir as deficiências apontadas pelos consumidores. Em cumprimento ao Art. 200 da Resolução Normativa ANEEL 414/2010, analisamos e respondemos 46 (quarenta e seis) recursos administrativos relacionados a irregularidades detectadas no sistema elétrico de medição de unidades consumidoras. No tocante Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) coordenada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADE), melhoramos o posicionamento no Ranking alcançando 13,61% em relação ao ISQP de 2010. No entanto, precisamos melhorar consideravelmente, as cinco áreas pesquisadas quais sejam: qualidade e continuidade do fornecimento de energia, informação e comunicação com o cliente, conta de energia, atendimento ao cliente e imagem da distribuidora. A Ouvidoria estabeleceu e cumpriu as seguintes metas: melhoria em 13,61% do ISQP, 100% na resolução das solicitações/reclamações através do Sistema SGO da ANEEL e 99,89% das reclamações recebidas do Sistema SOU da ELETROBRAS. Focada na formação profissional para que o funcionário possa aprimorar suas habilidades para executar funções específicas demandadas pelo cargo e função desempenhada na concessionária, o Ouvidor e Assistente de ouvidoria foram qualificados no curso de capacitação e certificação em Ouvidoria. Para atender o disposto no Art. 4 e 6 da Resolução Normativa ANEEL 470/2011, a concessionária deve providenciar a aquisição de software de Gestão de Ouvidoria e disponibilizar canal telefônico exclusivo ao atendimento da Ouvidoria e gratuito em toda área de concessão (0800).

8.4. Conselho de Consumidores

A Companhia Energética do Piauí, criou o Conselho de Consumidores para atuar no âmbito de sua área de concessão. É um conselho de caráter consultivo, voltado para a orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento de energia elétrica, às tarifas e à adequação dos serviços prestados ao consumidor. O Conselho de Consumidores foi instituído por exigência da Lei n.º 8.631, de 04/03/1993, com sua formação, funcionamento e operacionalização regulados pela Resolução ANEEL n.º 451, de 27/09/2011. A sua sede está localizada no complexo administrativo da Companhia, realizou nove (09) reuniões ordinárias e elaborou o Plano de Atividades e Metas - PAM para o exercício de 2012, devidamente aprovado pela Diretoria Executiva da concessionária, através da Resolução 249/2011, de 22/12/2011. O Conselho é atualmente composto pelos seguintes membros titulares:

- Presidente, representante da classe Industrial, indicado pela Associação Industrial do Estado do Piauí - API;
- Vice-Presidente, representante da classe Comercial, indicado pela Associação Comercial Piauiense - ACP;
- Representante da classe Residencial, indicado pela Federação das Associações de Moradores e Conselhos Comunitários do Piauí - FAMCC;
- Representante da classe Rural;
- Indicado pela Federação da Agricultura do Estado do Piauí - FAEPI;
- Representante da classe de Poder Público, indicado pela Associação Piauiense de Municipais - APPM;
- Representante da classe Serviço Público, indicado pela Águas e Esgotos do Piauí S/A - AGESPISA
- Representante do Ministério Público/ PROCON;
- Secretário Executivo - indicado pela Companhia;

No exercício de 2011, o Conselho de Consumidores atuou de forma interviniente no termo de compartilhamento da subestação de 13.800/380/220V, assinado pelo representantes do Condomínio Riverside Walk Shopping e da Companhia Energética do Piauí. No período de 17 a 18 de novembro de 2011, o Presidente do Conselho juntamente com o Secretário Executivo, participaram do XIII Encontro Nacional do Conselho de Consumidores – ENCC, na cidade de São Luiz - Ma. O encontro teve como objetivo, a trocar de experiências e o intercâmbio das melhores práticas entre as concessionárias de energia elétrica, sob a ótica dos próprios consumidores que formam o conselho de consumidores de cada companhia.

9. ASPECTOS ECONÔMICOS e FINANCEIROS

9.1. Indicadores Econômicos

No presente relatório estão contemplados os valores do balanço social societário, com os valores apurados do exercício de 2011.

Indicadores Econômicos	2007	2008	2009*	2010*	2011	2011/2010 (%)
Receita Operacional bruta (R\$ mil)	717.326	814.347	847.426	1.198.601	1.184.265	(1,2)
Tributos e Encargos Regulatórios sobre Vendas (R\$ mil)	245.081	265.534	280.519	327.746	379.037	15,6
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	472.245	548.813	566.907	870.855	805.228	(7,5)
Custos e Despesas Operacionais (R\$ mil)	(469.876)	(527.792)	(595.097)	(909.288)	(730.143)	(19,7)
Resultado do Serviço e Margem Operacional						
Resultado do Serviço (R\$ mil)	2.369	21.021	(28.190)	(38.433)	75.085	295
Margem Operacional (%)	0,5	3,8	(5,0)	(3,6)	9,3	357,9
Geração Operacional de Caixa (EBTIDA) (R\$ mil)	22.821	43.586	(2.479)	(5.178)	97.092	1.975,1
Margem EBTIDA (%)	4,8	7,9	(0,4)	(0,6)	13,2	2.300
Resultado Financeiro - Despesa (R\$ mil)	(83.072)	(144.439)	(82.450)	(50.007)	(22.781)	54,4
Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ mil)	(494)			(9.491)	(10.370)	9,26
Resultado (R\$ mil)	(81.197)	(123.418)	(110.640)	(97.931)	41.934	142,8
Ativo Total (R\$ mil)	574.047	621.353	683.371	816.746	1.035.639	27
Investimento (R\$ mil)	70.495	89.704	144.154	275.916	99.974	(64)
Passivo a Descoberto (R\$ mil)	(187.295)	(283.657)	(906.686)	(222.081)	(185.155)	16,6

*2009 e 2010 – Valores reapresentados.

9.2. Desempenho Econômico e Financeiro

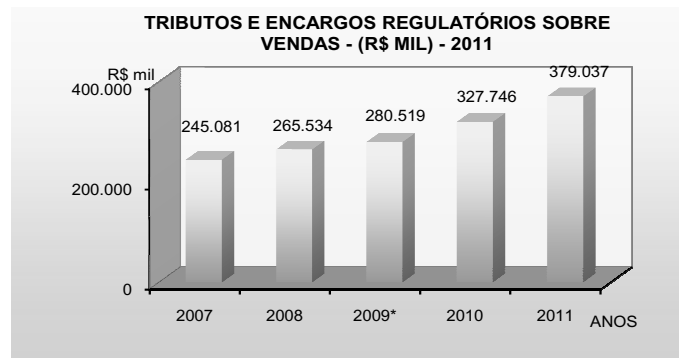
Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta registrou o montante de R\$ 1.184.265 mil, decrescendo 1,2% em relação ao exercício anterior (R\$ 1.198.601 mil, valor reapresentado). Dentro da receita de 2010 e 2011, está incluso o valor R\$ 211.068 mil e R\$ 99.013 mil, respectivamente, referente à apuração da receita de construção, conforme a Instrução do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - ICPC 01.



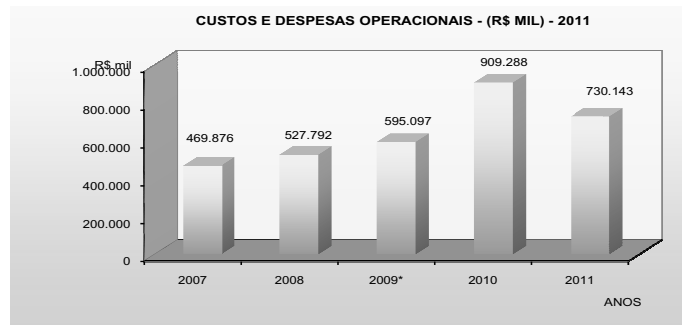
Tributos e Encargos Regulatórios sobre Vendas

A Companhia Energética do Piauí está entre os maiores contribuintes de tributos do Estado do Piauí, incidentes sobre vendas. Em 2011, esses tributos e encargos regulatórios totalizaram R\$ 379.037 mil, 15,6% acima do ocorrido em 2010 (R\$ 327.746 mil, valor reapresentado). O ICMS registrado em 2011 foi de R\$ 224.773 mil, com crescimento de 13,05% em relação a 2010 (R\$ 198.821 mil), representando 60,48% do total dos tributos e encargos regulatórios.



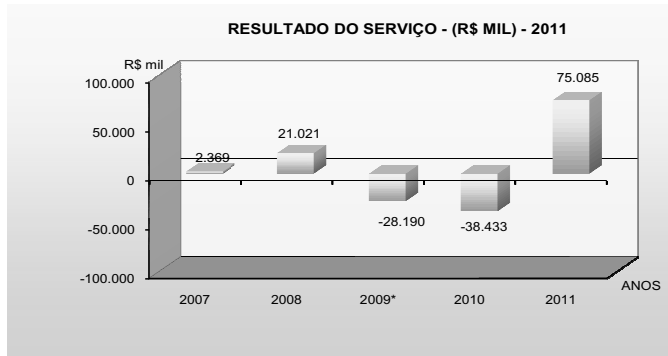
Custos e Despesas Operacionais

O custo do serviço e as despesas operacionais totalizaram, em 2011, R\$ 730.143 mil, contra R\$ 909.288 mil em 2010, representando uma redução de 19,7%. Comparativamente ao exercício anterior, esse decréscimo foi impactado, principalmente, pelas despesas de construção – IFRIC 12 (decréscimo de 53,08%) e Provisão para Devedores Duvidosos - PDD (decréscimo de 124,51%).



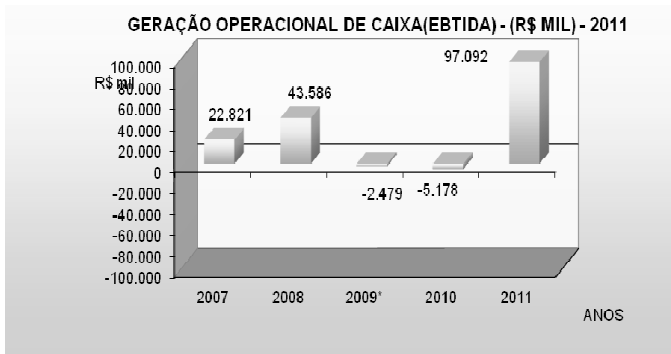
Resultado do Serviço e Margem Operacional

O resultado operacional do serviço atingiu R\$ 75.085 mil, maior 295,3% ao apurado em 2010, de (R\$ 38.433 mil). Como consequência, em 2011, a margem operacional (resultado do serviço dividido pela receita líquida) foi de 9,3% e de (3,6)% em 2010.



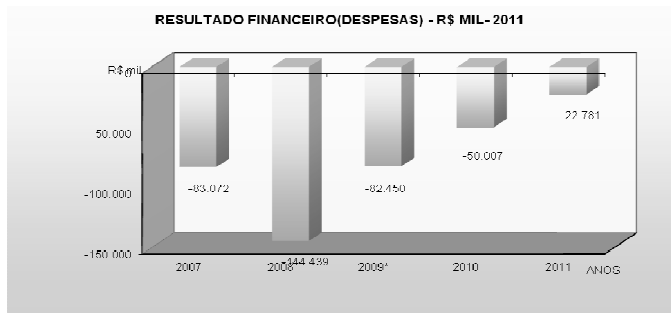
Geração Operacional de Caixa (EBTIDA)

A geração operacional de caixa, representada pelo EBTIDA - lucro antes dos impostos, juros, depreciação e amortização, alcançou o montante de R\$ 97.092 mil em 2011, em 2010 R\$ (5.178) mil.



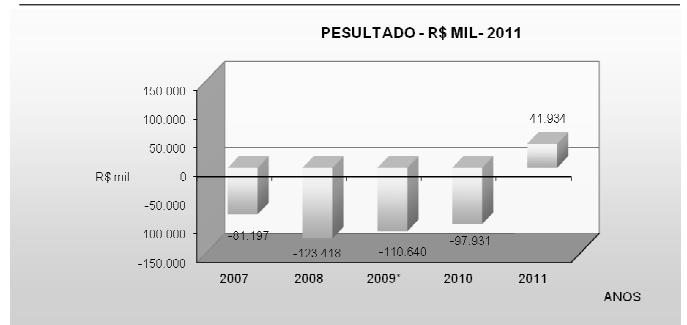
Resultado Financeiro

O resultado financeiro da Companhia apresentou uma despesa financeira líquida de R\$ 22.781 mil no exercício de 2011. Este valor é menor em 54,4% em relação ao montante de despesa financeira líquida de R\$ 50.007 mil obtida no exercício de 2010 (valor reapresentado).



Resultado

A Companhia apresentou, no final do exercício de 2011, lucro de R\$ 41.934 mil, o qual é 142,8% maior que o prejuízo de R\$ 97.931 mil (valor reapresentado), obtido em 2010. Este resultado foi influenciado, principalmente, pela redução de Despesas de Construção e Provisão para Devedores Duvidosos - PCLD.



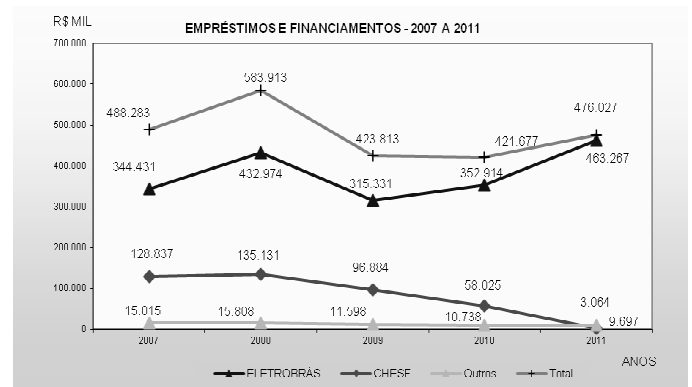
Endividamento

Em 31 de dezembro de 2011, os Empréstimos e Financiamentos totalizaram R\$ 476.027 mil. Desse total, a Eletrobras é credora de R\$ 463.267 mil, equivalente a 97,31%.

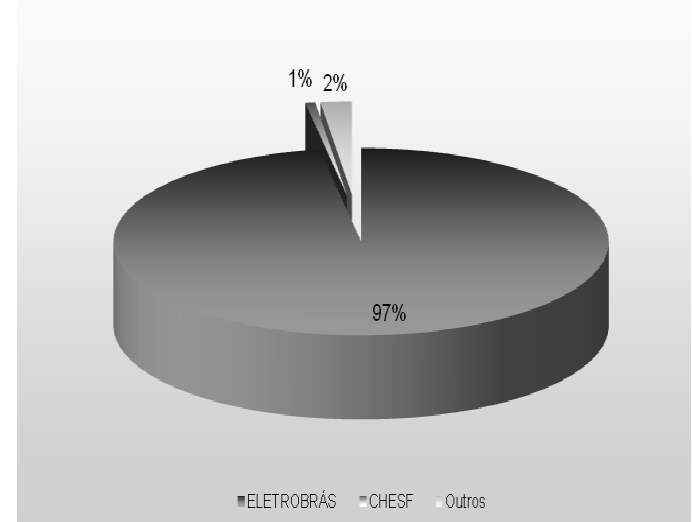
Nos saldos dos Empréstimos e Financiamentos houve um acréscimo decorrente de aporte de recursos oriundos da Eletrobras.

Empréstimos e Financiamentos - R\$ Mil	2007	2008	2009	2010	2011
ELETOBRAS	344.431	432.974	315.331	352.914	463.267
CHESF	128.837	135.131	96.884	58.025	3.064
Outros	15.015	15.808	11.598	10.738	9.696
Total	488.283	583.913	423.813	421.677	476.027

Fonte: Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2011 de nº 18-Empréstimos e financiamentos.

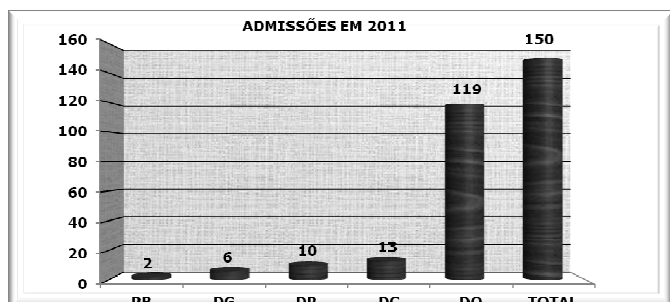


EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS - 2011



10. RECURSOS HUMANOS

Em 2011, a Companhia continuou contratando profissionais aprovados no concurso público realizado em 2007, tendo encerrado o exercício com 150 (cento e cinquenta) contratações, referentes a Profissionais de Nível Superior, Profissionais de Nível Médio Suporte, Profissionais de Nível Médio Operacional e Profissionais de Nível Fundamental; distribuídos nas Diretorias demonstradas no quadro abaixo sendo a maioria na Diretoria de Operação, nas unidades regionais:



Nesse ínterim, intensificou-se a operacionalização dos programas de Estágio, Sistema de Gestão de Desempenho - SGD, Clima Organizacional e Gestão de Conhecimento.

As ações do Sistema de Gestão de Desempenho - SGD foram estruturais, focadas na habilitação dos módulos Planejamento e Acompanhamento do Sistema Informatizado; formação de consultores internos para repasse do conhecimento aos demais empregados quando da implantação do primeiro ciclo avaliativo; construção das metas de diretoria e de equipe em workshop e apresentação da metodologia de avaliação para os empregados da capital e interior.

