

Confidencial

TRANSACTION ADVISORY SERVICES

Abril, 2005

Relatório de Avaliação Econômico-Financeira

 **ERNST & YOUNG**

Quality In Everything We Do

BANDEIRANTE

São Paulo, 05 de abril de 2005.

Ilmo. Sr. Antônio José Sellare
EDP Brasil S.A.
Rua Bandeira Paulista, 530, 14º andar
São Paulo/ SP - CEP: 04532-001

Prezado Senhor,

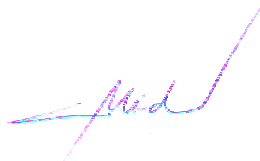
Conforme solicitação de V.Sa., apresentamos o relatório de avaliação econômico-financeira da empresa **BANDEIRANTE Energia S.A. - “BANDEIRANTE”** doravante denominada **Empresa**.

O objetivo da avaliação econômico-financeira é suportar as decisões dos administradores e acionistas da **Empresa** no que tange ao processo de **Reorganização Societária** da **EDP Brasil**. Dessa forma, a avaliação econômico-financeira não deve ser utilizada para nenhum outro propósito.

Este relatório tem data-base de 31 de dezembro de 2004 e contempla o objetivo, escopo, procedimentos e metodologia utilizada nas projeções econômico-financeiras, bem como nossas conclusões sobre as premissas mercadológicas e operacionais que envolveram o cálculo do valor econômico da **Empresa**.

Agradecemos a oportunidade de colaborarmos com a **EDP Brasil** e a atenção dispensada pelos seus executivos e funcionários durante a execução deste trabalho.

Atenciosamente,



Carlos Alberto Miranda
Sócio
ERNST & YOUNG



Eduardo Vargas Rêdes
Diretor
ERNST & YOUNG

SUMÁRIO

I – CONSIDERAÇÕES GERAIS	4
II – LIMITAÇÕES.....	6
III – SUMÁRIO EXECUTIVO	7
IV – METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO.....	9
IV.1 – Fluxo de Caixa Descontado	10
V – PREMISSAS	17
V.1 – Premissas Gerais	17
V.2 – Considerações Gerais.....	20
VI – AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA: BANDEIRANTE	32
VI.1 – Receita Bruta.....	32
VI.2 – Impostos e Deduções	38
VI.3 – Balanço Energético.....	39
VI.4 – Encargos Setoriais	39
VI.5 – Despesas Operacionais.....	40
VI.6 – Resultado Financeiro	40
VI.7 – Impostos Diretos	40
VI.8 – Investimentos e Depreciação.....	41
VI.9 – Capital de Giro.....	42
VI.10 – Resultados Encontrados	43

I – CONSIDERAÇÕES GERAIS

Para atingirmos o objetivo de nosso trabalho de avaliação econômico-financeira da **BANDEIRANTE** foram aplicados procedimentos, sempre baseados em fatos históricos, econômicos e de mercado. Os valores projetados e contidos nesse relatório basearam-se na metodologia do fluxo de caixa descontado e são resultantes da análise de dados financeiros e gerenciais históricos, além de projeções de eventos futuros, merecendo as seguintes considerações:

- Ä Todas as considerações apresentadas foram elaborados por profissionais da **ERNST & YOUNG Consultores Associados Ltda. (“ERNST & YOUNG”)**, na qualidade de avaliadores independentes, baseados em dados e fatos contidos neste relatório;
- Ä Nenhum dos sócios ou profissionais da **ERNST & YOUNG** tem qualquer interesse financeiro na **BANDEIRANTE**, caracterizando assim sua independência. Os honorários estimados para a execução deste trabalho não são baseados e não têm qualquer relação com os valores aqui reportados;
- Ä Este trabalho foi feito com base em informações contábeis e gerenciais fornecidas pelos executivos e funcionários da **BANDEIRANTE**, e foram consideradas verdadeiras, uma vez que não faz parte do escopo deste projeto qualquer tipo de procedimento de auditoria. Desta forma, a **ERNST & YOUNG** não assume qualquer responsabilidade futura pela precisão das informações históricas utilizadas neste relatório;
- Ä Fez parte de nosso trabalho obter informações junto à diretoria e gerência da **BANDEIRANTE**, que julgamos confiáveis, mas não assumimos responsabilidade futura por sua precisão;
- Ä Algumas das considerações descritas neste relatório são baseadas em eventos futuros que fazem parte das expectativas da **BANDEIRANTE** e dos profissionais da **ERNST & YOUNG** na época da avaliação. Estes eventos futuros podem não ocorrer e os resultados apresentados neste relatório poderão sofrer alterações;
- Ä É importante mencionar que a base para a elaboração do trabalho foram os Planos de Negócios e projeções econômico-financeiras de longo prazo da **BANDEIRANTE** tendo sido efetuada uma análise crítica das informações recebidas. Na qualidade de avaliador independente, a **ERNST & YOUNG** realizou os ajustes em premissas e critérios de cálculo que julgou necessários para uma melhor expressão da avaliação econômico-financeira da **BANDEIRANTE**. A **BANDEIRANTE** nem seus administradores ou acionistas controladores impuseram qualquer restrição à nossa habilidade de: (i) obter todas as informações solicitadas para produzir esta análise econômico-financeira e chegar às conclusões aqui contidas; (ii) chegar independentemente às conclusões contidas nessa análise econômico-financeira; e (iii) realizar os ajustes necessários;
- Ä Não foram efetuadas investigações sobre títulos de propriedade da **BANDEIRANTE** envolvida neste relatório, nem verificações da existência de ônus ou gravames sobre a mesma;

- Ä Não levamos em consideração os efeitos tributários que os acionistas da **BANDEIRANTE** poderão sofrer em decorrência do processo de **Reorganização Societária**, ou quaisquer custos, taxas ou despesas que poderão surgir em decorrência da consumação desta reestruturação;
- Ä A **ERNST & YOUNG** não tem responsabilidade de atualizar este relatório para eventos e circunstâncias que ocorram após a data-base do mesmo;
- Ä Não faz parte desse trabalho qualquer procedimento de auditoria e/ou planejamento tributário;
- Ä Este relatório faz parte de conjunto de 6 (seis) relatórios que servirão, como um todo, de suporte no processo de **Reorganização Societária**;
- Ä Não tivemos a oportunidade de expor as ações da Empresa, negócios ou ativos ao mercado. Conseqüentemente não pudemos concluir se existem ou não potenciais compradores que desejam pagar uma quantia pelos negócios diferente de nossa estimativa de valores encontrados; e
- Ä Os valores contidos neste relatório são referências de valores justos esperados da Empresa, o que não reflete necessariamente valores que serão utilizados nos processos de **Reorganização Societária**.

II – LIMITAÇÕES

Este relatório e as opiniões e conclusões nele contidas são de uso da **EDP Brasil**, seus acionistas e administradores. Entretanto, a **EDP Brasil** não poderá distribuir este relatório a outras partes, observando o seguinte:

1. A **ERNST & YOUNG** deverá ser notificada a respeito de qualquer distribuição deste relatório, que por sua vez deverá ser previamente aprovada por aquela;
2. Este relatório não deverá ser distribuído em partes;
3. Qualquer usuário deste relatório deve estar ciente das condições que nortearam este trabalho, bem como das situações de mercado e econômicas do Brasil;
4. A **ERNST & YOUNG** responderá às perguntas dos receptores relativas a este relatório, às custas da **EDP Brasil**, somente se for acordado anteriormente entre a **EDP Brasil** e os receptores, o escopo de tais perguntas e respostas; e
5. A **Ernst & Young** desde já autoriza a divulgação dos resultados da avaliação e relatórios dela decorrentes aplicável à reorganização societária da **Empresa**, incluindo, sem limitação, aos administradores e acionistas da Empresa, à Comissão de Valores Mobiliários - CVM e à Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

Os resultados neste relatório dependem de suposições que servem de base para as projeções. Os fluxos de caixa projetados utilizados nas análises de avaliação econômico-financeira da Empresa podem diferir materialmente dos fluxos de caixa reais, uma vez que as suposições representam estimativas futuras.

Os fatores que possam resultar em diferenças entre os fluxos de caixa projetados e os resultados reais incluem mudanças no ambiente externo, alterações no ambiente operacional interno da Empresa e diferença de modelagem. O método do Fluxo de Caixa Descontado não antecipa as mudanças nos ambientes externos e interno nos quais a **BANDEIRANTE** está inserida, exceto aquelas apontadas neste relatório. As projeções têm como base nosso entendimento dos produtos da Empresa e as experiências adquiridas, juntamente com os relatórios fornecidos pelas mesmas e discussões com seus executivos e administradores.

Os resultados a serem apresentados em nosso relatório servem de base para o processo de reorganização de ativos mencionados anteriormente, podendo diferir dos valores finais das ações estratégicas, bem como de circunstâncias ocorridas no momento de sua execução.

O objetivo da avaliação econômico-financeira é suportar as decisões dos administradores e acionistas da Empresa no que tange o processo de **Reorganização Societária**. Dessa forma, a avaliação econômico-financeira não deve ser utilizada para nenhum outro propósito.

Os resultados são significativos para os usuários apenas após estes terem compreendido os métodos e premissas envolvidas nas projeções.

