

ANEXO

CÁLCULO DO FATOR X PARA A CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANAMA S/A - EEVP

NOTA TÉCNICA Nº 45/ 2005–SRE/ANEEL

COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 15/2005–SRE/ANEEL

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA**

JANEIRO 2005

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	3
2.	METODOLOGIA.....	4
3.	PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DO FATOR X_e PELO MÉTODO DO FDC.....	5
4.	TRATAMENTO DAS VARIÁVEIS DO FDC.....	7
4.1	ENERGIA VENDIDA.....	7
4.2	RECEITAS.....	8
4.3.	CUSTOS.....	8
4.3.1	Custos de O&M.....	8
4.3.2	Custos de Comercialização.....	8
4.3.3	Custos de Administração.....	8
4.3.4	Provisão para Devedores Duvidosos.....	9
4.3.5	Depreciação.....	9
5.	INVESTIMENTOS.....	9
6.	CAPITAL DE GIRO.....	9
7.	BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA E VALOR RESIDUAL.....	9
8.	CUSTO DE CAPITAL (WACC).....	10
9.	PROJEÇÃO DAS VARIÁVEIS DO CÁLCULO DO FATOR X_e	10
9.1.	ESTIMATIVA DA RECEITA DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO.....	10
9.2.	ESTIMATIVA DA DEMANDA (VENDA DE ENERGIA).....	10
	ANEXO I.....	13
	PROJEÇÕES DOS INVESTIMENTOS.....	13
1.	INTRODUÇÃO.....	13
2.	METODOLOGIA APLICADA.....	13
2.1	Dados utilizados pelo modelo.....	14
2.1.1.	Investimentos em Expansão da Distribuição.....	14
2.1.2.	Investimentos em renovação de distribuição.....	16
2.1.3	Investimentos em Subtransmissão.....	17
2.1.4	Projeções do ativo imobilizado em serviço (AIS).....	17
2.1.5	Capital de Giro.....	17
2.1.6	Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual.....	17
2.1.7	Custo do capital.....	18
	ANEXO 2.....	19
1.	INTRODUÇÃO.....	20
2.	DEMANDA.....	21
3.	RESULTADOS DO MODELO FINANCEIRO.....	26
4.	RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	29
5.	PREVISÃO DO CRESCIMENTO DO MERCADO EM MWh.....	30

1. INTRODUÇÃO

Os negócios de longo prazo, entre agentes públicos e agentes privados, exigem controle e monitoração permanente das condições contratuais. A necessidade do agente regulador de intervir regularmente decorre, em primeiro lugar, da incapacidade das partes contratantes anteciparem determinadas situações capazes de afetar o equilíbrio do contrato e, em segundo lugar, pela necessidade de preservar os interesses dos agentes. Dentro desta ótica, pode-se dizer que, no atual estágio regulatório do setor elétrico brasileiro, os direitos e as atribuições das partes envolvidas já estão convenientemente delineados em termos jurídicos, enquanto sob o ponto de vista de regulação econômica existe um campo muito amplo ainda a percorrer. A regulação econômica necessita de instrumentos que lhe propiciem criar as condições adequadas para o aumento da eficiência econômica e do fornecimento dos serviços a preços e qualidade compatíveis com as exigências do consumidor, garantindo um retorno justo ao investidor. Esses objetivos que naturalmente são antagônicos¹, só podem ser contemplados sob a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão (EEF). Portanto, dado que a intervenção do regulador é de fundamental importância, ele deve utilizar-se de instrumentos que o possibilitem avaliar, periodicamente, os efeitos das suas intervenções sobre os níveis das tarifas, as quais em última instância refletem as expectativas dos agentes.

Sob essas condições, o agente regulador deve induzir o agente regulado a buscar acréscimos de eficiência, via redução dos custos, dentro de cada período regulatório, tal que esses possam ser apropriados pela empresa antes que sejam transferidos, no todo ou em parte, aos consumidores através da redução nas tarifas. O horizonte em que esses ganhos poderão ser acumulados está definido contratualmente, sendo que quanto menor o período revisional, menores serão os ganhos esperados e, conseqüentemente, menores serão os incentivos à busca de maior eficiência.

Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão e resultam do reposicionamento tarifário e a da determinação do Fator X. Pelo reposicionamento, parte ou todo o ganho de eficiência auferido, no período revisório anterior, é transferido para o consumidor por meio da redução das tarifas. Na determinação do Fator X, que requer da concessionária esforços adicionais na busca de maior eficiência, o compartilhamento ocorre de forma parcelada, por ocasião dos reajustes tarifários anuais.

¹ Segundo a Teoria da Decisão, em situações onde existem antagonismos de interesses, normalmente as decisões não são passíveis de otimização. Nestes casos, o mais adequado é buscar uma “solução de compromisso” entre as partes envolvidas.

2. METODOLOGIA

O Fator X é composto das parcelas Xa, Xc e Xe. As duas primeiras parcelas são avaliadas pelo regulador (ANEEL) e são relativas ao ajuste de custos de materiais e mão de obra (Xa) e ao desempenho em qualidade (Xc), respectivamente.

A determinação da componente Xe, que tem o conceito de eficiência econômica, se realiza por intermédio da aplicação do método do fluxo de caixa descontado (FDC) do tipo *forward looking*.

Todo o processo de avaliação através de um método de FCD requer a consideração de pelo menos três variáveis básicas que são o fluxo de caixa, o tempo e o risco. O fluxo de caixa, no modelo de avaliação do Fator Xe, é composto das variáveis de custo operacional e receita do serviço, enquanto que o tempo foi definido como sendo o intervalo entre as revisões. O risco é avaliado em função da taxa de retorno admitida para o setor elétrico WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

Levando-se em conta que no reposicionamento tarifário está sendo utilizado o conceito de Empresa de Referência (ER), presume-se que toda a eficiência refletida pelo Fator Xe esteja associada aos ganhos de escala que uma distribuidora de energia elétrica possa obter ao satisfazer uma maior demanda, com custos iguais ou menores do que aqueles reconhecidos pela ER no momento do reposicionamento tarifário. Além disto, o Fator Xe contempla também o impacto que os investimentos associados ao aumento de demanda provocam sobre a base de remuneração.

O método do FCD permite considerar, de forma bastante adequada, as potenciais distorções de projeções que levam em consideração ganhos de eficiência históricos que são pouco prováveis de serem replicados, dado o pequeno espaço de tempo transcorrido entre o início das privatizações e as atuais revisões periódicas. Leva-se em conta também que, em geral, no período imediatamente seguinte à transferência de gestão do poder público para um operador privado, ocorrem importantes incrementos de eficiência nas empresas, os quais são de difícil sustentação em períodos seguintes.

É importante ainda, considerar que os valores resultantes de aplicações do tipo *forward looking*, como é o caso do cálculo do Fator Xe, são muito sensíveis a condições de partida. Portanto, é conveniente o procedimento de análises voltadas ao estudo da sensibilidade dos resultados obtidos em função de variações nos parâmetros mais relevantes no FCD.

Determinar o Fator Xe, por intermédio do FCD, requer a obtenção de informações relativas ao número de clientes; o volume de energia vendida; o plano de investimentos; os valores dos ativos, o custo do capital e a projeção do PIB.

Utiliza-se também como dado de entrada, a projeção da demanda de energia elétrica de cada concessionária (mercado de vendas) para o primeiro ano do Segundo Período Tarifário (SPT); as projeções de venda de energia; o número de clientes para todo o SPT; o valor dos custos operacionais eficientes e projetados para o resto do período; as projeções de investimentos (calculadas a partir do custo de expansão da rede necessário para atender a demanda projetada); do valor dos ativos; das depreciações, e do imposto de renda, sendo que os investimentos e as projeções de demanda são as variáveis explicativas de maior relevância no cálculo do Fator X.

3 PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DO FATOR Xe PELO MÉTODO DO FCD

O Fator Xe é estimado, pelo método do FCD, como sendo um valor único e não discriminado por categoria de consumidor, para cada concessionária. O objetivo principal é assegurar que o crescimento do mercado de vendas da concessionária durante o STP não interfira na condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento.

Por intermédio da equação (1) pode-se determinar qual o valor capaz de igualar ambos os lados da equação. Este resultará no final do processo de interação no valor de Xe.

$$VPL(FC) = BRRLi - VPL(BRRLf) \quad (1)$$

Onde

VPL(FC) = o valor presente líquido do fluxo de caixa (FC) da Concessionária no STP;

BRRLi = o valor da base de remuneração regulatória líquida;

BRRLf = o valor da base de remuneração regulatória líquida ao final do STP.