Quanto à pesquisa de clima organizacional, foi alcançado o índice de 63% de favorabilidade no 2º ciclo. Embora o resultado geral tenha se mostrado próximo ao resultado de 2010, em relação aos indicadores do sistema, em uma análise mais apurada foi possível visualizar um crescimento médio de 1,67% em todas as dimensões. No entanto, a dimensão Gestão de Pessoa evoluiu 2,26% em relação ao ciclo anterior.

Dentre os fatores, houve um destaque para Identidade com 78,98% de favorabilidade, superior ao índice do Sistema Eletrobras que foi de 77,53%. Do mesmo modo destacou-se o fator carreira e remuneração, com 5 pontos percentuais a mais que o Sistema.

Já em relação às ações voltadas para o conhecimento, o orçamento de Educação Corporativa do exercício 2011 foi integralmente utilizado no desenvolvimento das competências dos colaboradores totalizando um valor de quase R\$ 800 mil, com um crescimento significativo no número de ações realizadas. Saímos de 106 em 2010 para 1.096 em 2011. Dois fatores contribuíram para esse fenômeno: primeiro o aumento do interesse dos empregados pelos cursos mediados por tecnologia – TV LUME, responsável por 916 das ações; segundo, atribuímos ao reflexo da separação dos processos de Desenvolvimento e Educação Corporativa, possibilitando otimizar o resultado dos esforços despendidos em cada uma dessas vertentes do conhecimento.

Quase todas as ações propostas no plano de ação foram realizadas. Foi alcançada a marca de 2.963 participações, resultando em 7.835 h/a. As poucas ações do plano que deixaram de ser executadas foram compensadas por ações extraplano que surgiram em várias unidades no decorrer do exercício, afetas às suas atividades de rotina.

Dentro da estratégia de planejamento centralizado, foram realizadas diversas ações educacionais, utilizando as ferramentas disponíveis no sistema, descritas abaixo:

- UNISE – Universidade do Sistema Eletrobras – Promoveu ações educacionais voltadas para o desenvolvimento de competências nas áreas de liderança, excelência operacional, estratégia de mercado, gestão e especializações entre outros.
- TV LUME – Foi responsável pela realização de grande quantidade de cursos e vídeo conferências.
- UNIDADE DE EC – Focou nas ações específicas e treinamentos introdutórios para novos contratados, em todas as áreas e, principalmente, na área operacional sempre observando as Normas Regulamentadoras.

REALIZAÇÕES EM 2011

AÇÕES EDUCACIONAIS POR FERRAMENTA

FERRAMENTA	AÇÕES	QTD PARTC.	CUSTO (R\$)
UNISE	36	70	281.919,35
TV LUME	916	1.238	0,00
UNID. ED CORPORATIVA			
- AÇÕES INTERNAS	72	1.208	39.573,39
- AÇÕES EXTERNAS	72	447	477.554,69
TOTALS	1.096	2.963	799.047,43

PÓS-GRADUAÇÃO	19	19	41.462,34
---------------	----	----	-----------

Com a quantidade de eventos em 2011, observa-se que foram realizadas mais ações educacionais que em 2010, praticamente com o mesmo volume de recursos. Depreende-se desse resultado que, como dito acima, houve uma otimização no uso das ferramentas disponíveis, em especial a TV LUME.

Há de se destacar, também, a satisfação gerada nos empregados pelos benefícios sociais concedidos pela Companhia, contribuindo positivamente para a melhoria de qualidade vida e, conseqüente, motivando para o trabalho.

Benefícios como o Auxílio Educacional e Creche proporcionaram aos empregados a oportunidade de manter seus dependentes em escolas com melhor qualidade de ensino, atingindo um número de 541 dependentes numa faixa etária que vai de 6 meses a 17 anos.

Por fim, o Auxílio Educação–Ensino Superior tem permitido o desenvolvimento pessoal dos colaboradores, contando em 2011 com 71 empregados, frequentando curso de graduação patrocinado pela Companhia.

10.1. FACEPI – Fundação CEPISA de Seguridade Social

O Plano de Previdência Privada, patrocinado pela Companhia e gerido pela FACEPI, tem por finalidade assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pela Previdência Oficial.

O regime atuarial da FACEPI é o de capitalização e o Plano originalmente constituído é o do tipo Benefício Definido (Plano BD).

O novo Plano de Contribuição Variável – PCV, implantado em meados de 2010, evoluiu timidamente, pois ao final de 2011 contava algo em torno de 310 participantes, contra os pouco mais de 200 existentes ao final de 2010.

11. GOVERNANÇA CORPORATIVA

11.1. Composição Acionária

O controle acionário da Companhia Energético do Piauí é exercido pela Eletrobras, desde outubro de 1997. A estrutura do capital social, abaixo indicada, reflete todas as mudanças ocorridas desde aquela época, como também as capitalizações de créditos efetuados por esse acionista.

Em 31 de dezembro de 2011, o capital social registrado da Companhia é de R\$ 779.224 mil.

ACIONISTAS	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	Quantidade (mil)	%	Quantidade (mil)	%	Quantidade (mil)	%
ELETOBRAS	744.131.334,18	100	35.092.218,00	100	779.223.552,18	100

11.2. Auditoria e Controles Internos

Estrutura organizacional da Companhia, onde as atividades passaram a ser desenvolvidas segregando-as por processo. Com isso, surgiu a necessidade de se mapear todos os processos relevantes dentro da organização e reordená-los de maneira mais eficiente.

Foram mapeados 04 processos em 2011 e aprovadas 10 normativos internos, proporcionando assim um maior controle das atividades desenvolvidas e consequentemente a melhoria do ambiente de controle interno da Companhia.

A unidade de Auditoria Interna desenvolveu 16 (dezesseis) ações de controle, contemplando a realização de 100 % do seu Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – PAINT, ações estas, que vão desde o assessoramento direto a Alta Administração, passando pelos exames e testes de auditoria em processos até o monitoramento das ações desenvolvidas pelas demais unidades no sentido de atender as recomendações emanadas dos órgãos de controle interno e externo.

O Planejamento dos Trabalhos de Auditoria leva em conta todos os mecanismos exigidos pelas Instruções Normativas da Controladoria Geral da União – CGU e as evidências colhidas ao longo dos últimos exercícios, onde foi elaborada uma Matriz de Risco que possibilitou uma base de sustentação maior para a escolha dos trabalhos a desenvolver em cada exercício.

Fato relevante é a constante preocupação da Alta Administração na busca das melhores práticas de governança corporativa, visando cada vez mais criar uma cultura organizacional voltada para um ambiente de controle dentro dos padrões usualmente adotados com a disseminação destes junto aos seus colaboradores.

12. SUSTENTABILIDADE

A Companhia Energética do Piauí deu continuidade a internalização do conceito de Sustentabilidade, por meio de ações previamente planejadas, envolvendo toda a sua força de trabalho. Realizou pequenas ações, que somadas traduziram a firmeza de propósito na mudança da cultura organizacional.

Realizou ações educativas de valorização do consumidor, combate à violência contra a mulher, assédio moral e assédio sexual. Incentivou, também, o não desperdício de energia elétrica, o seu uso seguro e a coleta seletiva do lixo, recolhendo 2 toneladas de papel passíveis de serem reciclados.

A Companhia Energética do Piauí, em 2011 com o apoio do Comitê de Sustentabilidade, composto de representantes de todas as Áreas da Companhia, sistematizaram as ações de sustentabilidade e a operacionalização dos relatórios obrigatórios anuais respondendo aos indicadores do Geral Reporting Initiative – GRI, Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE/BOVESPA, e o Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental das Empresas de Energia Elétrica, exigido pela ANEEL.

Aderiu à 4ª Edição do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça, da Secretaria Especial de Política para as Mulheres, da Presidência da República.

Em 2011, através de relatórios, a Companhia apresentou para os órgãos reguladores e para a sociedade em geral, de forma clara e objetiva, as ações executadas pela administração da Companhia.

12.1. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A Companhia Energética do Piauí procura cumprir a legislação pertinente e a política nacional de meio ambiente, sintonizando com a preservação dos recursos naturais e procurando minimizar os impactos ambientais inerentes à sua atividade de distribuição e comercialização de energia.

A instalação, ampliação e a operação de empreendimentos, dependem do prévio licenciamento por órgão Estadual e Municipal competentes, integrante ao SISNAMA e IBAMA.

No ano de 2011, a Companhia Energética do Piauí executou importantes programas de reforço do sistema elétrico com a construção de novas linhas de transmissão e subtransmissão, bem como a construção de várias subestações em todo o Estado do Piauí, proporcionando assim energia de boa qualidade aos seus clientes. Para cada obra realizada, elaboram-se Estudos Ambientais pertinentes, mantendo, portanto, um bom entendimento com os Órgãos Ambientais do Estado do Piauí, tais como: IBAMA, SEMAR-PI e SEMAM, não recebendo qualquer reclamação durante a implantação e ampliação dos empreendimentos.

Neste mesmo ano, foram formalizados processos junto à Secretaria Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (SEMAR) e Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Teresina (SEMAM), solicitando as Licenças Prévias (LP), Licenças de Instalação (LI), Dispensa de Licenciamento Ambiental, Declaração

de Baixo Impacto Ambiental, Autorização de Supressão de Vegetação – ASV e Licenças de Operação (LO) das Obras de Alta e Média Tensão de Linhas e SE's em construção e ampliação pela Companhia.

A Companhia Energética do Piauí dispõe de Normativo (Plano de Gestão Ambiental), contemplando as exigências dos Órgãos Ambientais (Municipal, Estadual e Federal), integrantes do Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA), para a implantação de Redes e Subestações, o qual serve de suporte na elaboração dos Projetos, com vista a contratação de empresas especializadas através de processo licitatório, para construção de Linhas, Redes e Subestações, etc.

A Companhia Energética do Piauí evita descarte de óleo isolante utilizado em trafos, transformadores de força, banco de capacitores, etc, evitando, com isso, processo de degradação ambiental, mediante a realização de tratamento regenerativo para sua reutilização nos mesmo.

Em transformadores, banco de capacitores e células capacitivas não é mais utilizado os PCBs (Bifenilas Policloradas). A Companhia realizou, no ano de 2011, através de empresa especializada, contratada por licitação, os serviços de transvase, corte, transporte e descarte (incineração e/ou descontaminação) de 7.434 (sete mil quatrocentos e trinta e quatro mil) kg de resíduos, sob a forma líquida, sólida e miscelânea oriundas de equipamentos (células capacitivas) inativos e de outros materiais contaminados por PCBs. Com isso, não existem mais tais produtos químicos em qualquer instalação ou equipamento da Companhia.

13. BALANÇO SOCIAL

O Balanço Social é um demonstrativo publicado pela Companhia, reunindo um conjunto de informações sobre os planos, projetos, benefícios e ações sociais dirigidas aos empregados, investidores, analistas de mercado, acionistas, clientes, fornecedores, empresas parceiras, terceiros e demais envolvidos, constituindo-se em um meio de dar transparência às atividades corporativas, de modo a ampliar o diálogo com a sociedade.

A seguir apresenta-se o Balanço Social da Companhia Energética do Piauí com os principais indicadores e informações de seus colaboradores e comunidade a qual está inserida, relativas aos exercícios 2011, com base no modelo do IBASE – Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas.

1. Base de Cálculo		2010 valor (mil reais)		2011 valor (mil reais)		
Receita líquida (RL)		870.855		805.228		
Resultado operacional (RO)		(97.931)		41.934		
Folha de pagamento (FPB)		141.239		152.616		
2. Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	10.068	7,1	1,2	11.896	7,8	1,5
Encargos sociais compulsórios	41.282	29,2	4,7	40.296	26,4	5,0
Previdência privada		0,0	0,0	1.869	1,2	0,3
Saúde	2.209	1,6	0,3	2.239	1,5	0,2
Segurança e medicina no trabalho	2.130	1,5	0,2	1.419	1,2	0,2
Educação	194	0,1	0,0	307	0,3	0,1
Cultura	-	-	-	-	0,0	0,0
Capacitação e desenvolvimento profissional	706	0,5	0,1	799	0,9	0,1
Creches ou auxílio - creche	249	0,2	0,0	425	0,3	0,1
Vale Transporte	318	0,2	0,0	475	0,3	0,1
Participação nos lucros ou resultados	10.320	7,3	1,2	13.389	8,7	1,6
Outros (Auxílio Educacional)		0,0	0,0	922	0,6	0,1
Total - Indicadores sociais internos	67.476	47,8	7,7	74.036	48,5	9,2

Diário Oficial

16



SUPLEMENTO - Teresina(PI) - Sexta-feira, 27 de abril de 2012 • Nº 80

3. Indicadores sociais externos	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	-	-	-	-	-	-
Cultura	-	-	-	-	-	-
Saúde e Saneamento	-	-	-	-	-	-
Esporte	-	-	-	-	-	-
Combate à fome e segurança alimentar	-	-	-	-	-	-
Programa Social de Eletricidade Rural	-	-	-	-	-	-
Programa de Eletrificação População Carente (Luz para Todos)	230.692	-336,3	26,3	-	-	-
Total das contribuições para sociedade	-	-	-	-	-	-
Tributos (excluídos encargos sociais)	-	-	-	-	-	-
Total - Indicadores sociais externos	-	-	-	-	-	-
4. Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimento relacionado com a produção/operação da Companhia.	-	-	-	-	-	-
Investimento em programas e/ou projetos externos.	-	-	-	-	-	-
Total de investimento em meio ambiente	-	-	-	-	-	-
Estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a Companhia:	(X) não possui metas () cumpre 0 a 50 () cumpre 51 a 75 () cumpre 76 a 100			(X) não possui metas () cumpre 0 a 50 () cumpre 51 a 75 () cumpre 76 a 100		
5. Indicadores do corpo funcional	2010		2011			
Nº de empregados (as) ao final do período	1.330		1.460			
Nº de admissões durante o período	52		150			
Nº de empregados (as) terceirizados (as)	1.210		1.210			
Nº de estagiários (as)	85		99			
Nº de empregados (os) acima de 45 anos	978		1006			
Nº de mulheres que trabalham na Companhia.	262		299			
□ de cargos de chefia ocupados por mulheres	35		22			
Nº de negros(as) que trabalham na Companhia.	114		127			
□ de cargos de chefia ocupados por negros (as)	6		5			

Nº de portadores de deficiência ou necessidades especiais	33			35		
6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2010			2011		
Relação entre a maior e a menor remuneração	23,2			20,7		
Número total de acidentes de trabalho	6			16		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela Companhia foram definidos por:	() direção	(X) direção e gerências	() todos empregados	() direção	(X) direção e gerências	() todos empregados
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(X) direção e gerências	() todos empregados	(X) todos(as) + CIPA	(X) direção e gerências	() todos empregados	(X) todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e a representação interna dos (as) trabalhadores(as), a Companhia:	() não se envolve	() segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve	() segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(X) todos empregados
Na seleção de fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela Companhia:	() não são considerados	() São sugeridos	(X) São exigidos	() não são considerados	() São sugeridos	(X) São exigidos
Quanto a participação de empregados (as) em programas de trabalho voluntário, a Companhia:	() não se envolve	() apoiará	(X) organiza e incentiva	() não se envolve	() apoiará	(X) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores	Empresa: 2.282	Procon: 328	Justiça: 848	Empresa:	Procon:	Justiça:
□ de reclamações solucionadas	Empresa: 100	Procon: 66	Justiça: 18	Empresa:	Procon:	Justiça:
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$)	Em 2010: 482.180			Em 2011: 674.053		
Distribuição do valor adicionado (DVA)	Governo: 69,94 □ colaboradores: 31,65 □ Acionista: (20,31 □) Terceiros: 18,72 □			Governo: 57,77 □ colaboradores: 20,95 □ Acionista: 6,22 □ Terceiros: 15,06 □		
* 2010 - Base de cálculo (RL e RO) e Valor Adicionado Total a distribuir - Ano de 2010 - Valores Reapresentados						

13.1. Valor Adicionado – DVA

O Demonstrativo do Valor Adicionado tem a função de divulgar e identificar o valor da riqueza gerada pela Companhia, e como essa riqueza foi distribuída entre os diversos atores que contribuíram, direta ou indiretamente, para a sua geração, tais quais: os empregados que forneceram a mão de obra, os investidores que forneceram o capital, os financiadores que emprestaram os recursos e o governo que forneceu a lei e a ordem, infraestrutura sócio-econômica e os serviços de apoio.

Constitui assim, o DVA, a receita de venda, deduzida dos custos dos recursos adquiridos de terceiros. É, portanto, o quanto a Companhia contribuiu para a formação do Produto Interno Bruto (PIB) da Região.

A Demonstração do Valor Adicionado evidencia a representatividade da Companhia para a sociedade, com R\$ 674.053 mil de valor adicionado em 2011 em comparação a R\$ 482.180 mil em 2010.

A contribuição da Companhia Energética do Piauí para o crescimento nacional, especialmente para o Estado do Piauí e região nordeste, também se expressa pela geração de R\$ 674.053 mil em valor adicionado no exercício de 2011.

Esse valor foi devolvido à sociedade em forma de salários e benefícios aos empregados, pagamentos a fornecedores, referentes a custeio e investimentos, empreendidos na aquisição de bens e serviços, em impostos, taxas e contribuições sociais aos Governos Federal, Estadual e Municipal.