III – SUMÁRIO EXECUTIVO

Este relatório apresenta a avaliação econômico-financeira da Empresa na data-base de 31 de dezembro de 2004, com o objetivo de suportar as decisões dos administradores e acionistas da Empresa no que tange o processo de **Reorganização Societária**. Entre outros aspectos, o escopo de nosso trabalho incluiu:

1. Reuniões e discussões com os executivos e funcionários da **BANDEIRANTE**;
2. Obtenção de dados históricos contábeis, operacionais e gerenciais da **BANDEIRANTE**;
3. Análise do mercado de atuação da **BANDEIRANTE**, buscando identificar as suas perspectivas futuras de crescimento e rentabilidade;
4. Projeção das operações futuras da **BANDEIRANTE**, apurando-se as expectativas futuras de geração operacional de caixa das mesmas, dentro das expectativas de comportamento das receitas, custos e despesas operacionais projetadas;
5. Análise crítica dos Planos de Negócios e projeções econômico-financeiras fornecidas pela **BANDEIRANTE**;
6. Verificação da consistência das premissas macroeconômicas e do negócio utilizadas nas projeções econômico-financeiras da **BANDEIRANTE**;
7. Projeção dos demonstrativos econômico-financeiros da **BANDEIRANTE** (Demonstrativo de Resultado e Fluxo de Caixa) com base em seu Plano de Negócio e expectativas futuras;
8. Avaliação econômico-financeira da **BANDEIRANTE** através do Fluxo de Caixa Descontado. Este método é reconhecido como o que mais apropriadamente traduz o valor econômico de um empreendimento, seja ele uma empresa ou um negócio integrante de uma estrutura maior, esteja ele em fase operacional ou de projeto;
9. Cálculo das taxas de desconto que reflitam adequadamente os riscos inerentes ao setor e à **BANDEIRANTE**, sendo essas taxas utilizadas para trazer os Fluxos de Caixa da **Empresa** a Valor Presente Líquido; e,
10. Os resultados neste relatório dependem de suposições que servem de base para as projeções. O método do Fluxo de Caixa Descontado não antecipa as mudanças nos ambientes externos e interno nos quais a **BANDEIRANTE** está inserida, exceto aquelas apontadas neste relatório. Foi elaborado um cenário base (sugestão **Ernst & Young**) de avaliação econômico-financeira tendo sido efetuadas sensibilidades ao risco do país na composição da taxa de desconto. Para o cálculo do valor mínimo, utilizou-se como base a média histórica do spread do C-Bond sobre a taxa livre de risco norte-americana; para o cálculo do valor base utilizou-se a média encontrada durante o ano de 2004 após estabilização; e para o cálculo do valor máximo utilizou-se o último valor encontrado na data-base da avaliação.

É importante ressaltar que o cálculo do valor econômico da **BANDEIRANTE** considerou as mesmas “on a stand alone basis”, ou seja, sem considerar eventuais expectativas de sinergias ou benefícios indiretos com a **Reestruturação Societária**.

Como resultado final do presente trabalho, obtivemos os seguintes valores econômicos, apurados pela metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, para a **BANDEIRANTE** nos três cenários projetados, conforme observado na tabela e nos organogramas societários abaixo, na data-base de 31 de dezembro de 2004.

EMPRESA	MÁXIMO	BASE	MÍNIMO
BANDEIRANTE	1.513.761	1.423.358	1.300.035

Fonte: Ernst & Young

IV – METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO

Não há fórmulas ou regras definidas que possam ser utilizadas em quaisquer circunstâncias na avaliação de Empresa ou empreendimentos. Acadêmicos e profissionais de mercado, entretanto, têm desenvolvido abordagens e metodologias de avaliação normalmente aceitas.

Tais formas e metodologias diferem umas das outras de maneira que cada uma se concentra em diferentes aspectos de um negócio. Ainda assim, e mesmo que formalmente corretas, quando aplicadas na prática, elas apresentam aspectos peculiares e problemas no tratamento das variáveis fundamentais da empresa.

As abordagens de avaliação devem ser, desta forma, criteriosamente escolhidas de acordo com a natureza e características do negócio a ser avaliado, dependendo também da finalidade do exercício de avaliação.

As principais abordagens e metodologias propostas por acadêmicos e adotadas por profissionais do mercado podem ser resumidas da seguinte forma:

Ä Abordagem Financeira

- Ü Método do Fluxo de Caixa Descontado
- Ü Método do Desconto de Dividendos

Ä Abordagem de Mercado

- Ü Análise de Transações Comparáveis
- Ü Análise de Empresa Comparáveis

Ä Abordagem do Custo

- Ü Valor Contábil ou Valor Contábil Ajustado
- Ü Valor de Liquidação
- Ü Equivalência Patrimonial

IV.1 – Fluxo de Caixa Descontado

Este método é reconhecido como o que mais apropriadamente traduz o valor econômico de um empreendimento, seja ele uma empresa ou um negócio integrante de uma estrutura maior, esteja ele em fase operacional ou de projeto. Neste método o desempenho da empresa é analisado sob o enfoque operacional, sendo que o resultado não-operacional (incluindo financeiro) é avaliado à parte.

O trabalho de avaliação econômico-financeira consiste na projeção do comportamento futuro dos parâmetros econômicos básicos da empresa. O trabalho é desenvolvido em duas etapas consecutivas:

- ü Identificação de parâmetros econômicos que influenciam na operação da empresa; e
- ü Projeção dos resultados esperados.

A etapa de identificação de parâmetros econômicos da **BANDEIRANTE** baseou-se em: análise dos demonstrativos históricos e confrontação dos dados históricos da empresa com variáveis macroeconômicas que consideram o ambiente econômico, social e político no qual a mesma está inserida.

Na etapa seguinte, que representa a avaliação econômico-financeira propriamente dita, projetaram-se os cenários que buscam retratar realisticamente as expectativas da **BANDEIRANTE**.

Os resultados futuros projetados foram trazidos a valor presente pela taxa de desconto calculadas para a **Empresa**, obtendo-se o valor operacional das mesmas. A estes valores são acrescidos ativos e passivos não-operacionais (incluindo financeiros) obtendo-se assim o valor econômico da **Empresa** na data-base.

Nesse sentido, o valor da **Empresa** foi determinado pela seguinte fórmula:

$$V_N = VP_{FOP} + VP_P \pm V_{NOP}$$

Onde:

V_N	=	Valor da empresa ou Valor do negócio;
VP_{FOP}	=	Valor presente dos fluxos de caixa operacionais no horizonte de projeção;
VP_P	=	Valor presente do valor residual, calculado pelo método da perpetuidade; e
V_{NOP}	=	Valor dos ativos e passivos não operacionais expressos na data-base.

O valor justo de mercado é “o preço pelo qual a propriedade muda de mãos, entre um comprador disposto e um vendedor disposto, não estando nenhum dos dois sob qualquer imposição para comprar ou para vender, e tendo ambos um conhecimento razoável dos fatos relevantes¹”.

IV.1.1 – Fluxo de Caixa

Ao efetuar-se a projeção do fluxo de caixa operacional da Empresa, foram adotadas determinadas diretrizes básicas, quais sejam:

- Ä *Horizonte de projeção*: o período projetivo utilizado precisa refletir o ciclo natural dos negócios, podendo variar em função da indústria ou setor analisado, ou até em função do ciclo de planejamento estratégico da empresa;*Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS) a pagar*: para o cálculo do IR & CS praticou-se a legislação vigente;
- Ä *Compensação Tributária*: a Base Negativa da CS e os Prejuízos Fiscais a Compensar, quando verificados, foram compensados respeitando o determinado pela legislação vigente. É importante ressaltar que este cálculo foi realizado à parte, sendo adicionado ao valor da Empresa;
- Ä *Benefício Fiscal*: o Benefício Fiscal do Ágio, quando observado, não foi considerado para os estudos de avaliação econômico-financeira;
- Ä *AFAC (Adiantamento para Futuro Aumento de Capital)*: quando observadas, tais contas não foram consideradas no cálculo de valor da Empresa (controladoras e controladas);
- Ä *Provisão para Contingências*: tais contas foram analisadas sob a ótica de desembolso de caixa. Quando não houvesse previsão de desembolso, estas foram desconsideradas no cálculo do valor da Empresa;
- Ä *Necessidade de Capital de Giro Operacional*: a Necessidade de Capital de Giro foi apurada pela projeção de usos operacionais e de fontes operacionais, expurgando-se os valores referentes às aplicações financeiras (quando não-operacionais) no ativo e financiamentos no passivo, os quais são tratados à parte;
- Ä *Fluxo de Caixa Operacional*: para se obter o Fluxo de Caixa Operacional, o qual determinou o valor dos negócios, partiu-se da projeção do lucro operacional da empresa (sem incluir resultados não-operacionais e financeiros), adicionou-se a depreciação contábil do período, subtraíram-se os impostos calculados sobre este lucro, consideraram-se as eventuais necessidades de capital de giro e investimentos e eventuais ajustes quando verificadas receitas/custos/despesas “não caixa”; e

¹ IRS (Receita Federal Norte-Americana), na Disposição 10.1031.

À *Valor Residual/Perpetuidade*: o Valor Residual expressa o fluxo de caixa gerado após o horizonte de projeção considerado. O método mais usual para o cálculo do valor residual é o método da perpetuidade, o qual calcula o valor residual como sendo o valor presente de um fluxo de caixa considerado padrão, que é perpetuado após o último ano de projeção. Neste caso, considera-se que a empresa investe anualmente o mesmo montante considerado como depreciação anual, valor considerado suficiente para manter a empresa funcionando em perfeitas condições. Com isto os valores de novos investimentos e depreciação se anulam.

IV.1.2 – Taxa de Desconto

As taxas de desconto utilizadas para trazer a valor presente o fluxo de caixa operacional da Empresa corresponde ao Custo Médio Ponderado do Capital (**WACC-Weighted Average Cost of Capital**).

O Custo Médio Ponderado do Capital é a taxa adequada para descontar o fluxo de caixa operacional porque reflete o custo de oportunidade dos provedores de capital, ponderado pela estrutura de capital da empresa.

O Custo Médio Ponderado de Capital é definido pela seguinte fórmula:

$$WACC = (E/(E+D)) * R_E + (D/(E+D)) * R_D$$

Onde:

E = Capital próprio;

D = Capital de terceiros;

RE = Custo de financiamento através de capitais próprios; e.

RD = Custo de financiamento através de capitais de terceiros.

