



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO

2011

CARTA DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

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

Em 2011, a base de clientes da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE evoluiu para 3.155,5 mil de contratos ativos, dos quais 2.740,6 mil residenciais, sendo 912,5 mil consumidores baixa renda.

As Receitas evoluíram de R\$ 4,24 bilhões para R\$ 4,36 bilhões, uma elevação de 2,8%. O mercado cativo de fornecimento registrou uma elevação de 1,5% em relação a 2010, havendo um crescimento da energia entregue no Estado em 3,3%. A margem EBITDA foi de 19,5% e a margem bruta de 25,0%. A CELPE encerrou o ano com um Lucro Líquido de R\$ 283,4 milhões, 36,8% inferior ao realizado no ano de 2010. O EBITDA (geração de caixa operacional) de R\$ 567,8 milhões foi 21,1% inferior ao ano anterior.

Os investimentos realizados pela companhia nesse ano somaram R\$ 330,6 milhões, trazendo relevantes melhorias e ampliação da rede, com destaque para o atendimento em 69 kV aos clientes em Araripina e em Igarassu e instalação de religadores nas subestações Porto e Ipojuca, que permitiu o aumento da capacidade de fornecimento de energia na média tensão ao Complexo Industrial e Portuário de Suape. Os investimentos realizados possibilitaram, ainda, a realização de 104,4 mil novas ligações urbanas e 5,6 mil novas ligações rurais. O volume total de R\$ 2,6 bilhões de investimentos realizados desde a privatização da Companhia classifica a CELPE como maior investidor privado no Estado de Pernambuco.

Em 2011, a CELPE obteve o grau de investimento em escala global pela Standard & Poor's Ratings Services. Em escala nacional, o rating de crédito foi elevado de "brAA-" para "brAAA". Seguindo a estratégia adotada nos anos anteriores, a CELPE manteve o endividamento no longo prazo com a captação de recursos de bancos e agências de fomento para financiar seus planos de investimento. Foram firmados contratos com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP, totalizando o repasse de R\$ 159 milhões. Ainda no plano financeiro, a Companhia captou recursos no mercado de capitais por meio da 4ª emissão de debêntures, no montante de R\$ 360 milhões, destinados ao ajuste do perfil da dívida da Companhia. Esta operação propiciou a obtenção de prazo mais longo e desconcentração de vencimentos.

Na gestão operacional, as perdas de energia alcançaram 16,61% em 2011. O Índice de Arrecadação foi de 96,75% das faturas vencidas no ano. Os indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção) foram respectivamente de 16,79 horas e 6,83 vezes.

No âmbito da responsabilidade social, destaca-se a continuidade do Projeto Energia Verde iniciado em 2009, com o intuito de despertar no consumidor residencial a conscientização ambiental. Dessa forma o consumidor pode neutralizar suas emissões de CO₂ através de contribuições que ajudam o reflorestamento da mata atlântica e, em contrapartida, pode receber bonificações na conta de energia ao trocar seus eletrodomésticos por modelos eficientes com selo Procel de economia. O programa "CELPE nas Comunidades de Baixa Renda" já proporcionou a doação de mais de 54,8 mil geladeiras e 581 mil lâmpadas fluorescentes compactas. Foram realizados projetos de Eficiência Energética, como a substituição do sistema de iluminação e a troca dos aparelhos condicionadores de ar, por novos com selo "A" do Procel/Inmetro, na Policlínica Amary Coutinho, FUNAPE (Fundação de Aposentadorias e Pensões dos Servidores do Estado de Pernambuco), FUSAM (Fundação de Saúde Amauri de Medeiros), Reitoria da Universidade de Pernambuco e no IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis). São por esses resultados que a CELPE reafirma seu compromisso com o desenvolvimento de Pernambuco e do País, ao tempo que agradece aos seus mais de 7,4 mil colaboradores, diretos e indiretos, a todos os seus Acionistas, Conselho de Administração e Fiscal, clientes, fornecedores e Governos Municipais, Estaduais e Federal.

MARCO GEOVANNI TOBIAS DA SILVA
Presidente do Conselho de Administração

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

Segundo as estimativas da Agência Estadual de Planejamento e Pesquisa de Pernambuco (Condep/ Fidem), Pernambuco deve registrar em 2011 um crescimento preliminar de 3,0% do seu Produto Interno Bruto (PIB), quando comparado com o ano de 2010, número a ser comemorado porque a economia pernambucana resistiu firmemente aos efeitos da crise. Este resultado é consequência dos investimentos públicos e privados em andamento no Estado, que sustentaram o dinamismo da economia pernambucana em 2011 e deverão dar continuidade a essa expansão nos próximos anos, em um novo ciclo da economia brasileira e pernambucana. Em termos da expansão da base produtiva do estado, podem se destacar como fatores propulsores da economia, cinco grandes blocos de segmentos produtivos: Refino, Petroquímica e agregados; Construção Naval, Automotivo e Siderurgia; Alimentos; Logística e Turismo.

2. AMBIENTE REGULATÓRIO

2.1. REAJUSTE TARIFÁRIO

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em 29 de abril de 2011, publicou no Diário Oficial da União - DOU a Resolução Homologatória nº. 1.143, estabelecendo as tarifas a serem praticadas pela CELPE no período de 29 de abril de 2011 a 28 de abril de 2012. Tais tarifas foram reajustadas, em média, em 10,86%, sendo 8,19% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,67% referentes aos componentes financeiros pertinentes.

Em face do encerramento de componentes financeiros do reajuste anterior, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de 8,27%. Esse efeito varia conforme o nível de tensão ao qual o consumidor está conectado. Os consumidores de baixa tensão, Grupo B, composto principalmente pelos residenciais, perceberam um efeito em sua tarifa em torno de 8,04%. Este representa mais de 86,9% do total de consumidores da CELPE. Já os clientes do Grupo A, dentre eles os industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, perceberam uma variação média de 8,68% na nova tarifa.

O Reajuste Tarifário de 2011 foi realizado em conformidade com a cláusula sétima do contrato de concessão da CELPE nº. 26/2000, o qual prevê que o Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Para este fim, o Poder Concedente aplica fórmula prevista na subcláusula sexta da cláusula sétima do Contrato de Concessão, onde são observados as variações dos custos não gerenciáveis da concessionária - Parcela A (compra de energia, encargos e tributos) e a variação anual do IGP-M, o qual reajusta os custos gerenciáveis - Parcela B (custos de operação e manutenção, depreciação e remuneração de capital), que compõe a Receita da Concessionária. Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 35% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 39%. Cabe à CELPE os 26% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

2.2. NOVA METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA

A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 08 de novembro de 2011. Para as distribuidoras do Grupo Neoenergia a nova metodologia de revisão tarifária será aplicada e seus efeitos percebidos a partir de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária das empresas, conforme previsto nos contratos de concessão.

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

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

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

Para a Base de Remuneração foi mantida a metodologia utilizada e será feita a avaliação dos investimentos incrementais, com a "blindagem" da base de remuneração avaliada no 2º ciclo de revisão.

Houve ampliação do conjunto de receitas capturadas para a modalidade tarifária. Especificamente para as receitas com ultrapassagens de demanda e excedentes relativos, a ANEEL determinou sua destinação para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, o que também deve ser objeto de questionamento judicial pela ABRADEE.

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

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

2.3. CONDIÇÕES DE FORNECIMENTO

Apesar de em 2011, a Resolução Normativa nº 414/2010, de 09 de setembro de 2010, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, sofreu alterações que trouxeram impactos regulatórios para os processos operacionais da empresa, dentre as quais pode-se destacar as seguintes:

- Em 15 de fevereiro de 2011, através da publicação da REN 426/2011 e posteriormente pela REN 436/2011, de 24 de maio de 2011, foram prorrogados os prazos estabelecidos nos incisos I e II do art. 221 para perda da TSEE pelos consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda que atendiam aos critérios das RES 246 e 485/2002;
- Em 29 de março de 2011, através da publicação da REN 431/2011, foi adequada a redação dos artigos regulamentares da forma de envio das informações referentes aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda T5 (RES 246 e 485/2002), T6 (Índigenas), T7 (quilombolas) e T8 (unidades multifamiliares) até a publicação de resolução específica;
- Em 24 de maio de 2011, através da publicação da REN 436/2011, foi dilatado o prazo estabelecido no § 6º do art. 218 para comprovação do encaminhamento, pela distribuidora, ao poder público municipal e distrital, da proposta de segregação dos ativos do sistema de iluminação pública;
- Em 06 de setembro de 2011, através da REN 448/2011, foram incluídos no art. 224 os prazos para implantação dos postos de atendimento presencial nos municípios em que preste o serviço público de distribuição de energia elétrica, de acordo com a quantidade de unidades consumidoras, observado o disposto nos arts. 178 e 180 quanto a estrutura mínima e horários de funcionamento;
- Em 20 de setembro de 2011, através da REN 449/2011, foram alteradas/incluídas as definições quanto à caracterização de subclasses da Classe Rural (agropecuária rural e urbana, residencial rural, cooperativa de eletrificação rural, agroindustrial, serviço público de irrigação rural, escola agropecuária e aquicultura) em função da AP nº 044/2011;
- Em 22 de novembro de 2011, através da REN 464/2011, foi alterada a redação do art. 59, onde a Concessionária passa a definir e submeter à ANEEL os horários de ponta e fora ponta, conforme disposto no PRODIST.

Uma outra resolução publicada pela ANEEL em 2011, mais precisamente em 22 de dezembro, que merece destaque é a REN 470/2011, referente às disposições das ouvidorias das concessionárias de serviço público de energia elétrica, trazendo alguns impactos a saber, onde o descumprimento da instituição da Ouvidoria, ou de prover condições para seu adequado funcionamento, sujeita a distribuidora a penalidades previstas nos regulamentos setoriais.

- Obrigação da implantação para todas as distribuidoras;
- Manutenção de estrutura física específica que atenda às reclamações que não forem solucionadas pelos demais canais de atendimento, bem como que proponha melhorias no processo interno;
- Obrigação da implantação de atendimento presencial e liderança local;
- Obrigação da divulgação da existência da Ouvidoria, especialmente em seu site eletrônico;
- Obrigação de disponibilizar, no mínimo durante o horário comercial nos dias úteis, canal telefônico gratuito e exclusivo ao atendimento da Ouvidoria em toda área de concessão para ligações providas de telefone fixo ou móvel;
- Os atendimentos da Ouvidoria devem gerar um número de protocolo, o qual deve ser informado, após o registro da manifestação;
- Manutenção de sistema informatizado de controle das manifestações recebidas e histórico de atendimentos, com as informações e documentações disponíveis, para a ANEEL e para o cliente, pelo prazo mínimo de 5 anos;
- Responder às manifestações registradas e encaminhadas pela ANEEL e Agências Estaduais conveniadas;
- Elaborar e encaminhar à autoridade máxima executiva da distribuidora relatórios semestrais, quantitativos e qualitativos, acerca da atuação da ouvidoria;
- Encaminhar à ANEEL, em meio digital, relatório mensal contendo os registros das manifestações registradas e encerradas no mês; e
- Definir o prazo de até 180 dias após a publicação de adequação para comunicação à ANEEL do nome do Ouvidor e a data da sua indicação.

Além das alterações na REN 414/2010 e da publicação da REN 470/2011, alguns aspectos relevantes também podem ser destacados a partir das Audiências Públicas promovidas pela ANEEL, quais sejam:

- A realização da AP 034/2011, que propôs o estabelecimento de procedimentos a serem seguidos pelas distribuidoras na análise de processos de ressarcimento de danos elétricos, não tendo sido regulamentado até o fim do exercício de 2011;
- A realização da AP 049/2011, com o objetivo de receber contribuições referentes às alterações propostas à Resolução Normativa nº 414/2010. Após contribuições das Distribuidoras foi elaborada minuta de alterações, que com sua homologação poderá trazer alguns impactos operacionais significativos ao longo de 2012, tanto positivos como negativos, dentre os quais se pode ressaltar:
 - Restrição da suspensão do fornecimento de energia elétrica em vésperas de final de semana e feriado;
 - Regulamentação da cobrança de "multa" por encerramento contratual antecipado para clientes do grupo A optante por faturamento do grupo B, atualmente não explícito;
 - Quando da antecipação da execução da obra, restituição do valor ao cliente em até 03 meses após a energização da UC;
 - Regulamentação de contratos com previsão de aumento gradativo do MUSD;
 - Definição de procedimentos a serem adotados pela Distribuidora quando da não assinatura, pelo consumidor, de contratos e aditivos;
 - Regulamentação da realização de leitura em casos de encerramento contratual para consumidores livres;
 - Explicita procedimentos diante de sucessão comercial e limita o prazo máximo de cobrança para até 60 meses; e
 - Redução do prazo para solução de reclamação para 5 dias (na REN 456/2000 o prazo regulamentado era de 30 dias).
- A realização da AP 061/2011, que reuniu subsídios para o estabelecimento das condições para universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica, em função da instituição do Programa Luz para Todos, para o período 2011 a 2014, tendo como consequência a assinatura de Termo de Compromisso celebrado entre a União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia - MME, e a CELPE, com a intervenção da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRA; e
- A realização da AP 064/2011 que propôs um novo indicador de continuidade, denominado Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI), que incentiva as distribuidoras a atuarem de forma mais célere em dias críticos, evitando que a interrupção do fornecimento de energia elétrica não perdure por períodos muito elevados nesses dias;
- A realização da AP 068/2011, decorrente da publicação do Decreto 7.583, de 13/10/2011, que regulamenta a aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE, resultando na elaboração de uma minuta que deverá ser regulamentada no ano de 2012, trazendo impactos como:
 - Nova regra para custeio da TSEE através de recursos da CDE e via alterações na estrutura tarifária; e
 - Definição das obrigações e regras para obtenção da TSEE do consumidor portador de doença/ deficiência (física, motora, auditiva, visual, intelectual e múltipla) que comprove a necessidade do uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, necessitem de energia elétrica.
- A realização da AP 077/2011, que reuniu subsídios para o aprimoramento da regulamentação pertinente à imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais, propondo novas previsões normativas, bem como o agravamento de previsões existentes, não tendo sido regulamentada em 2011.

3. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. EVOLUÇÃO DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Em 2011, a energia distribuída no sistema elétrico da CELPE atingiu a marca de 11.195.338 GWh (mercado cativo + mercado livre + suprimento a concessionárias de fronteira), representando um crescimento de 3,29% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre demandou a entrega de 861,593 GWh de energia durante o ano de 2011, representando um acréscimo de 27,73% em relação ao ano anterior, taxa justificada pela migração de diversas unidades consumidoras para o ambiente de livre contratação.