14. PRINCIPAIS NÚMEROS DA COMPANHIA

DESCRIÇÃO	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010 (%)
ATENDIMENTO						
Número de Consumidores	812.266	848.763	892.391	949.436	1.010.066	6,4
Número de Empregados	1.099	1.220	1.350	1.330	1.460	9,8
Número de Consumidores por Empregado	739	695	661	714	692	(3,1)
Energia Fornecida (MWh) /Empregado	1.563	1.500	1.405	1.668	1.576	(5,5)
Número de Localidades Atendidas	223	224	224	224	224	0,0
Número de Agências	67	67	68	68	229	236,8
Número de Postos de Atendimento	29	30	30	30	0	0,0
Número de Postos de Arrecadação	1.743	1.577	1.505	1.506	1.432	(4,9)
MERCADO						
Área de Concessão (km)	251,5	251,5	251,5	251,5	251,5	0,0
Demanda Máxima (MW)	498	552	535	555	583	5,0
Distribuição Direta (GWh)	1.718	1.830	1.897	2.219	2.302	3,7
Consumo Médio Residencial por Consumidor (KWh/Ano)	84,3	86,2	89,2	102,3	116,4	13,8

Tarifas Médias de Fornecimento (R\$ por MWh)	302,41	311,5	319,5	313,9	332,9	6,1
TOTAL (EXCETO CURTO PRAZO)	1.717.853	1.830.480	1.896.627	2.218.863	2.301.659	3,7
Residencial (MWh)	710.125	759.959	807.695	989.528	1.028.674	4,0
Comercial (MWh)	350.847	369.849	388.716	453.775	491.319	8,3
Industrial (MWh)	207.291	235.932	231.367	251.424	245.273	(2,4)
Rural (MWh)	83.277	81.719	79.862	98.277	102.055	3,8
Suprimento (MWh) (Contrato Inicial)						
Outras Classes	366.313	383.021	388.987	425.859	434.338	2,0
OPERACIONAIS						
Número de Subestações	66	67	70	71	76	7,0
Linhas de Transmissão (km) ²	4.409	4.521	4.761	4.897	5.463	11,56
Redes de Distribuição (km)	39.208	42.439	45.690	54.083	61.936	14,5
Capacidade Instalada (MVA)	576	594	637	666	699	4,9

15. AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Ministério de Minas e Energia - MME, às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS, à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Operador Nacional do Sistema- ONS, aos Conselhos de Administração e Fiscal da Companhia Energética do Piauí ao Governo do Estado do Piauí, às Prefeituras Municipais, consumidores, fornecedores e prestadores de serviços, pelo trabalho harmônico e pela confiança depositada em nossa administração, o que vem permitindo à Companhia elevar mais ainda seu padrão de eficiência e competitividade.

Agradecimentos especiais aos Conselheiros e Diretores que atuaram no exercício de 2011, a seguir:

Diretoria Executiva:

Marcos Aurélio Madureira da Silva – Presidente, **Luís Hiroshi Sakamoto** - Diretor de Gestão, **Nellison Sergio Hoewell** - Diretor Interino de Assuntos Regulatórios e Projetos Especiais, **Luiz Armando Crestana** – Diretor Comercial, **Pedro Mateus de Oliveira** – Diretor de Planejamento e Expansão, **Ronaldo Ferreira Braga** – Diretor Financeiro e **Marcelino da Cunha Machado Neto** - Diretor de Operação.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO:

José da Costa Carvalho Neto – Presidente, **Marcos Aurélio Madureira da Silva** – conselheiro, **Telton Elber Correa** – Conselheiro, **Ricardo de Paula A. Monteiro** – Conselheiro, **José Roberto de M. R. P. Fernandes Júnior**- Conselheiro e **Sérgio Gonçalves de Miranda** – Conselheiro.

CONSELHO FISCAL:

Wagner Montoro Júnior- Presidente, **José Alberto Bezerra Magalhães** – Conselheiro e **Maria Teresa Pereira Lima** – Conselheira.

Aos nossos consumidores, renovamos o compromisso com a melhoria permanente dos serviços prestados.

Nossos reconhecimentos, também, aos empregados e demais colaboradores que demonstraram empenho e criatividade durante todo o exercício de 2011, com a certeza de que sem o fator humano não teria sido possível atingir os resultados obtidos.

Teresina-PI, Abril, 25 de 2012.

A Administração



Diário Oficial

COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ

Demonstrações Financeiras
Em 31 de dezembro de 2011
com Relatório dos Auditores Independentes

BALANÇOS PATRIMONIAIS

(Em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	(7)	45.208	64.647	126.998
Clientes	(8)	250.032	192.734	218.271
Tributos a recuperar	(9)	6.062	5.079	8.376
Direitos de ressarcimento	(10)	6.916	10.621	11.637
Almoxarifado	(11)	19.914	14.171	10.106
Outros	(12)	27.510	15.634	5.488
		355.642	302.886	380.876
NÃO CIRCULANTE				
Realizável a longo prazo				
Clientes	(8)	134.955	37.360	12.586
Tributos a recuperar	(9)	5.058	3.345	3.644
Cauções e depósitos vinculados	(13)	10.676	16.004	21.726
Ativo financeiro - concessões de serviço público	(14)	478.280	348.925	158.583
Outros	(12)	1.118	1.118	305
		630.087	406.752	196.844
Investimentos		146	146	146
Imobilizado	(15)	26.661	34.224	19.520
Intangível	(16)	23.103	72.738	85.985
		679.997	513.860	302.495
Total do Ativo		1.035.639	816.746	683.371

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PASSIVO A DESCOBERTO

	Nota	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
CIRCULANTE				
Financiamentos e empréstimos	(18)	92.979	77.162	66.383
Fornecedores	(19)	93.544	84.302	75.137
Tributos a recolher	(20)	65.374	44.221	52.630
Obrigações estimadas	(21)	16.954	14.183	20.556
Benefícios pós-emprego	(22)	14.497	18.952	8.741
Encargos setoriais	(23)	10.214	5.713	4.007
Pesquisa e desenvolvimento	(24)	18.985	14.260	28.631
Outros	(25)	34.773	22.695	18.655
		347.320	281.488	274.740
NÃO CIRCULANTE				
Financiamentos e empréstimos	(18)	383.048	344.515	357.430
Fornecedores	(19)			26.036
Provisões para contingências	(26)	75.240	74.235	51.851
Benefícios pós-emprego	(22)	83.406	85.899	89.956
Adiantamento para futuro aumento de capital	(27)	275.984	183.953	779.224
Pesquisa e desenvolvimento	(24)	24.787	22.283	
Tributos a recolher	(20)	30.139	45.584	9.650
Outros	(25)	870	870	1.170
		873.474	757.339	1.315.317
PASSIVO A DESCOBERTO				
Capital social	(28)	779.224	779.224	375.023
Reserva de capital				31.536
Prejuízos acumulados	(962.683)	(1.004.617)	(1.313.245)	
Outros resultados abrangentes	(1.696)	3.312		
		(185.155)	(222.081)	(906.686)
Total do Passivo e Passivo a Descoberto		1.035.639	816.746	683.371

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	Nota	2011	2010
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	(31)	805.228	870.855
CUSTO OPERACIONAL			
Custo com Energia Elétrica	(32)		
Energia elétrica comprada para revenda		(315.484)	(256.484)
Encargos de uso da rede de transmissão		(47.540)	(60.045)
		(363.024)	(316.529)
Custo de Operação	(33)		
Pessoal, material e serviços de terceiros		(123.946)	(128.961)
Depreciação e amortização		(20.268)	(10.957)
Outros		(3.904)	(5.500)
		(148.118)	(145.418)
Custo de Construção	(34)	(99.013)	(211.068)
LUCRO BRUTO		195.073	197.840
Despesas Operacionais	(35)	(119.988)	(236.273)
Lucro (prejuízo) do Serviço de Energia Elétrica		75.085	(38.433)
Resultado financeiro	(36)	(22.781)	(50.007)
Lucro (prejuízo) antes de Impostos		52.304	(88.440)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(37)	(10.370)	(9.491)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício		41.934	(97.931)
Lucro (prejuízo) básico por ação (em reais)		0,0538	(0,1257)
Lucro (prejuízo) diluído por ação (em reais)		0,0397	(0,1017)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2011	2010
Lucro (Prejuízo) do exercício	41.934	(97.931)
Outros componentes do resultado abrangente		
Perdas (ganhos) atuariais com obrigações de benefícios a empregados	(5.008)	3.312
Outros componentes do resultado abrangente do exercício, líquidos de impostos	(5.008)	3.312
Total do resultado abrangente do exercício	36.926	(94.619)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PASSIVO A DESCOBERTO

(Em milhares de reais)

	Capital Social	Reserva de capital	Prejuízos acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
Em 1º de janeiro de 2010	375.023	31.536	(1.295.922)		(889.363)
Ajustes de exercícios anteriores (nota 3.27)			(17.323)		(17.323)
Saldo de abertura ajustado	375.023	31.536	(1.313.245)		(906.686)
Resultado abrangente do exercício					
Prejuízo do exercício			(97.931)		(97.931)
Avaliação atuarial com benefício pós-emprego				3.312	3.312
Total do resultado abrangente do exercício			(97.931)	3.312	(94.619)
Contribuição dos acionistas					
Aumento de capital	404.201	(31.536)	406.559		779.224
Total da contribuição dos acionistas	404.201	(31.536)	406.559		779.224
Em 31 de dezembro de 2010	779.224		(1.004.617)	3.312	(222.081)
Resultado abrangente do exercício					
Lucro do exercício			41.934		41.934
Perda atuarial com benefício pós-emprego				(5.008)	(5.008)
Total do resultado abrangente do exercício			41.934	(5.008)	36.926
Em 31 de dezembro de 2011	779.224		(962.683)	(1.696)	(185.155)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
(Em milhares de reais)

	Nota	2011	2010
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Caixa líquido gerado (usado) nas atividades operacionais	38	(6.684)	159.488
Imposto de renda e contribuição social pagos		(679)	(9.491)
Amortização do benefício pós-emprego	22	(13.329)	(11.325)
		(20.692)	138.672
Caixa líquido gerado (usado) nas atividades de investimentos			
Fluxo de caixa das atividades de investimentos			
Baixas líquidas de bens do imobilizado	15	(3.364)	(16.452)
Baixas do intangível	16	31.827	(3.266)
Aquisição líquida do ativo financeiro - concessões de serviço público	14	(129.355)	(190.342)
Caixa líquido usado nas atividades de investimentos		(100.892)	(210.060)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Adiantamento para futuro aumento de capital	27	65.000	154.743
Ingressos de financiamentos e empréstimos	18.4	110.013	36.211
Amortização de financiamentos e empréstimos	18.4	(72.868)	(57.215)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento		102.145	133.739
Redução de caixa e equivalentes de caixa		(19.439)	62.351
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		64.647	126.998
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		45.208	64.647

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
(Em milhares de reais)

	2011	2010
Receitas		
Receitas de vendas de energia e serviços	1.085.252	987.533
Receita de construção	99.013	211.068
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	17.840	(92.002)
Receitas (despesas) operacionais	(1.971)	384
Insumos adquiridos de terceiros	(576.299)	(640.171)
Custo com energia elétrica	(363.024)	(316.529)
Custo de construção	(99.013)	(211.068)
Serviços de terceiros	(91.714)	(77.722)
Materiais	(6.530)	(4.569)
Outros custos operacionais	(16.018)	(30.283)
Valor adicionado bruto	623.835	466.812
Depreciação e amortização	(22.007)	(18.261)
Valor adicionado líquido gerado	601.828	448.551
Receitas financeiras	72.225	33.629
Valor adicionado a distribuir	674.053	482.180
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal	141.239	152.616
- Salário e outras remunerações	84.750	67.381
- Encargos sociais	43.005	49.566
- Outros	13.484	35.669
Governos	389.407	337.237
- Impostos, taxas e contribuições	389.407	337.237
Juros e demais despesas financeiras	95.006	83.637
Arrendamentos e aluguéis	6.467	6.621
Lucro (prejuízo) do exercício	41.934	(97.931)
Valor adicionado a distribuir	674.053	482.180

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

1. Contexto operacional

A Companhia Energética do Piauí, sociedade por ações de capital fechado, com o controle acionário da Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS, detentora de 100% do seu capital, é concessionária de serviço público de energia elétrica no Estado do Piauí, com sede social localizada na Av. Maranhão, 759/Sul – Teresina-PI.

A Companhia tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica, suprindo todos os 224 municípios do Estado do Piauí, com área de concessão de 251,5 km² e 3.148 mil habitantes, atendendo mais de 1.010 mil clientes, por meio de linhas e subestações, nas tensões de 138/69/34, 5/13, 8/7, 97 kV.

O sistema elétrico da Companhia é constituído, atualmente, de 5.463 km de linhas de subtransmissão, 76 subestações, 61.936 km de redes de distribuição e 36.945 transformadores de distribuição.

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto de continuidade operacional normal dos negócios da companhia.

No âmbito do plano de transformação da ELETROBRAS, celebrou-se o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE, no contexto de dar sustentação ao equilíbrio econômico-financeiro da empresa e atender as diretrizes estratégicas do sistema Eletrobrás.

No conjunto de diretrizes estratégicas, constam entre outras metas: assegurar resultado econômico-financeiro positivo e crescente; pagamento de dividendos aos acionistas; racionalidade dos gastos operacionais na realização de custos de pessoal, material, serviços de terceiros e outros – PMSO, no limite estabelecido na empresa de referência da ANEEL; aumentar o nível de adimplência de clientes; assegurar índice e padrões de qualidade de serviços prestados aos clientes, conforme estabelecido no contrato de concessão; assegurar nível de perdas de energia elétrica, dentro do limite regulatório estabelecido pela ANEEL; realizar investimentos em expansão, operação e manutenção das instalações elétricas, observando o compromisso de melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica aos clientes; realizar investimentos no programa luz para todos, para cumprir as metas de ligação de clientes rurais, estabelecidas pelo Governo Federal; aprimorar metas de gestão, melhoria do clima organizacional e rentabilidade dos investimentos.

2. Concessões

Em conformidade com o contrato de concessão nº 04/2001-ANEEL, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 12/02/2001, a Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todo o território do Estado do Piauí, com vigência até 07/07/2015, podendo ser prorrogada pelo período de até 20 anos.

3. Principais políticas contábeis

As demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011 foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2012.

As demonstrações estão de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em consonância com as disposições da Lei das Sociedades por Ações – Lei nº 6.404/76 e suas alterações posteriores, os Pronunciamentos, Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, os quais estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB.

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas envolvidas na preparação das mesmas foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração da Companhia para determinação do valor adequado a ser registrado nas respectivas demonstrações. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção da vida útil do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

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, periodicamente, não superior a um ano e faz avaliação das estimativas e políticas contábeis críticas, conforme Nota 3.29.

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2011. As demonstrações financeiras foram



preparadas utilizando-se do custo histórico como base de valor. As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas abaixo:

3.1 Conversão de saldos denominados em moeda estrangeira

A moeda funcional da Companhia é o real, mesma moeda de preparação e apresentação das demonstrações financeiras. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são convertidos para a moeda funcional (o real) 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.

3.2 Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo de alta liquidez, com vencimentos originais de até três meses, e com risco insignificante de mudança de valor, sendo o saldo apresentado líquido de saldos de contas garantidas na demonstração dos fluxos de caixa. As contas garantidas são demonstradas no balanço patrimonial como "Empréstimos", no passivo circulante.

3.3 Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros somente são reconhecidos a partir da data em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais. Quando reconhecidos, são inicialmente registrados a valor justo acrescido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à sua aquisição ou emissão, exceto no caso de ativos e passivos financeiros classificados na categoria a valor justo, por meio do resultado, onde tais custos são diretamente lançados no resultado do exercício. Sua mensuração subsequente ocorre na data de balanço, de acordo com as regras estabelecidas para cada tipo de classificação de ativos e passivos financeiros.

Ativos financeiros

A Companhia classifica seus ativos financeiros, no reconhecimento inicial, sob as seguintes categorias: mensurados ao valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis disponíveis para venda. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são ativos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda no curto prazo. Os ativos dessa categoria são classificados como ativos circulantes. Os principais ativos financeiros reconhecidos pela Companhia são: caixa e equivalentes de caixa, clientes, ativo financeiro - concessão de serviço público, cauções e depósitos vinculados e outras contas a receber.

Passivos financeiros

Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são: contas a pagar a fornecedores, prestadores de serviços e empréstimos e financiamentos. Esses passivos financeiros não são negociados antes do vencimento. Após reconhecimento inicial, são mensurados pelo custo amortizado, pelo método da taxa efetiva de juros. Os juros, atualização monetária e variação cambial, quando aplicáveis, são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

3.4 Clientes

Inclui o fornecimento da energia elétrica faturada e a faturar (estimativa), acréscimos moratórios, juros oriundos de atraso no pagamento, renegociação de dívida de clientes e energia comercializada a outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD) é constituída com base nos valores a receber dos clientes da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos 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. O montante constituído é considerado suficiente pela Administração para cobrir eventuais perdas na realização das contas a receber. Sobre os contratos de parcelamentos, as análises são feitas individualmente, onde o valor negociado é excluído da provisão, após o pagamento da terceira parcela.