IV.1.3 – Estrutura de Capital

Para o cálculo da taxa de desconto foi utilizada uma estrutura ótima de capital, sendo os parâmetros D (capital de terceiros) de 50% e (capital próprio) de 50%, conforme utilizado pela ANEEL nas revisões tarifárias das **Distribuidoras**, mantendo esta mesma estrutura para a **BANDEIRANTE**.

Custo do financiamento através de capitais próprios (RE)

À O custo do financiamento através de capitais próprios é estimado pelo modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), o qual relaciona o retorno esperado pelo investidor com o nível de risco por este incorrido. O cálculo deste risco considera três fatores, a saber: risco país, risco setorial e risco de liquidez; Para se estimar o custo de financiamento de capitais próprios utilizaram-se dados do mercado norte-americano, uma vez que dados do mercado acionário brasileiro podem provocar distorções no modelo. Assim sendo, deve-se acrescentar ao modelo o risco Brasil.

A equação característica do modelo CAPM é:

$$R_E = R_F + b \times [E(R_M) - R_F] + a_{BR}$$

Onde,

- R_F = Taxa de retorno efetivo de um ativo sem risco;
 b = Risco sistemático das ações de Empresa comparáveis; .
 $[E(R_M) - R_F]$ = Retorno efetivo esperado do portfólio de mercado em relação à taxa de retorno de um ativo sem risco; e.
 a_{BR} = Risco Brasil (*)

(*) Utilizou-se o C-Bond como o retorno do Risco Brasil, em virtude deste ser o título do governo de maior liquidez de mercado.

Para a definição do Beta, o seguinte procedimento é adotado:

- Ä Identificação e seleção de Empresas comparáveis (quando não for possível obter um Beta significativo da empresa objeto de avaliação);
- Ä Determinação de suas correlações com os mercados de ações relevantes; e
- Ä Cálculo do Beta ponderado, que será utilizado para determinar o risco de cada empresa/unidade de negócio.

É importante notar que o Beta observado nos mercados de capitais para empresas comparáveis incorpora os diferentes graus de alavancagem destas Empresas. É necessário, portanto, que se extraia o fator de alavancagem para calcular o fator de risco determinado pelo mercado sobre os riscos operacionais inerentes ao negócio. Para tal, a seguinte fórmula é empregada:

$$b_d = b / [1 + (1 - T) \times (D/E)]$$

Onde,

b_d = Beta Desalavancado – risco sistemático das ações de Empresas comparáveis, expurgando o fator de alavancagem de cada uma delas;

b = Beta Alavancado – risco sistemático das ações de Empresas comparáveis, incluindo o grau de alavancagem de cada uma delas;

T = Alíquota de imposto de renda e contribuição social para cada empresa comparável; e

D/E = Grau de alavancagem de cada empresa comparável.

Definida a estrutura de capital da Empresa, deve-se calcular então os novos Betas, agora realavancando, usando-se a seguinte fórmula:

$$b_r = b_d * [1 + (1 - T) \times (D/E)]$$

Onde,

- br** = Beta realavancado a ser utilizado como base para o cálculo do custo de financiamento através de capitais próprios;
- bd** = Beta desalavancado – risco sistemático das ações da Empresa comparáveis, expurgando o fator de alavancagem de cada uma delas;
- T** = Alíquota de imposto de renda e contribuição social da Empresa objetos de análise; e
- D/E** = Grau de alavancagem da Empresa objeto de análise.

Custo do financiamento através de capitais de terceiros (RD)

Ä O custo do capital de terceiros mede o custo para a **BANDEIRANTE** dos empréstimos assumidos para o financiamento de projetos. Em termos gerais, é determinado através das seguintes variáveis:

Ü Nível corrente das taxas de juros; Risco de inadimplência da Empresa; e,

Ü Benefícios fiscais associados aos empréstimos (Dívida).

As alíquotas de imposto de renda e contribuição social têm influência direta sobre o custo de financiamento de capital de terceiros, uma vez que a despesa com a remuneração dos mesmos é dedutível para fins fiscais. Desta forma, o custo de remuneração de capital de terceiros é dado pela fórmula a seguir:

$$R_D = R_B \times (1 - T)$$

Onde,

- RD** = Custo de financiamento através de capital de terceiros;
- RB** = Taxa da dívida; e
- T** = Alíquota de imposto de renda e contribuição social.

É importante ressaltar que a taxa da dívida não tem como base os financiamentos contraídos pela **BANDEIRANTE** no passado, pois este seria o custo do dinheiro passado. Embora estas possam determinar o custo dos juros que a **BANDEIRANTE** terá que pagar, não determina o custo da dívida após o pagamento de impostos. Basicamente então a taxa a ser considerada seria aquela que a **BANDEIRANTE** poderiam tomar dinheiro emprestado num futuro próximo.

IV.1.4 – Valor Residual/Método da Perpetuidade

O método mais usual para o cálculo do valor residual é o método da perpetuidade, o qual calcula o valor residual como sendo o valor presente de um fluxo de caixa considerado padrão, perpetuado após o último ano de projeção.

Este método baseia-se em algumas premissas para o período posterior ao horizonte projetado, quais sejam:

- Ä A empresa obtém margens constantes, giros constantes e retornos constantes sobre o capital investido;
- Ä A empresa investe uma proporção constante do fluxo de caixa operacional bruto, suficiente para repor a sua depreciação anual e manter a empresa funcionando em perfeitas condições; e
- Ä A empresa obtém um retorno igual ao Custo Médio Ponderado do Capital - WACC sobre qualquer novo investimento no período posterior ao projetado.

O valor residual na data do último fluxo projetado é dado pela fórmula abaixo:

$$\text{Valor Residual} = \frac{\text{Fluxo de Caixa Operacional Ajustado} * (1 + g)}{\text{WACC} - g}$$

Onde,

g = taxa de crescimento

V – PREMISSAS

V.1 – Premissas Gerais

A seguir estão descritas as premissas gerais adotadas nas projeções econômicas financeiras da **BANDEIRANTE** e que subsidiaram a avaliação econômico-financeira da mesma. As premissas utilizadas pela **BANDEIRANTE** em suas projeções econômico-financeiras foram objeto de análise da **ERNST & YOUNG** que, na qualidade de avaliador independente, procedeu os ajustes necessários a fim de refletir da maneira mais fiel e dentro de um perfil realista o funcionamento das mesmas:

- Ä A data-base da avaliação é 31 de dezembro de 2004;
- Ä Período projetivo 10 (dez) anos, compreendendo Janeiro de 2005 a Dezembro de 2014, e perpetuidade;
- Ä Taxa de crescimento de 2,5% para o cálculo da perpetuidade dada pelo diferencial entre a inflação americana e brasileira projetada para o longo prazo, conforme cenário econômico projetado;
- Ä Para a avaliação econômico-financeira da **BANDEIRANTE** foi utilizado o método do Fluxo de Caixa Descontado. Este método é reconhecido como o que mais apropriadamente traduz o valor econômico de um empreendimento, seja ele uma empresa ou um negócio integrante de uma estrutura maior, esteja ele em fase operacional ou de projeto;
- Ä Para o cálculo dos investimentos em capital de giro, foram utilizadas as Demonstrações Financeiras Contábeis da **BANDEIRANTE** na data-base da avaliação;
- Ä Os fluxos de caixa foram projetados em reais (R\$) nominais e convertidos para dólares pela taxa média projetada para cada período;
- Ä Contemplamos na avaliação a formação do fluxo de caixa livre para a **BANDEIRANTE** no meio de cada período;
- Ä Para o cálculo dos valores mínimos e máximos da **BANDEIRANTE**, realizou-se uma sensibilidade no Risco Brasil visto que possíveis alterações nas premissas econômicas, financeiras, políticas e societárias seriam refletidas pela variação neste índice. Para o Risco Brasil no cenário base, consideramos o spread médio do C-Bond de Janeiro a Dezembro de 2004. Para o cálculo do valor mínimo, considerou-se um Risco Brasil de 8,35% (média histórica do retorno do C-Bond de 1994 a 2004). Para o cálculo do valor máximo, considerou-se um Risco Brasil de 3,89% (retorno do C-Bond em 31 de dezembro de 2004);
- Ä Foi utilizada uma estrutura ótima de capital, conforme utilizado pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas, sendo 50% capital de terceiros e 50% capital próprio para o cálculo da taxa de desconto; e
- Ä Cenário Macroeconômico: seguem abaixo as projeções anuais das variáveis econômicas que subsidiaram as projeções econômico-financeiras da Empresa e a determinação dos valores dos negócios:

Item	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IGP-M	12,42%	7,00%	5,00%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
INPC	6,13%	7,00%	5,00%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
IPCA	7,60%	5,50%	5,00%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
CPI-EUA	2,65%	2,42%	2,30%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
R\$/US\$	2,92	2,79	3,01	3,13	3,19	3,26	3,32	3,38	3,45	3,52	3,59

Item	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
IGP-M	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
INPC	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
IPCA	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
CPI-EUA	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
R\$/US\$	3,66	3,73	3,80	3,88	3,95	4,03	4,11	4,19	4,27	4,35	4,44

Item	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
IGP-M	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
INPC	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
IPCA	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
CPI-EUA	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
R\$/US\$	4,53	4,61	4,70	4,80	4,89	4,99	5,08	5,18	5,28	5,39	5,49

Fonte: ERNST & YOUNG

- Ä Foram considerados os reajustes anuais dados pelo Índice de Reajuste Tarifário definido pela fórmula paramétrica da ANEEL, assim como a próxima Revisão Tarifária Periódica a fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro da **Distribuidora**;
- Ä Os componentes regulatórios refletidos nas demonstrações financeiras da **BANDEIRANTE** na data-base, tais como: a Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVAs), Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), Diferença de Reposicionamento Tarifário, entre outros, foram tratados como itens Não-Operacionais;
- Ä Nas projeções foram consideradas as CVAs formadas a partir da data-base da avaliação, bem como sua amortização. Àquelas já consituídas em períodos anteriores a janeiro de 2005, com saldos a serem amortizados, foram tratadas como itens não-operacionais e adicionadas ou subtraídas ao valor do negócio na data-base da avaliação da **BANDEIRANTE**;
- Ä Manutenção da alíquota da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) de 3,00% e do Programa de Integração Social (PIS) de 0,65% para todo o período projetivo, visto que a ANEEL concederá o repasse do aumento das alíquotas para as tarifas dos consumidores, o que não apresenta impacto na determinação do valor do negócio. O montante financeiro correspondente à diferença entre a alíquota anterior (3,65%) e a alíquota atual (9,25%), considerando a não-cumulatividade dos impostos, verificado até dezembro de 2004 foi tratado como item Não-Operacional e adicionado ao Valor do Negócio na data-base da avaliação; e
- Ä Os preços de compra de energia na data-base da avaliação foram informados pela **BANDEIRANTE** com base nas notas técnicas e respectivos comunicados da ANEEL.