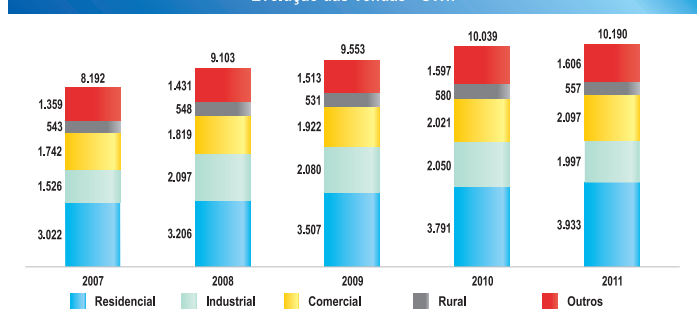
3.2. COMPORTAMENTO DO MERCADO CATIVO - VENDAS DE ENERGIA

O mercado cativo no ano foi de 10.189.938 GWh, 1,51% maior que o verificado no ano de 2010. Esse resultado é influenciado pela migração de consumidores do ambiente regulado para o ambiente de livre contratação associado a uma recuperação de perdas abaixo da média do ano anterior. Apesar do elevado volume de investimentos direcionados para o estado de Pernambuco, da taxa de desempenho bater recordes de baixa, do forte crescimento da massa salarial e melhoria no nível de renda do trabalhador em 2011, a economia brasileira vem mostrando sinais de desaceleração em função da instabilidade econômica internacional que influencia diretamente a balança comercial, o que reflete na produção industrial reduzindo assim o consumo de energia elétrica.

Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

- O período de janeiro a maio/11, em comparação ao mesmo período do ano anterior apresentou maiores índices pluviométricos e temperaturas mais amenas. Especialmente em abril e maio/11, recordes históricos de volume de chuvas foram registrados. Este fato afeta diretamente as classes residencial e comercial, que reduzem o uso de aparelhos de refrigeração, climatização e bombeamento d'água, reduzindo assim o consumo de energia elétrica;
- Em fevereiro/11 ocorreu um desligamento na subestação de Luiz Gonzaga da CHESF, deixando toda a região nordeste sem energia elétrica. Em algumas localidades o fornecimento de energia só retornou no dia seguinte. O estado de Pernambuco foi quase que 100% afetado pelo desligamento e algumas indústrias sofreram retardos no restabelecimento devido a danos causados a maquinários, assim como atrasos no recebimento de matéria prima de outros estados também afetados pelo referido desligamento;
- A classe residencial que registrou um crescimento de 8,11% em 2010, cresceu 3,72% no ano de 2011, mostrando certa acomodação das taxas considerando o efeito base em 2010. Esta classe participa com aproximadamente 39% do mercado cativo total ainda fortalecida pelas medidas do governo federal para estímulo ao consumo, como a facilitação do acesso ao crédito, redução dos juros e a redução do IPI para equipamentos da linha branca;
- O mercado industrial distribuído, ou seja, considerando os consumidores livres, vem apresentando desaceleração desde setembro de 2011, crescendo 3,79% no ano. O desaquecimento da economia mundial vem causando queda na produção física industrial em Pernambuco e no Brasil, segundo a PIM-PF do IBGE. As medidas restritivas tomadas pelo governo federal, como aumento de juros, redução de crédito e redução nos gastos do governo desestimularam o aumento da produção e consequentemente o consumo de energia elétrica. Outro fator relevante foi a desvalorização cambial da ordem de quase 20%, que prejudicou as indústrias que utilizam um elevado nível de insumos importados, a exemplo da indústria Química e Têxtil;
- Já a classe comercial distribuída, incluindo os consumidores livres, cresceu 5,27% em 2011, beneficiada pela melhoria de renda nacional/regional e pela expansão e incentivos ao crédito;

Evolução das Vendas - GWh



- A classe rural decresceu 3,92% no ano de 2011 em relação ao ano anterior. No período de janeiro a julho/11, em comparação ao mesmo período do ano anterior ocorreram índices pluviométricos bem mais elevados. Esse fato reduziu a necessidade de bombeamento para irrigação. Tal segmento representa uma parcela considerável da classe rural, afetando diretamente o seu consumo. Além disso, a desaceleração do mercado externo influenciou negativamente o resultado da classe, uma vez que os ramos de aqüicultura e irrigação estão voltados para a exportação;
- As outras classes apresentaram um crescimento de 0,58% em 2011 em relação ao mesmo período de 2010 influenciado pelo comportamento das classes de poder público, serviço público e consumo próprio que cresceram respectivamente 3,09%, 1,05% e 1,25%. Já a classe iluminação pública decresceu 3,54% em 2011 em relação a 2010.

3.3. EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CLIENTES

A CELPE encerrou o ano de 2011 com 3.155.560 clientes ativos e um incremento em relação ao ano anterior de 1,78%.

	Evolução do Número de Clientes Ativos (milhares) (*)				
	2007	2008	2009	2010	2011
Residencial	2.396	2.498	2.596	2.677	2.741
Industrial	13	13	14	13	13
Comercial	185	190	195	198	198
Rural	166	171	175	181	174
Outras classes	27	28	29	30	31
Total	2.787	2.900	3.009	3.100	3.156

(*) Incluindo novos Clientes sem o primeiro faturamento

Considerado os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 37,47% do total de consumidores da CELPE enquanto que os consumidores residenciais normais representam 49,38%. Verificou-se que ocorreu uma considerável migração de clientes baixa renda para o residencial normal em função da adequação à referida resolução.

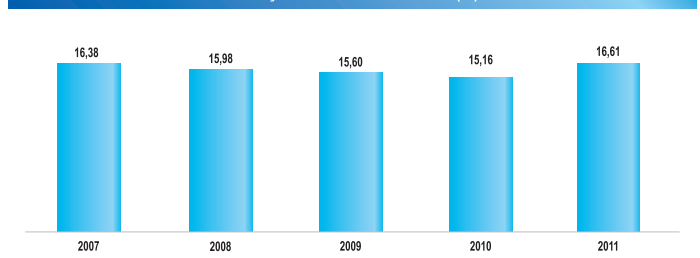
3.4. PERDAS

O Índice de Perdas no ano de 2011 foi de 16,61%. A elevação do índice em relação a 2010 foi motivada, em parte, por restrições nos critérios de emissão do faturamento por irregularidade de consumo impostas pela Resolução ANEEL 414/2010. Também foram realizadas mudanças no processo de recuperação de receitas por irregularidade de consumo, dando ênfase às condições de recebimento dos créditos decorrentes das inspeções. Os novos procedimentos culminaram, inclusive, na alteração das especificações técnicas e comerciais dos serviços contratados de inspeção. Diversas ações de combate às perdas comerciais foram desenvolvidas ao longo de 2011, com a aplicação de R\$ 32 milhões, destacando-se as seguintes:

- Realização de 218 mil inspeções, sendo detectadas 95 mil irregularidades, tendo sido recuperados 106 GWh, o que corresponde a R\$ 47 milhões;
- Regularização de 12 mil ligações clandestinas, contribuindo para redução do número de inadimplentes, cortados e auto-religados, além da recuperação de créditos;
- Regularização e blindagem de 4 mil unidades consumidoras com problemas na medição;
- Isolamento de aproximadamente 7 km de rede de baixa tensão;
- Levantamento e atualização do cadastro de iluminação pública de 59 municípios, recuperando e agregando mais de 6 GWh no ano;
- Implantação de 1.501 teledímetros em consumidores atendidas em média tensão.

O gráfico abaixo representa a evolução do índice de perdas.

Evolução do Índice de Perdas - (%)



3.5. RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A receita de fornecimento em 2011, considerando apenas as vendas de energia ao mercado cativo, foi de R\$ 3.729,2 milhões. Demonstramos a seguir a receita por classe de consumo:

Detalhamento de Receita de Fornecimento de Energia - R\$ mil

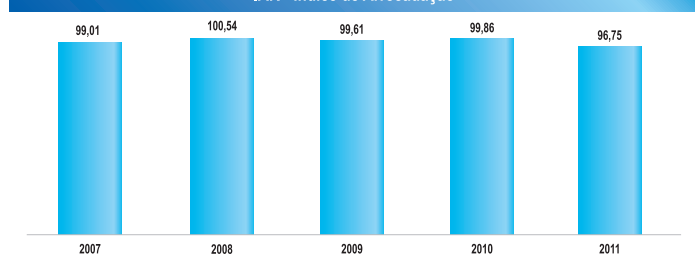
	2007	2008	2009	2010	2011	Participação 2011
Residencial	1.202.953	1.244.184	1.411.182	1.423.979	1.470.918	39,4%
Industrial	497.018	659.456	718.983	680.828	689.475	18,5%
Comercial	768.788	792.894	870.010	868.478	909.140	24,4%
Rural	109.766	112.726	118.603	125.596	132.206	3,5%
Outras classes	454.450	471.629	521.977	518.417	527.417	14,1%
Total	3.032.976	3.280.889	3.640.756	3.617.352	3.729.157	100,0%

3.6. ARRECADAÇÃO

Em 2011, o índice de arrecadação atingiu 96,75% (nos últimos 12 meses). A ampliação das restrições à suspensão de fornecimento de energia, imposta pela Resolução ANEEL 414/2010, e a perda do benefício baixa renda de aproximadamente 740 mil consumidores, contribuíram para um resultado inferior ao de 2010. Durante o ano de 2011 as ações de cobrança foram intensificadas, destacando-se as seguintes:

- Inscrição de 2,7 milhões de clientes em órgãos de proteção ao crédito, com recuperação de R\$ 320,6 milhões;
- Emissão de 12,7 milhões de avisos de suspensão do fornecimento de energia, sendo efetivadas 541 mil suspensões de fornecimento de energia elétrica (cortes);
- Realização de 819 mil cobranças domiciliares, reduzindo os custos das ações de cobrança mais onerosas, como a suspensão de fornecimento, e contribuindo para o recebimento de créditos;
- Contratação de empresas de assessoria de cobrança para atuar junto aos clientes com faturas de energia inscritas na PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa);
- Buscando assegurar uma distribuição equilibrada dos pontos de arrecadação em toda a sua área de concessão e garantir maior facilidade aos clientes para o pagamento de suas faturas de energia elétrica, a CELPE conta atualmente com aproximadamente 3.700 locais de pagamento, considerando a rede credenciada Celpe Serviços, os bancos e seus correspondentes bancários.

IAR - Índice de Arrecadação



3.7. COMPRA DE ENERGIA

A energia requisitada pela CELPE no ano correspondeu a 12.676,3 GWh, enquanto a energia contratada totalizou 12.915,3 GWh. O lastró contratual resultou em 101,89%. Esse valor fica dentro da faixa limite entre 100 e 103% estabelecida pela legislação para cumprimento das distribuidoras.

3.8. MEDIÇÃO DE ENERGIA

Em 2011, foram ligados 4 clientes com tensão igual ou superior a 69 kV. O principal deles foi a Petroquímica Suape que opera em 230 kV que tem uma carga inicial de 25 MW contratada junto à CELPE com previsão de atingir 55MW em março de 2012.

Ao longo do ano foram adequadas as medições de 12 consumidores que migraram para o ambiente livre e também foram adequados 7 pontos da rede básica.

Em Fernando de Noronha, a medição da geração foi adequada para atender a nova especificação da Eletrobras. Para essa adequação foi instalada a medição de retardação do barramento e um medidor geral para consumo de combustível.

Neste ano, a CELPE completou 3.352 clientes ativos, atendidos em média tensão com telemedição, e realizou mais de 1.000 inspeções em campo, o que ajudou a identificar 12 casos de fraudes neste universo de clientes, gerando uma energia recuperada estimada em torno de 2,6 GWh.



Continuação

Foi mantido em 2011 o Projeto Educação com Energia, que utiliza a metodologia pedagógica do Procel, nas Escolas. O trabalho educacional foi realizado através de uma unidade móvel de ensino, equipada com experimentos e tecnologia de ponta, para o melhor entendimento das crianças e jovens quanto aos conceitos de conservação de energia, meio ambiente e prevenção a riscos elétricos. O projeto que iniciou no segundo semestre de 2009 já atuou nos municípios de Recife, Olinda, Cabo de Santo Agostinho, Jaboatão dos Guararapes, Carpina, Caruaru, Petrolina, Garanhuns e Serra Talhada e atendeu a um total de 237 escolas, atingindo um público de 2.414 professores e 65.651 alunos, com investimento de R\$ 2.535,0 mil. Outros projetos de eficiência energética foram desenvolvidos para os segmentos de poder público e instituições sem fins lucrativos. Foi finalizada a substituição do sistema de iluminação e a troca dos aparelhos condicionadores de ar, por novos com selo A do Procel/Inmetro na Policlínica Amaury Coutinho, FUNAPE (Fundação de Aposentadorias e Pensões dos Servidores do Estado de Pernambuco), FUSAM (Fundação de Saúde Amaury de Medeiros), Reitoria da Universidade de Pernambuco e do IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis). A CELPE investiu um total de R\$ 18.796 mil nos projetos de eficiência energética ao longo de 2011.

4.6. TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

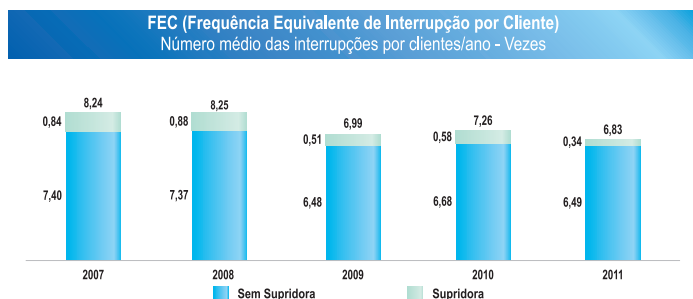
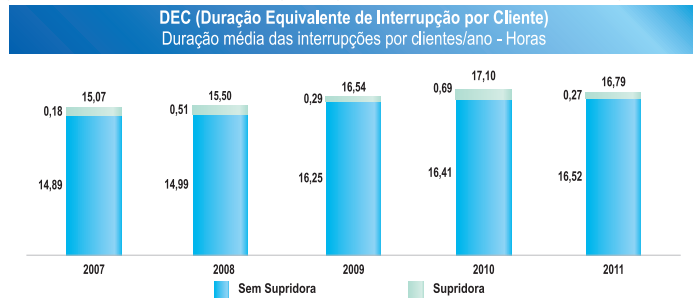
O ano de 2011 foi marcado essencialmente pelos grandes projetos de natureza regulatória, com a implantação do Manual de Contabilidade Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e da Resolução 414 da ANEEL que trata Condições Gerais de Fornecedor de Energia Elétrica. Em Tecnologia da Informação foram providos recursos para viabilizar nos seus sistemas técnicos, comerciais e administrativos-financeiros, as adequações necessárias para atendimento às demandas do negócio que foram reestruturadas com as novas regras regulatórias. Nos sistemas comerciais foram implantadas alterações para atender aos artigos da citada Resolução 414, cujos esforços concentraram-se na aplicação SAP-CCS, em todo o seu ciclo comercial, que compreende o atendimento, serviços, faturamento, arrecadação e cobrança. Em especial, foram realizadas melhorias significativas nos processos que afetam o tempo de atendimento comercial e uma reestruturação no processo de cobrança, aprimorando-o para o incremento de ações de negociação, suspensão e regularização de instalações. Com a implementação do MCPSE, muito se realizou para que as bases de cadastro técnico e de ativos fossem equalizadas. Para isto, as integrações entre os sistemas técnicos e sistemas administrativos/financeiros foram reimplantadas e melhorias foram introduzidas neste dois sistemas a fim de se compatibilizar estas integrações. Pode-se citar a implementação do módulo New GL no SAP R/3 e Portal Regulatório no sistema Gestão do Sistema Elétrico - GSE. Quanto a infraestrutura, os indicadores de performance mostram uma evolução relevante na modernização do parque tecnológico, com 14% de renovação de equipamentos no ano, uma disponibilidade média de 99,1% nos sistemas de missão crítica.