3.5 Empréstimos e recebíveis

Os empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São apresentados como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia compreendem "Clientes e demais contas a receber" e "Caixa e equivalentes de caixa" (Nota 6). Após reconhecimento inicial são mensurados pelo custo amortizado pelo método da taxa efetiva de juros. Os juros, atualização monetária, variação cambial, menos perdas do valor recuperável, quando aplicável, são reconhecidos no resultado quando incorridos.

3.6 Impairment de ativos financeiros

A Companhia avalia na data de cada balanço se há evidências objetiva de que um ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e as perdas por *impairment* são incorridas somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos (um "evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

3.7 Almoarifado

Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante (almoarifado administrativo) estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização. As provisões para estoques de baixa rotatividade ou obsoletos são constituídas quando consideradas necessárias pela administração da Companhia.

3.8 Ativo financeiro - concessões de serviço público

Refere-se à parcela estimada 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 da interpretação técnica ICPC 01 – Contratos de concessão e da orientação técnica OCPC 05 – Contratos de concessão. Essa parcela de infraestrutura 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. (Nota 14)

3.9 Imobilizado

É avaliado ao custo de aquisição ou construção, acrescido de juros capitalizados durante o período de construção, quando aplicável. As depreciações são calculadas pelo método linear de acordo com a vida útil dos ativos (Nota 15). A Companhia calcula e contabiliza as quotas de amortização para seus bens com aplicação das taxas, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 2 de junho de 2009. As principais taxas anuais são as seguintes:

<u>Administração/Comercialização</u>	<u>Taxa %</u>
Equipamentos gerais	6,25
Edificações - outras	3,33
Veículos de uso administrativo	14,29
Equipamentos gerais de informática	16,67
Urbanização e benfeitorias	3,33
Sistema de vigilância eletrônica	4
Software	20

Em função da adoção do pronunciamento técnico OCPC 01, os valores registrados como ativo imobilizado referem-se basicamente a bens de uso administrativo. Os demais ativos geradores de receita e vinculados a concessão foram reclassificados para ativos financeiros e intangíveis.

3.10 Ativos intangíveis

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica.

A vida útil econômica dos bens é estabelecida pela ANEEL, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável.

A Companhia calcula e contabiliza as quotas de amortização com aplicação das taxas respeitando a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição limitado ao prazo de concessão. Também são reconhecidos os gastos inerentes à aquisição de softwares corporativos. Os ativos intangíveis são avaliados ao custo de aquisição deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A administração da Companhia entende que a amortização do intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

Os novos ativos são registrados inicialmente no ativo intangível, mensurados pelo custo de aquisição. Quando da sua entrada em operação são bifurcados entre ativo financeiro e intangível.

Os gastos associados à manutenção dos softwares são reconhecidos, quando incorridos, como despesa do exercício (Nota 16).

3.11 Impairment de ativos não financeiros

A Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável. Quando tais evidências são identificadas e o valor contábil líquido excede o valor recuperável é constituída provisão para deterioração, ajustando-se o valor contábil líquido ao valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido com base no valor em uso.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa.

3.12 Outros ativos e passivos

Os demais ativos estão apresentados ao valor de realização, incluindo, quando aplicável, os rendimentos e variações monetárias auferidas. Os demais passivos estão representados por valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridas.

Um ativo é reconhecido no balanço quando for provável que seus benefícios econômicos futuros sejam gerados em favor da Companhia e seu custo ou valor puder ser mensurado com segurança.

Um passivo é reconhecido no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, sendo provável que um recurso econômico seja requerido para liquidá-lo. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

Os ativos e passivos são classificados como circulantes quando sua realização ou liquidação seja provável que ocorra nos próximos doze meses. Caso contrário, são demonstrados como não circulantes.

3.13 Fornecedores e prestadores de serviços

As contas a pagar aos fornecedores e prestadores de serviços são obrigações referentes a bens ou serviços que foram adquiridos de fornecedores e prestadores de serviços no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano. Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante.

As mesmas são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método de taxa efetiva de juros. Na prática, são normalmente reconhecidas ao valor da fatura correspondente.

3.14 Financiamentos e empréstimos

Após reconhecimento inicial, financiamentos e empréstimos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetivos. 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 de juros efetivos.

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infraestrutura 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. 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 exercício, quando incorridos.

3.15 Benefícios pós-emprego

A Companhia é patrocinadora da Fundação CEPISA de Seguridade Social – FACEPI, entidade fechada de previdência complementar, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios pós-emprego, relativos a complementação aos benefícios concedidos pelo sistema previdenciário oficial.

Os benefícios previdenciários concedidos pela FACEPI são suplementações de aposentadoria por invalidez, aposentadorias por tempo de serviço e por idade, pensão por morte, aposentadoria especial e de ex-combatente e abono anual. Esses benefícios são garantidos através de dois planos: o primeiro, mais antigo, tem a característica de Plano de Benefício Definido – BD, que garante renda vitalícia aos beneficiários. O outro, com a característica de Plano de Contribuição Definida – CD, implementado a partir de 2010, garante rendas por prazos definidos de acordo com a capitalização ocorrida no período de atividade.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano, com os ajustes de custos de serviços passados não reconhecidos. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

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 as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em "outros resultados abrangentes" durante o período esperado de serviço remanescente dos funcionários.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado, a menos que as mudanças do plano de pensão estejam condicionadas à permanência do empregado no emprego, por um período de tempo específico (o período no qual o direito é adquirido). Nesse caso, os custos de serviços passados são amortizados pelo método linear durante o período em que o direito foi adquirido.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia não tem nenhuma obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas.

3.16 Encargos setoriais

São obrigações derivadas dos encargos do consumidor de energia elétrica, estabelecidos em lei federal e normatizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, conforme descritas abaixo:

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.

Cota de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras 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.

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.

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

O valor da taxa de fiscalização incidente sobre a distribuição de energia elétrica é diferenciada e proporcional ao porte do serviço concedido. Esta é calculada anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pela concessionária.

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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

3.17 Pesquisa e desenvolvimento

Programas de Eficiência Energética (PEE) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

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

3.18 Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

As provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas são reconhecidas quando:

- I. a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada (*constructive obligation*) como resultado de eventos passados;
- II. é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação; e,
- III o valor tiver sido estimado com segurança.

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.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando-se uma taxa antes de impostos, a qual reflita as avaliações atuais de mercado, do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

3.19 Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

A receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica está sujeita a impostos, taxas e contribuições que são apresentados como deduções da receita bruta na demonstração do resultado.

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável na alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para os lucros que excederem R\$ 240 mil no período de 12 meses, enquanto que contribuição social é calculada à alíquota de 9% sobre o lucro tributável reconhecido pelo regime de competência, portanto as inclusões ao lucro contábil de despesas, temporariamente não dedutíveis, ou exclusões de receitas, temporariamente não tributáveis, consideradas para apuração do lucro tributável corrente geram créditos ou débitos tributários diferidos. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

Impostos diferidos

Os créditos tributários diferidos decorrentes de prejuízo fiscal ou base negativa da contribuição social são reconhecidos somente na extensão em que seja provável que existirá base tributável positiva para a qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas.

Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias na data do balanço entre as bases fiscais de ativos, passivos e seus valores contábeis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e perdas tributárias não utilizadas, na extensão em que seja provável que o lucro tributável esteja disponível para que as diferenças temporárias dedutíveis possam ser realizadas, e créditos e perdas tributárias não utilizadas possam ser utilizadas.

3.20 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 as informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da administração da Companhia, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente.

3.21 Ajuste a valor presente de ativos e passivos

Os ativos e passivos monetários de longo prazo e os de curto prazo são ajustados pelo seu valor presente quando o efeito é considerado relevante em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

O ajuste a valor presente é calculado levando-se em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros explícita, e em

certos casos, implícita, dos respectivos ativos e passivos. Dessa forma, os juros embutidos nas receitas, despesas e custos associados a esses ativos e passivos são descontados com o intuito de reconhecê-los, em conformidade com o regime de competência dos exercícios. Posteriormente, esses juros são realocados nas linhas de despesas e receitas financeiras no resultado, por meio da utilização do método da taxa efetiva de juros em relação aos fluxos de caixa contratuais.

As taxas de juros implícitas aplicadas foram determinadas com base em premissas e são consideradas estimativas contábeis.

3.22 Adiantamento para futuro aumento de capital

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a capital, concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo exigível não circulante e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pela taxa SELIC.

3.23 Lucro por ação

O lucro por ação é calculado considerando o número médio ponderado de ações ordinárias em vigor durante o ano, de acordo com o pronunciamento CPC 41 – Resultado por Ação.

3.24 Direito de ressarcimento

As subvenções econômicas do subsídio da baixa renda a ser ressarcida pelo fundo da CDE administrado pela Eletrobrás são reconhecidas no resultado pelo regime de competência (Nota 10).

3.25 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 apresentada com dedução dos impostos, e eventuais correções de faturamento e taxas regulamentares.

Receita não faturada

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

Receita de construção

A ICPC 01 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 à 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 infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e,
- III. a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura 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.

Receita Financeira

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando-se o método da taxa efetiva de juros. Quando uma perda (impairment) é identificada e aplicável a um contas a receber, a

Companhia reduz o valor contábil para seu valor recuperável, que corresponde ao fluxo de caixa futuro estimado, descontado à taxa efetiva de juros original do instrumento.

Receita de Remuneração do Ativo Financeiro

A receita do ativo financeiro da Companhia é apurada por meio do WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrado mensalmente na tarifa dos clientes.

3.26 Demonstrações dos fluxos de caixa

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o pronunciamento CPC 03 – Demonstração dos fluxos de caixa

3.27 Demonstração do Valor Adicionado

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações contábeis e como informação suplementar às demonstrações contábeis consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações contábeis e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado.

Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

3.28 Reapresentação de cifras comparativas,

As demonstrações financeiras 31 de dezembro e 1º de janeiro de 2010, apresentadas para fins de comparação, também foram ajustadas em relação à correção de erros mencionada abaixo, e estão sendo reapresentadas. Os efeitos dessa reapresentação são demonstradas a seguir:

	31/12/2010			01/01/2010		
	Original	Ajuste	Ajustado	Original	Ajuste	Ajustado
Ativo						
Circulante	302.886		302.886	380.876		380.876
Não circulante	513.860		513.860	302.495		302.495
Total do ativo	816.746		816.746	683.371		683.371
Passivo e passivo a descoberto						
Circulante	276.683	4.805	281.488	267.066	7.674	274.740
Não circulante	744.542	12.797	757.339	1.305.668	9.649	1.315.317
Passivo a descoberto	(204.479)	(17.602)	(222.081)	(889.363)	(17.323)	(906.686)
Total do passivo e passivo a descoberto	816.746		816.746	683.371		683.371

O ajuste de R\$ 17.323 efetuado em 1º de janeiro de 2010 refere-se, exclusivamente, aos parcelamentos de INSS e FGTS, nos valores de R\$ 13.923 e R\$ 3.400, respectivamente.

O montante dos ajustes efetuados em 31 de dezembro de 2010 refere-se aos parcelamentos de INSS e FGTS no total de R\$ 32.317 (sendo, R\$ 28.066 de INSS e R\$ 4.251 de FGTS) e ajuste de valor de avaliação atuarial de R\$ 14.715.

Demonstração do resultado ajustada em 31 de dezembro de 2010:

	31/12/2010		
	Original	Ajuste	Ajustado
Resultado			
Receita operacional líquida	870.855		870.855
Custo	(664.019)	(8.996)	(673.015)
Despesas operacionais	(230.276)	(5.997)	(236.273)
Resultado Financeiro	(35.659)	(14.348)	(50.007)
Imposto de renda e contribuição social	(9.491)		(9.491)
Prejuízo do exercício	(68.590)	(29.341)	(97.931)

Os montantes de R\$ 8.996 e R\$ 5.997 referem-se aos ajustes decorrentes do parcelamento de INSS e FGTS de competência do exercício de 2010; enquanto o montante de R\$ 14.348 refere-se ao ajuste de avaliação atuarial.

3.28 Pronunciamentos Técnicos revisados pelo CPC em 2011

Alguns procedimentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e têm a sua adoção obrigatória para o período iniciado em 01 de janeiro de 2011. Tais procedimentos não tiveram qualquer impacto nas demonstrações financeiras da Companhia, visto que, os requerimentos estabelecidos pelas normas e interpretações já vêm sendo adotados pela Companhia na elaboração de suas demonstrações financeiras.

Novas normas, alterações e interpretações de normas que ainda não estão em vigor em 31 de dezembro de 2011:

O International Accounting Standards Board - IASB emitiu os seguintes pronunciamentos contábeis (as normas estão apresentadas com sua codificação IFRS, pois ainda não existem Pronunciamentos do CPC correspondentes), cuja adoção obrigatória deverá ser feita para os próximos exercícios sociais:

- a) IFRS 9 – Instrumentos Financeiros – O IFRS 9 estabelece os princípios de divulgação de ativos e passivos financeiros que irão apresentar informações úteis e relevantes para avaliação dos valores, época e incertezas dos fluxos de caixa futuros.
- b) IFRS 12 - Divulgação de participação em outras entidades - O IFRS 12 trata das exigências de divulgação para todas as formas em outras entidades, incluindo acordos conjuntos, associações, participações com fins específicos e outras participações não registradas contabilmente. O IFRS 12 substitui requerimentos previamente incluídos nos IAS 27 (CPC 35), IAS 31 (CPC 19) e IAS 28 (CPC 18).
- c) IFRS 13 – Mensuração a valor justo - emitida em maio de 2011 o IFRS 13 define o conceito do valor justo e estabelece em uma única norma os aspectos de sua mensuração e os requerimentos de divulgação a ele relacionados, reduzindo a complexidade, aperfeiçoando a consistência de sua aplicação e aprimorando a comparabilidade das informações apresentadas nas demonstrações financeiras.
- d) IAS 19 – Benefícios a empregados - emitida em junho de 2011, a revisão da norma elimina a abordagem do “corredor” que permite o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no resultado. De acordo com o IAS 19 revisado, os ganhos ou perdas do passivo atuarial deverão ser reconhecidos em outros resultados abrangentes. As alterações do pronunciamento são aplicáveis aos períodos anuais que se iniciarem a partir 01 de janeiro 2013. Como consequência da aplicação da alteração na norma, os ganhos atuariais não registrados pela Companhia serão reconhecidos no seu balanço patrimonial a partir daquela data e os ganhos e perdas atuariais apurados a partir daquela data serão reconhecidos em outros resultados abrangentes.
- e) IAS 1 – Apresentação de itens de outros resultados abrangentes - emitida em junho de 2011, a revisão do IAS 1 abordou aspectos relativos à divulgação de itens de outros resultados abrangentes e estabeleceu a necessidade de segregar os itens que podem, ou não, serem potencialmente reclassificáveis para o resultado, quando determinadas condições forem cumpridas. As alterações da norma são efetivas para períodos anuais iniciando-se a partir de 01 de janeiro 2013.

A Companhia está analisando os impactos desses novos pronunciamentos em suas demonstrações financeiras, enquanto aguarda a aprovação das normas internacionais pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis Brasileiro. Em decorrência do compromisso do CPC e da CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitidas com base nas atualizações realizadas pelo IASB, é esperado que esses pronunciamentos, alterações e interpretações sejam editados pelo CPC e aprovados pela CVM, até a data de sua aplicação obrigatória.

Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio divulgado pela Companhia.

3.29 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras da Companhia requer que a administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetem os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

Estimativas e Premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco em causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro, são discutidas a seguir.

- a. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD

Essa provisão é fundamentada em análise dos créditos pela administração, que leva em consideração o histórico e os riscos envolvidos em cada operação, e é constituída em montante considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber.
- b. Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe, quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é baseado no valor em uso. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento até o final da concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido com investimentos futuros significativos que melhorem a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.
- c. Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões do serviço público

A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final do contrato de concessão, com direito de recebimento integral de indenização pelo poder concedente, sobre os investimentos ainda não amortizados. Existe discussão de interpretação legal e regulatória sobre a base de determinação do valor indenizável, havendo diferentes interpretações.

Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, a Companhia adotou a premissa de que será indenizada pelo valor residual contábil ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos que possuem cláusula de indenização prevista no contrato de concessão, norteados pela ICP-01 (IFRIC-12).

d. Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época de resultados tributáveis futuros. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições em que opera.

O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência de auditorias fiscais anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes, no respectivo domicílio da Companhia.

e. Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas cíveis, trabalhistas e fiscais. A avaliação da probabilidade de perda inclui as evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados internos e externos.

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.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras, devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A administração da Companhia revisa suas estimativas e premissas em bases mensais.

f. Compromissos com o meio ambiente

A provisão de gastos referentes às demandas ambientais está consubstanciada nas previsões, premissas e critérios definidos pela administração, nos termos do CPC – 25 (Provisões, Ativos Contingentes e Passivos Contingentes) em atendimento às exigências dos órgãos públicos - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA na esfera federal e a Secretaria de Estado do Meio Ambiente – SEDAM, na esfera estadual – competentes para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos.

Na hipótese dos gastos decorrerem de questões ambientais, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional.