V.1.1 – Taxa de Desconto

Seguem abaixo as premissas utilizadas para o cálculo da taxa de desconto utilizada para trazer o fluxo de caixa projetado para a **BANDEIRANTE** a valor presente:

EMPRESA	β	D/E	T	β_d
Eletropaulo	1,31	121,8%	34,0%	0,73
Light	1,18	183,0%	34,0%	0,53
CELESC	0,85	5,3%	34,0%	0,82
BETA DESALAVANÇADO MÉDIO				0,69

Fonte: Market Guide / Bloomberg / ERNST & YOUNG

ITEM	%	FONTE	PERÍODO
RF USA Real	4,32%	Bloomberg	Dezembro, 2004
Risco País	5,58%	Bloomberg	Janeiro – Dezembro/04
Premio de Risco [E(Rm)-Rf]	3,75%	Financial Forecast Center	1930 – 2004
IR & CS	34,0%	Legislação	Período Projetivo
Beta Realavancado	1,15	Bloomberg	Dezembro, 2004
Taxa Real da Dívida	13,05%	ANEEL / ERNST & YOUNG	Período Projetivo

Segue intervalo de taxa de desconto calculado a partir dos parâmetros mencionados e utilizado para trazer a valor presente o fluxo de caixa projetado da **BANDEIRANTE**:

TAXA DE DESCONTO	Valor Mínimo	BASE	Valor Máximo
WACC	12,80%	11,41%	10,57%

Fonte: ERNST & YOUNG

V.2 – Considerações Gerais

V.2.1 – Receita Bruta

Com o intuito de refletir de maneira mais realista as projeções econômico-financeiras e, conseqüentemente, o valor do negócio, a receita bruta da **BANDEIRANTE** foram segregadas em receitas de fornecimento de energia elétrica, receitas de uso do sistema de distribuição, receitas de leilão e outras receitas operacionais.

V.2.1.1 – Preços de Venda de Energia Elétrica

A receita de fornecimento de energia elétrica das **BANDEIRANTE**, conforme o contrato de concessão, deve ser suficiente para cobrir os custos de compra de energia da empresa, os encargos setoriais, impostos, despesas operacionais, investimentos e remunerar os ativos imobilizados e o capital investido.

Com o propósito de manter o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica no que tange a sua atividade no mercado regulado, os contratos de concessão especificam três mecanismos de atualização tarifária: o Índice de Rajuste Tarifário, a Revisão Tarifária Periódica e a Revisão Tarifária Extraordinária.

Os reajustes anuais das distribuidoras de energia elétrica são calculados a partir de uma fórmula que considera os custos não-gerenciáveis e os custos gerenciáveis da Empresa. Os primeiros referem-se àqueles que independem das decisões das concessionárias (“Parcela A”) e são compostos pelos custos de compra de energia, transporte de energia e encargos estabelecidos pelo governo federal e pela agência reguladora, enquanto que os segundos são aqueles relacionados a eficácia da gestão empresarial (custos operacionais, remuneração e tributos), denominado “Parcela B”.

Os reajustes anuais são dados pelo IRT definido pela fórmula paramétrica da agência reguladora e pretende oferecer a concessionária a perspectiva de que o equilíbrio econômico-financeiro da concessão não será afetado pelo processo inflacionário, sendo permitido assim que parte dos ganhos de eficiência econômica que vier a ser alcançado no período sejam revertidos para a distribuidora.

A fórmula paramétrica, estabelecida nos contratos de concessão, que define o Índice de Reajuste Tarifário das distribuidoras é dada por:

$$IRT = \{VPA_1 + VPB_0 * [(IGP-M) - (\text{Fator X})]\} / RA_0$$

Sendo,

- i. VPA₁: valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na data do reajuste e o mercado de energia garantido da concessionária nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;
- ii. VPB₀: valor remanescente da receita da concessionária após a dedução da “Parcela A”; calculado pela diferença entre a receita anual da distribuidora dos doze meses anteriores e o valor da “Parcela A” dos doze meses anteriores, ou seja, considerando-se as condições da data de reajuste anterior;
- iii. RA₀: Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;
- iv. IGP-M: índice geral de preços de mercado da Fundação Getúlio Vargas utilizado como indexador de custos para os custos controláveis; e
- v. Fator X: índice de repasse aos consumidores os ganhos de produtividade da concessionária em períodos futuros (entre revisões).

As Revisões Tarifárias Periódicas consistem no reposicionamento tarifário das distribuidoras de energia elétrica e ocorrem, em geral, a cada cinco anos. O conceito da revisão periódica é o da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária e consiste na definição de um novo valor de receita para o serviço de distribuição, ou seja, para a “Parcela B” do reajuste anual. Esse valor deve ser determinado considerando-se que as tarifas reguladas devem refletir os conceitos fundamentais de custos operacionais eficientes e adequada remuneração do capital investido.

O conceito do reposicionamento tarifário prevê que nesse momento são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura de custos operacionais eficientes e uma adequada remuneração sobre os investimentos realizados com prudências. Nesse aspecto adotaram-se os custos operacionais projetados para a **BANDEIRANTE**, assim como uma remuneração do capital alinhada com as expectativas de retorno de mercado e com a taxa de desconto (WACC) utilizada para cálculo do Valor Presente Líquido do Negócio.

Em relação às revisões extraordinárias, essas ocorrem quando há algum evento relevante e que provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão. Nas projeções econômico-financeiras que subsidiaram a avaliação da **BANDEIRANTE** não considerou-se nenhuma Revisão Tarifária Extraordinária.

No presente trabalho, a base da projeção de receita de fornecimento de energia elétrica foram as tarifas de energia elétrica vigentes, divididas por classe de consumo e tensão, sendo considerado também um montante de energia vendido para outras concessionárias de distribuição (Suprimento).

Segue abaixo o detalhamento considerado para os preços de venda de energia no mercado regulado:

- Residencial;
- Industrial;
- Comercial;
- Rural;
- Poder Público;
- Iluminação Pública;
- Serviço Público; e
- Suprimento.

No presente trabalho de avaliação econômico-financeira utilizou-se o reajuste tarifário médio de cada ano, não sendo considerado diferentes reajustes para cada classe de consumo (realinhamento tarifário), uma vez que para análise econômico-financeira e determinação do valor do negócio a diferenciação de reajustes das tarifas não apresenta impacto.

Ademais, as variações nas tarifas médias anuais de cada classe de consumo podem ser atribuídas a quatro motivos principais: ao reajuste anual concedido pela ANEEL à empresa, a reajustes tarifários extraordinários, pelas alterações na estrutura de mercado por nível tarifário de cada classe e, no caso das classes onde há existência de venda de energia para o grupo alta tensão, por alterações no fator de carga desses grupos, ou seja, na relação existente entre a demanda e o consumo.

V. 2.1.2 - Receita de Fornecimento de Energia Vendida

A receita de fornecimento de energia é resultado do produto entre a tarifa de venda e o mercado projetado. A receita de fornecimento de energia elétrica não contempla a Receita da Recomposição Tarifária Extraordinária e a Receita de Compensação de Valores da “Parcela A”. Embora esses itens componham a receita de fornecimento de uma distribuidora, nas estimativas contidas nesse relatório, eles foram tratados separadamente a fim de permitir uma maior transparência e clareza nos valores calculados. Nos itens subseqüentes será detalhado a tratativa dada a cada um desses itens.

V.2.1.3 - Receita da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

Com o propósito de compensar parcialmente os impactos do racionamento de energia elétrica sobre os agentes setoriais, a Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001 e posteriormente a Lei nº 10.438/2002 estabeleceu que as concessionárias de distribuição teriam direito à Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) prevista no art. 28 da Medida Provisória nº 2.198-5/2001, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

A RTE foi implementada por meio de aplicação às tarifas de fornecimento de energia elétrica, pelo prazo e valor máximos estabelecidos em resolução da ANEEL, dos seguintes aumentos tarifários: 2,9%, para os consumidores integrantes das classes residencial, rural e iluminação pública; e, 7,9%, para os demais consumidores. Os consumidores da subclasse residencial baixa renda não tiveram a incidência desse aumento.

Os mecanismos de reconhecimento das perdas de margem e do aumento de custo de compra de energia durante o racionamento, assim como a CVA coberta pela RTE, são descritos abaixo:

Recomposição de Receita com o Racionamento – As perdas de receita ocorridas no período do racionamento de energia, foram integralmente contabilizadas no ativo da empresa como receita dos anos de 2001 e 2002 e seu saldo vem sendo realizado através da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE). Ou seja, essa parcela da RTE destinada a recompor a receita da distribuidora tem como objetivo neutralizar os efeitos da perda de margem decorrentes do Programa Emergencial de Energia Elétrica, que vigiu no período compreendido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

Energia Livre – Parcela da Recomposição Tarifária Extraordinária referente aos custos adicionais com compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia (MAE) durante o racionamento de energia elétrica. As receitas referentes a esta energia foram contabilizadas no ativo e passivo das distribuidoras já que à medida que vão sendo recebidas, são repassadas às geradoras de energia elétrica.

Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A” de Longo Prazo (“Parcela A”) - Corresponde ao incremento de custos não gerenciáveis apurados no período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001. De acordo com a ANEEL e informações fornecidas pela empresa, os custos serão compensados após o final da RTE (perdas e energia livre) sendo utilizado o incremento tarifário determinado no final de 2001.

V.2.1.4– Receita de Compensação de Valores da “Parcela A” (CVA)

Na presente avaliação consideraram-se as CVAs que se constituíram após janeiro de 2005, bem como sua amortização, sendo que a CVA em formação, a mencionada na Portaria 116/03 e aquela atrelada a majoração da alíquota de PIS/COFINS, já contabilizadas nas contas patrimoniais dos demonstrativos contábeis, foram tratadas como itens não-operacionais, a exemplo da RTE.

A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) tem a finalidade de compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes tarifários para os itens da “Parcela A”. Considerou-se a taxa SELIC como fator de correção dos saldos de CVA formado em cada período projetivo.

Por fim, considerou-se também o saldo da CVA referente ao aumento da alíquota de PIS e COFINS. A partir de dezembro de 2002 houve uma majoração da alíquota do PIS que passou de 0,65% para 1,65% e a partir de fevereiro de 2004, da COFINS, passando de 3% para 7,6%, sendo que esse aumento tributário ocorreu juntamente com o princípio da não cumulatividade desses tributos.

Na avaliação econômico-financeira da **BANDEIRANTE** considerou-se o saldo contabilizado nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2004 como itens não-operacionais, sendo acrescido ou reduzido ao valor operacional do negócio. Desse modo, como a ANEEL determinou que o aumento de tributos fosse repassado integralmente às tarifas dos consumidores, apresentando impacto nulo nos resultados das companhias, e com o propósito de auferir o impacto mais próximo da realidade, consideraram-se para todo o período projetivo as alíquotas anteriores, ou seja, de 0,65% para PIS e 3,0% para o COFINS, sendo o saldo existente na data-base item não-operacional.

V.2.1.5 – Demais Receitas

Ü Receita do Uso do Sistema de Distribuição

A receita de uso do sistema de distribuição é oriunda da disponibilidade dos sistemas de distribuição da concessionária (“fio”) à outros agentes de distribuição, consumidores livres ou autoprodutores.

O montante de receita é calculado a partir das tarifas vigentes, homologadas pela agência reguladora e que incide sobre o componente de consumo e demanda, sendo considerado o reajuste pelo IGP-M na data do reajuste tarifário da **Empresa**.

Ü Outras Receitas

Consideraram-se como “Outras Receitas” a receita proveniente de outros serviços oferecidos pelas concessionárias, tais como serviços taxados, alienação de materiais e aluguéis, sendo projetada de acordo com a participação histórica na receita de fornecimento das distribuidoras.

V.2.2 – Impostos e Deduções

De acordo com os demonstrativos financeiros históricos, os impostos e deduções foram segregados nos seguintes itens: Quotas para Reserva Global de Reversão, ICMS, PIS e COFINS.

Ü Reserva Global de Reversão

A Reserva Global de Reversão (RGR), criada pelo Decreto nº 41.019 de 1957, tem o objetivo de gerar recursos para a melhoria e expansão do serviço público de energia elétrica, o financiamento de fontes alternativas de energia, e para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos.

O valor anualmente estabelecido pela ANEEL, e pago à Eletrobrás, equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pelas concessionárias em ativos vinculados à prestação dos serviços de eletricidade, e é limitado a 3,0% da receita anual da distribuidora.

A Lei nº 9.648/98 previa que a RGR seria extinta em 31/12/2002 e, portanto, os consumidores seriam beneficiados pela extinção desse encargo através de uma redução nos níveis tarifários. Porém com o advento da Lei nº 10.438/2002 esse encargo setorial foi mantido até 2010.

Nas projeções foi considerado o montante de RGR vigente, sendo que para os períodos subseqüentes aplicou-se o valor estabelecido em lei, ou seja, 2,5% dos investimentos da concessionária limitados a 3,0% da receita anual da distribuidora.

Ü ICMS

Considerou-se o percentual histórico sobre a receita de fornecimento líquida para cada classe de consumo, assim como para a receita de uso do sistema de distribuição.

Ü PIS/COFINS

A legislação atual prevê uma alíquota de 1,65% para o PIS e 7,60% para a COFINS, assim como a existência de uma base de crédito tributário a fim de extinguir a cumulatividade.

Conforme prevê a ANEEL, e a partir de informação da **BANDEIRANTE**, em contrapartida ao aumento da alíquota dos impostos será concedido um aumento tarifário extraordinário no próximo reajuste com o intuito de compensar os efeitos na distribuidora, sendo repassado o aumento tributário aos consumidores.

Desse modo, consideraram-se as alíquotas anteriores, uma vez que o impacto do aumento tributário nos resultados da **BANDEIRANTE** é nulo, visto que será concedido um aumento extraordinário nas tarifas de fornecimento:

IMPOSTOS	ALÍQUOTA
PIS	0,65%
COFINS	3,00%

Fonte: ANEEL / ERNST & YOUNG

V.2.3 – Custos de Compra de Energia

Os custos de energia comprada por fornecedor, montante de energia adquirida e demais custos de energia serão detalhados adiante.

V.2.3.1 – Compra de Energia

Consideraram-se os montantes de compra de energia previstos pela **BANDEIRANTE**, os preços de energia contratada vigentes e os prazos desses contratos. Ademais, para a energia requerida ao atendimento ao consumo previsto e ainda não contratada, foram considerados, até a próxima revisão tarifária da **Empresa**, os preços dos contratos iniciais e, a partir de então, o preço de energia do contrato de leilão que terá início em 2008.

No ano de 2004, teve prosseguimento a reestruturação setorial que culminou na implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, quando as Concessionárias, Permissionárias e Autorizadas de Serviço Público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), de acordo com a Lei 10.848, de 15 de março de 2004, tiveram que adquirir energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, mediante contratação regulada, no primeiro leilão realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em 07/12/2004, para atendimento ao seu mercado, através de contratos de 8 anos de duração, com início em 2005, 2006 e 2007.

Diante do exposto, parte da necessidade de energia comprada pela **BANDEIRANTE** a partir desse momento será proveniente dos leilões de energia já realizados, sendo que a energia a contratar da concessionária será adquirida em leilões futuros.

Por fim, é importante salientar que os preços de energia elétrica são reajustados pelo IGP-M (contratos bilaterais e iniciais), IPCA (energia de leilão e PROINFA) e Variação Cambial (Itaipu).

V.2.3.2 – Demais Custos de Compra de Energia

Os demais custos relacionados à compra de energia elétrica são: (i) Transporte da Energia Proveniente de Itaipu; (ii) Uso das Instalações de Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica; (iii) Uso de Instalações de Conexão; e, (iv) Despesas do Uso do Sistema de Distribuição.

O *Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional* refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL em R\$/MW. As distribuidoras detentoras das quotas partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas.

O *Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica* consiste aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Empresas transmissoras conforme contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) celebrado com o Operador Nacional do Sistema pelo acesso à rede básica de transmissão do sistema interligado.

Esses encargos são calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela agência regulatória. Essa tarifa, por sua vez, é função da receita anual permitida para as concessionárias detentoras da rede básica de transmissão, também estabelecida pela ANEEL, para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão.

Como entidade executora das atividades de coordenação e controle da operação e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, cabe ao ONS administrar os serviços de transmissão, cobrar os encargos de uso das instalações de rede básica às concessionárias distribuidoras e creditá-los às Empresas transmissoras, de acordo com as medições mensais de demanda de potência efetuadas por estas.

O *Uso das Instalações de Conexão* refere-se ao uso das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencente às concessionárias transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. Os encargos de uso dos sistemas de conexão referem-se aos valores pagos pelas concessionárias distribuidoras às transmissoras, em função do uso das instalações destas, e são objeto de contrato entre as partes. Os valores desses encargos são estabelecidos anualmente pela ANEEL. Para as instalações mais recentes são estabelecidos contratos de conexão entre as distribuidoras e transmissoras.

Nas projeções econômico-financeiras dos custos associados à compra de energia consideraram-se os montantes vigentes reajustadas anualmente pelo IGP-M, sendo que esses custos compõem a “Parcela A” do reajuste tarifário das **Distribuidoras**, sendo repassados integralmente às tarifas de fornecimento de energia.

V.2.3.3 – Encargos Setoriais

De acordo com os demonstrativos financeiros históricos e com baseado na legislação vigente, os encargos setoriais foram segregados nos seguintes itens: Conta de Consumo de Combustível (CCC), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

Assim como os gastos com compra de energia, os encargos setoriais são custos não-gerenciáveis e, portanto, compõem a “Parcela A” do reajuste tarifário e têm seus efeitos repassados às tarifas de fornecimento.

Ü Conta de Consumo de Combustível (CCC)

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) foi criada em 1973 e refere-se ao rateio do ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia térmica, uma vez que esse tipo de energia apresenta custos bastante superiores à geração de energia hidroelétrica.

A CCC é uma espécie de um fundo nacional, na qual os custos da geração termoelétrica são rateados entre todas distribuidoras do país, ou seja, entre todos os consumidores, já que esse encargo é repassado às tarifas. Mensalmente as concessionárias pagam à Eletrobrás uma parte da quota fixada anualmente e que é estabelecida de forma proporcional ao mercado de consumo das distribuidoras.

No racionamento, e desde então, o montante de CCC anual pago aumentou consideravelmente devido à entrada de diversas usinas térmicas, que visavam atender e suprir o desequilíbrio existente entre a demanda e a oferta de energia.

Outro aspecto relevante e contemplado nas projeções desse encargo é dado pela lei n.º 9.648/98 e a Resolução ANEEL n.º 261, de 13 de agosto, que estabeleceram que, a partir de 1º de janeiro de 2006, ficará extinto o benefício da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados. Essa redução se dará na proporção de 25% ao ano a partir de 2003.