E pela equação (2) pode-se determinar o valor da base de remuneração regulatória líquida determinada na revisão tarifária periódica para o início do STP.

$$BRRLi = BRRBi + W(0) - D(0) \quad (2)$$

Onde:

BRRBi = o valor da base de remuneração regulatória bruta;

W(0) = o valor do capital de giro no ano teste;

D(0) = o valor das depreciações totais ao início do STP.

O capital de giro pode ser avaliado em função da equação (3), que segue:

$$W(0) = 5\% * [VPB(0) - (PIS/COFINS(0) + P\&D(0))] \quad (3)$$

PIS/COFINS(0) = valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida;

P&D(0) = valor investido em Pesquisa e Desenvolvimento, no início do STP;

Calcula-se o valor presente líquido da base de remuneração regulatória líquida ao final do STP e pode ser obtida segundo a equação (4).

$$VPL(BRRLf) = VPL (BRRBi + W(T) + INV(t) - D(T)) \quad (4)$$

E por intermédio da equação (5) obtém-se as receitas líquidas totais anuais antes dos impostos e juros (EBIT), sem incluir o valor de Xe.

$$EBIT(t) = VPB(t) - CO\&M(t) - CC(t) - CA(t) - (PIS/COFINS + P\&D) - d(t) \quad (5)$$

Onde:

VPB(t) = valor da Parcela B ano t;

CO&M(t) = Custos de O&M calculados segundo a metodologia da Empresa de Referência, projetados para o ano t;

CC(t) = Custos de Gestão Comercial, calculados segundo a metodologia da ER, projetados para o ano t;

CA(t) = Custos de Administração calculados segundo a metodologia da ER projetados para o ano t.

O valor da parcela B para o ano t pode ser obtido pela equação (6)

$$VPB(t) = Q(t) * P(0) \quad (6)$$

Onde Q(t) é igual às vendas da energia no ano t, em MWh;

Sendo o preço médio do reposicionamento 2 avaliado pela equação (7)

$$P(0) = VPB(0) / Q(0) \quad (7)$$

E a depreciação no ano t calcula-se utilizando a equação(8);

$$d(t) = \varphi * BRRB(t) \quad (8)$$

Onde:

φ = a taxa de depreciação regulatória (%), e

BRRB(t) = é o valor da base de remuneração regulatória bruta a cada ano t.

t = 0,1, 2 ... N, são os anos do período tarifário (t=0, data de reposicionamento)

O resultado do Fluxo de Caixa sem a inclusão do Fator Xe pode ser avaliado a partir da equação (9).

$$FC(t) = EBIT(1-g) + d(t) - DW(t) - INV(t) \quad (9)$$

² Uma vez obtidas as necessidades de receita, e de posse das informações das vendas físicas de energia, calcula-se o preço médio do reposicionamento tarifário (R\$/MWh). Nos anos subseqüentes ao ano base do novo período tarifário considerado, o preço base será modificado incluindo-se um Fator X com o propósito de refletir os ganhos projetados da produtividade. Para a determinação do preço médio do serviço de distribuição no reposicionamento, consideraram-se valores eficientes, tanto dos custos operacionais ("Empresa de Referência"), como dos investimentos (base de remuneração).

Onde:

g é a taxa do imposto de renda;

$\Delta W(t)$ = é a variação do Capital de Giro;

$INV(t)$ = Investimentos totais líquidos a cada ano t (em R\$);

Para verificar a condição de equilíbrio utiliza-se a equação (10), que é similar à equação (5), obtendo-se o valor do Fator X_e que deverá ser aplicado à receita em cada período de ajuste anual.

$$EBIT^i(t) = VPB^i(t) - CO\&M(t) - CC(t) - CA(t) - (PIS/COFINS + P\&D) - d(t) \quad (10)$$

Sendo:

$$VPB(t) = Q(t) * P(0) * (1 - X_e)(t) \quad (11)$$

Onde:

$(1 - X_e)(t)$ = parcela de redução do preço $P(0)$ em cada ano t .