O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos avençados entre as partes.

g. Ativo financeiro – concessão de serviços públicos

Conforme divulgado na nota 14, a administração da Companhia, com base nas características estabelecidas no contrato de concessão celebrado junto a ANEEL, nº 004/2001 e seus aditivos, entende que estão atendidas as condições para a aplicação da ICPC 01 e da OCPC 05, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados. Assim, a Companhia estimou o ativo financeiro indenizável oriundo da concessão, considerando os investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão, sendo tais montantes classificados como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. A parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos clientes.

4. Gestão de Risco Financeiro

4.1 Fatores de risco financeiro

Risco de crédito

A política da Companhia considera o risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios, bem como no acompanhamento dos prazos concedidos. São procedimentos adotados a fim de minimizar eventuais problemas de inadimplência em seu contas a receber de clientes.

A Companhia não realiza análise de crédito previamente ao início do fornecimento de energia, pois como distribuidora de energia elétrica, é regida por contrato de concessão, bem como pela regulamentação do setor elétrico e obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão.

Para recuperação da inadimplência a Companhia atua por meio de:

- i. Programas de renegociação dos débitos pendentes;
- ii. Negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito;
- iii. Suspensão do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente;
- iv. Contratação de empresa especializada na cobrança de contas em atraso e
- v. Cobrança judicial.

Risco de liquidez

É o risco da Companhia não dispor de recursos líquidos suficientes para honrar seus compromissos financeiros, em decorrência de descompasso de prazo ou de volume entre os recebimentos e pagamentos previstos. Para administrar a liquidez do caixa são estabelecidas premissas de desembolsos e recebimentos futuros, sendo monitoradas diariamente pela Diretoria financeira.

Os eventuais saldos de caixa auferidos pela Companhia, além dos programados para administração do capital circulante, é transferido para contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo e depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos dentro das limitações legais que requer a concessão, com vencimentos apropriados ou liquidez suficiente para fornecer margem, conforme determinado pelas previsões acima mencionadas.

Abaixo, apresentamos os saldos das contas de financiamentos e empréstimos, fornecedores, encargos setoriais e pesquisa e desenvolvimento:

Em 31 de dezembro de 2011	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos
Financiamentos e empréstimos	92.979	383.048
Fornecedores	93.544	
Encargos setoriais	10.214	
Pesquisa e desenvolvimento	18.985	24.787
	215.722	407.835
Em 31 de dezembro de 2010	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos
Financiamentos e empréstimos	77.162	344.515
Fornecedores	84.302	
Encargos setoriais	5.713	
Pesquisa e desenvolvimento	14.260	22.283
	181.437	366.798
Em 1º de janeiro de 2010	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos
Financiamentos e empréstimos	66.383	357.430
Fornecedores	75.137	26.036
Encargos setoriais	4.007	
Pesquisa e desenvolvimento	28.631	
	174.158	383.466



Política de gestão de riscos financeiros

A administração da Companhia privilegia liquidez e segurança, seguindo as diretrizes da política de risco e aplicações financeiras, aprovadas pelo Conselho de Administração.

4.2 Fatores de risco de mercado

Risco com taxa de juros - O risco associado é oriundo da possibilidade da Companhia incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos.

Esse risco é mitigado pelo fato da Companhia concentrar a captação de seus empréstimos com a Eletrobrás, a juros fixos, conforme divulgado na Nota 18.

4.3 Gestão de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar sua estrutura de capital, são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e qualidade nas obrigações previstas no contrato de concessão, além de manter o equilíbrio necessário para a redução dos seus custos.

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim sumariados:

	Nota	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2011
Total dos financiamentos e empréstimos	(18)	476.027	421.677	423.813
Menos: caixa e equivalentes de caixa	(7)	(45.208)	(64.647)	(126.998)
Dívida líquida		430.819	357.030	296.815
Total do capital		779.224	779.224	375.023
Índice de alavancagem financeira - %		55%	46%	79%

5. Instrumentos financeiros por categoria

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos (especulativos ou não especulativos).

A Companhia opera com diversos instrumentos financeiros, dentre os quais se destacam: disponibilidades, incluindo aplicações financeiras, contas a receber de clientes, ativo financeiro indenizável (concessão), contas a pagar a fornecedores e empréstimos e financiamentos que se encontram registrados em contas patrimoniais, por valores compatíveis de mercado em 31 de dezembro de 2011 e 2010.

	Valor justo por meio do resultado	Empréstimos e recebíveis	Outros Passivos Financeiros
31 de dezembro de 2011			
Ativos, conforme balanço patrimonial			
Caixa e equivalentes de caixa	45.208		
Clientes e demais contas a receber		384.987	
Ativo Financeiro - concessões de serviço público		478.280	
Total	45.208	863.267	
31 de dezembro de 2011			
Passivo, conforme balanço patrimonial			
Financiamentos e empréstimos		476.027	
Fornecedores, encargos setoriais e pesquisa e desenvolvimento		147.530	
Total		623.557	

31 de dezembro de 2010

Ativos, conforme balanço patrimonial

	Valor justo por meio do resultado	Empréstimos e recebíveis
Caixa e equivalentes de caixa	64.647	
Clientes e demais contas a receber		230.094
Ativo Financeiro - concessões de serviço público		348.925
Total	64.647	579.019

31 de dezembro de 2010

Passivo, conforme balanço patrimonial

	Valor justo por meio do resultado	Outros Passivos Financeiros
Financiamentos e empréstimos		421.677
Fornecedores, encargos setoriais e pesquisa e desenvolvimento		126.558
Total		548.235

1º de janeiro de 2010

Ativos, conforme balanço patrimonial

	Valor justo por meio do resultado	Empréstimos e recebíveis
Caixa e equivalentes de caixa	126.998	
Clientes e demais contas a receber		230.857
Ativo Financeiro - concessões de serviço público		158.583
Total	126.998	389.440

1º de janeiro de 2010

Passivo, conforme balanço patrimonial

	Valor justo por meio do resultado	Outros Passivos Financeiros
Financiamentos e empréstimos		423.813
Fornecedores, encargos setoriais e pesquisa e desenvolvimento		133.811
Total		557.624

6. Qualidade do crédito dos ativos financeiros

6.1 Contas a Receber de Clientes e demais contas a receber:

Recebíveis por classe	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Grupo I			
Residencial	83.300	62.946	55.033,00
Poder público	18.398	18.088	15.667
Iluminação pública	4.270		
Outras	2.859	12.046	6.542
	108.827	93.080	77.242
Grupo II			
Industrial	5.391	2.543	5.613
Comercial	23.597	16.593	15.167
Rural	5.340	4.079	3.611
Serviço público	4.385	2.638	
Suprimento	13.568	2.658	2.597
Parcelamentos Líquidos de PCLD	176.455	66.237	86.916
	228.736	94.748	113.904
Grupo III			
Fornecimento não Faturado (*)	47.424	42.266	39.711
Total de Recebíveis	384.987	230.094	230.857

O total de recebíveis demonstrados acima é representado por faturas de energia elétrica a vencer ou vencidos não incluídos na PCLD, estes foram classificados de acordo com a taxa de inadimplência apurada pela área comercial da Companhia conforme descrito abaixo:

Grupo I – Nível de inadimplência compreendido até 20% do total de recebíveis;

Grupo II - Nível de inadimplência compreendido acima de 20,01% do total de recebíveis; e,

Grupo III – Energia vendida e não faturada em função do calendário de faturamento. Estes são reclassificados nos demais grupos na medida em que são efetuadas leituras periódicas.

(*) A Companhia realiza a leitura de energia dos seus clientes através de um calendário. Para a leitura de todos os clientes no período de 30 dias, os mesmos são divididos em rotas específicas de leituras, contemplando regiões próximas e ou grupo de clientes similares.

Do exposto ocorre uma defasagem entre a realização da leitura do faturamento com o calendário civil. Esses fatos associados resultam na renda não faturada, ou seja, a necessidade de ajustar a competência do faturamento realizado, com o calendário civil.

A apuração da renda não faturada ocorre mensalmente, sendo lançada, de acordo com cada livro de leitura e pode ser explicitada da seguinte forma:

$$RNF = (A/B)*C$$

Onde: RNF = Renda Não Faturada

A = Faturamento do mês por livro

B = Número de dias do período de consumo, correspondente ao livro faturado.

C = Número de dias decorridos entre a data da última leitura, correspondente ao livro faturado e o último dia do mês de faturamento.

Deste modo, são reconhecidos como receita de renda não faturada os valores apurados referentes aos dias que faltaram para completar o calendário civil e estornados no mês seguinte, quando há a efetivação do faturamento.

6.2 Caixa e Equivalentes de caixa:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Banco do Brasil S/A.	10.135	7.536	8.541
Caixa Econômica Federal	4.402	5.813	5.516
Banco Bradesco S/A	4	2	679
Banco Santander Banespa S/A	71	30	46
Fundo Fixo de Caixa - Tesouraria	205	206	198
Total	14.817	13.587	14.980

OBS: Os saldos apresentados neste grupo correspondem a valores disponíveis com liquidez imediata.

7. Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Bancos Conta - Movimento	14.612	13.381	14.782
Fundo Fixo de Caixa	205	206	198
Aplicações Financeiras	30.391	51.060	112.018
Total	45.208	64.647	126.998

Estão contabilizadas as aplicações financeiras de curto prazo junto ao Banco do Brasil Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S/A – BB-DTVM, nos termos da legislação específica para as empresas estatais, emanada do decreto-lei nº 1.290, de 3 de dezembro 1973, com as alterações decorrentes da Resolução nº 3.284, de 25 de maio de 2005, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para aplicações das empresas públicas e das sociedades de economia mista integrantes da administração federal indireta. A exposição da aplicação financeira ao risco de taxa de juros está divulgada na nota 4.2.

8. Clientes

A composição da conta clientes está composta da seguinte forma:

Circulante			
Clientes	399.464	392.885	344.142
Parcelamentos de créditos de energia elétrica	72.693	46.399	79.137
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	8.2 (222.125)	(246.550)	(205.008)
Subtotal	8.1 250.032	192.734	218.271
Não Circulante			
Parcelamentos de créditos de energia elétrica	185.131	80.951	12.586
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	8.2 (50.176)	(43.591)	
Subtotal	8.3 134.955	37.360	12.586
Total Geral	384.987	230.094	230.857

O aumento verificado na conta de clientes entre 31 de dezembro de 2011 e 2010 no montante de R\$ 154.893 refere-se principalmente à recuperação dos créditos de energia elétrica dos consumidores, em função dos parcelamentos efetuados no exercício de 2011, os quais apresentaram um aumento de R\$ 130.474.

8.1 Clientes

Circulante	Saldos Vencidos			TOTAL		
	Saldos vencidos	Até 90 dias	Após 90 dias	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2011
Residencial	35.177	58.138	2.520	95.835	73.731	64.900
Industrial	5.116	3.043	33.064	41.223	40.059	38.016
Comércio, serviços e outras atividades	12.455	15.888	21.896	50.239	40.839	35.225
Rural	2.014	3.309	11.489	16.812	14.747	13.075
Poder Público						
Federal	1.112	1.257	163	2.532	1.893	2.236
Estadual	2.483	697	219	3.399	3.895	3.139
Municipal	8.863	5.487	993	15.343	22.457	22.363
Iluminação pública	3.790	1.943	(1.406)	4.327	5.201	5.039
Serviço público	3.471	1.453	93.390	98.314	121.091	96.064
Outros	345	848	2.335	3.528	17.157	14.886
Subtotal	74.826	92.063	164.663	331.552	341.070	294.943
Concessionárias	13.308		7.180	20.488	9.549	9.488
Fornecimento não faturado			47.424	47.424	42.266	39.711
Subtotal	88.134	92.063	219.267	399.464	392.885	344.142

8.2 Parcelamento de Créditos de Energia Elétrica

Representa os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de clientes inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia.

Circulante	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
	Residencial	26.323	8.417
Industrial	5.912	1.975	5.079
Comercial	10.804	3.507	7.390
Rural	2.460	946	2.300
Poder público	22.119	29.839	19.553
Iluminação pública	2.919	920	11
Serviço público	2.156	795	31.392
Subtotal	72.693	46.399	79.137
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(31.193)	(17.522)	
Subtotal	41.500	28.877	79.137
Não circulante			
Residencial	19.991	28.286	5.061
Industrial	4.059	3.808	1.066
Comercial	19.274	7.828	2.360
Rural	1.731	1.531	513
Poder público	79.110	24.459	2.776
Iluminação pública	33.602	10.116	12
Serviço público	27.364	4.923	798
Subtotal	185.131	80.951	12.586
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(50.176)	(43.591)	
Subtotal	134.955	37.360	12.586
Total dos Parcelamentos	176.455	66.237	91.723



Diário Oficial

O aumento verificado nos saldos parcelamentos dos créditos de energia elétrica dos consumidores entre 31 de dezembro de 2011 e 2010 no montante de R\$ 130.474 foi motivado pela renegociação efetuada, principalmente com as classes poder público municipal e industrial, com a consequente recuperação dos créditos de energia elétrica, anteriormente baixados como perda.

8.3 Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Os saldos da provisão para créditos de liquidação duvidosa por classe de clientes estão demonstrados a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Classe de consumidor			
Residencial	12.535	10.785	9.867
Industrial	35.832	37.516	32.403
Comercial	26.642	24.246	20.058
Rural	11.472	10.668	9.464
Poder público			
Federal	712	694	637
Estadual	356	1.596	566
Municipal	1.808	7.867	10.868
Iluminação pública	57	10.312	10.238
Serviço público	93.929	118.453	99.209
Parcelamentos de contas de energia	81.369	61.113	
Suprimento	6.920	6.891	6.891
Outras	669		4.807
	272.301	290.141	205.008
Circulante	222.125	246.550	205.008
Não Circulante	50.176	43.591	

A movimentação ocorrida nos saldos da provisão para créditos de liquidação duvidosa está apresentada a seguir:

Movimentação	R\$
Em 1º de janeiro de 2010	(205.008)
Constituição de provisão	(91.833)
Baixa de títulos considerados incobráveis	6.700
Em 31 de dezembro de 2010	(290.141)
Constituição de provisão	(61.379)
Baixa de títulos considerados incobráveis	79.219
Em 31 de dezembro de 2011	(272.301)

9. Tributos a recuperar

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Circulante			
Imposto de Renda - IR/ Contribuição Social - CSLL	9.1	976	757
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	9.2	4.018	3.135
Programa de Integração Social - PIS		191	209
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social		877	967
Outros		11	483
	6.062	5.079	8.376
Não Circulante			
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	9.2	5.058	3.345
	11.120	8.424	12.020

9.1 Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

O imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e a 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 27/12/1996, além das antecipações de aplicações financeiras e órgãos públicos e retenção na fonte referente a serviços prestados.

9.2 ICMS a recuperar

Com base na Lei Complementar nº 102/2002, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar no Controle de Apropriação de Crédito do ICMS do Ativo Permanente - CIAP, decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo Intangível. Tais créditos ficam disponíveis para serem compensados com o pagamento de ICMS sobre o faturamento mensal na razão de 1/48. Estes foram ajustados a valor presente conforme Deliberação CVM nº. 564, de 17 de dezembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 12.

10. Direito de ressarcimento

Neste grupo a Companhia registra a tarifa social de baixa renda, direito estabelecido pelo Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, cujo impacto é significativo na receita operacional da Companhia.

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Tarifa social de baixa renda	6.916	10.621	11.637

O programa beneficia famílias que tenham renda familiar mensal per capita de até meio salário mínimo ou até três salários mínimos quando houver, entre seus membros, portador de doença ou patologia cujo tratamento necessite de equipamentos que dependam do consumo de energia. Indígenas, quilombolas e aqueles que recebem o Benefício de Prestação Continuada (BPC). Os valores das subvenções são apurados mensalmente e após homologação pela ANEEL os recursos financeiros são liberados pela ELETROBRAS.

O reconhecimento dessa subvenção econômica na receita, no que diz respeito à redução dos valores faturados, tem como contrapartida o ativo circulante.

11. Almoxxarifado

O almoxxarifado é demonstrado ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor. O método de avaliação dos estoques é o da média ponderada móvel. O valor líquido de realização é o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, menos os custos estimados de conclusão e os custos estimados necessários para efetuar a venda.

Estão classificados neste grupo os materiais e equipamentos da concessionária destinados para consumo nas suas atividades.