Ü Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Em 1998, foi estabelecido que a CCC seria gradualmente reduzida a partir de 2003, sendo extinta em 2006. Posteriormente, essa decisão foi revista e manteve-se até 2018 a sistemática de rateio do custo do consumo de combustíveis para geração de energia térmica apenas para sistemas isolados, o que reduziria consideravelmente a CCC, visto que atualmente ela também cobre os custos das térmicas nos sistemas interligados.

Em contraposição a tal medida, foi criada pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos estados; ii) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; e iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Outro componente da CDE refere-se ao aumento desse encargo devido à compensação da redução verificada na CCC dos sistemas interligados.

Assim como a CCC, a CDE é paga mensalmente à Eletrobrás e está diretamente relacionada ao desenvolvimento de fontes alternativas à geração hidrelétrica.

Ü Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, juntamente com a criação da ANEEL e tem a finalidade de constituir a receita da agência e cobrir o custeio de suas atividades.

A taxa equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária e é deduzida do valor global da RGR das concessionárias, ou seja, não deveria haver majoração das tarifas por conta da instituição desse tributo. No entanto, caso a RGR fosse extinta em 31/12/2002, conforme previa a Lei nº 9.648/98 esse encargo seria incorporado como um custo adicional às tarifas elétricas.

Nas projeções da TFSEE considerou-se o último valor homologado pela ANEEL, sendo corrigido anualmente pelo IGP-M na data do reajuste tarifário da **Empresa**.

V.2.4 – Despesas Operacionais

As despesas operacionais foram segregadas em despesas com pessoal, material, serviços de terceiros e outros (Provisão de Devedores Duvidosos e outras despesas), sendo essas projetadas considerando-se o histórico realizado e diferentes fórmulas de projeção conforme mencionado a seguir:

Pessoal - projetadas a partir do produto entre o salário médio do período anterior, acrescido do IGP-M, e o número de funcionários projetados pela **BANDEIRANTE**.

Material e Serviços de Terceiros – projetadas com base na seguinte composição: 2/3 de seu crescimento é determinado pela diferença entre o IGP-M e o Fator X, acrescida do crescimento do número de clientes, e 1/3 pela diferença entre IGP-M e Fator X.

PDD - projetadas de acordo com a expectativa da **BANDEIRANTE**, correspondendo a 1% do valor da Receita Bruta.

Outras Despesas - projetadas com base nos dados realizados, sendo acrescida a variação do IGP-M anualmente.

V.2.5 – Impostos Diretos

Para o cálculo da Contribuição Social considerou-se a alíquota vigente na legislação atual (Lei 10.637 de 30 de Dezembro de 2002), a saber: 9% sobre o Lucro Antes dos Impostos.

Para o cálculo do Imposto de Renda adotou-se igualmente a previsão legal (Lei 9.430 de 27 de Dezembro de 1996), a saber: incidência de 15% sobre o Lucro Antes dos Impostos e 10% sobre a parcela do lucro excedente a R\$ 240 mil.

Vale ressaltar que o aproveitamento dos saldos de Base Negativa e Prejuízos Fiscais foram realizados levando-se em conta a projeção de Lucro Antes dos Impostos alavancado, permitindo que seu aproveitamento seja diferenciado para a **BANDEIRANTE** uma vez que estas apresentam estruturas de capital distintas.

VI – Avaliação Econômico-Financeira **BANDEIRANTE**

VI – AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA: BANDEIRANTE

VI.1 – Receita Bruta

A Receita Bruta da **BANDEIRANTE** foi segregada em receita de fornecimento de energia elétrica, receita de uso do sistema de distribuição, receita de venda de energia em leilão e outras receitas operacionais conforme item V.2.1 do presente relatório. Demais componentes da receita, tais como a receita da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) e as receitas de CVAs constituídas anteriormente e contempladas no Balanço Patrimonial da **BANDEIRANTE** na data-base da avaliação foram tratadas separadamente (Não-Operacionais).

VI.1.1– Projeção da Energia Vendida

Nas projeções de receita de fornecimento de energia foram considerados os montantes de venda de energia por classes de consumo fornecidos pela distribuidora, conforme segue tabela abaixo²:

MERCADO DE VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA (GWh)						
Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Demais	Total
2005	2.348	3.857	1.332	88	785	8.411
2006	2.418	3.977	1.399	90	818	8.702
2007	2.491	4.109	1.469	92	851	9.012
2008	2.566	4.252	1.536	94	880	9.328
2009	2.643	4.401	1.605	96	917	9.662
2010	2.722	4.555	1.677	98	956	10.008
2011	2.805	4.714	1.753	101	996	10.368
2012	2.889	4.879	1.831	104	1.038	10.740
2013	2.975	5.049	1.914	107	1.082	11.127
2014	3.064	5.226	1.999	110	1.128	11.528

Fonte: **Empresa**

² Após o racionamento de energia ocorrido no ano 2001 e 2002, as projeções de consumo de energia tomaram-se um desafio para as distribuidoras de energia, visto a queda no patamar de consumo dos consumidores, as mudanças de hábitos, a eficiência e a racionalização do uso da energia adquirida ao longo do programa de redução estabelecido pelo governo.

A receita de fornecimento de energia elétrica acima não contempla a Receita da Recomposição Tarifária Extraordinária e a Receita de Compensação de Valores da “Parcela A”. Embora esses itens componham a receita de fornecimento de uma distribuidora, nas estimativas contidas nesse relatório, eles foram tratados separadamente a fim de permitir uma maior transparência e clareza nos valores calculados. Nos itens subsequentes será detalhado a tratativa dada a cada um desses itens.

VI.1.2 – Preços de Venda de Energia Elétrica

Os preços de venda de energia elétrica basearam-se nas tarifas vigentes na data-base da avaliação e seus reajustes foram calculados conforme premissas apresentadas no item V.3.1.1 do presente relatório.

Para a **BANDEIRANTE**, no período projetivo, consideraram-se os reajustes de preços baseados no IRT, sendo que apenas em 2007 foi considerada uma revisão periódica. A **BANDEIRANTE** apresenta revisões periódicas a cada quatro anos, e a última ocorreu em outubro de 2003, desse modo o modelo contempla a próxima revisão periódica da empresa e para os demais anos o reajuste anual dado pela fórmula paramétrica da ANEEL, sendo assumido, portanto, que após outubro de 2007 o equilíbrio econômico-financeiro da concessão será mantido pelo IRT.

As tarifas de fornecimento da **BANDEIRANTE** reajustam no dia 23 de outubro de cada ano, sendo que, no presente trabalho, considerou-se o reajuste nas tarifas a partir do mês de novembro, sendo essa mesma premissa adotada para os contratos de compra de energia e encargos setoriais que têm datas de reajuste coincidentes com a data do reajuste tarifário da **Empresa**.

No presente trabalho, a base das projeções de receita de fornecimento foram as tarifas de energia elétrica divididas por classe de consumo, sendo aplicado os reajustes em novembro de cada ano sobre as tarifas médias.

As tarifas médias utilizadas como base para a projeção da Receita de Fornecimento da **BANDEIRANTE** estão de acordo com a Resolução nº. 244/04, que considera os efeitos da Resolução nº. 243/04.

A Resolução nº. 243, de 18 de outubro de 2004, reviu o reposicionamento tarifário provisório de 2003 calculado em 18,08% devido a uma revisão, pela ANEEL, da Base de Remuneração utilizada anteriormente. Na revisão do reposicionamento tarifário de 2003 da **BANDEIRANTE** o reajuste concedido à distribuidora reduziu de 18,08% para 10,51%, e no reajuste desse ano, calculado pela fórmula paramétrica da ANEEL, foi definido um incremento de 15,95% a ser aplicado sobre as tarifas da Resolução nº. 243/04.

Nesse sentido, a **BANDEIRANTE**, de um lado, apresentou uma redução de seu patamar tarifário para todo o período projetivo e, de outro lado, constituiu no período compreendido entre o final de outubro de 2003 e outubro de 2004 um “Passivo Regulatório” dado pela diferença de receita entre o reposicionamento tarifário provisório aplicado, em outubro de 2003, sobre as tarifas de fornecimento e o novo reposicionamento de 10,51%. O saldo dessa diferença na data-base do trabalho foi considerado como item não-operacional.

As tabelas abaixo mostram o saldo considerado na data-base da avaliação e as tarifas médias projetadas para a **BANDEIRANTE**.

Passivo Exigível a Longo Prazo	R\$ mil
Compensação Financeira – Diferença de Reposicionamento Tarifário	64.678

Fonte: Empresa/ ERNST & YOUNG/ ANEEL

TARIFA MÉDIA DE VENDA DE ENERGIA (R\$/MWh) - S/ ICMS					
Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Demais
2005	306,96	169,59	251,78	195,99	195,53
2006	313,24	173,13	256,94	199,99	199,91
2007	317,15	175,13	259,94	202,55	202,58
2008	299,65	165,57	245,73	191,33	191,95
2009	309,15	170,82	253,52	197,40	198,39
2010	318,94	176,23	261,56	203,65	205,03
2011	329,08	181,83	269,87	210,12	211,94
2012	339,59	187,64	278,49	216,84	219,13
2013	351,27	194,10	288,07	224,30	227,09
2014	366,93	202,75	300,91	234,29	237,65

Fonte: Empresa / ERNST & YOUNG

O quadro abaixo ilustra o reajuste considerado anualmente, o IGP-M anualizado na data do reajuste e o Fator X considerado:

Ano	Reajuste Anual	IGP-M	Fator X
2005	1,86%	7,46%	2,89%
2006	2,96%	5,33%	2,89%
2007	-7,13%	4,58%	-
2008	3,17%	4,50%	2,89%
2009	3,17%	4,50%	2,89%
2010	3,18%	4,50%	2,89%
2011	3,19%	4,50%	2,89%
2012	3,21%	4,50%	2,89%
2013	4,55%	4,50%	2,89%

Fonte: Empresa / ERNST & YOUNG

Os parâmetros que nortearam a Revisão Periódica de 2008 são explicitados na tabela abaixo:

REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO – 2007	
Item	R\$ mil
Ativo Imobilizado Bruto	3.228.169
Reintegração Acumulada	1.774.084
Obrigações Especiais	-
Base de Remuneração Regulatória	1.454.085
“Parcela A”	1.546.771
“Parcela B”	680.692
Remuneração permitida	195.040
Quota de Depreciação Regulatória	124.555
Empresa de Referência (Pessoal e MSO)	266.779
Tributos (PIS / COFINS)	94.318
Receita Verificada	2.095.097
Demais Receitas Verificadas	281.644
Reposicionamento Tarifário (%)	(7,13)

Fonte: Empresa / ERNST & YOUNG

Para cálculo da Remuneração Permitida considerou-se uma taxa de 13,41% em moeda constante dada pelo WACC (11,41%) antes dos impostos e descontando efeitos da inflação norte-americana, de acordo com os critérios adotados pela ANEEL na revisão tarifária.