E para obter o Fluxo de Caixa, incluindo o Fator X_e , utiliza-se a equação (12) que segue:

$$FC(t)^i = EBIT^i(1-g) + d(t) - \Delta W(t) - INV(t) \quad (12)$$

4. TRATAMENTO DAS VARIÁVEIS DO FCD

Para calcular o Fator X constrói-se um cenário básico com projeções sobre a demanda, os investimentos e os custos operacionais eficientes, levando em conta que um exercício de *forward looking* requer uma seleção de premissas relevantes, as quais devem ser escolhidas com base na experiência regulatória.

4.1 ENERGIA VENDIDA

As projeções da energia demandada são feitas utilizando-se um modelo econométrico de regressão linear clássico (Mínimos Quadrados Ordinários). Para isto, leva-se em consideração a projeção do PIB e das séries históricas dos dados de energia vendida e do número de clientes, relativas ao período disponibilizado pela ANEEL. Os consumidores são divididos em classes residenciais, industriais, comerciais, rurais e outros. É importante destacar que para determinar a equação de ajuste, não são levados em conta os valores correspondentes ao ano de 2001, porque neste ano se verificou uma importante queda da demanda devido ao "acionamento", fato que prejudica a estimativa taxa de evolução das vendas futuras. Entretanto, computou-se seus efeitos nos patamares iniciais de demanda do SPT.

4.2 RECEITAS

As receitas consideradas para o cálculo do Fator X são exclusivamente aquelas advindas do resultado operacional, isto é, pertencem à parcela B, por definição contratual. Uma vez obtidas as projeções de demanda, estima-se estas a um preço de referência, para o ano base, que é igual à tarifa do reposicionamento tarifário.

4.3. CUSTOS

Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são calculados mediante a metodologia da ER, com valores atualizados para março de 2003³.

4.3.1 Custos de O&M

Utilizam-se os custos do O&M da empresa de referência correspondentes ao mês da revisão da concessionária. Os custos de pessoal de O&M foram projetados com base no *driver* quantidade de empregados, estimados em função da evolução do número de clientes atendidos. Assumiu-se um rateio de produtividade originária da ER. Manteve-se constante a relação consumidores por empregados em todo o período considerado, em virtude das empresas já se encontrarem em seu nível de eficiência de produtividade operacional. O restante dos custos de O&M são projetados com base no crescimento das vendas de energia, assumindo-se uma elasticidade unitária.

4.3.2 Custos de Comercialização

Os custos de comercialização são os mesmos da ER e correspondem ao mês de revisão periódica da concessionária. Os custos de pessoal de comercialização foram projetados em função da quantidade de empregados, estimada segundo a evolução da quantidade de clientes. Assumiu-se o rateio de produtividade advindo da ER, e considerou-se que o mesmo se mantém constante em seu nível de eficiência no período entre as revisões. Os demais custos de comercialização foram projetados com base no crescimento da quantidade de consumidores.

4.3.3 Custos de Administração

Os custos de administração são originários da ER e referem-se à data de revisão da concessionária. Os custos de pessoal da administração foram projetados com base na estimativa do número de empregados, os quais dependem da evolução da quantidade de clientes. O rateio de produtividade de consumidores por empregados é extraído da ER. Os demais custos de administração se mantiveram constantes em relação aos valores da ER.

³ Ver sobre a Empresa de Referência, o Anexo I disponibilizado na presente Audiência Pública, para cada uma das concessionárias em revisão tarifária periódica, denominado Metodologia e Cálculo da “Empresa de Referência”.

4.3.4 Provisão para Devedores Duvidosos

É estimada na proporção de 0,5% da receita no ano de 2003, distribuída proporcionalmente no FCD.

4.3.5 Depreciação

A depreciação dos ativos físicos correspondentes às redes de distribuição, que formam a base de capital, é projetada com base nas informações contábeis (vida útil definida pela ANEEL para cada grupo de ativos).

5. INVESTIMENTOS

Os investimentos considerados são, exclusivamente, aqueles feitos por necessidade de expansão da rede em função do aumento de demanda, sejam eles de natureza vertical ou horizontal. Portanto, os investimentos relacionados à gestão comercial, administração e outros, como veículos, *software* etc, não são considerados, uma vez que fazem parte dos custos da ER. Com a finalidade de alocar adequadamente os investimentos entre os segmentos de subtransmissão e distribuição, utiliza-se a análise do Valor Novo de Reposição⁴ (VNR). Assim, os investimentos projetados são aqueles relativos ao sistema de subtransmissão (tensões de 34,5 kV e 230 kV) e ao sistema de distribuição (tensões inferiores a 34,5 kV).