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Almoxxarifado	7.322	6.674	4.126
Destinados a alienação	3.256	7.369	5.852
Outros	9.336	128	128
	19.914	14.171	10.106

12. Outros ativos

Os outros ativos são compostos pelas seguintes contas:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Adiantamentos a empregados	1.666	326	
RGR a compensar	1.080	1.641	
Serviços em curso	12.079	6.157	1.166
Títulos a receber	972	347	1.995
Desbloqueio ações cíveis/fiscais/trabalhistas		6.445	2.047
Alienações em curso	10.499		
Outros	2.332	1.836	585
	28.628	16.752	5.793
Circulante	27.510	15.634	5.488
Não Circulante	1.118	1.118	305

13. Cauções e depósitos vinculados

Abaixo detalhamento das cauções e depósitos vinculados:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Depósitos vinculados	8.019	13.440	18.555
Atualização de ações cíveis/fiscais/trabalhistas	2.657	2.564	3.171
Total	10.676	16.004	21.726

14. Ativo financeiro - concessões de serviço público

O Contrato de Concessão e seus aditivos, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Companhia (Concessionário - Operador) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, onde:

- o contrato estabelece quais os serviços e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- estabelece também padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores. O operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura do contrato. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente, mediante pagamento de indenização; e,
- o preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido no contrato de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão, a Companhia entende que estão atendidas as condições para a aplicação da LCPC 01 e da OCPC 05, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

- parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão, classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e,
- parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público. Neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão. Esta, a ser recebida diretamente do Poder Concedente. Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido, onde os valores apresentados sofreram a seguinte movimentação:

	Em serviço		Em curso		Total		
	Obrigações especiais	Valor líquido	Obrigações especiais	Valor líquido			
Em 1º de janeiro de 2010	220.407	(91.426)	128.981	113.069	(83.467)	29.602	158.583
Adições		(32.009)	(32.009)	215.347	215.347	103.338	
Baixas				7.004	7.004	7.004	
Transferências	113.723		113.723		(113.723)		
Em 31 de dezembro de 2010	334.130	(123.435)	210.695	214.693	(76.463)	138.230	348.925
Adições		(115.881)	(115.881)	376.894	(71.166)	305.728	189.847
Baixas	(134.392)	4.044	(130.348)		69.856	69.856	(60.492)
Transferências	385.676		385.676		(385.676)		
Em 31 de dezembro de 2011	585.414	(235.272)	350.142	205.911	(77.773)	128.138	478.280

O aumento verificado na conta de ativo financeiro - concessões de serviço público entre 31 de dezembro de 2011 e 2010 no montante de R\$ 129.355 refere-se principalmente ao forte crescimento da capitalização de obras, principalmente do programa luz para todos, durante o período de setembro a dezembro de 2011.

A concessão da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente.

Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais)

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, Estados, Municípios e Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas pelas mesmas taxas dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Após o final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

15. Imobilizado

O imobilizado refere-se aos bens, direitos e instalações utilizadas na administração da Companhia e está demonstrado por natureza da seguinte forma:

	01/01/2010	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2010
Imobilizado em curso	252	4.621		(1.997)	2.876
Imobilizado em serviço	28.213	11.831		1.997	42.041
Depreciação acumulada	(8.945)	(1.748)			(10.693)
Total	19.520	14.704			34.224

	31/12/2010	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2011
Imobilizado em curso	2.876	15.563		(9.266)	9.173
Imobilizado em serviço	42.041	697	(19.624)	9.266	32.380
Depreciação acumulada	(10.693)	(4.199)			(14.892)
Total	34.224	12.061	(19.624)		26.661

As baixas ocorridas no exercício de 2011 no montante de R\$ 19.624 refere-se principalmente à baixa de bens considerados inservíveis, os quais foram transferidos para a conta de alienação em curso.

As principais taxas anuais de depreciação de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 240, de 05 de dezembro de 2006, são as seguintes:

Administração/Comercialização	Taxa %
Equipamentos gerais	6,25
Edificações - outras	3,33
Veículos de uso administrativo	14,29
Equipamentos gerais de informática	16,67
Urbanização e benfeitorias	3,33
Sistema de vigilância eletrônica	4
Software	20

16. Intangível

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada abaixo:

	Em serviço			Em curso			Total	
	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Obrigações especiais	Valor líquido			
Em 1º de janeiro de 2010	208.760	(29.538)	(99.273)	79.929	29.182	(23.126)	6.056	85.985
Adições		(16.513)	(42.099)	(58.612)	42.551		42.551	(16.061)
Baixas					2.814		2.814	2.814
Transferências	31.183			31.183			(31.183)	
Em 31 de dezembro de 2010	239.943	(46.071)	(141.372)	52.500	40.550	(20.312)	20.238	71.738
Adições		(17.808)	(65.541)	(83.349)	62.427	(11.944)	50.483	(32.866)
Baixas			2.775	(26.540)	9.771		9.771	(16.769)
Transferências	78.621			78.621			(78.621)	
Em 31 de dezembro de 2011	289.249	(63.679)	(204.138)	21.232	24.356	(22.485)	1.871	23.183

Os critérios utilizados para amortização do ativo intangível preveem de forma estimada o período da vida útil de cada bem contido na infraestrutura de distribuição. Assim, esses bens são amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão.

17. Análise do valor de recuperação dos ativos

O imobilizado e outros ativos não circulantes, inclusive o ativo intangível, são revistos anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou ainda, sempre que eventos ou alterações nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando este for o caso, o valor recuperável é calculado para verificar se há perda.



Diário Oficial

Quando houver perda, ela é reconhecida pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável. Para fins de avaliação, os ativos são agrupados no menor grupo de ativos, para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente.

A Companhia efetuou a análise do valor de recuperação dos ativos através do fluxo de caixa descontado e não houve necessidade de reconhecimento de perdas.

18. Financiamentos e empréstimos

Os saldos de empréstimos e financiamentos estão compostos da seguinte forma:

Descrição	31/12/2011			31/12/2010			01/01/2010		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Moeda nacional									
ELETRORÁS	87.953	375.214	463.267	39.777	313.137	352.914	37.220	278.111	315.331
Instituições Financeiras	278	2.219	2.497	278	2.852	3.130	278	3.207	3.485
CHESF	3.064	3.064	6.128	21.936	58.025	80.061	20.066	68.818	88.884
Total moeda nacional	91.295	377.533	468.828	76.184	337.885	414.069	65.564	350.136	415.700
Moeda estrangeira									
Instituições Financeiras	1.684	5.515	7.199	978	6.630	7.608	819	7.294	8.113
Total moeda estrangeira	1.684	5.515	7.199	978	6.630	7.608	819	7.294	8.113
	92.979	383.048	476.027	77.162	344.515	421.677	66.383	357.430	423.813

18.1 Detalhamento dos financiamentos e empréstimos

Fonte	Contrato	Data de Assinatura	Objetivo	Juros	Último Vencimento
ELETRORÁS	Diversos	Diversos	Expansão das linhas e redes de distribuição e linhas de transmissão	5,00% a.a.	2019
Banco do Brasil	B6227003	10/02/1995	Refinanciamento de débito	10,00% a.a.	2014
Banco do Brasil	Morgan	31/12/1997	Refinanciamento de débito em moeda estrangeira	8,46% a.a.	
CHESF	Temo de Confissão de Dívida	31/12/2003	Refinanciamento de débitos pela compra de energia	12,30% a.a. 1,00% a.m.	2024

18.2 Composição do saldo da dívida, por indexador

Moeda Nacional	31/12/2011		31/12/2010		01/01/2010	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%
RGR	439.575	90,2	328.974	79,5	291.900	70,2
IGP-M	5.561	4,7	61.155	14,8	100.330	24,1
FINEL	23.692	5,1	23.940	5,7	23.470	5,7
	468.828	100,0	414.069	100,0	415.700	100,0

Moeda Estrangeira	31/12/2011		31/12/2010		01/01/2010		
	Moeda de origem	R\$	%	Moeda de origem	R\$	%	
Dólar norte americano		4.680	7,199	100	4.566	7,608	100
		7.199		7.608		8.113	

18.3 Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

	31/12/2011	31/12/2010	1/1/2010
2011		34.452	35.740
2012	19.203	51.677	53.615
2013	24.078	68.903	71.486
2014	168.064	86.129	89.357
2015 em diante	171.703	103.354	107.232
	383.048	344.515	357.430

18.4 Movimentação dos empréstimos e financiamentos

	Moeda Nacional				Moeda Estrangeira				TOTAL
	BANCO DO BRASIL		CHESF		ELETRORÁS		MORGAN		
	Passivo Circulante	Não Circulante	Passivo Circulante	Não Circulante	Passivo Circulante	Não Circulante	Passivo Circulante	Não Circulante	
Em 1º de janeiro de 2010	279	3.207	28.066	68.818	37.219	278.111	819	7.294	66.383 357.430
Adições (Liberações)					36.211				36.211
Amortização		(952)		(55.287)			(966)		(57.215)
Juros	279			8.946	20	1.352	273	572	10.298
Transferências	673	(673)	63.360	(63.360)	2.537	(2.537)	557	(557)	67.127 (67.127)
Variação monetária		318		7.492			295	(107)	295 7.703
Em 31 de dezembro de 2010	279	2.852	36.129	21.896	39.776	313.137	978	6.630	77.162 344.515
Adições (Liberações)					86.417	23.596			86.417 23.596
Amortização	(1.030)		(60.507)		(9.294)		(913)	(1.115)	(71.752) (1.115)
Juros	238			3.606	4860	4.775	546	5.644	8.381
Transferências	799	(799)	27.442	(27.442)	(33.806)	33.806			(5.565) 5.565
Variação monetária		166		1.940			1.073	(1.073)	1.073 2.106
Em 31 de dezembro de 2011	278	2.219	3.064	87.953	375.314	1.684	5.515	92.979	383.048

19. Fornecedores e prestadores de serviços

A composição do saldo está demonstrada a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010	1/1/2010
Energia elétrica - CCEAR	29.044	33.137	30.525
Uso da rede básica	4.872	2.690	4.972
Energia de curto prazo	1.350	991	1.268
Energia livre (*)	9.108	8.113	28.207
Materiais e serviços	47.309	35.767	35.710
Retenção contratual	1.529	3.236	105
Outros	332	368	386
	93.544	84.302	101.173

Circulante	93.544	84.302	75.137
Não Circulante			26.036

(*) Durante o período de racionamento houve comercialização de energia elétrica não contratada, denominada energia livre. Entendendo-se como tal a energia ofertada no sistema elétrico, não proveniente dos contratos iniciais, ou equivalentes, e nos contratos bilaterais.

20. Tributos a recolher

A composição do saldo desta rubrica está descrita a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
IRPJ/CSLL	9.691		
ICMS	27.579	26.566	15.711
COFINS	7.666	4.625	4.074
INSS	20.1 25.389	31.838	15.511
PIS/PASEP	2.112	1.004	884
FGTS	5.355	4.919	3.881
Retenção de Tributos Federais	7.889	6.526	5.019
Opção da Lei 11.941/09	20.2 9.596	13.265	14.913
Outros	236	1.062	2.287
	95.513	89.805	62.280
Circulante	65.374	44.221	52.630
Não circulante	30.139	45.584	9.650

20.1 INSS

Em 2011 a Companhia identificou uma diferença de INSS incidente sobre o vale-refeição pago aos empregados em forma de pecúnia, cujo montante não estava sendo recolhido. Esta formalizou junto ao referido órgão um parcelamento para a devida regularização no valor de R\$ 12.063, cujo montante foi adicionado ao valor apresentado em 1º de janeiro de 2010.

20.2 Parcelamento pela opção da Lei 11.941/2009

Em setembro de 2009, a Companhia aderiu ao parcelamento previsto na Lei nº 11.941/09, sendo o mesmo consolidado pela Receita Federal do Brasil - RFB e Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN em junho 2011, sendo 84 parcelas na PGFN e 44 parcelas na RFB. Os valores estão sendo realizados e são atualizados mensalmente pela SELIC.

21. Obrigações estimadas

Os valores contabilizados referem-se à estimativa das obrigações em potencial referentes a férias devidas aos empregados, sem prejuízo da remuneração mensal, na vigência do contrato de trabalho e dos encargos sociais incidentes sobre as obrigações trabalhistas, provisionadas. Abaixo, detalhamento das obrigações estimadas.

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Férias	6.733	5.912	5.422
Gratificação de férias	5.413	4.434	2.711
Contribuições recolhíveis ao INSS	3.741	3.000	2.359
FGTS	1.067	828	651
Programa de demissão incentivada			7.827
Outras		9	1.586
	16.954	14.183	20.556

22. Benefícios pós-emprego

A Companhia é patrocinadora da Fundação CEPISA de Seguridade Social - FACEPI, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pelo sistema previdenciário oficial.

A emenda constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, determinou a obrigatoriedade de ajustes nos planos das entidades fechadas de previdência privada patrocinada por entidades públicas, inclusive empresas públicas e sociedades de economia mista, mediante a eliminação de seus déficits e a implantação da paridade contributiva entre participantes e patrocinadora.

A posição das obrigações com a FACEPI é demonstrada como segue:

		31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Circulante				
Termo de compromisso	1	8.285	10.674	4.972
Contrato de confissão e parcelamento de dívida	2	6.212	8.278	3.769
Subtotal		14.497	18.952	8.741
Não circulante				
Termo de compromisso	1	47.068	49.710	46.036
Contrato de confissão e parcelamento de dívida	2	36.338	36.189	43.920
Subtotal		83.406	85.899	89.956
Total de benefícios pós-emprego		97.903	104.851	98.697

1) Termo firmado em 11/12/2000, relativo ao saldamento do plano de benefícios da FACEPI;

2) Contrato firmado em 19/09/1997, com cláusula de atualização monetária com base na variação anual do INPC e juros de 6,0% ao ano, pagável em 180 parcelas mensais, a partir de julho de 2002.

Durante o exercício de 2011, os valores pagos pela Companhia à FACEPI, referentes à amortização das parcelas dos débitos e às despesas administrativas foram, respectivamente, R\$ 12.160 e (2010 - R\$ 13.677).

Os valores apurados em laudo atuarial separadamente para os benefícios de aposentadorias e de assistência à saúde, reconhecidos no balanço patrimonial, estão demonstrados abaixo.

DEMONSTRAÇÕES ADICIONAIS REQUERIDAS PELO IFRS PLANOS DE BENEFÍCIOS

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Alterações nas obrigações			
Obrigações com Benefícios Projetadas no Início do Exercício (a)	214.928	220.755	
Custo do Serviço (b)	3.453	3.777	
Custos dos Juros (c)	21.243	21.738	
Benefícios pagos/adiantados (d)	(9.435)	(8.814)	(7.959)
(Ganhos) ou Perdas Atuariais (f)	8.069	(22.527)	228.714
Obrigações com Benefícios Projetadas no Fim do Exercício (g) = (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)	238.258	214.929	220.755
Alterações nos ativos financeiros			
Valor justo dos ativos no início do exercício (h)	139.830	126.807	
Retorno esperado dos investimentos (i)	14.560	10.878	
Contribuições Patronais (j)	13.329	11.325	10.706
Benefícios pagos/adiantados (l)	(9.435)	(8.814)	(7.959)
Ganhos (ou Perdas) Atuariais (m)	2.549	(366)	124.060
Valor justo dos ativos no fim do exercício (o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	160.833	139.830	126.807
Ativo (Passivo) no final do exercício antes ajustes (q) = (o) - (g) + (p)	(77.425)	(75.099)	(93.948)
Obrigações atuariais no final do exercício	(77.425)	(75.099)	(93.948)
Dívida contratada	97.903	104.851	98.697


Reconciliação do Passivo

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Em 1º de janeiro de 2010	98.697		
Custo Periódico Líquido	14.637		
Contribuições Patronais	(11.325)		
Reconhecimento dos ganhos do Exercício	(22.161)		
Atualização do saldo devedor da dívida	19.831		
Amortização da dívida	(13.677)		
Reversão do passivo por reconhecimento de dívida	18.849		
Em 31 de dezembro de 2010	104.851		
Custo Periódico Líquido	8.321		
Contribuições Patronais	(13.329)		
Reconhecimento das perdas do Exercício	7.335		
Atualização do saldo devedor da dívida	5.212		
Amortização da dívida	(12.160)		
Reversão do passivo por reconhecimento de dívida	(2.327)		
Em 31 de dezembro de 2011	97.903		

Movimentação de outros resultados abrangentes

	31/12/2011	31/12/2010
Valor acumulado em ORA no início do exercício	3.312	
(Ganho)/Perda no valor das obrigações	8.069	(22.527)
(Ganho)/Perda no valor dos ativos	(2.549)	366
Perda no valor das contribuições dos empregados	1.815	
(Ganho)/Perda total no exercício	7.335	(22.161)
Ajuste referente a dívida contratada	(12.343)	25473
Valor acumulado de ORA no final do exercício	(1.696)	3.312

Hipóteses atuariais e econômicas

	31/12/2011	31/12/2010
Hipóteses econômicas		
Taxa de anual de juro atuarial real	5,50%	6,00%
Taxa de anual de inflação projetada	4,50%	4,50%
Taxa esperada de retorno nos ativos	10,25%	10,77%
Taxa de anual real de evolução salarial	2,00%	2,00%
Fator de capacidade (benefícios e salários)	100%	100%
Hipóteses atuariais		
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-83
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83
Tábua de invalidez	Light Fraça	Light Fraça
% de casados na data de aposentadoria	95	95
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

23. Encargos setoriais

Os valores apresentados nesta rubrica tratam-se, de valores realizáveis ou exigíveis em decorrência de contrato de concessão, definidos em legislação específica e suas quotas são fixadas pela ANEEL para assegurar, dentre outros objetivos, o equilíbrio econômico financeiro da concessão.

Os saldos apresentados de encargos setoriais estão compostos da seguinte forma:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Reserva Global de Reversão - RGR	3.974		
Conta de Consumo de Combustível - CCC	2.395	1.908	355
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	405	337	313
Encargo de Capacidade Emergencial	3.293	3.333	3.339
Taxas de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE	147	135	
	10.214	5.713	4.007

O saldo da conta Reserva Global de Reversão - RGR em 31 de dezembro de 2010 e 1º de janeiro de 2010 encontra-se zerado, visto que o pagamento de todos os valores provisionados ocorreu dentro dos referidos exercícios.