5 DESEMPENHO OPERACIONAL

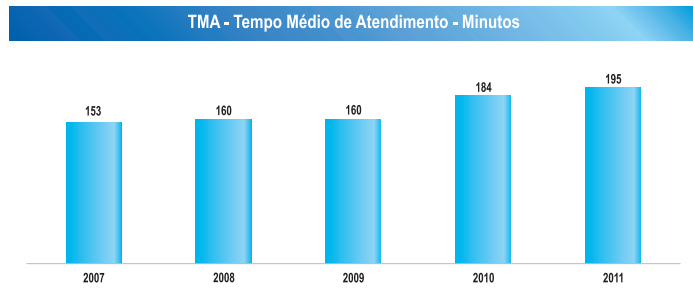
Indicadores Operacionais	2007	2008	2009	2010	2011
Número de Empregados	1.742	1.747	1.705	1.676	1.657
Cientes por Empregado	1.600	1.660	1.765	1.850	1.904
Vendas por Clientes (MWh)	3,07	3,29	3,19	3,25	3,24
Vendas por Empregado (GWh)	4,70	5,21	5,60	5,99	6,15
Ciente por km²	28,28	29,43	30,53	31,46	32,02

5.1. QUALIDADE DO FORNECIMENTO

Os índices globais de Duração Equivalente de Interrupção - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção - FEC, atingiram respectivamente 16,79 horas e 6,83 interrupções no ano de 2011. Os resultados obtidos pelos índices de continuidade confirmam que a empresa está abaixo dos limites determinados pela ANEEL.



O Tempo Médio de Atendimento Emergencial - TMAE atingiu 195 minutos no ano de 2011 para uma média de 22.352 atendimentos.

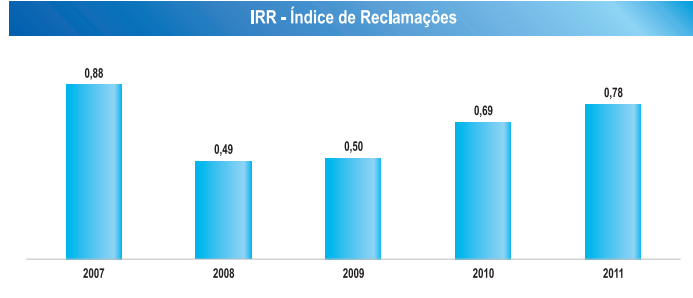


5.2. ATENDIMENTO AO CLIENTE

Em 2011, o atendimento da CELPE realizou diversos projetos visando alcançar o atendimento diferenciado para seus clientes internos e externos. Dentre as ações temos a adequação da rede credenciada de atendimento - Celpe Serviços, composta de 164 pontos distribuídos em 150 municípios dentro da área de abrangência da empresa, atendendo os Art.178 e 180 da Resolução nº 414/10 da ANEEL. Também foi incrementado o número de pontos de autoatendimento (totens) passando de 46 para 77 objetivando maior agilidade no atendimento ao cliente. Foi ampliado o número de agências móveis passando de 01 para 03 viaturas, visando atender às comunidades especiais da Região Metropolitana do Recife e demais municípios do Estado. Também em 2011 foi implantado o treinamento de formação de atendentes comerciais CEFAC, passando a ser obrigatório para todo atendente ou teleatendente contratado de Empresa Prestadora de Serviço - EPS. As ações realizadas buscam a excelência no atendimento e maior satisfação dos clientes.

A CELPE atingiu a marca de 3,16 milhões de clientes e por meio dos seus canais de relacionamento, atendeu em média um terço dos clientes por mês, ou seja, cerca de 1,115 milhões de clientes/mês. Através do Call Center foram atendidos em média mais de 406,6 mil clientes/mês, sendo 309,9 mil no atendimento humano, com TMA de 3,7 minutos e 96,7 mil através da Unidade de Resposta Auditiva - URA. Nas agências, realizamos uma média de 141,1 mil atendimentos/mês e na Rede Celpe Serviços uma média de 89,9 mil clientes/mês, representando uma redução da ordem de 10% em relação ao ano anterior. Com relação ao Site CELPE tivemos um aumento expressivo de 20% no volume de atendimentos com relação ao ano de 2010, finalizando com uma média de 392,3 mil atendimentos/mês. Nos pontos de autoatendimento (totens), chegamos ao volume de 81,5 mil atendimentos/mês, também com um aumento considerável de 27% em relação a 2010.

Em 2011 o IRR - Índice de Reclamações (quociente entre o número acumulado de reclamações procedentes no ano pelo valor médio de contratos ativos no mesmo ano) apresentou um pequeno crescimento, comparado ao ano anterior.



Em 2011, a Empresa obteve o índice de 71,7% no ISQP - Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, avaliado pela ABRADEE nas distribuidoras com mais de 500 mil clientes, representando uma evolução do indicador que em 2010 registrou 68,9%.

6 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

6.1. INDICADORES EMPRESARIAIS

Dados Econômico-Financeiros - R\$ mil	2007	2008	2009	2010	2011	Varição (2011/2010)
Receita Operacional Bruta	3.126.862	3.401.521	4.215.783	4.240.980	4.360.492	2,82%
Receita Operacional Líquida	1.988.206	2.214.523	2.914.838	2.860.067	2.914.133	1,89%
EBITDA (LAJIDA)	584.135	691.685	906.429	719.961	567.772	(21,14)%
Resultado do Serviço - EBIT	474.465	576.218	799.511	592.448	430.535	(27,33)%
Resultado Financeiro - Exceto JSCP	(40.527)	(23.496)	(69.449)	(52.550)	(103.543)	(97,04)%
Lucro Líquido	311.526	466.313	586.949	448.291	283.416	(36,78)%
Alvo Total	3.315.654	3.517.570	3.535.962	3.680.215	4.057.518	10,25%
Investimento	196.859	372.027	255.216	229.266	330.674	44,23%
Dívida Bruta	1.257.834	1.318.124	1.293.802	1.317.978	1.576.288	19,60%
Dívida Líquida	1.071.398	1.111.192	1.099.278	1.198.270	1.255.429	4,77%
Patrimônio Líquido	1.205.484	1.308.263	1.405.834	1.551.371	1.607.294	3,60%
Indicadores Econômico-Financeiros						
Margem EBITDA	29,4%	31,2%	31,1%	25,2%	19,5%	(5,69)pp**
Margem EBIT	23,9%	26,0%	27,4%	20,7%	14,8%	(5,94)pp**
Margem Líquida	15,7%	21,1%	20,1%	15,7%	9,7%	(5,95)pp**
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	14,41	29,44	13,05	13,70	5,48	(59,98)%
Dívida Líquida/EBITDA	1,83	1,61	1,21	1,66	2,21	32,85%
Índice de Endividamento Líquido	47,1%	45,9%	43,9%	43,6%	43,9%	0,05 pp**
Ações						
Valor Patrimonial por Ação (R\$/ação)**	16,16	17,53	18,84	20,79	21,54	3,60%
Lucro Líquido por Ação (R\$/ação)**	4,18	6,25	7,87	6,01	3,80	(36,78)%
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ mil)	295.949	363.534	330.850	248.826	242.787	(2,43)%

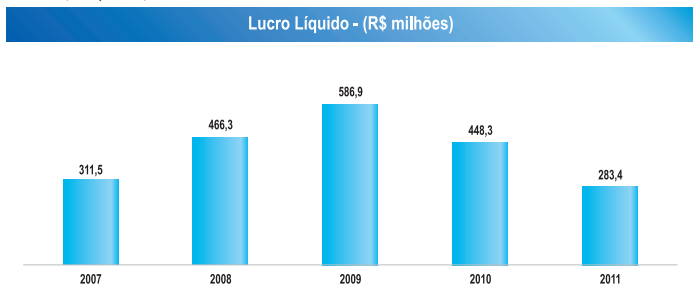
** R\$ por lote de mil ações

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

Conciliação do EBITDA - R\$ mil	2010	2011	Varição
Lucro Líquido	448.291	283.416	(36,78)%
Amortização e reversão PMP/L	21.260	20.492	(3,61)%
Imposto de Renda e CSLL - corrente e diferido	70.347	23.081	(67,19)%

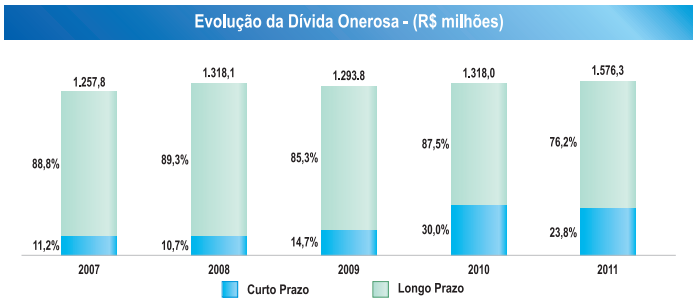
	2010	2011	Varição
Resultado na Alienação/Desativação de Bens e Direitos	(3.525)	(1.002)	(71,56)%
Resultado Financeiro	52.550	103.543	97,04%
Depreciação e Amortização	131.038	138.242	5,50%
EBITDA	719.961	567.772	(21,14)%

Em 2011, o EBITDA decresceu de R\$ 719,9 milhões para R\$ 567,7 milhões, representando um decréscimo de 21,14% em relação ao exercício passado. A CELPE obteve um lucro de R\$ 283,4 milhões, apresentando um decréscimo de 36,78% em relação a 2010. Houve uma redução de 5,95 pontos percentuais na rentabilidade da Margem Líquida, que foi de 15,7% para 9,7%.



6.2. ENDIVIDAMENTO

Em dezembro de 2011 os contratos de empréstimos e financiamentos da CELPE totalizaram R\$ 1,576 milhões de endividamento bruto. Deste montante, 23,8% possui vencimento no curto prazo e 76,2% no longo prazo, com prazo médio ponderado de vencimento de 3,1 anos. O endividamento líquido (dívida menos disponibilidade, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) atingiu R\$ 1,255 milhões. Durante o exercício de 2011, a CELPE acessou agências de fomento e organismos multilaterais para financiamento de seu programa de expansão e melhoria do sistema de distribuição de energia elétrica junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP totalizando o repasse de R\$ 159 milhões. Em abril de 2011, a Empresa captou recursos no mercado de capitais por meio da 4ª emissão de debêntures, no montante de R\$ 360 milhões, destinados ao ajuste do perfil da dívida da Empresa. Esta operação propiciou a obtenção de prazo mais longo e desconexão de vencimentos. A Standard & Poor's Ratings Services atribuiu rating "brAAA" a emissão de debêntures.

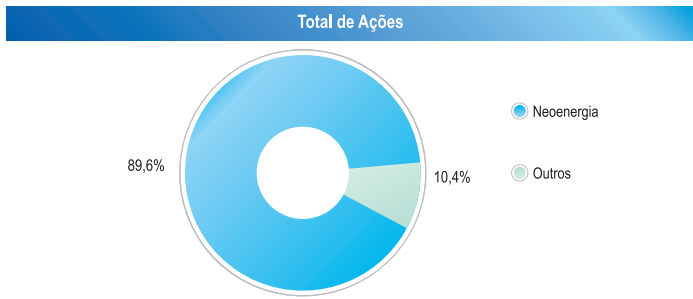


Em 2011, a CELPE obteve o grau de investimento em escala global. Em escala nacional, o rating de crédito foi elevado de "brAA+" para "brAAA", avaliada pela Standard & Poor's Ratings Services. A elevação do rating de crédito reflete as melhorias contínuas em suas operações e em sua estrutura de capital e a manutenção de indicadores de proteção do fluxo de caixa consistentes.

7 GOVERNANÇA CORPORATIVA

7.1. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O capital social, de R\$ 590,2 milhões é representado por ações ordinárias (ON), ações preferenciais classes "A" (PNA) e "B" (PNB). Desse total, 89,6% pertencem ao grupo Neoenergia e 10,4% a acionistas minoritários. O capital social é representado por 74.612.388 ações nominativas escriturais, sem valor nominal, sendo 66.302.693 ações ordinárias, 7.567.254 ações preferenciais classe A e 742.441 ações preferenciais classe B. As ações ordinárias (ON) e preferenciais (PN) da CELPE são listadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BMF&BOVESPA), através dos códigos de ativos: CEPE3 (ON), CEPE5 (PNA) e CEPE6 (PNB).



7.2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

A CELPE adota uma política de transparência com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de rating e instituições reguladoras de mercado, disponibilizando informações atualizadas e relevantes sobre a empresa, sempre de acordo com as boas práticas de governança corporativa. A cada trimestre, o Grupo Neoenergia realiza uma *webconference* e disponibiliza um relatório de acompanhamento com os dados individualizados por empresa e consolidados, além da realização de reuniões *one-on-one* com os principais institutos de relacionamento. Em 2011, a Neoenergia realizou apresentações nas reuniões da Apimec (Associação dos Analistas e Profissionais de Investimentos do Mercado de Capitais) no Rio de Janeiro, São Paulo e Belo Horizonte. A CELPE possui um canal de comunicação através do endereço eletrônico ri@celpe.com.br e disponibiliza informações por meio da área de Relações com Investidores, no site corporativo (www.celpe.com.br) - link Relações com Investidores e www.neoenergia.com/ri e nos jornais Valor Econômico e Diário Oficial do Estado de Pernambuco.

7.3. DIREITO DOS ACIONISTAS E POLÍTICA DE DIVIDENDOS E JSCP

A CELPE possui definido em seu estatuto social que os acionistas terão direito a um dividendo não cumulativo, de no mínimo 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do artigo 202 da lei 6404/76, compensando-se os dividendos intermediários. O estatuto prevê que as ações preferenciais classe "A" têm direito a um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o lucro líquido, enquanto as ações preferenciais classe "B" têm direito a dividendo 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. Os juros sobre capital próprio poderão ser imputados ao dividendo obrigatório, conforme legislação aplicável. Em 2011 foram pagos R\$ 145.444,5 mil a título de dividendos, sendo R\$ 50.357,2 mil relativos ao exercício findo em 2010 e R\$ 95.087,3 mil aos dividendos intermediários de 2011. Foram pagos também R\$ 88.433,0 mil em juros sobre capital próprio, sendo R\$ 67.239, mil relativos ao exercício de 2011 e R\$ 21.194,0 mil de 2010, perfazendo o montante de R\$ 233.877,6 mil como remuneração total aos acionistas.