VI.1.3- Receita de Fornecimento de Energia Vendida

A receita de fornecimento de energia é resultado do produto entre a tarifa de venda e o mercado projetado, com algumas exceções conforme apresentado no item V.2.1.2 do presente relatório. Segue abaixo a receita de fornecimento de energia elétrica:

RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA (R\$ milhões)						
Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Demais	Total
2005	721	654	335	17	153	1.880
2006	757	688	360	18	163	1.986
2007	790	720	382	19	172	2.082
2008	769	704	377	18	168	2.037
2009	817	752	407	19	181	2.176
2010	868	803	439	20	195	2.325
2011	923	857	473	21	210	2.485
2012	981	915	510	23	227	2.656
2013	1.045	980	551	24	245	2.845
2014	1.124	1.060	602	26	267	3.079

Fonte: Empresa / ERNST & YOUNG

VI.1.5 – Receita da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

O item V.2.1.3 do presente relatório apresenta as premissas adotadas para o cálculo da Receita de Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) da **BANDEIRANTE**.

Nas projeções econômico-financeiras não se adotou o percentual de receita de Recomposição Tarifária Extraordinária sobre as tarifas de fornecimento e o rateio da RTE entre Perdas de Margem, Energia Livre e “Parcela A”, sendo que os saldos referentes ao montante de Recomposição Tarifária contidos nas Demonstrações Financeiras enviadas foram adicionados e subtraídos, conforme o caso, na data-base da avaliação.

Seguem os saldos considerados na avaliação econômico-financeira da **BANDEIRANTE** como itens não-operacionais:

ATIVOS NÃO-OPERACIONAIS		R\$ mil
Ativo Regulatório – Perdas		187.594
Ativo Regulatório - Energia Livre		101.550
Ativo Regulatório - Parcela A"		117.324
PASSIVOS NÃO-OPERACIONAIS		R\$ mil
Passivo Regulatório - Energia Livre		101.550

Fonte: Empresa / ERNST & YOUNG

VI.1.6 – Receita de Compensação de Valores da “Parcela A” (CVA)

As premissas a respeito da Receita de Compensação de Valores da “Parcela A” (CVA) da **BANDEIRANTE** estão demonstradas no item V.3.1.4 do presente relatório. Segue abaixo a receita proveniente da CVA formada ao longo dos períodos:

R\$ mil	
Ano	CVA
2005	(7.284)
2006	(49.952)
2007	(35.184)
2008	6.914
2009	3.947
2010	4.034
2011	4.113
2012	4.194
2013	10.455
2014	39.073

Fonte: Empresa / ERNST & YOUNG

As demais CVAs consideradas na avaliação econômico-financeira da empresa referem-se à CVA constituída durante o racionamento no ano de 2001, referida na Portaria Interministerial nº. 116 (Diferida), aquela formada no período compreendido entre abril de 2004, último reajuste tarifário, e setembro de 2004 (Corrente) e o saldo da CVA referente ao aumento da alíquota de PIS e COFINS.

Esses saldos de CVA são discriminados abaixo e foram tratados como itens não-operacionais.

ATIVOS NÃO-OPERACIONAIS		R\$ mil
CVA Em Formação/ Homologada		192.043
CVA - Majoração da Alíquota de PIS/ COFINS		34.752
PASSIVOS NÃO-OPERACIONAIS		R\$ mil
CVA Em Formação/ Homologada		69.618

Fonte: **Empresa / ERNST & YOUNG**

VI.1.7 – Demais Receitas

As Demais Receitas foram segregadas em: Receita do Uso do Sistema de Distribuição e Outras. Estas Receitas foram baseadas nos valores apresentados da data-base da avaliação e foram projetadas conforme o item V.2.1.5 do presente relatório.

VI.2 – Impostos e Deduções

Os impostos e deduções foram segregados em: Quotas para Reserva Global de Reversão, ICMS, PIS e COFINS. Um breve histórico de cada item e seu tratamento na presente avaliação econômico-financeira estão apresentados no item V.2.2 do presente relatório.

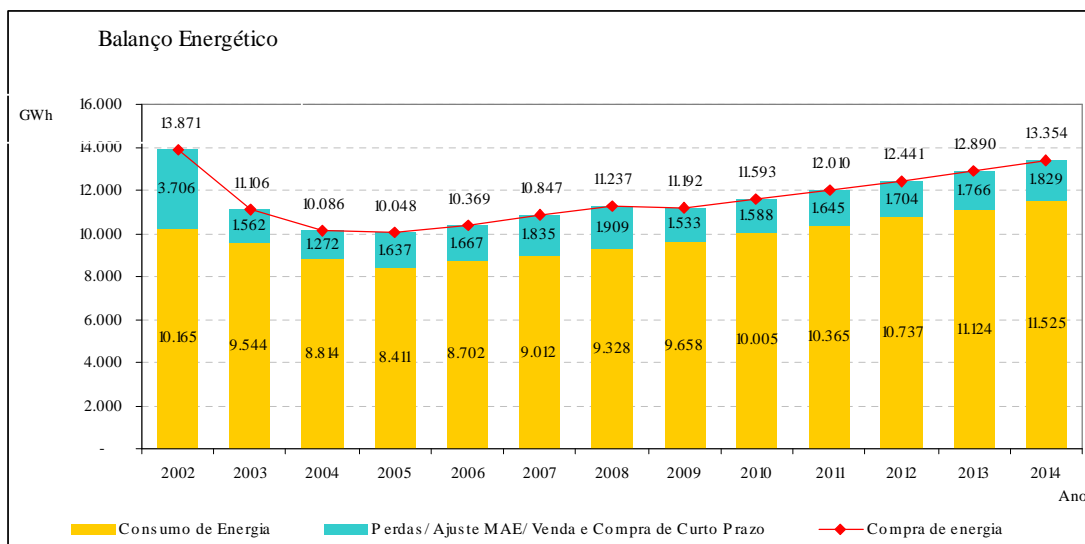
O quadro abaixo mostra o percentual de ICMS considerado nas projeções econômico-financeiras da **BANDEIRANTE**:

ICMS	ALÍQUOTA
Fornecimento	23,34%
Uso do Sist. Distribuição	17,80%

Fonte: **Empresa / ERNST & YOUNG**

VI.3 – Balanço Energético

Segue gráfico abaixo com o Balanço Energético projetado considerado para a **BANDEIRANTE**.



Fonte: **Empresa**

(*) Para o período entre 2005 e 2008 considerou-se a venda de energia de curto prazo equivalente a 461 GWh.

Ademais, vale ressaltar a expectativa de redução das perdas de energia elétrica da empresa em virtude dos investimentos anti-fraudes e modernização previstos nos montantes de investimentos descritos no item VI.8.

VI.4 – Encargos Setoriais

De acordo com os demonstrativos financeiros históricos e com baseado na legislação vigente, os encargos setoriais foram segregados nos seguintes itens: Conta de Consumo de Combustível (CCC), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Taxa de

Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). As projeções da **BANDEIRANTE** não contemplam CFURH visto que a empresa não apresenta geração própria como fonte da energia distribuída. A abertura de cada conta bem como seu tratamento dentro da avaliação econômico-financeira da **BANDEIRANTE** estão apresentados no item V.2.3.3 do presente relatório.

VI.5 – Despesas Operacionais

A segregação bem como a forma de projeção das Despesas Operacionais da **BANDEIRANTE** está apresentada no item V.1.4 do presente relatório. A projeção destas despesas está apresentada nas Demonstrações de Resultados da **BANDEIRANTE** neste relatório.

VI.6 – Resultado Financeiro

O resultado financeiro é composto pelas receitas e despesas de juros e correção monetária da conta de Compensação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA).

VI.7 – Impostos Diretos

A projeção dos Impostos Diretos da **BANDEIRANTE** foi baseada na legislação vigente conforme item V.2.5 do presente relatório.