24. Pesquisa e Desenvolvimento

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Pesquisa de Desenvolvimento - P&D	24,1	14.362	11.822
Pesquisa de Desenvolvimento - P&D - Lei 12.111/09	24,2	372	998
Programa de Eficiência Energética - PEE	24,1	29.038	23.723
	43.772	36.543	28.631

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Circulante	18.985	14.260	28.631
Não Circulante	24.787	22.283	

24.1 Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

A Companhia reconheceu o passivo relacionado 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.

24.2 Pesquisa e desenvolvimento - P&D - 12.111/09

A Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000 que dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica foi alterada pela Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, visando a criação de um encargo setorial para ressarcimento de Estados e Municípios que tiveram perda de receita decorrente da arrecadação do ICMS incidente sobre os combustíveis fósseis utilizados na geração de energia, em decorrência da interligação dos respectivos sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional. O encargo equivale a 0,30% (trinta centésimos por cento) da receita operacional líquida da Companhia e vigorará até 31 de dezembro de 2012.

25. Outros passivos

A composição do saldo desta rubrica está demonstrada a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Consumidores	1	1.428	812
Folha de pagamento		4.880	1.655
Multa da ANEEL	2	13.125	6.236
Contribuição Iluminação Pública - CIP	3	8.174	9.226
PIS/COFINS - alíquotas efetivas e RTE		6.867	4.533
Outras	1.169	1.103	1.603
	35.643	23.565	19.825
Circulante	34.773	22.695	18.655
Não Circulante	870	870	1.170

a) Obrigações de clientes de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.

b) Valores provisionados referente aplicação de penalidades pela ANEEL pelo descumprimento de cláusulas estabelecidas no contrato de concessão, tais como: (nível de tensão, conservação de equipamentos e instalações).

c) Contribuição de Iluminação Pública - CIP - corresponde a valores arrecadados e que serão repassados às prefeituras municipais.

26. Provisão para contingências

As provisões constituídas para contingências passivas estão compostas como segue:

Contingências	31/12/2011		31/12/2010		01/01/2010
	Provisão para Contingências No exercício	Provisão para Contingências Acumulada	Provisão para Contingências No exercício	Provisão para Contingências Acumulada	Provisão para Contingências Acumulada
Trabalhistas	26.1				
Alteração de jornada de trabalho (6 horas)	(72)	1.098	(2.860)	1.170	4.030
Periculosidade	(2)	1.666	(244)	1.668	1.912
Equiparação salarial	(14)	972	347	986	639
Horas extras	(17)	3.100	685	3.100	2.415
Processos individuais	(19.918)	5.039	(740)	5.056	5.796
Processo - PCCS (*)		12.082	10.984	32.000	21.016
Outros	30	2.146	653	2.116	1.463
	(19.993)	26.103	8.825	46.096	37.271
Cíveis	26.2				
Débitos questionados judicialmente	200	270	57	70	8
Outras indenizações	9.069	14.700	4.581	5.631	4.831
Medida cautelar	596	809	173	213	
Outros	4.366	16.206	4.473	11.840	7.367
	14.231	31.985	9.284	17.754	12.206
Fiscais/Tributárias	26.3				
	6.767	17.152	5.094	10.385	2.374
Total Geral	1.005	75.240	23.203	74.235	51.851

A administração da Companhia, embasada na análise de seus consultores jurídicos, quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

(* O Processo do plano de cargos, carreiras e salários ("PCCS") trata-se de uma ação trabalhista movida pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Piauí - SINTEPI, cobrando a retroatividade da implantação do PCCS. Consta no AC7/2005 a implantação do PCCS em agosto de 2005. Como a Companhia o implantou em dezembro de 2005, sem retroatividade, o Sindicato ajuizou reclamação trabalhista pleiteando a referida diferença.

Abaixo, a movimentação ocorrida nos saldos da provisão para contingências nos exercícios findos em 31 de dezembro:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Total
Em 1º de janeiro de 2010	37.271	12.206	2.374	51.851
Constituição	47.389	18.410	16.589	82.388
Baixas/reversão	(38.564)	(12.862)	(8.578)	(60.004)
Em 31 de dezembro de 2010	46.096	17.754	10.385	74.235
Constituição	22.321	55.637	6.851	84.809
Baixas/reversão	(42.314)	(41.406)	(84)	(83.804)
Em 31 de dezembro de 2011	26.103	31.985	17.152	75.240

26.1 Trabalhistas

Refere-se a diversas ações movidas contra a Companhia, por ex-empregados e empregados, envolvendo hora-extra, adicional de periculosidade, adicional de penosidade, equiparação e reequilíbrio salarial, insalubridade, diferenças de FGTS, indenização por danos morais decorrentes de acidente de trabalho e reintegração de demitidos, conforme descrevemos a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
SINTEPI / MPT	14.619	35.287	21.016
INSS	1.236		
Ex-empregados da Companhia	2.676	2.221	1.463
Ex-empregados de empreiteiras	450	2.086	5.796
Empregados	7.122	6.502	8.996
	26.103	46.096	37.271

A redução verificada entre 31 de dezembro de 2011 e 2010 no montante de R\$ 19.993 foi motivada principalmente pelo pagamento da ação do PCCS (Plano de Cargo, Carreira e Salário) no montante de R\$ 19.918.

26.2 Cíveis

As principais ações são provenientes de indenizações por danos morais e materiais, movidas por pessoas físicas e jurídicas e de ações de repetição do indébito, que visam à restituição de valores que o autor entende que foi pago indevidamente, sendo as detectadas com expectativa de perda provável, devidamente provisionadas, as quais descrevemos abaixo:

Contingências Cíveis	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Indenização por perdas	10.587	9.219	4.798
Acidentes terceiros/trabalho		55	8
Comercialização de energia e produtos	716	90	
Irregularidade de consumo		7	20
Iluminação pública		186	
Negativação SPC e SERASA		174	
Indenização - ENGESER	5.000		
Indenização - Veleiro Agrícola	1.000	1.000	
Rescisão de contrato - empresa EVOLUON	5.000	3.669	
Indenização Produtos Vegetais do Piauí S/A	3.446	930	
Indenização Setel Trabalhos Temporários	1.000		
Indenização Construtora Gautema	2.000		
Indenização Santa Rosa	1.000		
Outras	2.236	2.425	7.380
	31.985	17.754	12.206

O aumento verificado entre 31 de dezembro de 2011 e 2010 no montante de R\$ 14.231 foi motivado principalmente pelas novas ações impetradas contra a Companhia pelas empresas ENGESER, Veleiro Agrícola e Evolucion, cujas provisões para contingências correspondem a R\$ 11.000.

- Montante de dividendos equivalente no mínimo a 10%, calculados sobre o valor da parcela de capital representado pelas ações preferenciais Classe "B";
- Prioridade no reembolso do capital em caso de liquidação da Companhia.

Fiscais e tributárias

As ações fiscais provisionadas, consideradas com expectativa de perda provável, são as seguintes:

Contingências Fiscais e tributárias	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
ICMS	4.037	2.374	2.374
ISS	8.011	8.011	
Tributos Federais	5.104		
	17.152	10.385	2.374

A Companhia sofreu processo de fiscalização por parte da Secretaria da Fazenda do Estado do Piauí – SEFAZ, referente aos procedimentos fiscais adotados no registro e apuração do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, relativo ao período de janeiro de 2001 a dezembro de 2007, sendo lavrados, contra a Companhia, quatorze autos de infração, no total atualizado de R\$ 79.782. Suportada pela avaliação dos consultores jurídicos da Companhia, este valor não foi provisionado por ser considerado como probabilidade de perda possível.

Discriminação do Fato	Auto de Infração		Valor	
	nº	Data	Original	Atualizado
Consumidor não enquadrado como órgão público	32.794	30/07/2003	17.371	11.071
ICMS consumidor industrial	32.796	30/07/2003	6.857	6.531
ICMS competência dez/2005	32.797	30/07/2003	5.965	5.282
ICMS - subvenção consumidor baixa renda (Lei 10.604)	48.147	17/12/2007	821	1108
ICMS - subvenção consumidor baixa renda (Lei 10.604)	48.148	17/12/2007	9.620	13.109
ICMS - subvenção consumidor baixa renda (Lei 10.604)	48.149	17/12/2007	11.501	15.810
ICMS - subvenção consumidor baixa renda (Lei 10.604)	48.150	17/12/2007	13.380	18.470
Atraso na entrega do Convênio 115/03	48.461	04/06/2007	4.926	5.766
Apropriação de crédito fiscal do ativo permanente	48.462	02/07/2007	39	52
Apropriação de crédito fiscal do ativo permanente	48.463	02/07/2007	112	152
Apropriação de crédito fiscal do ativo permanente	48.464	02/07/2007	174	238
Apropriação de crédito fiscal do ativo permanente	48.465	02/07/2007	326	450
Apropriação de crédito fiscal do ativo permanente	48.466	02/07/2007	618	862
Apropriação de crédito fiscal do ativo permanente	48.467	02/07/2007	626	881
			72.336	79.782

A Companhia destaca a seguir os processos trabalhistas, cíveis e tributários, com perda estimada como possível e remota, de grande relevância ou que tiveram desdobramentos no exercício de 2011:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Trabalhistas			
Possíveis	24.075	18.779	17760
Remotas	918	1.442	1449
	24.993	20.221	19.209
Cíveis			
Possíveis	169.792	76.551	4946
Remotas	83.793	180.132	250
	253.585	256.683	5.196
Fiscais e Tributárias			
Possíveis	98.372	76.165	76094
Remotas		10.752	5722
	98.372	86.917	81.816
	376.950	363.821	106.221

27. Adiantamento para futuro aumento de capital

Os recursos recebidos da ELETROBRAS até 31 de dezembro de 2011, registrados contabilmente no passivo não circulante, foram atualizados conforme determina o CPC 39 e alcançaram o montante de R\$ 275.984, conforme composição abaixo:

Em 1º de janeiro de 2010	779.224
Adiantamentos recebidos	154.743
Atualização monetária	29.210
Integralização de capital	(779.224)
Em 31 de dezembro de 2010	183.953
Adiantamentos recebidos	65.000
Atualização monetária	27.031
Em 31 de dezembro de 2011	275.984

28. Capital social

Através da Deliberação do Conselho de Administração da ELETROBRAS, os contratos de financiamentos e empréstimos (ECF), concedidos com recursos ordinários e como adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC), no valor de R\$ 779.224 foi integralizado ao Capital Social em 30 de dezembro de 2010 e está representado por ações, como segue:

Espécie/Classe das ações	Ações	
	Quantidade	%
Ordinárias	744.131.334	95,50%
Preferenciais - Classe "A"	19.310.694	2,48%
Preferenciais - Classe "B"	15.781.524	2,02%
	779.223.552	100,00%

As ações ordinárias conferem direito de voto nas deliberações da assembleia geral de acionistas, na proporção de um voto por ação, ou o direito ao voto múltiplo, nos casos e na forma prevista em lei.

As ações preferenciais não têm direito de voto na assembleia geral de acionistas e gozarão das seguintes vantagens:

Prioridade na distribuição e recebimento de dividendos anuais de até 10%, calculados sobre o valor da parcela do capital representado pelas ações preferenciais classe "A";

29. Resultado por ação

29.1 Básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

	31/12/2011	31/12/2010
Lucro (prejuízo) atribuível aos acionistas da Companhia	41.934	(97.931)
Quantidade média ponderada de ações emitidas	779.224	779.224
Lucro (prejuízo) básico por ação	0,0538	(0,1257)

29.2 Diluído

Lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: AFAC. Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

	31/12/2011	31/12/2010
Lucro (prejuízo) atribuível aos acionistas da Companhia	41.934	(97.931)
Média ponderada da quantidade de ações	779.224	779.224
Ações vinculadas a dívida conversível - AFAC	275.984	183.953
Média ponderada da quantidade de ações com efeito diluível	1.055.208	963.177
Lucro (prejuízo) básico por ação diluído	0,0397	(0,1017)

30. Remuneração aos acionistas

A Companhia apurou um lucro de R\$ 41.934 que será, conforme legislação societária, absorvido na conta de prejuízos acumulados, cujo montante na posição de 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 962.683.

31. Receita operacional líquida

	31/12/2011	31/12/2010
Fornecimento de energia elétrica	31.1	421.393
Disponibilidade da rede elétrica	31.2	564.948
Receita de construção	31.3	99.013
Outras receitas operacionais	31.4	98.911
	1.184.265	1.198.601
Deduções da receita	31.5	(379.037)
	805.228	870.855

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

	Nº Consumidores (não auditado)		MWh (não auditado)		R\$ mil	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Residencial	883.714	828.745	1.028.674	989.529	334.805	488.169
Industrial	3.765	3.810	245.272	251.424	82.079	76.531
Comercial/Serviços e Outras	74.566	70.258	491.320	453.775	235.405	208.245
Rural	29.377	28.900	102.054	98.277	33.044	31.024
Poder Público	13.769	13.432	172.104	173.530	78.047	73.800
Iluminação Pública	857	834	127.732	124.960	38.442	33.955
Serviço Público	3.847	3.322	131.156	124.122	45.316	40.756
Consumo Próprio	171	135	3.346	3.247		
Remuneração WACC - IFRIC -12					(42.728)	(27.260)
Fornecimento não faturado					5.158	2.555
(-) Receita Distribuição					(519.920)	(409.680)
	1.010.066	949.436	2.301.658	2.218.863	486.809	518.226
Encargo de capacidade emergencial					(5)	(4)
Subvenção à tarifa social baixa renda					(83.411)	(86.335)
	1.010.066	949.436	2.301.658	2.218.863	423.393	451.887

O comportamento da receita de faturamento em 2011, foi influenciado pelo reajuste tarifário, aprovado pela Resolução Homologatória nº 1.052, de 24 de agosto de 2010, com vigência a partir de 28 de agosto de 2010 a 27 de agosto de 2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, homologou o reajuste tarifário médio 6,08% (seis vírgula zero oito por cento), sendo 7,45% (sete vírgula quarenta e cinco por cento) relativos aos componentes econômicos, e -1,36% (menos um vírgula trinta e seis por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais.

31.2 Receita pela disponibilidade da rede elétrica

	31/12/2011	31/12/2010
Disponibilidade da Rede		
CEMAR	13.178	13.269
ENGUIA	209	209
Receita de distribuição	519.959	409.489
Produtor independente	5.030	4.553
	538.376	427.520
Energia de curto prazo		
Diversas empresas CCEE	26.572	5.528
	564.948	433.048

31.3 Receita de construção

	31/12/2011	31/12/2010
Receita de Construção - IFRIC 12	99.013	211.068
	99.013	211.068

31.4 Outras receitas operacionais

	31/12/2011	31/12/2010
Renda de prestação de serviço	1.927	2.178
Serviço taxado	1.405	1.328
Arrendamentos e aluguéis	1.467	2.942
Doações, contrib. e sub. vinculadas	51.078	66.335
Remuneração do ativo financeiro	42.727	27.260
Outras	307	2.555
	98.911	102.598

31.5 Deduções da receita

	31/12/2011	31/12/2010
ICMS	(224.773)	(198.821)
COFINS	(83.227)	(73.578)
PASEP	(18.068)	(15.983)
ISS	(76)	(18)
Quota para Reserva Global de Reversão	(4.683)	(1.651)
Encargos do consumidor	(40.762)	(30.735)
Proinfra	(7.448)	(6.960)
	(379.037)	(327.746)

32. Custo com energia elétrica

A composição do saldo desta rubrica está demonstrada a seguir:

	31/12/2011		31/12/2010	
	Mwh (não auditado)	R\$	Mwh (não auditado)	R\$
Energia elétrica comprada para revenda	3.310.537	312.497	3.467.685	252.036
Encargos de uso do sistema de transmissão		47.540		60.044
Energia de curto prazo		2.987		4.449
	3.310.537	363.024	3.467.685	316.529

33. Custo de operação

A composição do saldo está demonstrada a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010
Pessoal e administradores	85.036	79.587
Material	3.815	2.741
Serviço de terceiros	35.095	46.633
Depreciação e amortização	20.268	10.957
Outros	3.904	5.500
	148.118	145.418

34. Custo de construção

A Companhia contabiliza receitas relativas a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição de energia elétrica. Está reconhecida pelo mesmo montante dos custos de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pelo ICPC 01 Contratos de Concessão e correspondem ao custo de construção de obras de concessão de distribuição de energia elétrica, não existindo margem de lucro, assim a receita de construção é igual ao custo de construção as quais totalizaram em R\$ 99.013 no exercício de 2011 e R\$ 211.068 e no exercício de 2010. Os respectivos gastos foram reconhecidos na demonstração do resultado do período.

35. Despesas operacionais

	31/12/2011	31/12/2010
Pessoal e administradores	56.203	73.030
Material	2.715	1.828
Serviço de terceiros	56.619	31.089
Depreciação e amortização	1.739	7.304
Provisões operacionais líquidas	10.030	119.356
Outras	(7.318)	3.666
	119.988	236.273

A redução verificada entre os exercícios de 2011 e 2010 no montante de R\$ 116.285 foi motivada principalmente pela redução nas despesas de pessoal e administradores e provisões operacionais líquidas, nos montantes de R\$ 16.827 e R\$ 109.326, respectivamente. A redução na conta de provisões operacionais líquidas refere-se principalmente à recuperação dos créditos de energia elétrica dos consumidores no montante de R\$ 57.494.