7.4. AUDITORIA E CONTROLES INTERNOS

A auditoria interna é uma atividade de avaliação independente e objetiva, que busca agregar valor e melhorar as operações da empresa, por meio de um enfoque sistemático e disciplinado, possibilitando a melhoria da eficácia dos processos de gestão de riscos, controles internos e governança corporativa. A CELPE, alinhada aos requisitos da seção 404 da Lei Sarbanes-Oxley - SOX, avalia, documenta e testa os controles chaves que respaldam as demonstrações contábeis e, quando detectado alguma não-conformidade, elabora planos de ação para sua correção. O desenvolvimento contínuo das atividades de revisão dos desenhos dos processos e dos controles chaves ocasiona uma melhoria na efetividade dos controles e aumento da transparência nas divulgações ao mercado. A CELPE, em conformidade com as melhores práticas de governança corporativa, vem utilizando a ferramenta SAP GRC - Governance, Risk and Compliance, que permite a gestão dos perfis de acesso e utilização ao Sistema SAP R/3. Esta ferramenta possibilita analisar se os perfis de acessos estão em conformidade com os requisitos da Lei Sarbanes-Oxley (SOX), principalmente em relação à concessão de acessos ao sistema e autorização para execução de transações críticas, considerando as regras de segregação de funções em consonância com as melhores práticas do mercado.

7.5. CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL

O Conselho da Administração é integrado por cinco membros titulares e seus respectivos suplentes. Os conselheiros são eleitos para mandato de dois anos pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, que também possui poder de destituir-los do cargo. Há possibilidade de reeleição. As reuniões do Conselho de Administração ocorrem ordinariamente uma vez a cada bimestre e extraordinariamente sempre que necessário. Nenhum dos seus integrantes ocupa cargo de direção. O Conselho Fiscal é integrado por quatro membros titulares e seus respectivos suplentes eleitos pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas para mandatos de um ano. O Conselho Fiscal de caráter permanente reúne-se ordinariamente uma vez a cada trimestre e extraordinariamente, sempre que julgar necessário, ou quando convocado, na forma da lei e do Estatuto Social.

7.6. CÓDIGO DE ÉTICA

A CELPE possui um Código de Ética consolidado, sistematicamente auditado, revisado, divulgado e um canal de comunicação específico (etica@celpe.com.br) para o público externo, através do site (www.celpe.com.br), e na Intrapce para o seu público interno. Tem ainda um Comitê de Ética constituído por representantes da presidência e das superintendências para avaliar o clima ético, propor recomendações de melhoria e analisar sugestões e denúncias. Este é um instrumento norteador de nosso relacionamento com os stakeholders conforme os padrões de governança corporativa do Grupo Neoenergia. Citamos também o nosso Código de Ética na política de Recrutamento e Seleção onde todos os processos são pautados em uma postura inclusiva de respeito e oportunidades iguais para todos, com o objetivo de efetivar o direito à diferença e valorizar a diversidade no que tange as questões étnico-raciais, de gênero, idade, religião, orientação sexual, origem geográfica, classe social, deficiências, aparência física e valores, reconhecendo as potencialidades e talentos existentes em cada ser humano.

8 GESTÃO DE PESSOAS

Em 2011, a CELPE manteve e melhorou os diversos programas voltados ao desenvolvimento profissional e pessoal dos colaboradores alinhado às estratégias da Organização. Esses programas objetivam identificar e valorizar os talentos, otimizar os investimentos em treinamento e desenvolvimento, melhorar o clima organizacional e proporcionar perspectiva de carreira. Em especial destacamos os seguintes programas/processos:

- Programa de Gestão de Desempenho - PGD:** foram realizadas as Avaliações de Objetivos Individuais, Competências Funcionais e de Competências de Liderança, envolvendo todo o quadro efetivo da CELPE. A partir dos resultados das avaliações, foram elaborados e implantados programas de treinamento e desenvolvimento;
- Programa de Desenvolvimento de Liderança - PDL:** o Programa foi refinado e alinhado às definições empresariais - Missão, Visão, Valores e às Competências de Gestão com foco no desenvolvimento de competências da liderança;
- Plano de Sucesso:** demos continuidade aos Comitês de Desenvolvimento de Pessoas e nomeamos diversos colaboradores a cargos de liderança através do Plano de Sucesso;
- Programa Anual de Treinamento:** realizamos 74% dos treinamentos previstos para o ano de 2011, que contemplou eventos de natureza técnica, comportamental e de saúde e segurança;
- Escola Corporativa:** iniciativa do Grupo Neoenergia em promover de forma alinhada os treinamentos mais frequentes voltados através das avaliações de desempenho;
- MBA In Company:** obtido aos engenheiros da área de Distribuição de Energia com objetivo de ampliar competências nas áreas de engenharia, operação e manutenção, focadas na prática dos processos e procedimentos da CELPE;
- Programa de Aposentadoria:** implantação do programa para o Grupo Neoenergia com objetivo de discutir assuntos relacionados à pós carreira e promover maior qualidade de vida aos participantes;

Processo de Recrutamento e Seleção: implantação da ferramenta Vagas.com para os processos seletivos internos e externos do Grupo Neoenergia com objetivo de conferir maior integração, agilidade, informatização e registro do histórico dos processos seletivos.

8.1. SAÚDE E SEGURANÇA

Em 2010, foram cumpridas todas as exigências legais referentes à saúde e segurança, desenvolvidas ações com foco na melhoria das condições de trabalho e qualidade de vida e, ainda, foram estendidas várias ações aos nossos prestadores de serviço. Dentre as principais ações implementadas, listamos as seguintes:

- Treinamentos adicionais de procedimentos de segurança;
- Inspeções de campo sobre o cumprimento das medidas preventivas de segurança;
- Campanhas de saúde (gripe A, AIDS, tabagismo, doação de sangue, hipertensão, diabetes, saúde do homem, etc) e segurança do trabalho;
- Premiação das CIPAS com melhores indicadores de saúde e segurança;
- Ginástica laboral, shiatsu, jogos esportivos, dentre outras.

Considerando os riscos inerentes ao nosso produto - energia elétrica - desenvolvemos, em parceria com outras áreas da empresa, ações de prevenção dirigida aos nossos clientes, tais como:

- Palestras e orientações em escolas, associações de moradores, comunidades próximas às subestações e empresas, difundindo o conceito do uso seguro e eficiente da energia;
- Campanhas em mídias diversas alertando sobre os riscos e cuidados com o uso e exposição à energia elétrica em casa e na rua.

9 RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

A CELPE trabalha continuamente para consolidar práticas sustentáveis em sua estratégia de negócio. Hoje é uma referência empresarial no setor de energia elétrica brasileiro pela qualidade de seus serviços e pela contribuição para o bem estar da sociedade e do meio ambiente. Em 2011, a Empresa deu continuidade à publicação de seu Relatório de Sustentabilidade seguindo as diretrizes da GRI - Global Reporting Initiative. É o 5º ano consecutivo que a metodologia vem sendo utilizada na elaboração do documento. O Relatório, enviado aos públicos de relacionamento da Empresa e disponibilizado no site www.celpe.com.br, foi encaminhado a ONU como parte do compromisso assumido pela CELPE, em 2007, na adesão aos 10 Princípios do Pacto Global. No documento, diversos projetos, processos e práticas de gestão reafirmam o compromisso da Empresa para o atendimento aos 10 Princípios do Pacto.

9.1. PROJETOS SOCIAIS E CULTURAIS

Em 2011, a CELPE deu continuidade ao investimento social externo, a partir do seu Programa de Responsabilidade Social "Energia para Crescer". Diversos projetos e investimentos foram realizados nas comunidades onde a Empresa atua com foco nas áreas de Educação, Cultura e Meio Ambiente. O apoio aos projetos tem como estratégia o respeito aos costumes e culturas locais, a inclusão social e o alinhamento às 8 Metas do Milênio da ONU. Na área educacional, foram apoiados projetos para a universalização e melhoria da qualidade do ensino, a promoção da igualdade e diversidade, a erradicação do trabalho infantil e a promoção do desenvolvimento com sustentabilidade ambiental. Os destaques vão para a parceria com a *Junior Achievement Pernambuco* e o *Instituto Ayrton Senna*. A *Junior* atendeu em 2011, 7.200 jovens de 71 escolas e 17 municípios de Pernambuco. A CELPE, além de apoio financeiro ao projeto, também contribuiu com a atuação de voluntários nos programas "As Vantagens de Permanecer na Escola" e "Introdução ao Mundo dos Negócios". O *Ayrton Senna*, através do projeto Educação pela Arte, beneficia duas entidades no Estado, o *Ária Social* e o *Movimento Pró-Criança*, com atendimento em 2011 a cerca de 810 crianças e adolescentes.

Com foco no empreendedorismo e na geração de emprego e renda, a CELPE firmou parceria com comunidades de baixo poder aquisitivo através do projeto Luz no Empreendedorismo. Trata-se de uma iniciativa de estímulo ao desenvolvimento sustentável e formação de uma rede solidária para aproveitamento de vocações e exploração econômica de atividades comerciais, culturais e pequenas manufaturas. A CELPE deu continuidade às campanhas de arrecadação de doações através da conta de energia. A Campanha Clarear, que beneficia 5 entidades e atende a crianças e adolescentes em situação de risco social - Movimento Pró Criança, Associação Beneficente Criança Cidadã, Organização de Auxílio Fraternal, Pastoral da Criança e Fundação Terra - recebeu, em 2011, o equivalente a R\$ 2,4 milhões. A campanha APAE Energia que beneficia a Federação das APAEs e as 10 unidades da APAE (Associação dos Pais e Amigos dos Excepcionais) espalhadas no Estado, arrecadou mais de R\$ 1,1 milhão. A iniciativa visa oferecer melhorias no tratamento de pessoas com deficiência. Na área cultural, dentre os projetos apoiados destacamos o patrocínio aos filmes brasileiros *Era uma Vez Verônica*, *Jardim Atlântico* e *Bricante*. Também houve o patrocínio ao *Cine PE - Festival do Audiovisual de Pernambuco*, à *Filipote - Festa Literária Internacional de Pernambuco*, e à *Exposição de Arte Múltipla Especial*. A Exposição trouxe à cidade do Recife, através do Museu do Estado, videoarte, artes plásticas, escultura, xilogravura e fotografia criadas por 23 artistas com deficiência de todo o País. A CELPE promoveu a realização da decoração natalina da Praça Osvaldo Cruz, em Recife. Na decoração do espaço, a sustentabilidade esteve presente através de adereços confeccionados a partir de material reciclável e da reutilização de adornos utilizados em decorações de anos anteriores. Adotada pela CELPE em 2008, a Praça Osvaldo Cruz se transformou em um espaço de interação com a sociedade, onde o público pode vivenciar o espírito natalino.

9.2. PROJETOS AMBIENTAIS

A CELPE adota um Sistema de Gestão Ambiental que leva em consideração a sustentabilidade, através da combinação do desenvolvimento econômico com atividades que promovam a melhoria da qualidade de vida e a preservação das riquezas naturais e culturais. Em 2011, o Sistema de Gestão Ambiental (SGA) manteve sua certificação, com base na versão da norma ABNT NBR ISO 14001:2004. Os processos que fazem parte do escopo do SGA são: Gestão da Aquisição de Produtos e Serviços; Gestão da Saúde Ocupacional; Gestão da Segurança do Trabalho; Gestão da Manutenção Predial, Planejamento de Linhas de Transmissão e Subestações; e Desenvolvimento de Pessoas, no Edifício Sede; Geração de Energia, na Usina Tubarão, em Fernando de Noronha; e Manutenção de Subestação, nas Subestações Beberibe, João de Barros, Pina, São Caetano e Dom Avelar. Considerando a Política Integrada de Gestão e os princípios de sustentabilidade do Grupo Neoenergia, a CELPE realiza diversas ações e programas que visam a preservação do meio ambiente e a minimização dos impactos diante de suas atividades.

Programa controle de queimadas

A elevada incidência de interrupções no fornecimento de energia provocadas por incêndios em canais sob linhas de transmissão motivou a CELPE e a CHESF a elaborar um plano de ações em parceria com o IBAMA, CPRH, SINDAÇUCAR e indústrias canavieiras, no sentido de sensibilizar a população da Zona da Mata do Estado de Pernambuco para os impactos socioambientais decorrentes de tais acontecimentos. Desde que foi implantada, em 2009, a iniciativa reduziu em 83% o número de desligamentos. Na safra 2011/2012, o trabalho preventivo está sendo intensificado.

A mobilização em 2011, dez usinas passaram por vistorias técnicas e receberam palestras de sensibilização. A campanha educativa, que alerta para os riscos e consequências dos incêndios, vem sendo disseminada em 30 municípios pernambucanos com spots em rádios locais, distribuição de folhetos e veiculação em carros de som nos dias de feiras livres.