Os montantes de Prejuízo Fiscal e Base Negativa de Contribuição Social foram considerados à parte, sendo amortizados ao longo dos anos projetados considerando os efeitos do resultado financeiro (receitas e despesas financeiras) da **BANDEIRANTE**, a fim de tornar mais realista as projeções consideradas. A tabela abaixo detalha os montantes considerados de Prejuízo Fiscal e Base Negativa de Contribuição Social:

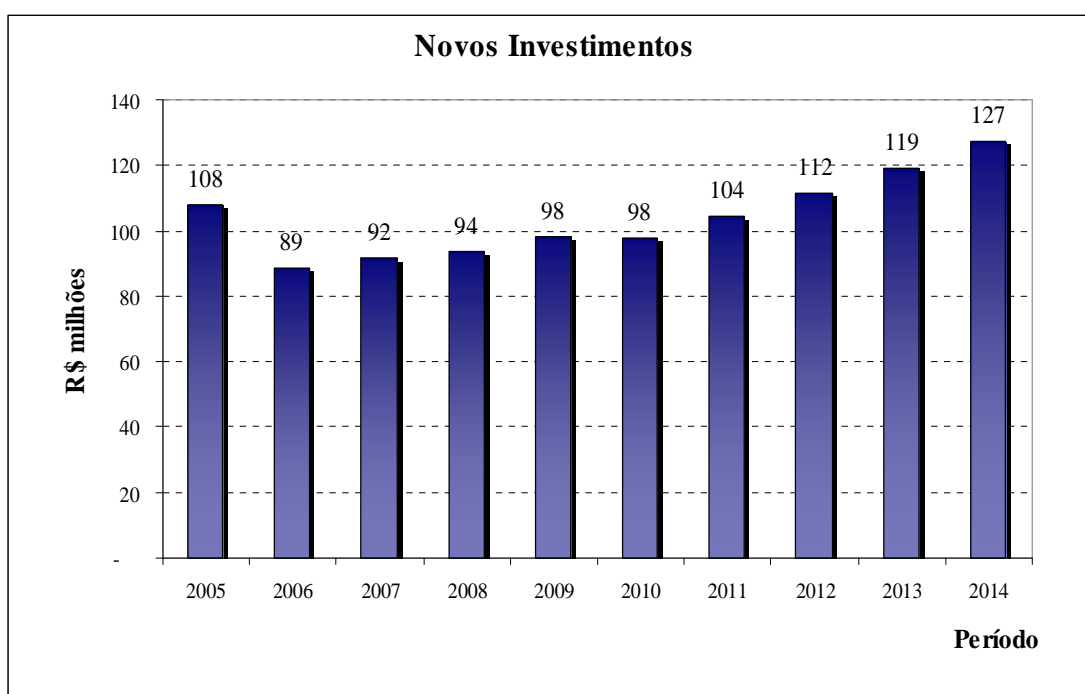
ITEM	R\$ mil
Prejuízo Fiscal	1.119.749
Base Negativa de Contribuição Social	1.178.563

Fonte: Empresa / **ERNST & YOUNG**

VI.8 – Investimentos e Depreciação

Para efeito de depreciação foram considerados os ativos imobilizados encontrados nas demonstrações contábeis da empresa na data-base e os novos investimentos da concessionária previstos em suas Projeções Econômico-Financeiras.

Segue abaixo o cronograma de novos investimentos projetados para a **BANDEIRANTE**:



Fonte: **Empresa**

Utilizou-se 5,03% como taxa média anual de depreciação, de acordo com as demonstrações contábeis da concessionária.

VI.9 – Capital de Giro

De acordo com as informações contidas nas demonstrações contábeis fornecidas, foram utilizados os seguintes parâmetros para a análise do capital de giro operacional da empresa:

ITEM	Indicador
Usos	
Caixa e Bancos	3 dias da Receita Líquida
Consumidores e Concessionários	75 dias da Receita Líquida
Tributos a compensar	1,5 % dos Custos Operacionais
Estoque	1 dia da Receita Líquida
Outros créditos	0,6 % da Receita Líquida
Despesas pagas antecipadamente	0,1 % dos Custos Operacionais
Fontes	
Fornecedores	62 dias da Receita Líquida
Tributos e Contribuições Sociais	5,1 % dos Custos Operacionais
Obrigações a Pagar	1,8 % dos Custos Operacionais
Demais a Pagar	4,2 % dos Custos Operacionais

Fonte: Demonstrações Financeiras / ERNST & YOUNG

VI.10 – Resultados Encontrados

De acordo com a metodologia e premissas descritas no presente relatório, o resultado da avaliação econômico-financeira da **BANDEIRANTE**, em 31 de dezembro de 2004, pode ser representado pelos seguintes valores:

ITEM	R\$ mil
Valor Presente dos Fluxos de Caixa	1.035.775
Valor Presente da Perpetuidade	816.599
VALOR OPERACIONAL	1.852.373
Ativos Não-Operacionais	755.723
Créditos Fiscais - Saldo de IR & CS	160.709
Passivos Não-Operacionais	(1.345.447)
VALOR DO NEGÓCIO	1.423.358

Na avaliação da **BANDEIRANTE** foram considerados os seguintes Ativos e Passivos Não-Operacionais na data-base de 31 de dezembro de 2004:

ATIVOS NÃO-OPERACIONAIS	R\$ mil
Outros - Créditos Cisão	45.503
Ativo Regulatório - Perdas	187.594
Ativo Regulatório - Energia Livre	101.550
CVA - Majoração da Alíquota de PIS/ COFINS	34.752
CVA Em Formação/ Homologada	192.043
PERCEE	10.057
Consumidores e Concessionários	24.929
Depósitos Vinculados a Litígios	17.105
Outros Créditos	24.193
Ativo Regulatório - Parcela A	117.324
Investimentos	673
TOTAL	755.723

Fonte: Demonstrações Financeiras / **ERNST & YOUNG**

PASSIVOS NÃO-OPERACIONAIS	R\$ mil
Passivo Regulatório - Energia Livre	101.550
Empréstimos e Financiamentos	783.574
Encargos de Dívidas	15.002
Dividendos	19.498
CVA Em Formação/ Homologada	69.618
Fornecedores	65.569
Provisão para Contingências	88.869
Diferença de Repos. Tarifários Provisórios	64.678
Outras Contas a Pagar	137.089
TOTAL	1.345.447

Fonte: Demonstrações Financeiras / **ERNST & YOUNG**

Ä Demonstração dos Resultados

	R\$ mil									
ITEM	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
RECEITA BRUTA	2.591.451	2.684.727	2.851.717	2.869.378	3.035.440	3.234.866	3.448.282	3.676.302	3.934.584	4.269.442
Receita de Fornecimento	2.314.702	2.389.685	2.540.711	2.537.516	2.688.643	2.872.463	3.069.570	3.280.547	3.521.019	3.837.266
Receita de Uso do Sistema de Distribuição	254.356	271.530	286.435	306.185	319.964	334.364	349.411	365.135	381.567	398.738
Outras Receitas	22.393	23.513	24.571	25.676	26.832	28.039	29.301	30.620	31.998	33.438
Impostos e Deduções	(587.270)	(610.370)	(649.402)	(651.482)	(689.666)	(733.747)	(780.885)	(831.252)	(887.290)	(956.393)
RECEITA LÍQUIDA	2.004.181	2.074.358	2.202.315	2.217.896	2.345.774	2.501.119	2.667.397	2.845.050	3.047.294	3.313.049
DESPESA TOTAL	(1.607.167)	(1.634.011)	(1.751.547)	(1.923.848)	(1.992.855)	(2.111.172)	(2.241.311)	(2.381.245)	(2.548.326)	(2.777.477)
Compra de Energia	(1.160.420)	(1.199.162)	(1.282.589)	(1.395.353)	(1.447.758)	(1.545.451)	(1.650.970)	(1.765.170)	(1.899.028)	(2.070.784)
Encargos Setoriais	(187.574)	(209.661)	(220.565)	(230.642)	(241.022)	(251.868)	(263.203)	(275.048)	(287.425)	(300.360)
Compensação de Variação da Parcela A (CVA)	7.284	49.952	35.184	(6.914)	(3.947)	(4.034)	(4.113)	(4.194)	(10.455)	(39.073)
Despesas de O&M e Outras	(266.458)	(275.140)	(283.577)	(290.938)	(300.129)	(309.819)	(323.025)	(336.833)	(351.418)	(367.259)
EBITDA	397.014	440.346	450.768	294.048	352.918	389.946	426.086	463.805	498.968	535.573
Depreciação e Amortização	(85.027)	(90.453)	(94.920)	(99.525)	(104.242)	(109.185)	(114.105)	(119.361)	(124.978)	(130.980)
EBIT	311.987	349.893	355.848	194.523	248.677	280.761	311.981	344.444	373.990	404.593
Resultado Financeiro	(4.107)	(7.614)	(2.936)	(216)	164	167	170	173	2.082	1.397
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	307.880	342.279	352.912	194.307	248.840	280.928	312.151	344.617	376.072	405.990
Imposto de Renda e Contribuição Social	(104.655)	(116.351)	(119.966)	(66.041)	(84.582)	(95.492)	(106.107)	(117.146)	(127.841)	(138.013)
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO	203.225	225.928	232.946	128.267	164.259	185.437	206.044	227.471	248.232	267.977

Fonte: Empresa / ERNST & YOUNG

Ä Fluxo de Caixa

	R\$mil										
FLUXO DE CAIXA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Perpet.
Resultado Operacional Líquido	203.225	225.928	232.946	128.267	164.259	185.437	206.044	227.471	248.232	267.977	267.953
(+) Depreciação	85.027	90.453	94.920	99.525	104.242	109.185	114.105	119.361	124.978	130.980	-
(+/-) Investimentos em Capital de Giro	(9.541)	(1.996)	(2.221)	15.475	(6.964)	(3.038)	(3.129)	(3.103)	(2.962)	(4.705)	-
(+/-) CVAs	33.526	416	(39.913)	2.817	(72)	(63)	(64)	(66)	(29.293)	11.107	-
(-) Novos Investimentos	(107.883)	(88.800)	(91.557)	(93.766)	(98.274)	(97.819)	(104.499)	(111.666)	(119.320)	(127.473)	-
FLUXO DE CAIXA LIVRE	204.354	226.002	194.174	152.317	163.190	193.702	212.457	231.999	221.634	277.887	267.953
US\$ médio do período	2,79	3,01	3,13	3,19	3,26	3,32	3,38	3,45	3,52	3,59	3,59
FLUXO DE CAIXA LIVRE (US\$ 000)	73.312	75.125	61.987	47.698	50.123	58.353	62.775	67.235	62.999	77.474	74.704

Fonte: Empresa / ERNST & YOUNG