6. CAPITAL DE GIRO

Assumiu-se um valor de 5% da parcela B, para representar o capital de giro necessário para o desenvolvimento normal da concessionária.

7. BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA E VALOR RESIDUAL

A base de remuneração regulatória considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária, livre de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da ER, mais o capital de giro estimado, com valores ajustados pelo IGP-M. O valor residual é estimado somando ao valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações, adicionando além disso, o capital de giro estimado do ano.

⁴ Ver, sobre a metodologia do VNR, Anexo IV “Metodologia de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória pelo Método do Valor Novo de Reposição”.

8. CUSTO DE CAPITAL (WACC)

Por definição (NT Nº 040/2003/SRE/ANEEL) é "... a média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do projeto. Usualmente, trabalha-se com uma versão mais simples do WACC, onde os diferentes tipos de capital próprio são agrupados numa única conta de capital próprio e os diferentes tipos de capital de terceiros agrupados numa única conta de dívidas. Para se determinar a taxa de retorno pelo WACC é necessário, portanto, encontrar a alocação ótima do capital da concessionária entre capital próprio e de terceiros"⁵. O custo do capital considerado foi de 11,26%, definido pela ANEEL, em metodologia que é válida para todo o setor elétrico.

9. PROJEÇÃO DAS VARIÁVEIS DO CÁLCULO DO FATOR X_e

Nesta seção apresentam-se as hipóteses utilizadas para estimar o comportamento das variáveis envolvidas no cálculo do Fator X, levando em consideração que a precisão do Fator X_e é dependente do conjunto de premissas adotadas. Portanto, estas premissas devem ser sólidas, com base teórica e com respaldo empírico. As hipóteses que sustentam as projeções são comuns a todas as concessionárias distribuidoras em processo de revisão tarifária periódica.

9.1. ESTIMATIVA DA RECEITA DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO

A receita tarifária é determinada a partir do mercado no Ano-Teste, informado pela concessionária e validado pela ANEEL, e pela tarifa média do reposicionamento tarifário. As previsões de demanda são realizadas com base na análise estatística dos valores históricos mensais do consumo de energia e da quantidade de clientes das principais categorias tarifárias (residenciais, industriais, comerciais, rurais e outros), além da previsão de crescimento das principais variáveis macroeconômicas, em particular o PIB.

9.2. ESTIMATIVA DA DEMANDA (VENDA DE ENERGIA)

Conforme já fora exposto, a demanda é projetada utilizando-se um modelo econométrico de regressão linear de ajuste por MQO, com base em séries históricas mensais de:

- i) vendas de energia e quantidade de consumidores do período 1991 – 2002 para os consumidores residenciais, industriais, comerciais, rurais e outros; e
- ii) Evolução do PIB da área de concessão das distribuidoras a preços correntes (período 1991 – 2002).

Para projetar as vendas de energia elétrica, utilizou-se a equação (13).

$$\text{CONS} = (\text{ }_1 + \text{ }_2 * \text{PIB} + \text{ }_3 * \text{CLI}) \quad (14)$$

⁵ Sobre a metodologia e os cálculos relativos ao custo de capital, ver o Anexo II disponibilizado na presente audiência pública, denominado "Metodologia e Cálculo do Custo de Capital".

Onde:

CONS = Vendas de energia elétrica em MWh no período t (em logaritmos);

PIB = Produto Interno Bruto da área de concessão correspondente à distribuidora, a preços correntes, no período t (em logaritmos);

CLI = Número de consumidores da distribuidora no período t (em logaritmos);

β_1 é a constante da linha de regressão (consumo autônomo);

β_2 = elasticidade produto da demanda

β_3 = elasticidade da demanda em relação ao número de consumidores.

Para projetar o PIB respectivo de cada área de concessão, utilizaram-se séries históricas (dados mensais) do Banco Central do Brasil a preços correntes, do período 1991 – 2002, e assumiu-se que a participação no PIB nacional de cada estado mantém-se constante durante o período em análise (para determinar esta participação consideram-se dos dados do PIB por regiões e Estados correspondentes para o ano 2001). Entretanto, é importante mencionar que se verificou que, no período 1997 – 2001, as percentagens se mantêm relativamente constantes.