Programa ATUAR

O Programa ATUAR - Adequações em Trechos Urbanos para Árvores e Redes destina-se ao



Continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Levantados em 31 de dezembro de 2011 e 2010

ATIVO	Notas	2011		2010		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Notas	2011		2010	
		R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil			R\$ mil	R\$ mil		
CIRCULANTE						CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	236.788	40.871	168.648	15	260.609	251.189	168.648	154.523	16	194.330
Contas a receber de clientes e outros	5	815.392	734.279	18.289	17	18.289	24.378	22.653	21	8.904	21
Títulos e valores mobiliários	6	26.233	17.274	6.990	18	6.990	4.272	113.540	106.551	19	113.540
Impostos e contribuições a recuperar	7	53.433	50.737	5.161	5	5.161	5.852	22.653	21.613	20	22.653
Estoques		5.190	4.769	1.904	21	1.904	4.607	15.233	14.355	22	15.233
Despesas pagas antecipadamente		5.161	5.852	279.500	22	279.500	290.995	7.670	2.906		7.670
Serviços em curso		58.851	35.021	58.080		58.080	58.080	590.174	590.174		590.174
Outros ativos circulantes	9	26.430	48.914	386.776		386.776	345.917	14.214	6.843		14.214
TOTAL DO CIRCULANTE		1.227.478	937.717	1.227.478		1.227.478	937.717	1.529.456	1.225.515		1.529.456
NÃO CIRCULANTE						NÃO CIRCULANTE					
Contas a receber de clientes e outros	5	415.170	500.302	4.783	10	4.783	41.879	58.050	58.050		58.050
Títulos e valores mobiliários	6	57.838	61.564	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
Impostos e contribuições a recuperar	7	14.490	10.355	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
Impostos e contribuições sociais diferidos	10	164.542	173.337	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	8	212.392	232.884	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
Depósitos judiciais	11	30.520	22.576	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	12	269.623	135.317	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
Outros ativos não circulantes	9	2.158	2.408	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
Investimentos		2.467	1.895	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
Intangível	13	1.660.840	1.601.860	1.670	10	1.670	1.670	50.357	50.357		50.357
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		2.830.040	2.742.498	2.830.040		2.830.040	2.742.498	4.057.518	3.680.215		4.057.518
TOTAL DO ATIVO		4.057.518	3.680.215	4.057.518		4.057.518	3.680.215	4.057.518	3.680.215		4.057.518

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010

	Reserva de Capital				Reservas de Lucros				Proposta de Distribuição de Dividendos Adicional	Lucros Acumulados	Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Remuneração de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio	Reserva Especial de Ágio	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva Legal	Outras Reservas de Lucros	Resultados Abrangentes			
Saldos em 31 de dezembro de 2009	590.174	30.077	454.999	73.004	162.361	102.322	-	-	112.180	1.405.834	
Aprovação da proposta de dividendos adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	(112.180)	(112.180)	
Transações de capital com os sócios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	7.894	-	7.894	
Ganhos líquidos sobre ativos disponíveis para venda (Nota 12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Reserva Legal	-	-	-	-	-	-	-	-	(15.713)	-	
Reserva de Incentivo Fiscal SUDENE	-	-	-	-	65.521	-	-	-	(65.521)	-	
Juros sobre capital próprio (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	(84.776)	-	
Dividendos intermediários (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	(113.692)	-	
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	(50.357)	50.357	
Saldos em 31 de dezembro de 2010	590.174	30.077	454.999	73.004	227.882	118.035	-	-	50.357	1.551.371	
Reversão de dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	230	-	-	230	
Aprovação da proposta de dividendos adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	(50.357)	(50.357)	
Transações de capital com os sócios	-	-	-	-	-	-	-	-	(50.357)	(50.357)	
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	7.371	-	7.371	
Ganho líquido sobre ativos disponíveis para venda (Nota 12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Reserva de incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	40.629	-	-	-	(40.629)	-	
Juros sobre capital próprio (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	(89.650)	(89.650)	
Dividendos intermediários (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	(95.087)	(95.087)	
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	58.050	58.050	
Saldos em 31 de dezembro de 2011	590.174	30.077	454.999	73.004	268.511	118.035	230	14.214	58.050	1.607.294	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e de 2010

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL	2011		2010		AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS	2011		2010	
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil		R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
Lucro do exercício (antes dos impostos)	326.989	539.898	227.882	118.035	Fornecedores	29.792	23.280	29.792	23.280
AJUSTES PARA CONCILIAÇÃO O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					Salários e encargos a pagar	(6.089)	(2.045)	(6.089)	(2.045)
Amortização	138.242	131.038	138.242	131.038	Encargos de dívidas e swap pagos	(112.516)	(97.965)	(112.516)	(97.965)
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	162.362	123.958	162.362	123.958	Taxas regulamentares	16.770	35.311	16.770	35.311
Outras receitas e despesas financeiras líquidas	1.312	1.027	1.312	1.027	Impostos e contribuições a recolher	(4.783)	(96.114)	(4.783)	(96.114)
Valor residual do ativo intangível baixado	1.608	11.591	1.608	11.591	Indenizações/contingências pagas	(25.356)	(16.053)	(25.356)	(16.053)
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	27.882	27.225	27.882	27.225	Entidade de previdência privada	(27.593)	(41.493)	(27.593)	(41.493)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	130.303	22.914	130.303	22.914	Outros passivos	10.251	13.348	10.251	13.348
(AUMENTO) REDUÇÃO DOS ATIVOS OPERACIONAIS	788.698	857.651	788.698	857.651	CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	119.524	(177.731)	119.524	(177.731)
Contas a receber de clientes e outros	(126.284)	(132.934)	(126.284)	(132.934)	ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO	528.723	480.300	528.723	480.300
Impostos e contribuições a recuperar	(6.383)	(27.360)	(6.383)	(27.360)	Captação de empréstimos e financiamentos	376.782	267.811	376.782	267.811
Estoques	(421)	738	(421)	738	Captação de debêntures	360.000	360.000	360.000	360.000
Depósitos judiciais	(6.956)	(3.484)	(6.956)	(3.484)	Amortização do principal de empréstimos, financiamentos	(287.980)	(118.644)	(287.980)	(118.644)
Despesas pagas antecipadamente	691	2.118	691	2.118	Amortização do principal de debêntures	(224.423)	(134.771)	(224.423)	(134.771)
Outros ativos	(1.098)	(38.698)	(1.098)	(38.698)	Obrigações vinculadas	5.136	8.794	5.136	8.794
(AUMENTO) REDUÇÃO DOS ATIVOS OPERACIONAIS	(140.451)	(199.620)	(140.451)	(199.620)	Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(233.167)	(355.927)	(233.167)	(355.927)
Contas a receber de clientes e outros	(126.284)	(132.934)	(126.284)	(132.934)	UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	(3.652)	(332.737)	(3.652)	(332.737)
Impostos e contribuições a recuperar	(6.383)	(27.360)	(6.383)	(27.360)	ATIVIDADE DE INVESTIMENTO				
Estoques	(421)	738	(421)	738	Aquisição de investimentos	(572)	(793)	(572)	(793)
Depósitos judiciais	(6.956)	(3.484)	(6.956)	(3.484)	Aquisição de intangível	(330.674)	(229.266)	(330.674)	(229.266)
Despesas pagas antecipadamente	691	2.118	691	2.118	Títulos e valores mobiliários	2.092	33.199	2.092	33.199
Outros ativos	(1.098)	(38.698)	(1.098)	(38.698)	GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(329.154)	(196.860)	(329.154)	(196.860)
(AUMENTO) REDUÇÃO DOS ATIVOS OPERACIONAIS	(140.451)	(199.620)	(140.451)	(199.620)	AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	195.917	(49.297)	195.917	(49.297)
Caixa e equivalentes no início do exercício	236.788	40.871	236.788	40.871	Caixa e equivalentes no final do exercício	236.788	40.871	236.788	40.871
VARIÁVEL LÍQUIDA DE CAIXA	195.917	(49.297)	195.917	(49.297)					

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

BALANÇOS SOCIAIS - INFORMAÇÃO ADICIONAL (R\$ MIL)

Em 31 de dezembro de 2011 e 2010

1 - BASE DE CÁLCULO	2011 R\$ mil				2010 R\$ mil			
	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil	FPB	RL	VAT
Receita líquida (RL)	2.914.134				2.860.068			
Resultado operacional (RO)	326.989				539.898			
Folha de pagamento bruta (FPB)	139.281				129.430			
Valor adicionado total (VAT)	2.176.753				2.261.471			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS								
Alimentação	9.098	6,53%	0,31%	0,42%	6.693	5,17%	0,23%	0,30%
Encargos sociais compulsórios	35.954	25,81%	1,23%	1,65%	32.709	25,27%	1,14%	1,45%
Previdência privada	12.791	9,18%	0,44%	0,59%	21.754	16,81%	0,76%	0,96%
Saúde	9.584	6,88%	0,33%	0,44%	3.836	2,96%	0,13%	0,17%
Segurança e saúde no trabalho	1.242	0,89%	0,04%	0,06%	1.262	0,98%	0,04%	0,06%
Educação	185	0,13%	0,01%	0,01%	214	0,17%	0,01%	0,01%
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.127	1,53%	0,07%	0,10%	1.899	1,47%	0,07%	0,08%
Creches ou auxílio-educação	389	0,28%	0,01%	0,02%	336	0,26%	0,01%	0,01%
Esporte	14	0,01%	0,00%	0,00%	8	0,01%	0,00%	0,00%
Participação nos lucros ou resultados	8.205	5,89%	0,28%	0,38%	17.258	13,33%	0,60%	0,76%
Transporte	700	0,50%	0,02%	0,03%	696	0,54%	0,02%	0,03%
Outros	1.302	0,93%	0,04%	0,06%	1.601	1,24%	0,06%	0,07%
Total - Indicadores sociais internos	81.591	58,56%	2,78%	3,76%	88.266	68,21%	3,07%	3,90%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS (1)								
Educação	542	0,17%	0,02%	0,02%	215	0,04%	0,01%	0,01%
Cultura	31.361	9,59%	1,08%	1,44%</				



Continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2011 e 2010

(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

1 Informações Gerais

A Companhia Energética de Pernambuco - CELPE ou Companhia, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Neoenergia S.A. ("NEOENERGIA"), é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de distribuição e comercialização aos consumidores finais de energia elétrica, bem como a geração de energia elétrica em sistema isolado, assim como os serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

A sede da Companhia está localizada na Av. João de Barros, 1.111, Boa Vista, Recife - Pernambuco. A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Pernambuco, no Distrito Estadual de Fernando de Noronha e no município de Pedra de Fogo, no Estado da Paraíba, abrangendo uma área de concessão de 98.547 Km², regulado pelo Contrato de Concessão nº 26, firmado em 30 de março de 2000, com vigência até 30 de março de 2030.

Distribuição	Municípios	Localidade	Data da Concessão	Data de Vencimento
CELPE	184	Estado de Pernambuco	30/03/2000	30/03/2030
	1	Distrito Estadual de Fernando de Noronha - PE	30/03/2000	30/03/2030
	1	Estado da Paraíba	30/03/2000	30/03/2030

A Companhia está ainda autorizada a manter a usina com as seguintes especificações:

Geração	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Utilizada (MW)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito Estadual de Fernando de Noronha - PE	4,08	1,60	21/12/1989	21/12/2019

Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores parcialmente e totalmente livres no Estado de Pernambuco, desde 2002. A Administração da Companhia autorizou a conclusão da preparação destas demonstrações financeiras em 23 de janeiro de 2012.

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

	31/12/10	
	Balanco Patrimonial Publicado	Reclassificado
Ativo Circulante		
Outros ativos circulantes	83.935	48.914
Serviços em curso	-	35.021

2 Resumo das Principais Práticas Contábeis

2.1 - BASE DE APRESENTAÇÃO

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

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

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

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

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

2.2 - CONVERSAO DE SALDOS EM MOEDA ESTRANGEIRA

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

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

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

a) Receita não Faturada

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

b) Receita de Construção

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

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

c) Receita de Juros

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

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

2.4 - IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTE E DIFERIDO

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

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

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

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

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

2.5 - IMPOSTOS SOBRE VENDAS

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

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

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

2.6 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Ativos Financeiros

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

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

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

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

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

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado
- Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.
- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.
- Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou "prêmio" na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

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

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

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

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

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

b) Passivos financeiros

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

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

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

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

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

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

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

• Mantidos para negociação

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

• Empréstimos e financiamentos

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

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos Passivos Financeiros

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

c) Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados e líquidos é determinado pelo preço de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço em dedução dos custos de transação.

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

2.7 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS E CONTABILIDADE DE HEDGE

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

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº 30). Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo.

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

Para os fins de contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*), a Companhia classifica os *hedges* como *hedge* de valor justo, ao fornecer proteção contra a exposição às alterações no valor justo do instrumento de *hedge*, a natureza dos riscos excluídos da relação de *hedge*, a identificação de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado.

Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos e do item coberto durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

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

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

2.8 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

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

2.9 - CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

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

As contas a receber de clientes e outros estão apresentadas líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é calculada com base no valor provável de perdas a serem cobradas pelo valor original acrescido dos rendimentos auferidos até as datas base das demonstrações financeiras, apurados pelo critério pró-rata, que equivalem aos seus valores justos.

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores 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.

2.10 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

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

2.11 - ESTOQUES

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

2.12 - OUTROS INVESTIMENTOS

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

2.13 - CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO (ATIVO FINANCEIRO)

Refere-se a 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 ICP 01 (R1) - Contratos de Concessão e ICP 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OPC 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 aos clientes.

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

2.14 - INTANGÍVEL

Compreende o direito de uso da 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 (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553, de 12 de novembro de 2008, 677, de 13 de dezembro de 2011 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 - Ativos Intangíveis e a ICP 01 (R1) - Contratos de Concessão e ICP 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e CPC 05 - Contratos de Construção.

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

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

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

2.15 - EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

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

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da 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, conforme disposições das Deliberações CVM nºs 553, de 12 de novembro de 2008 e 672, de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, os CPC 's 04 - Ativo Intangível e CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos.

São ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificado são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização. Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

2.16 - TAXAS REGULAMENTARES

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

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

b) Conta Consumo de Combustível (CCC)

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

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

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

Programas de Desenvolvimento Energético (PDE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

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

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

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

f) Encargo do Serviço do Sistema (ESS)

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

2.17 - DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICP 08, os quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante. O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados revisados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

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

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

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

2.18 - PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

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



Continuação

(d) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e a base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

	Consumidores	Títulos a Receber	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2010	(164.835)	(1.836)	(166.671)
Adições	(114.902)	(111)	(115.013)
Reversões	17.918	-	17.918
Saldos em 31 de dezembro de 2011	(261.819)	(1.947)	(263.766)

6 Títulos e Valores Mobiliários

Agente Financeiro	Ref.	Tipo de Aplicação	Vencimento	Indexador	31/12/11	31/12/10
Disponíveis para venda						
Banco do Brasil	(1)	Fundo de investimento	mar-13	Variável	15.070	16.973
Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	jan-13	CDI	6.593	12.211
Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	jul-16	CDI	23.076	20.792
Banco Nordeste do Brasil	(1)	CDB	jan-14	CDI	5.067	9.993
Bradesco	(2)	Fundo de investimento	fev-11	CDI	-	5
Bradesco	(2)	Fundo de investimento	jun-11	CDI	7.502	9
Bradesco	(2)	LFT	jun-11	CDI	-	207
Banco do Brasil	(1)	Fundo BB Polo		CDI	17.750	-
Banco Itaú	(2)	CDB	jul-12	CDI	126	9.870
Votorantim	(2)	CDB	diversos	CDI	-	7.174
Bradesco	(2)	CDB	out-11	CDI	-	132
Bradesco	(2)	LFT	mar-12	CDI	226	202
Caixa Econômica Federal	(2)	CDB	diversos	CDI	224	1.270
Caixa Econômica Federal	(2)	LFT	diversos	CDI	6.260	-
Banco Itaú	(2)	CDB	out-13	CDI	307	-
Votorantim	(2)	CDB	dez-12	CDI	112	-
Votorantim	(2)	CDB	dez-12	CDI	1.193	-
Caixa Econômica Federal	(2)	CDB	diversos	CDI	565	-
Total					84.071	78.838
Circulante					26.233	17.274
Não circulante					57.838	61.564

(1) Constituem reservas reais para garantia de empréstimos junto às instituições financeiras (vide nota explicativa nº 15).
(2) Constituem garantia para leilão de energia.
(*) Aplicações com liquidez imediata sem vencimento pré-determinado.