36. Resultado financeiro

	31/12/2011	31/12/2010
Receitas financeiras		
Rendas de aplicações financeiras	1.808	5.647
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	49.729	25.974
Outras receitas financeiras	20.688	2.009
	72.225	33.630
Despesas financeiras		
Encargos de dívidas	(43.964)	(33.735)
Variação monetária líquida	(26.258)	(43.154)
Outras despesas financeiras	(24.784)	(6.748)
	(95.006)	(83.637)
Resultado financeiro	(22.781)	(50.007)

A variação verificada no resultado financeiro no montante de R\$ 27.226 foi motivada principalmente pela correção dos valores recuperados de contas de energia elétrica parcelados com os consumidores, que gerou um aumento de R\$ 40.161 na receita financeira de 2011, em comparação à receita do exercício de 2010. Em relação às despesas financeiras, o aumento em R\$ 11.369 no exercício de 2011 em relação ao exercício de 2010, refere-se principalmente à correção dos contratos de financiamentos e empréstimos com a Eletrobrás e ao adiantamento para futuro aumento de capital, nos montantes de R\$ 39.970 e R\$ 27.031 no exercício de 2011, respectivamente.

37. Imposto de Renda e Contribuição Social.

A Companhia apurou lucro contábil no exercício, cujas adições e deduções legais bem como os ajustes do regime e transição tributária - RTT resultaram em lucro fiscal. Este é base para cálculo do Imposto de Renda e da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, conforme abaixo:

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos e contribuições sobre o lucro	52.304	52.304	(88.440)	(88.440)
Despesas não dedutíveis para fins fiscais	258.782	258.773	375.976	375.970
Ações civis e trabalhistas	83.058	83.058	30.408	30.408
Auto de infração ANEEL	8.818	8.818	1.618	1.618
Provisão para devedores duvidosos	39.642	39.642	92.002	92.002
Gratificação a Administradores	9		6	
Ajuste a valor presente	187	187	101	101
Custo de construção - IFRIC 12	99.013	-99.013	211.068	211.068
Reversão de ativos/passivos regulatórios	27.950	27.950	8.120	8.120
Outras	95	95	32.653	32.653
Receitas não tributáveis para fins fiscais	253.739	250.644	248.151	245.901
PIS/COFINS pagos - exercícios 1993/1994	3.115		2.250	
Reversão de provisões	139.544	139.544	7.519	7.519
Receita de construção	99.013	99.013	211.068	211.068
Reversão de ativos/passivos regulatórios	12.029	12.029	27.314	27.314
Outras	58	58		
Lucro Fiscal	57.327	60.433	39.385	41.629
Compensação de prejuízo fiscal (30%)	17.198	18.130	11.816	12.489
Base de Cálculo do IRPJ/CSLL	40.129	42.303	27.570	29.140
Despesa de Imposto de Renda e Contribuição Social (25% - IRPJ e 9% - CSLL)	10.009	3.807	6.868	2.623
Benefício fiscal da Lei nº 11.941/2009	(3.446)			
	6.563	3.807	6.868	2.623

37.1 Imposto de Renda e Contribuição Social diferido

A Companhia possui base negativa e prejuízo fiscal a compensar com lucros tributáveis futuros, ainda não contabilizados devido à incerteza de sua realização conforme apresentado a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010	01/01/2010
Prejuízos fiscais	983.734	985.713	982.987
Base negativa de contribuição social	673.434	694.921	679.078
	1.657.168	1.680.634	1.662.065

38. Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais

	Nota	2011	2010
Atividades Operacionais			
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda		52.304	(88.440)
Receitas e despesas que não afetam o caixa:			
Depreciação e amortização	33 e 35	22.007	18.261
Provisões operacionais líquidas	35	10.030	119.356
Receitas financeiras, líquidas	36	22.781	50.007
Outras despesas (receitas) líquidas	35	(7.318)	3.666
		99.804	102.850
Varição de Ativos e Passivos			
Clientes		(137.053)	763
Direitos de ressarcimento		3.705	1.016
Tributos a recuperar		(2.696)	3.596
Almoxarifado		(5.743)	(4.065)
Outros (ativo)		(11.876)	(10.959)
Cauções e depósitos vinculados		5.328	5.722
Fornecedores		9.242	2.683
Encargos setoriais		11.730	9.618
Benefícios pós-emprego		(5.575)	26.945
Tributos a recolher		5.708	27.525
Obrigações estimadas		2.771	(6.373)
Outras (passivo)		12.046	3.710
Outras variações		5.925	(3.543)
Recursos líquidos provenientes de operações		(106.488)	56.638
Caixa líquido gerado (usado) nas atividades operacionais		(6.684)	159.488

39. Cobertura de seguros

O seguro dos bens patrimoniais visa à contratação de coberturas securitárias adequadas, em conformidade com a Lei nº 8.666/93 e demais legislações aplicáveis.

A especificação, por modalidade de risco, e data de vigência, dos principais seguros está demonstrada a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância	Prêmio (R\$)
Riscos Nomeados - Subestações	11/10/2011	33.490	228
Riscos Nomeados - almoxarifado central	a	6.720	46
Riscos Nomeados - complexo sede	11/10/2012	5.562	38
		45.772	312

Equipamentos e Riscos Nomeados - Na apólice contratada foram destacadas as subestações e linhas de transmissão, nomeando os principais equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites máximos de indenização. Possui cobertura securitária básica, tais como, incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra possíveis danos elétricos e riscos diversos.

40. Transações com partes relacionadas

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos, natureza e condições das transações estão demonstrados a seguir:

Partes Relacionadas	Natureza da Operação	31/12/2011		31/12/2010		
		Passivo	Despesa	Ativo	Despesa	
ELETRORRÁS	Empréstimos e financiamentos	463.287	(39.970)	142	352.914	(24.094)
CHESF	Empréstimos e financiamentos	3.084	(5.615)	59.025		(16.438)
ELETRONORTE	Energia comprada, uso do sistema, transporte e transmissão	5.593	(43.063)	5.283		(42.527)
CHESF	Energia comprada, uso do sistema, transporte, transmissão e conexão	9.580	(80.552)	6.746		(49.780)
FURNAS	Energia comprada, uso do sistema, transporte e transmissão	10.201	(74.063)	8.656		(75.343)
ELETRORRÁS	Outros valores	874				
		492.995	(213.263)	142	436.634	(206.182)

41. Remuneração a empregados e dirigentes

O pessoal-chave da administração inclui os diretores executivos, conselheiros de administração e fiscal. O gasto total com a remuneração no exercício de 2011 está demonstrado a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010
Remunerações dos Diretores e Conselheiros	134	127
Encargos sociais	31	27
Provisões e Gratificações	25	18
	190	172

A maior e menor remuneração, para empregados da Companhia, tomando-se por base o mês de dezembro de 2011, foi de R\$ 24.781,29 e R\$ 1.190,41, respectivamente. O salário médio e a remuneração média praticada pela Companhia, durante o ano de 2011, foram respectivamente, de R\$ 2.985,79 e R\$ 4.622,32.

42. Treinamento e desenvolvimento de pessoal (não auditado)

A Companhia tem como política permanente a qualificação dos dirigentes e empregados, tendo apresentado os seguintes indicadores nos períodos findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010.

Indicadores	2011	2010
Total de empregados	1.470	1.392
Empregados treinados	1.958	543
Homem hora treinados	57	41
Média hora treinamento	0,03	0,08
Índice de empregados treinados (%)	1,33	0,39
Força de trabalho treinada (%)	14,70	13,92
Investimento total (mil)	655.414	772

43. Compromissos

A Companhia assinou diversos contratos de compra de energia, resultantes de leilões, realizados no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, conforme determina o Decreto-Lei nº 5.163/2004, cuja estimativa de despesa com a contratação em 31 de dezembro de 2011 é a seguinte:

43.1 Empresas do grupo

Exercício	MWh		
	(Não auditado)	R\$	R\$/MWh
Emp. Do Grupo 2011	1.855.132	159.716,47	0,861
Emp. Do Grupo 2012	1.965.079	183.308,87	0,933
Emp. Do Grupo 2013	1.032.809	101.160,94	0,979
Emp. Do Grupo 2014	690.938	71.059,34	0,103
Emp. Do Grupo 2015	236.303	25.517,69	0,108
Emp. Do Grupo 2016/2045	3.152.316	340.409,12	0,108

43.2 Demais geradoras

Exercício	MWh		
	(Não auditado)	R\$	R\$/MWh
Demais Geradores - 2011	2.062.831	214.813	0,1041
Demais Geradores - 2012	2.435.629	281.988	0,1158
Demais Geradores - 2013	2.218.169	331.102	0,1493
Demais Geradores - 2014	2.096.429	313.179	0,1494
Demais Geradores - 2015	2.166.464	324.926	0,1500
Demais Geradores - 2016/45	49.907.053	7.398.300	0,1482

44.3 Somatório das Empresas do Grupo e demais geradoras

Exercício	MWh (Não auditado)	R\$	R\$/MWh
2011	3.917.963	374.528,98	0,9559
2012	4.400.708	465.297,23	0,1057
2013	3.250.978	432.263,06	0,1329
2014	2.787.367	384.238,54	0,1378
2015	2.402.767	350.443,51	0,1458
2016/2045	53.059.369	7.738.708,97	0,1458

44. Eventos subsequentes

44.1 Taxas de depreciação

Em 16/02/2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 474/2012 que estabelece novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgados do Setor Elétrico.

Foram redefinidas as taxas de depreciação de diversos *Tipos de Unidades de Cadastro*, que a partir de 01/01/2012 passarão a serem definidas por nível de *Unidade de Cadastro e/ou Tipo de Bem*. De acordo com a nova estrutura de codificação patrimonial homologada pela Resolução 367/2009 que implantou o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, versão "9" Tabela XVI - Taxas de Depreciação.

Tais alterações acarretarão no exercício de 2012 mudanças em relação às últimas cotas de depreciação calculadas em 31 de dezembro de 2011 no ativo imobilizado em serviço.

Abaixo, as principais revisões nas taxas anuais de depreciação contidas no item 3-Imobilizado:

Comercialização / Administração	2012	2011	diferença
Edificação	3,33%	4,00%	0,67%
Veículos	14,29%	20,00%	5,71%
Equipamentos gerais e Informática	9,19%	10,00%	0,81%

Como consequência, a redução do resultado societário da Companhia em 2012, e seguintes, será da ordem de R\$ 2.013, e estão a seguir demonstrados:

No Balanço Regulatório

Redução das despesas com depreciação	(7.114)
Aumento de imposto de renda e contribuição social a pagar	
Efeito líquido no resultado regulatório em 2012	(7.114)

No Balanço Societário

Redução das despesas com depreciação	(2.013)
Aumento de imposto de renda e contribuição social a pagar	
Efeito líquido no resultado societário em 2012	(2.013)

44.2 Reajuste tarifário

Através da Resolução Homologatória nº 1.195, de 23 de agosto de 2011, com vigência a partir de 28 de agosto de 2011 a 27 de agosto de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, homologou o reajuste tarifário médio de 10,60% (dez vírgula sessenta por cento), sendo 7,89% (sete vírgula oitenta e nove por cento) relativos aos componentes econômicos, e 2,71% (dois vírgula setenta e um por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais.

Mudanças para o 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou as novas regras para os processos relativos ao 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) das tarifas de energia elétrica.

O conjunto de mudanças aprovadas impacta diretamente numa parcela da tarifa, a chamada Parcela B, que reflete os custos relativos à atividade de distribuição, como os custos operacionais e os investimentos. Essa parcela representa de 25% a 30% da conta de energia que chega ao consumidor. A outra parcela, denominada, Parcela A é menos gerenciável pelas distribuidoras e se refere aos custos com compra e transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais. Ainda são incluídos nas faturas dos consumidores o pagamento de taxas, impostos e tributos definidos pelos Governos Federal, Estaduais e Municipais.

Dentre os itens alterados, destaca-se a taxa de retorno do capital - WACC, aplicado que era de 9,95% (real e líquido de imposto) e foi reduzida para 7,5% (real e líquido de imposto) respectivamente. A alteração reflete a redução do risco percebido para se investir em distribuição de energia elétrica no País. A revisão das tarifas acontece em média a cada quatro anos e é o momento em que são reavaliados os custos das distribuidoras, revertendo-se para a modicidade tarifária os ganhos médios de eficiência por elas obtidos.

A nova metodologia de revisão tarifária ficou em audiência pública (AP nº. 040/2010) de 10/09/2010 a 10/01/2011 (primeira fase) e de 27/04/2011 a 03/06/2011. Os ciclos de revisão anteriores aconteceram de 2003 a 2006 (1º Ciclo) e de 2007 a 2010 (2º Ciclo). A próxima revisão da companhia, para o 3º Ciclo, ocorrerá no ano de 2013.

45. Continuidade operacional

A Companhia apurou lucro em suas operações no encerramento do exercício de dezembro de 2011, no montante de R\$ 41.934. Com este, o prejuízo acumulado totaliza R\$ 962.683 em 31 de dezembro de 2011.

Como forma de reverter a situação acima, a administração vem adotando medidas para a continuidade dos objetivos estratégicos com foco na governança corporativa e no estabelecimento de contratos de gestão para as empresas de distribuição, com destaque para a parceria com o Banco Mundial em projetos de infraestrutura, melhorias operacionais e combate às perdas de energia elétrica.

Outros pontos a destacar são o avanço no Programa Luz para Todos e o combate à inadimplência, tendo como uma das medidas adotadas, a renegociação de contratos conforme previsto na Nota 8, com foco na diminuição do estoque dos débitos em atraso.

A insuficiência de capital de giro tem sido suportada pelo acionista controlador, mediante ingresso de recursos destinados para futuro aumento de capital.

Adicionalmente, as demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto da continuidade operacional normal dos negócios da Companhia, de acordo com o CPC 26, em seus itens 25 e 26.

MARCOS AURÉLIO MADUREIRA DA SILVA
Diretor Presidente

RONALDO FERREIRA BRAGA
Diretor Financeiro

LUÍS HIROSHI SAKAMOTO
Diretor de Gestão

PEDRO MATEUS DE OLIVEIRA
Diretor de Planejamento e Expansão

LUIZ ARMANDO CRESTANA
Diretor Comercial

NELISSON SERGIO HOEWELL
Diretor de Assuntos Regulatórios e Projetos Especiais

MARCELINO DA CUNHA MACHADO NETO
Diretor de Operação

PAULO DAS CHAGAS OLIVEIRA
Contador CRC PI - 3.090/0 - 4
CPF 067.070.333 - 87



Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da Companhia Energética do Piauí

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Energética do Piauí ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do passivo a descoberto e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as políticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar o procedimento de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Companhia Energética do Piauí

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Piauí em 31 de dezembro de 2011, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Chamamos a atenção para a Nota 45 às demonstrações financeiras, que descreve que a Companhia tem apresentado prejuízos acumulados em suas operações e passivo a descoberto em 31 de dezembro de 2011 nos montantes de R\$ 962.683 mil e R\$ 185.155 mil, respectivamente. Essa situação, entre outras descritas na Nota 45, suscita dúvida substancial sobre sua continuidade operacional. As demonstrações financeiras não incluem quaisquer ajustes em virtude dessas incertezas. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar - demonstração do valor adicionado

Examinamos também a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 25 de abril de 2012

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 237000160/0-5 "S" PI

Gilberto Magalhães Contador
Contador CRC 183069038/0-0 "T" PE "S" PI

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 116070614/0-3 "S" PI

Eletrobras
Distribuição Piauí

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, no exercício de suas atribuições legais e estatutárias, em reunião realizada em 25/04/2012, examinou o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis, compreendendo o Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado, Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos, Demonstração do Valor Adicionado, Demonstração do Fluxo de Caixa, bem como as Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis e o Parecer dos Auditores Independentes, relativos ao Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2011.

Com base nos documentos examinados, nas análises procedidas e nos esclarecimentos e documentos apresentados pela Diretoria Financeira da Empresa e pelo representante dos Auditores Independentes, o Conselho Fiscal é de opinião, amparado no Parecer dos Auditores Independentes, datado de 25 de Abril de 2012, que as Demonstrações Contábeis da CEPISA apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, a demonstração do valor adicionado (DVA), o desempenho das suas operações, e os seus fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

O Conselho Fiscal recomenda que a Diretoria Executiva da CEPISA dê continuidade à implantação de medidas que objetivem a redução do elevado Índice de inadimplência e de perdas técnicas e comerciais da Companhia, bem como, dê, também, prosseguimento na implementação do processo de reestruturação econômico e financeira da Companhia, de forma a afastar a situação descrita na Nota Explicativa nº 45, conforme consignado no Parecer dos Auditores Externos como Parágrafo de Ênfase.

Com base nos exames efetuados e à vista do parecer da PRICEWATERHOUSE COOPERS AUDITORES INDEPENDENTES, datado de 25 de Abril de 2012, o Conselho Fiscal opina favoravelmente pelo encaminhamento dos documentos acima referidos, relativos ao exercício de 2011, para serem submetidos à discussão e votação pela Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas da CEPISA.

Brasília, 25 de Abril de 2012.

WAGNER MONTORO JÚNIOR
Presidente

MARIA TERESA PEREIRA LIMA
Conselheira

JOSÉ ALBERTO B. MAGALHÃES
Conselheiro

OF. 003