No Caso Base, tabela 1, assumiram-se as seguintes taxas de crescimento anuais esperadas do PIB do Brasil (período 2003-2007) como sendo:

Tabela 6.1 – Caso Base – Cenários de Crescimento da Economia

Ano	PIB
2004	3,50%
2005	3,50%
2006	4,00%
2007	4,00%
2008	4,00%

Fonte: Banco Central do Brasil. Junho 2002

Para projetar a quantidade de consumidores, utilizou-se o modelo econométrico representado pela equação (15):

$$CLI = \beta_1 + \beta_2 * PIB \quad (15)$$

Onde:

CLI = Quantidade de consumidores da distribuidora do período t (em logaritmos);

POB = População da área de concessão correspondente à distribuidora, do período t (em logaritmos);

α_1 = constante da linha de regressão;

α_2 = coeficiente estimado pela regressão que representa a elasticidade dos clientes em relação à população.

Para projetar a população de cada área de concessão utilizaram-se dados históricos do censo⁶, extrapolando-se para os anos intermediários (período 1997 – 2000), com a hipótese de crescimento linear da população entre 1996 e 2000.

Para projetar o crescimento da população no período 2001 – 2008 utilizaram-se modelos tendenciais, assumindo-se que a população crescerá à mesma taxa de crescimento médio histórico.

No Anexo II apresentam-se os dados anuais históricos e projetados segundo a metodologia descrita anteriormente, tanto das vendas de energia elétrica como da quantidade de consumidores e consumo médio da distribuidora.

⁶ Fonte: IBGE. Censos demográficos 1991 e 2000. E a contagem da população do ano de 1996.

ANEXO I

PROJEÇÕES DOS INVESTIMENTOS⁷

1. INTRODUÇÃO

Este apêndice tem por objeto apresentar as premissas básicas necessárias para realizar a projeção dos investimentos no SPT, para os sistemas de distribuição das concessionárias em revisão tarifária periódica e seus efeitos sobre o modelo de cálculo do “Fator Xe”.

As projeções incluem os investimentos de expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores (crescimento horizontal) e ao aumento de carga dos consumidores existentes (crescimento vertical). Também são projetados os investimentos requeridos para a renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil.

Conseqüentemente, os investimentos projetados serão aqueles relativos ao sistema de subtransmissão (34,5 kV e 230 kV) e aqueles do sistema de distribuição (< 34,5 kV).

A metodologia aplicada se fundamenta em leis teórico-empíricas, apoiadas no incremento do Valor do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) para atender o crescimento horizontal e vertical.

Com relação aos investimentos em renovação, projetam-se aquelas renovações que são necessárias para substituir os ativos que chegaram ao fim de sua vida útil. Como mencionado anteriormente, além da projeção dos investimentos em distribuição, é necessário incorporar a projeção dos investimentos relacionados à rede de subtransmissão. Estes últimos, não somente estão relacionados ao crescimento da demanda, mas também dependem de outros fatores pontuais tais como: a confiabilidade do sistema, a entrada de novos geradores, a regulação de tensão etc. Por isso, não é comum sua estimativa por métodos globais, sendo freqüentemente necessário efetuar estudos pontuais do sistema de potência. Dado que tais estudos excedem o marco deste relatório, para o cálculo do Fator X foram considerados os investimentos em subtransmissão projetados pelas próprias distribuidoras. Por outro lado, no que se refere aos investimentos em distribuição, estes foram projetados como parte do estudo.

2. METODOLOGIA APLICADA

Apresenta-se a seguir a metodologia para a projeção dos investimentos, tanto de expansão quanto de renovação dos ativos físicos de distribuição.

⁷ O modelo se baseia, principalmente, nas premissas de ALBOURY, Yves. “Análises de Costos Marginales y Deser o de Tarifas de Electricidad y Agua”, 1983, Editorial BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento).

2.1 Dados utilizados pelo modelo

Os dados de entrada requeridos pelo modelo de estimativa dos investimentos em distribuição são os seguintes:

Valor do ativo imobilizado (AIS) ou Base de Remuneração Regulatória Líquida, obtido pela aplicação da Resolução 493/2002 da ANEEL;

Estimativa da percentagem de distribuição – subtransmissão sobre o total do AIS;

Estimativa da percentagem de Linhas, Estações e Ramais sobre o total do AIS de distribuição;

Projeções de clientes e energia;

Taxas de crescimento históricas dos ativos de distribuição;

Vida útil média das instalações.