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

7 Impostos e Contribuições a Recuperar

	Ref.	31/12/11	31/12/10
Circulante			
Imposto de Renda - IR	(a)	20.898	187
Contribuição Social - CSLL	(a)	5.943	1.663
Imposto sobre Resultado de Mercadorias - ICMS	(b)	16.494	13.328
Programa de Integração Social - PIS	(c)	711	4.790
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	5.784	28.237
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		3.258	2.332
Imposto Sobre Serviços - ISS		345	200
		53.433	50.737
Não circulante			
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	14.490	10.355
		14.490	10.355
Total		67.923	61.092

(a) O ativo de Imposto de renda (IR) e a Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos e retenção na fonte referente a serviços prestados.
(b) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados a prestação de serviços da Companhia, registrado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000.
(c) O PIS e a COFINS a recuperar decorrente do regime de apuração não-cumulativo estabelecido pelas Leis nºs 10.637/02 e 10.833/03, respectivamente, das retenções de órgãos públicos e ajuste dos créditos provenientes de encargos de depreciação de máquinas e equipamentos e gastos com materiais aplicados na atividade, conforme disposto no Parecer SRFB Cosit nº. 27/2008.

8 Benefício Fiscal - Ágio Incorporado da Controladora

O benefício fiscal do ágio incorporado refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nºs 319/99 e 349/01. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2011 e 2010 são como segue:

Ágio - incorporado	1.494.454
Provisão constituída	(986.340)
Benefício fiscal	508.114
Amortização acumulada	(809.501)
Reversão acumulada	534.271
Saldos em 31 de dezembro de 2010	232.884
Amortização	(60.271)
Reversão	39.779
Saldos em 31 de dezembro de 2011	212.392
Ativo não circulante	212.392

O ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, desde agosto de 2001, em 336 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 192, de 31 de maio de 2001, conforme curva abaixo:

Ano	Curvas de Amortização de Ágio				
	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2011	0,04033	2017	0,02798	2023	0,02045
2012	0,03641	2018	0,02682	2024	0,01860
2013	0,03480	2019	0,02573	2025	0,01773
2014	0,03342	2020	0,02335	2026	0,01690
2015	0,03202	2021	0,02238	2027	0,01609
2016	0,02918	2022	0,02140	2028	0,01476

9 Outros Ativos

	Ref.	31/12/11	31/12/10
Subvenção à baixa renda - tarifa social	(a)	6.459	28.479
Adiantamentos a empregados		1.288	823
Adiantamentos a fornecedores		13	8
Serviços prestados a terceiros		4.930	4.993
Alienações em curso		1.614	2.269
RGR a compensar		114	242
Precatório - Finsocial/PAES	(b)	5.030	4.998
Desativações em curso		-	4.599
Dispêndios a reembolsar em curso		-	100
Cobrança extra judicial	(c)	5.590	2.414
Títulos de crédito a receber		1.638	1.638
Outros créditos a receber		1.912	759
Total		28.588	51.322
Circulante		26.430	48.914
Não circulante		2.158	2.408

(a) O Governo Federal, através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, com impacto significativo na receita operacional da Companhia.
Por meio do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, foram definidas as fontes para concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, decorrente dos novos critérios estabelecidos no art. 1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e no art. 5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.
(b) Valor referente a inclusão de débitos indevido na composição do parcelamento PAES, constatado após revisão solicitada pela empresa a RFB - Receita Federal do Brasil, no montante de R\$ 4.273, sendo R\$ 2.792 de principal e R\$ 1.481 acréscimos legais.
(c) Cobrança extra judicial referente ao ICMS das aquisições de óleo diesel, destinadas à produção de energia elétrica em Fernando de Noronha-PE, onde a saída de energia elétrica é amparada pela isenção e com isto estes valores de ICMS passam a integrar o custo da geração.

10 Impostos e Contribuições Sociais Diferidos

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros desses tributos e contribuições ocorrerão no momento da realização. O imposto de renda é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a contribuição social está constituída a alíquota de 9%.

	Ativo		Passivo	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
	Base de Cálculo	Tributo	Base de Cálculo	Tributo
Imposto de renda				
Diferenças temporárias	486.809	121.702	509.813	127.453
	486.809	121.702	509.813	127.453
Contribuição social				
Diferenças temporárias	475.998	42.840	509.813	45.884
	475.998	42.840	509.813	45.884
Total	164.542	173.337	46.016	41.879

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

Ativo	31/12/11		31/12/10	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	55.087	55.087	62.962	62.962
Provisão para passivo atuarial	291.672	291.672	302.227	302.227
Provisão para demissão voluntária	927	927	1.146	1.146
Provisão para contingências	60.564	60.564	51.449	51.449
Provisão PLR	2.541	2.541	11.577	11.577
Ajustes RTT				
Ativos e passivos regulatórios	61.593	61.593	73.047	73.047
Outros	14.425	3.614	7.405	7.405
Total ativo	486.809	475.998	509.813	509.813
Passivo				
Ajustes RTT				
Aplicação do "hedge accounting"	(25)	(25)	(282)	(282)
Diferença entre o valor justo do ano corrente e o valor justo na adoção inicial	21.537	21.537	10.368	10.368
Ajuste da quota anual de amortização	1.654	1.654	1.540	1.540
Capitalização(amortização) de juros de acordo com o IFRS	48.636	48.636	14.952	14.952
Ativos e passivos regulatórios	61.593	61.593	100.320	100.320
Custo de captação	1.947	1.947	3.278	3.278
Outros	-	-	(7.006)	(7.006)
Total passivo	135.342	135.342	123.170	123.170

Estudos técnicos de viabilidade aprovados pelo Conselho de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos e correspondem às melhores estimativas da administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado em que a mesma opera, conforme deliberação CVM nº 371.

A expectativa de realização de créditos fiscais ativos está demonstrado a seguir:

	2011	2010
	Ativo	Ativo
2011	-	38.534
2012	32.305	45.159
2013	19.922	89.644
2014	26.445	-
2015	38.605	-
2016	44.528	-
Após 2016	2.737	-
Total	164.542	173.337

Como a base tributável do IR e da CSLL decorre não apenas do lucro que pode ser gerado, mas também da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, não existe uma correlação imediata entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de IR e CSLL. Portanto, a expectativa da utilização dos créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2011 e 2010.

	31/12/11		31/12/10	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	326.989	326.989	539.898	539.898
Amortização do ágio e reversão da PMIPL	(20.492)	(20.492)	(21.260)	(21.260)
Juros sobre capital próprio	(89.650)	(89.650)	(84.776)	(84.776)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT	216.847	216.847	433.862	433.862
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	54.212	19.516	108.465	39.048
As alíquotas da legislação				
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:				
(+) Adições				
Contribuições e doações	432	156	321	116
Multas indevidas	450	162	152	55
Depreciação veículos executivos	60	21	56	20
Excesso despesas previdenciárias	3.511	1.264	3.242	1.167
Outras adições	2.638	(355)	9	3
Subtotal adições	7.091	1.248	3.780	1.361
(-) Exclusões				
Reversão da provisão do ágio	(9.945)	(3.580)	(10.317)	(3.714)
Incentivo fiscal SUDENE	(40.629)	-	(65.521)	-
Incentivos Audiovisual/Rouanet e PAT	(2.059)	-	(2.616)	-
Outras exclusões	(2.737)	(35)	(55)	(84)
Subtotal exclusões	(55.370)	(3.615)	(78.509)	(3.798)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	5.933	17.149	33.736	36.611
Corrente	(68)	14.016	35.781	37.347
Diferido	6.001	3.133	(2.045)	(736)
	5.933	17.149	33.736	36.611

Regime Tributário de Transição - RTT

A Medida Provisória 449/2008, de 3 de dezembro de 2008 convertida na Lei 11.941/09, instituiu o RTT - Regime Tributário de Transição, que tem como objetivo neutralizar os impactos dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei 11.638/07, na apuração das bases de cálculos de tributos federais. A aplicação do RTT foi opcional para os anos de 2008 e 2009 e obrigatória a partir de 2010 para as pessoas jurídicas sujeitas ao Imposto de Renda da Pessoa Jurídica ("IRPJ") de acordo com a sistemática de lucro real ou de lucro presumido.
Porem excluídas na apuração das bases de cálculos dos tributos federais da Companhia, conforme determinado no RTT, os ativos contábeis decorrentes da aplicação dos CPC's: Estrutura Conceitual Básica (Reconhecimento de juros e passivos regulatórios), O4 (Ativo Intangível), O8 (Custo de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários), 20 (R1) (Custos de Empréstimos), 33 (Benefícios a Empregados), 38 (Instrumentos Financeiros) e ICPC O1 (R1) (Contratos de Concessão).

11 Depósitos Judiciais

Estão classificados neste grupo os depósitos judiciais recursais à disposição do juízo para permitir a interposição de recurso, nos termos da lei.

	31/12/11	31/12/10
Trabalhistas	7.172	3.951
Cíveis	12.955	9.248
Fiscais	10.393	9.377
Total	30.520	22.576

12 Concessão de Serviço Público (Ativo Financeiro)

O Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 26, de 30 de março de 2000 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Companhia (Concessionária - Operador) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela Companhia, onde:

- ✓ O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- ✓ O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. 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 uma indenização; e
- ✓ O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos 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 de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC O1 (R1) - Contratos de Concessão, 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:

- (a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados 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; e
- (b) 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 (vide nota explicativa nº 13).
</



Continuação

Condições contratuais dos empréstimos da Companhia em 31 de dezembro de 2011:

Fonte	Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BNB 1	30/11/04	RS	Eletificação	10% a.a.	Não aplicável	2013	Recebíveis, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira.
BNB 3	29/12/05	RS	Eletificação	10% a.a.	Não aplicável	2012	Recebíveis, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira.
BNB 6	27/06/08	RS	Eletificação	10% a.a.	Não aplicável	2016	Recebíveis, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira.
BNDES 6 FINEM (B)	01/12/06	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	Não aplicável	2012	Aval Neoenergia e Fundo de Investimento.
BNDES 6 FINEM (C)	01/12/06	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	Não aplicável	2013	Aval Neoenergia e Fundo de Investimento.
CEF/COHAB	Diversos	RS	Eletificação Conj. Habitacional	TR + 2 + 5,5% a.a.	Não aplicável	2014	Receita Própria, Aval Governo do Estado e Fiança Bancária.
ECF 0018 UFIR	01/07/04	RS	Universalização	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2016	Receita Própria.
ECF 0115 UFIR	17/11/05	RS	Universalização	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2017	Receita Própria.
ECF 1983 UFIR	11/02/00	RS	Eletificação Rural	UFIR + 6% a.a.	Não aplicável	2012	Receita Própria.
ECF EMERGENCIAL 2871/2010	28/10/10	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	5% a.a.	Não aplicável	2015	Receita Própria e Nota Promissória
FINEP	14/10/09	RS	Pesquisa e Desenvolvimento	(TJLP-6%) + 5% a a	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia.
KFW 1	29/05/96	EURO	Distribuição Rural/Se/Lts	2% a.a.	72,5% do CDI	2026	Aval Governo do Estado/Federal e Fiança Bancária.
KFW 2	29/05/96	EURO	Distribuição Rural/Se/Lts	4,5% a.a.	92% do CDI	2016	Aval Governo do Estado/Federal e Fiança Bancária.
BANCO DO BRASIL	28/01/11	RS	Rest. da Dívida	98,5% CDI	Não aplicável	2014	Clean
BNDES 7 - FINEM (C3)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (D3)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (E3)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% aa	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	RS	Rest. da Dívida	12,149% a.a.	99,5% do CDI	2014	Clean
BNDES 7 - FINEM (Q4)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (O4)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (P4)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% aa	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (O8)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% aa	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (P8)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% aa	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (Q8)	23/12/09	RS	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% aa	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia

Para alguns empréstimos foram dadas garantias de receita própria, avais dos Governos Federal e Estadual, notas promissórias e aval do acionista controlador.

O total devido em moeda nacional e em moeda estrangeira da Companhia desdobra-se da seguinte forma:

Moeda Nacional	31/12/11		31/12/10	
	R\$	%	R\$	%
Juros pré-fixados	388.831	50,4%	367.766	56,5%
UFIR	54.843	7,1%	68.894	10,6%
TJLP	245.933	31,9%	195.601	30,1%
TR	52	0,0%	69	0,0%
CDI	81.701	10,6%	18.017	2,8%
Total	771.360	100,0%	650.347	100,0%
Principal	731.497		637.995	
Encargos	39.863		12.352	

Moeda Estrangeira	31/12/11		31/12/10	
	R\$	%	R\$	%
Euro	6.539	100,0%	3.405	100,0%
Total	6.539		7.586	
Principal	6.539		7.586	
Encargos	-		4	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010:

Moeda/Indexador	31/12/11		31/12/10	
	Variação %		Variação %	
EURO	9,25	(11,14)		
Dólar norte-americano	12,58	(6,29)		
IGP-M	5,10	11,31		
FINEL	1,00	2,18		
TJLP	6,00	6,00		
CDI	11,64	9,75		
SELIC	11,84	11,11		
TR	1,26	0,60		

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	31/12/11		31/12/10	
	Dívida	Total	Dívida	Total
2012	-	-	122.048	121.428
2013	98.568	(816)	97.752	(650)
2014	309.691	(165)	309.526	(650)
2015	89.841	(85)	89.756	(392)
2016	63.836	(33)	63.803	(31)
Após 2016	48.425	(11)	48.414	(32)
Total	610.361	(1.110)	609.251	505.820

A mutação dos empréstimos e financiamentos é a seguinte:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		Total
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2010	153.151	497.196	1.372	6.214	657.933
Ingressos	4.526	229.256	143.000	-	376.782
Encargos	63.873	77	1.062	-	65.012
Variação monetária e cambial	-	-	(6.833)	471	(6.362)
Swap	-	(1.116)	10.627	(490)	9.021
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	(257)	-	-	(257)
Transferências	122.201	(122.201)	1.196	(1.196)	-
Amortizações e pagamentos de juros (176.678)	-	-	(148.884)	-	(325.562)
(-) Custos de transação	35	1.297	-	-	1.332
Saldos em 31 de dezembro de 2011	167.108	604.252	1.540	4.999	777.899

16 Debêntures e Encargos

Debêntures	Série	Quantidade de Títulos Emitidos	Remuneração	Encargos		Taxa Efetiva	31/12/11		31/12/10	
				Circulante	Principal		Circulante	Total	Circulante	Total
(-) Emissão	1ª	3.000	108,5% do CDI 15,27% a.a.	3.772	97.959	97.959	199.600	293.300	-	-
(-) Custos de transação				-	(646)	(808)	(1.918)	-	-	-
Subtotal - 2ª Emissão				3.772	97.313	97.151	198.882	291.382	-	-
2ª Emissão	2ª	40.000	Variação IGP/M + 10,95% a.a. 18,62% a.a.	-	-	-	-	42.033	-	(18)
(-) Custos de transação				-	-	-	-	(42.015)	-	(18)
Subtotal - 2ª Emissão				-	(76)	(76)	(253)	-	-	-
3ª Emissão	Única	17.000	105% do CDI 13,67% a.a.	293	85.000	-	85.293	170.646	-	-
(-) Custos de transação				-	(76)	-	(76)	(253)	-	-
Subtotal - 3ª Emissão				293	84.924	-	85.217	170.393	-	-
4ª Emissão	Única	36.000	111,3% do CDI 14,65% a.a.	8.337	-	360.000	368.337	-	-	-
(-) Custos de transação				-	(309)	(1.015)	(1.324)	-	-	-
Subtotal - 4ª Emissão				8.337	(309)	358.985	367.013	-	-	-
Total				12.402	181.928	456.782	651.112	509.790		

(a) Captações

Em 27 de abril de 2011 a Companhia concluiu a operação de captação de recursos no mercado de capitais por meio da 4ª emissão de debêntures, no montante de R\$ 360.000, com prazo de 6 anos sendo 4 anos de carência, e juros pagos semestralmente com custo de 111,30% do CDI. Os recursos serão destinados ao ajuste da dívida da Companhia.

(b) Condições restritivas financeiras (covenants)

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

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

(c) Garantias

Para a 3ª e a 4ª Emissão de debêntures foi dada garantia de aval do acionista controlador.

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	31/12/11		31/12/10	
	Débito	Total	Débito	Total
2012	-	-	182.959	182.479
2013	97.959	(476)	97.483	(403)
2014	-	(312)	(312)	-
2015	144.000	(247)	143.753	-
2016	144.000	(123)	143.877	-
Após 2016	72.000	(19)	71.981	-
Total	457.959	(1.177)	456.782	(883)

A mutação das debêntures é a seguinte:

	31/12/11		31/12/10	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2010	229.755	280.035	509.790	
Ingressos	-	360.000	360.000	-
Encargos	79.418	-	79.418	-
Variação monetária e cambial	1.279	-	1.279	-
Transferências	182.959	(182.959)	-	-
Amortizações e pagamentos de juros (299.356)	-	-	(299.356)	-
(-) Custos de transação	275	(294)	(19)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2011	194.330	456.782	651.112	

17 Salários e Encargos a Pagar

	31/12/11	31/12/10
Salários	5.451	4.880
Provisões férias	5.913	3.366
Encargos sobre provisões de férias	3.580	2.547
Provisão PLR	2.541	11.357
Outros	804	2.228
Total	18.289	24.378

18 Taxas Regulamentares

	Ref.	31/12/11	31/12/10
Reserva Global de Reversão - RGR		3.015	1.059
Conta de Consumo de Combustível - CCC		16.710	12.386
Fundo de Desenvolvimento Energético - CDE		1.995	1.752
Conta Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		925	462
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		462	486
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(a)	30.647	29.854
Programa de Eficiência Energética - PEE	(a)	53.564	39.740
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - FTSEE		491	516
Encargo do Serviço do Sistema - ESS		7.723	12.471
Encargo do Consumidor - Tesouro Nacional		1.388	1.466
Total		116.920	100.703
Circulante		63.990	47.272
Não Circulante		52.930	53.431

(a) A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Eficiência Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL nº 300/2008 e 316/2008.

19 Impostos e Contribuições a Recolher

	31/12/11	31/12/10
Circulante	312.111	312.120
Imposto de Renda - IR	373	545
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	80.854	74.220
Programa de Integração Social - PIS	3.659	3.401
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	16.856	15.665
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	2.423	982
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	988	907
Imposto Sobre Serviços - ISS	1.564	819
Parcelamento de tributos	790	-
Outros	6.033	10.212
Total	113.540	106.551
Não-circulante	1.654	2.395
Imposto de Renda - IR	-	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	-	2.395
Total	1.654	2.395

O passivo corresponde ao Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) incidente sobre faturas a pagar a fornecedores e sobre os Juros sobre Capital Próprio, em favor da Neoenergia, depositado em juízo, conforme nota explicativa nº 21.

20 Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

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

Deliberação	Provento	Valor Deliberado	Valor por Ação		
			ON	PNA	PNB
2011					
RCA de 31 de março de 2011	JSCP	22.413	0,3000939	0,3000939	0,3301033
AGO de 26 de abril de 2011	Dividendos	50.357	0,6742471	0,6742471	0,7416718
RCA de 30 de junho de 2011	JSCP	22.413	0,3000939	0,3000939	0,3301033
RCA de 29 de agosto de 2011	Dividendos	95.087	1,2731		



...Continuação

(a) Fornecimento de Energia

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

	Faturados (1)		MWh (1)		R\$ mil	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
Consumidores:						
Residencial	2.735.690	2.669.566	3.932.543	3.791.350	1.470.918	1.423.979
Industrial	12.797	13.413	1.997.211	2.049.876	689.475	680.828
Comercial	197.712	198.048	2.097.455	2.020.603	909.140	868.478
Rural	173.076	180.574	556.988	579.741	132.206	125.596
Poder público	21.650	21.699	574.784	557.546	246.382	232.807
Iluminação pública	5.117	5.015	412.894	428.056	102.415	106.700
Serviço público	2.761	2.523	604.235	597.977	178.621	178.963
Consumo próprio	242	229	13.828	13.657	-	-
Suprimento	30	33	-	-	-	(1)
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	7.843	(5.811)
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor carga (*)	-	-	-	-	(2.198.164)	(2.233.611)
Subtotal	3.148.975	3.091.100	10.189.938	10.038.506	1.538.836	1.377.928
Subvenção à tarifa social baixa renda	-	-	-	-	103.079	150.273
Total	3.148.975	3.091.100	10.189.938	10.038.506	1.641.915	1.528.201

(*) Vide comentários nota (c) a seguir.

(1) Informações não examinadas por auditores independentes.

Reajuste Tarifário 2011

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.143 de 26 de abril de 2011, publicada no Diário Oficial da União do dia 29 de abril de 2011, homologou o resultado do Reajuste Tarifário anual da Companhia, em 10,86%, sendo 8,19% relativo ao reajuste econômico e 2,67% relativo aos componentes financeiros, o que corresponde a um efeito médio de 8,27% a ser percebido pelos consumidores contratados.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2011 com vigência até 28 de abril de 2012.

Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reajuste médio de 8,68%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residências e baixa renda, o aumento médio foi de 8,04%.

Recarga Anual (RAO)

	Ref. (1)	2.731.500
Encargos setoriais		315.795
Compra de energia elétrica		1.418.928
Transporte de energia		170.622
Parcela A		1.905.345
Remuneração bruta de capital - Parcela B		1.049.848
Recarga requerida (Parcela A+B)	(2)	2.955.193
CVA e neutralidade		(9.442)
Componentes financeiros		(26.696)
Subsídios tarifários		115.071
Total comp. financeiros e subsídios	(3)	78.933
Reajuste econômico [(2)/(1) - 1]	(4)	8,19%
Componentes financeiros [(3)/(2) - 1]	(5)	2,67%
Reajuste tarifário total [(4) + (5)]		10,86%
Reajuste percebido pelo consumidor		8,27%

(b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE

Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia.

(c) Receita pela disponibilidade da rede elétrica

A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	Ref. (1)	31/12/11	31/12/10
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor livre		125.091	89.526
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor carga	(1)	2.198.164	2.233.611
Total		2.323.255	2.323.137

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

(d) Outras receitas

	31/12/11	31/12/10
Renda da prestação de serviços	8.253	15.789
Arrendamentos e alugueis	15.431	12.900
Serviço taxado	3.841	4.113
Taxa de iluminação pública	1.100	6.453
Administração de faturas de fraudes	18.559	26.641
Outras receitas	7.182	1.618
Saldos em 31 de dezembro de 2011	54.186	67.514

25 Deduções da Receita Bruta

	31/12/11	31/12/10
IMPOSTOS:		
ICMS	(846.009)	(817.126)
PIS	(66.886)	(65.051)
COFINS	(308.482)	(299.170)
ISS	(1.476)	(1.880)
ENCARGOS SETORIAIS:		
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(31.008)	(28.826)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(23.939)	(21.024)
Subvenção - Conta Consumo de Combustível - CCC	(136.232)	(114.678)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(13.080)	(12.753)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(4.829)	(5.101)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(2.414)	(2.551)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(47.809)	(5.101)
Encargos do Consumidor - Tesouro Nacional	(7.244)	(7.652)
Total	(1.446.359)	(1.380.913)

26 Custos e Despesas Operacionais

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

	31/12/11		31/12/10	
	Custos de Bens e Serviços Vendidos	Despesas com Vendas	Despesas Gerais e Administrativas	Total
Pessoal	(70.369)	(26.749)	(40.785)	(137.903)
Administradores	-	-	(2.609)	(2.609)
Entidade de previdência privada	(5.336)	(1.732)	(5.723)	(12.791)
Material	(10.690)	(382)	(645)	(11.717)
Combustível para produção de energia	(7.215)	-	(7.215)	(14.430)
Serviços de terceiros	(78.953)	(54.448)	(48.937)	(182.338)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSSE	(3.526)	(2.444)	-	(5.970)
Energia elétrica comprada para revenda	(2)	(1.336.212)	-	(1.336.212)
Encargos de uso do sistema transmissão	(3)	(163.317)	-	(163.317)
Amortização	(4)	(104.792)	(24.226)	(129.018)
Arrendamentos e alugueis	(570)	(678)	(722)	(1.970)
Impostos	(580)	(134)	(657)	(1.371)
Provisões líquidas - PCLD	-	(97.094)	(97.094)	(194.188)
Perdas conta a receber/consumidores	-	(33.209)	-	(33.209)
Provisões líquidas - contingências	(75.194)	75.194	(1.235)	(16.930)
Provisões atuariais	-	-	7.577	7.577
Custo de construção da infraestrutura da concessão	(326.703)	-	-	(326.703)
Alienação/desativação de bens e direitos	-	-	1.003	3.526
Outros	(1.897)	(3.008)	(27.380)	(32.285)
Total custos/despesas	(2.185.354)	(168.910)	(129.337)	(2.483.601)

(1) Pessoal

	31/12/11	31/12/10
Pessoal		
Remunerações	(78.977)	(75.497)
Encargos sociais	(36.688)	(33.073)
Auxílio alimentação	(8.985)	(8.985)
Convênio assistencial e outros benefícios	(3.900)	(3.558)
Rescisões	(2.195)	(4.809)
Férias e 13º salário	(20.795)	(15.350)
Plano de saúde	(9.552)	(3.804)
Contencioso trabalhista	(3.861)	(6.622)
Participação nos resultados	(47.205)	(17.258)
Encerramento de ordem em curso	(1.807)	(728)
(-) Transferências para ordens	37.062	30.921
Total	(137.903)	(136.342)

(2) Energia Elétrica Comprada para Revenda

	31/12/11	31/12/10
	R\$	MWh (*)
Terceiros	(924.033)	9.109.844
Partes relacionadas	(479.624)	3.546.422
Câmara de comercialização de energia elétrica	(4.204)	57.373
Proinfa	(44.583)	260.667
Encargos Serviço Sistema - ESS/EER	(19.265)	-
Créditos de PIS e COFINS	135.497	-
Total	(1.336.212)	12.974.306

(*) Informações não examinadas por auditores independentes.

(3) Custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

	31/12/11	31/12/10
Terceiros	(168.181)	(137.163)
Partes relacionadas	(719)	(279)
Crédito PIS / COFINS	16.648	15.377
Outros	(11.065)	(11.065)
Total	(163.317)	(150.861)

(4) Amortização

	31/12/11	31/12/10
Amortização Residual no Resultado	-	-
Quota de amortização no exercício	(141.814)	(134.092)
(-) Crédito PIS/COFINS	3.572	3.054
Total	(138.242)	(131.038)

(5) Outros Custos e Despesas Operacionais

	31/12/11	31/12/10
Seguros	(983)	(918)
Doações e contribuições	(1.838)	(1.155)
Recuperação de despesa	6.877	13.400
Órgãos de classe do setor elétrico	(1.645)	(1.710)
Despesas de viagem	(1.954)	(2.123)
Consumo próprio e energia elétrica	(6.479)	(6.313)
Propaganda e publicidade	(224)	(3.113)
Indenização processos cíveis e fiscais	(17.414)	(10.968)
Alimentação	(1.023)	(1.403)
Encerramento de ordem em curso	(121)	(44)
Outros	(7.390)	(1.681)
Total	(32.285)	(16.028)

27 Receitas e Despesas Financeiras

	31/12/11	31/12/10
Receita financeira		
Renda de aplicações financeiras	35.679	21.727
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	44.552	43.925
Varição monetária	44.515	34.802
Varição cambial	8.391	2.198
Operações Swap	3.007	2.814
Outras receitas financeiras	1.103	13.125
Total	137.247	118.491
Despesa financeira		
Encargos de dívida	(139.325)	(102.833)
Varição monetária	(58.364)	(40.766)
Varição cambial	(2.038)	(2.399)
Operações Swap	(12.030)	(2.580)
Outras despesas financeiras	(29.033)	(22.463)
Total	(240.790)	(171.041)

28 Participações nos Resultados

A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos. O montante desta participação para o exercício de 2011 foi de R\$ 8.205 (R\$ 17.258 em 2010).

29 Saldos e Transações com partes Relacionadas

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

Empresas	Ref.	Natureza de Operação	31/12/11			31/12/10		
			Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Amara Brasil	d)	Prestação de serviço (almoxxarifado)	-	299	(1.972)	-	129	(2.013)
Neoenergia S.A.		Aluguel/Comodato	-	50	(570)	-	-	-
		Juros sobre capital próprio	-	20.083	-	-	18.992	-
		Outras	-	1.081	-	-	1.904	-
		Total	-	21.214	(570)	-	20.896	-
Banco do Brasil S.A.	f)	Outras	-	254.217	(20.878)	-	152.489	(20.440)
Celpos	e)	Contrato de mútuo	-	147.277	(7.238)	-	138.705	(7.742)
		Outras	-	147.456	(1.193)	-	155.095	(2.649)
		Total	-	294.733	(8.491)	-	293.800	(10.391)
Coelba	b)	Uso da rede	541	-	4.358	246	-	3.320
		Outras	-	592	-	-	87	-
		Total	541	-	4.358	246	87	3.320
Cosern		Outras	357	705	-	87	42	-
Termopernambuco	a.1)	Energia comprada	-	65.833	(460.648)	-	61.293	(454.985)
	a.3)	Uso da rede	-	40	(469)	-	36	(435)
		Outras	-	441	-	-	328	-
		Total	-	66.314	(461.117)	-	61.657	(455.420)
Itapebi		Outras	2.403	821	-	-	255	-
Geração Cill		Outras	-	104	-	-	48	-
NC Energia	a.1)	Energia comprada	-	-	-	-	-	(285)
		Outras	-	31	-	-	79	-
		Total	-	307	-	-	79	(285)
Neoenergia Serviços	d)	Prestação de serviço	-	15	(4.484)	-	267	(3.237)
		Outras	-	15	-	-	7	-
		Total	-	322	(4.484)	-	274	(3.237)
Baguari I	a.2)	Energia comprada	-	295	(2.314)	-	274	(2.176)



Continuação

Durante o exercício, findo em 31 de dezembro de 2011, a Companhia efetuou contribuições a CELPOS no montante de R\$ 13.847 (R\$ 26.317 em 2010).

As contribuições provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	31/12/2011	31/12/2010
Custo do imobilizado em curso	117	147
Despesas operacionais	12.674	7.610
Total	12.791	7.757

Com o propósito de anular o passivo atuarial correspondente à parcela apropriada ao resultado, equivalente a 4/5, a Companhia firmou com a Celpos, no exercício de 2001, um instrumento contratual previsto para ser amortizado até o ano de 2022, de valores referentes às reservas a amortizar e a outros passivos atuariais a amortizar existentes.

Os valores estão apresentados da seguinte forma:

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
Contrato de reconhecimento de dívida				
Benefícios a conceder	12.361	11.648	134.916	138.608
Subtotal	12.361	11.648	134.916	138.608
Contribuição da patrocinadora				
Obrigação atuarial	-	-	144.395	151.972
Participação ativos	2.135	1.977	-	-
Desligados PDV	737	730	189	415
Subtotal	2.872	2.707	144.584	152.387
Total	15.233	14.355	279.500	290.995

Deliberação CVM nº 600 - CPC 33 - Benefícios a empregados

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

O parecer atuarial da CELPOS, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira da fundação em 31 de dezembro de 2011 e 2010, está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 600, de 07 de outubro de 2009.

As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2011 e 2010 foram:

Plano de Benefício/Contribuição	2011	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	10,99%	10,99%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,30%	11,49%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	5,00%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT 2000 segregada por sexo	AT 2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 Masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Light franca	50% da Light franca
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data de aposentadoria normal e 100% na data da elegibilidade à aposentadoria normal.

Plano de Benefício/Contribuição	2010	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	10,77%	10,77%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,83%	11,94%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,83%	5,83%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	UP-94	UP-94
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Light franca	50% da Light franca
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data de aposentadoria normal e 100% na data da elegibilidade à aposentadoria normal.

Os valores reconhecidos nos balanços patrimoniais são os seguintes:

	Plano BD		Plano CD	
	2011	2010	2011	2010
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	786.488	687.038	843	879
Valor justo dos ativos do plano	(472.191)	(446.178)	(3.149)	(2.088)
Déficit / (Superávit) para planos cobertos	314.297	240.860	(2.306)	(1.209)
Ganho (Perdas) atuariais não reconhecidas	(21.023)	61.528	1.898	1.607
Custo do serviço passado não reconhecido	-	-	(272)	(293)
Passivo (ativo) líquido	293.274	302.388	(680)	105
Limite do "corredor" para reconhecimento no resultado	78.649	68.704	315	208

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Plano BD		Plano CD	
	2011	2010	2011	2010
Custo do serviço corrente	914	1.427	87	135
Juros sobre as obrigações atuariais	71.403	74.542	105	122
Rendimento esperado dos ativos do plano	(51.462)	(52.465)	(270)	(179)
Custos de amortizações	-	-	22	-
(Ganhos) / perdas reconhecidos devido ao impacto da redução no plano	-	-	(103)	(36)
(Ganhos) / perdas reconhecidos devido ao impacto da liquidação antecipada no plano	-	(2.093)	-	-
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	20.855	11.069	(159)	42

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

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

As movimentações no valor presente da obrigação com benefício definido e contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	Plano BD		Plano CD	
	2011	2010	2011	2010
Valor das obrigações no início do ano	687.038	714.500	879	996
Custo do serviço corrente bruto (com juros, líquido da contribuição do participante)	914	1.427	87	135
Juros sobre a obrigação atuarial	71.403	74.542	105	122
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.357	3.162	15	10
(-) (Ganho) / perda atuarial	80.375	(14.712)	(243)	(677)
(-) Benefícios pagos no ano	(55.599)	(51.118)	-	-
(-) Impacto da redução do plano	-	(9.690)	-	-
Impacto das alterações no plano	-	-	-	293
(-) Impacto da liquidação antecipada no plano	-	(31.075)	-	-
Valor das obrigações calculadas no final do ano	786.488	687.036	843	879

As movimentações no valor justo dos ativos do plano de benefício definido e do plano de contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	Plano BD		Plano CD	
	2011	2010	2011	2010
Valor justo dos ativos no início do ano	446.177	438.320	2.088	1.237
Rendimento esperado no ano	51.462	52.465	270	179
Ganho / (perda) atuariais nos ativos do plano	(2.176)	6.371	150	260
Contribuições de patrocinadoras (inclui benefícios pagos diretamente pelas patrocinadoras)	29.968	28.051	626	402
Contribuições de participantes	2.357	3.162	15	10
(-) Benefícios pagos pelo plano/empresa	(55.598)	(51.118)	-	-
(-) Impacto da liquidação antecipada no plano	-	(31.075)	-	-
Valor justo dos ativos no final do ano	472.190	446.176	3.149	2.088

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

	BD		CD	
	2011	2010	2011	2010
Contribuição da empresa	21.810	626	-	-
Custo esperado do plano previdenciário do benefício definido e contribuição definida são:				
	Plano BD	Plano CD	Plano BD	Plano CD
	2012	2012	2012	2012
Custo do serviço corrente	1.415	63	-	-
Juros sobre a obrigação atuarial	83.558	101	-	-
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(52.215)	(392)	-	-
Amortização do custo do serviço passado não reconhecido	-	22	-	-
Amortização de (ganhos) ou perdas atuariais não reconhecidos	-	(109)	-	-
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	32.758	(315)	-	-

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

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

	Plano BD		Plano CD	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
Renda variável	21,13%	20,00%	17,49%	15,14%
Renda fixa	68,52%	72,00%	77,57%	79,92%
Imóveis	3,00%	2,11%	0,00%	0,00%
Outros	7,35%	5,89%	4,94%	4,94%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar e plano de saúde, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: auxílios refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento, que são periodicamente negociados por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 2011, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 21.565 (R\$ 13.127 em 2010).

33 Seguros

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

Riscos	Data da Vigência	Importância Segurada (R\$)	Prêmio (R\$)
Riscos nomeados - subestações e usinas	08/10/11 A 08/10/12	108.659	266.116
Riscos nomeados - imóveis próprios e locados	08/10/11 A 08/10/12	126.706	310.313
Responsabilidade civil geral - operações	08/10/11 A 08/10/12	6.000	431.699
Veículos	08/10/11 A 08/10/12	-	24.887

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

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

Responsabilidade civil geral - cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais e/ou industriais da Companhia. O limite máximo a indenizar por evento é de R\$ 6.000.

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

Veículos - coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos, e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por sete dias em caso de sinistro ou roubo.

34 Questões Ambientais

A Companhia pauta sua conduta pela preservação do Meio Ambiente e respeito à legislação ambiental. As ações voltadas para a sustentabilidade são diversas e cada vez mais arraigadas ao negócio da Empresa. Em 2011, dentre as ações voltadas à preservação do meio-ambiente destacam-se:

- **Rede compacta/Linha verde**
Uma das ações de grande importância na preservação ambiental é a utilização de redes protegidas. Cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico.
- **Conservação de energia**
Visando a educação ambiental e a preservação dos recursos naturais, a companhia vem investindo em projetos de eficiência energética, conforme obrigatoriedade estabelecida em contrato de concessão de energia.

A Celpe investe em projetos de diagnósticos e eficiência das instalações de clientes dos poderes públicos e privados, instituições beneficentes e educacionais e prédios tombados pelo Patrimônio Histórico.

Além de sensibilizar os clientes com o programa de Eficiência Energética, a Celpe doa equipamentos eficientes (geladeiras e lâmpadas), capacita agentes comunitários e municipais das prefeituras e promove ações educacionais nas universidades, escolas e comunidades carentes.

• **Certificação ambiental ISO 14001:2004**
Em 2011, o Sistema de Gestão Ambiental (SGA) manteve sua certificação, com base na versão da norma ABNT NRB ISO 14001: 2004. Os processos abrangidos pelo SGA são: "Gestão da Aquisição de produtos e Gestão da Saúde ocupacional; gestão da segurança do trabalho; serviços; gestão da manutenção predial; planejamento de linhas de transmissão e subestações; Desenvolvimento de pessoas" (no Edifício Sede); "Geração de energia" (na Usina Tubarão, em Fernando de Noronha) e "Manutenção de subestação" (nas subestações Beberibe, João de Barros, Pina, São Caetano e Dom Avelar).

• **Licenciamento ambiental**
A Celpe mantém todas as suas Subestações, Redes de Distribuição, Linhas de Transmissão e a Usina Termoeletrica Tubarão, em Fernando de Noronha regularizados e licenciados pelo órgão ambiental estadual e municipal. O processo de licenciamento faz parte da rotina da Companhia, bem como sua renovação que acontece anualmente.

• **Emissões atmosféricas e de ruídos**
Semestralmente, a Celpe realiza o monitoramento da qualidade do ar em decorrência da emissão de gases dos geradores da Usina Tubarão, localizada na ilha de Fernando de Noronha, cujos resultados estão de acordo com os parâmetros estabelecidos pela legislação vigente. Além disso, foi realizado um estudo de dispersões de emissões gasosas que permite identificar a influência dos empreendimentos na qualidade do ar. Ficou concluído, com esse estudo, que os poluentes da Usina Tubarão apresentam valores muito abaixo dos estabelecidos pela legislação, não causando nenhum impacto ambiental à região da ilha.

Em relação aos veículos da Companhia, a Unidade de Transporte utiliza o opacímeter para monitorar os níveis de fumaça preta dos veículos a diesel da frota, sendo os veículos com emissões acima do padrão encaminhados para manutenção corretiva.

• **Programa controle de queimadas**
A elevada incidência de interrupções no fornecimento de energia provocadas por incêndios em canais sob linhas de transmissão motivou a Companhia Energética de Pernambuco (Celpe) e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) a elaborar um plano de ações em parceria com o IBAMA, CPRH, SINDAÇUCAR e indústrias canavieiras, no sentido de sensibilizar a população da Zona da Mata do Estado de Pernambuco para os impactos socioambientais decorrentes de tais acontecimentos. Desde que foi implantada, em 2009, a iniciativa reduziu em 83% (*) o número de desligamentos. Na safra 2011/2012, o trabalho preventivo está sendo intensificado.

As instituições, por meio de ações conjuntas, também orientam as indústrias canavieiras em suas atividades de produção sob as linhas de transmissão. Na safra 2008/2009, a Celpe e a Chesf contabilizaram, juntas, 53 (*) ocorrências relacionadas à presença do fogo na extensão das linhas de transmissão de energia. No biênio seguinte, 2009/2010, o número de desligamentos motivados por este motivo caiu para 37 (*). Na safra 2010/2011, foram registradas nove interferências no sistema elétrico operado pelas duas empresas. A redução mais significativa, até o momento, foi percebida na atual colheita. Na safra 2011/2012 foi registrado, até o mês de novembro de 2011, apenas 1 (*) ocorrência relacionada à presença do fogo na extensão das linhas de transmissão de energia das Empresas. A previsão de conclusão da safra atual é fevereiro de 2012.

Na mobilização de 2011, dez usinas passaram por vistoria técnica e receberam palestras de sensibilização. Uma campanha educativa, que alerta para os riscos e consequências dos incêndios, está sendo divulgada em 30 municípios pernambucanos com spots em rádios locais, distribuição de folhetos e veiculação em carros de som nos dias de feiras livres.

(*) Informação não examinado por auditores independentes.

• **Programa ATUAR**
O Programa ATUAR - Adequações em Trechos Urbanos para Árvores e Redes destina-se ao manejo integrado da rede elétrica e da arborização urbana na cidade do Recife com a utilização de soluções de engenharia florestal, agrônoma e elétrica, com o objetivo de preservar o meio ambiente, garantir a qualidade do fornecimento de energia e assegurar os benefícios que a vegetação proporciona aos cidadãos.

O Programa ATUAR tem por base o diagnóstico da arborização urbana com incidência sobre a rede elétrica, desenvolvido pela CELPE, que indica as necessidades de adequação na rede elétrica e na arborização.

Para assegurar resultados mais eficazes, a CELPE assinou um Convênio com a Prefeitura do Recife para realizar ações integradas diante das propostas indicadas no Diagnóstico da Arborização possibilitando a gestão da arborização do município.

• **Gerenciamento de resíduos**
A CELPE possui uma norma para o Gerenciamento de seus Resíduos, onde estabelece as obrigações/ações a serem tomadas para cada tipo de resíduo pela empresa contratada para o destino final. Entre os tratamentos dos resíduos da empresa, podem-se citar a reciclagem do óleo mineral isolante dos transformadores, e reterno do óleo lubrificante proveniente da Geração de Energia em Fernando de Noronha. Cabe ressaltar que as empresas que atuam no gerenciamento de resíduo da CELPE são devidamente licenciadas perante os órgãos ambientais pertinentes.

• **Outras atividades**
Outra ação pertinente à Política de Meio Ambiente da Companhia que visa prevenir e minimizar os impactos ambientais é o apoio ao Projeto TAMAR no arquipélago de Fernando de Noronha, que objetiva proteger as tartarugas marinhas no Brasil.

Destacamos abaixo os recursos aplicados de modo a atender aos seus compromissos com o meio ambiente.

Recursos aplicados	Ativo (*)		Resultado (*)	
	2011	2010	2011	2010
	47.623	42.589	24.561	19.932

(*) Informação não examinado por auditores independentes.

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2011, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas e balanço social, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo contador da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos auditores independentes, Ernst & Young Terco e do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 27 de janeiro de 2012

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

DIRETORIA EXECUTIVA

Luiz Antônio Ciarlini de Souza
Diretor-Presidente
Lady Batista de Moraes
Diretora de Gestão de Pessoas
Paulo Roberto Dutra
Diretor de Planejamento e Controle
Solange Maria Pinto Ribeiro
Diretora de Regulação
Erik da Costa Breyer
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

CONSELHO FISCAL

Carlos Alberto Araújo
Presidente
Bernardo de Azevedo Silva Rothe
Francisco Gaudio
Guilherme Souto da Silva
Suplentes
João Jackson Mesquita Quirino
Rubens André Chagas Brito
Rodolfo Rocha
Milton Baggio Carvalho

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Marcos Geovanne Tobias da Silva
Presidente
Gonzalo Pérez Fernández
Vice-Presidente
Marcelo Maia de Azevedo Corrêa
José Maurício Coelho
Titulares
Gonzalo Gómez Alcántara
Suplentes
Mario José Ruiz-Tagle Larrain
Lara Cristina Ribeiro Piau Marques

CONTADOR

Marcilio Quintino Correia da Silva - Contador - PE-017007/0-7 - CPF: 669.950.434-72

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia, bem como, concordam com a opinião dos audit