As informações dos itens (ii) e (iii) são obtidas com base no Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos de rede de cada concessionária. Para (ii) são utilizados valores médios, uma vez que o cálculo do VNR mostra que esses valores não apresentam grande dispersão na prática. A estimativa da percentagem de distribuição e subtransmissão sobre o total do AIS baseia-se no cálculo do VNR, sobre o qual se determina a parte do AIS de subtransmissão a partir dos dados dos ativos discriminados nesse cálculo. Desta maneira, os resultados das projeções de investimentos estão em moeda constante, atualizados até 31 de janeiro de 2004.

2.1.1. Investimentos em Expansão da Distribuição

Os investimentos relacionados com a expansão do sistema de distribuição estão associados ao crescimento da demanda, na qual se verificam, em geral, economias de densidade superiores às economias de escala. Como anteriormente mencionado, dentro do crescimento da demanda deve-se diferenciar o crescimento horizontal do crescimento vertical. O primeiro é devido à incorporação de novos clientes e o segundo ao aumento do consumo dos clientes existentes.

Na bibliografia utilizada como base para o desenvolvimento desta metodologia (Albourn, 1983), postula-se que o desenvolvimento das redes de distribuição de energia elétrica pode ser razoavelmente bem explicado por intermédio da equação (16):

$$\left(\frac{L}{S}\right) = k \cdot \left(\frac{Q}{S}\right)^b \quad (16)$$

Onde:

L = ativos físicos de distribuição em uma área S;

Q = demanda na área S;

b = coeficiente menor que a unidade (evidenciando as economias de densidade);

k = constante de proporcionalidade entre ativos por unidade de superfície e demanda por unidade de superfície.

A equação (16) baseia-se no fato de que um aumento da densidade de carga, por unidade de área, gera um crescimento proporcionalmente menor de ativos físicos, por unidade de área. Desenvolvendo a expressão diferencial total dL com respeito a Q e S , a partir da igualdade anterior, e reordenando-a algebricamente, resulta-se na equação (17).

$$\left(\frac{dL}{L}\right) = b \cdot \left(\frac{dQ}{Q}\right) + (1 - b) \cdot \left(\frac{dS}{S}\right) \quad (17)$$

Onde:

dL/L = crescimento dos ativos físicos de distribuição

dQ/Q = crescimento da demanda

dS/S = crescimento da área coberta pela rede de distribuição

b = coeficiente que reflete as economias de densidade.

Em geral é difícil dispor de dados sobre o crescimento da superfície coberta pelo serviço da rede de distribuição, mas pode-se considerar com suficiente certeza que é aproximadamente proporcional ao crescimento no número de clientes. Pode-se, então, aproximar a equação (18) incremental da seguinte maneira:

$$\left(\frac{dL}{L}\right) = b \cdot \left(\frac{dQ}{Q}\right) + (1 - b) \cdot \left(\frac{dN}{N}\right) \quad (18)$$

Na equação (2.3) dN/N é o crescimento relativo de clientes na área considerada. Os coeficientes "b", que refletem economias de densidade no crescimento da demanda, foram obtidos da experiência prática de consultores contratados pela ANEEL, para os diferentes tipos de ativos que constituem a rede de distribuição, sendo valores típicos os seguintes:

Linhas (por km): $b = 0,6$

Subestações MT/BT (por unidade): $b = 0,9$

Ramal de consumidor (por unidade): $b = 0$

Partindo da premissa anterior e do AIS para linhas, subestações transformadoras e ramais de distribuição, é possível estimar a projeção dos investimentos, ano a ano, como o produto do crescimento relativo (%) pelo AIS respectivo.

2.1.2. Investimentos em renovação de distribuição

Para a estimativa dos investimentos em renovação, parte-se da premissa de que todos os anos são renovados aqueles ativos que chegaram ao fim de sua vida útil. Para cumprir com essa premissa é necessário efetuar a renovação da rede realizada em uma quantidade de anos igual à vida útil das instalações. Obtém-se então que os investimentos em renovação para cada tipo de ativos será pela equação (19).

$$INVESTIMENTOS EM RENOVAÇÃO = AIS_{-n} \cdot T(\%) \quad (19)$$

Onde:

n = Vida útil do ativo considerado expresso em anos.

AIS (-n) = AIS correspondente ao ano (-n), isto é, a base de capital do ativo considerado no ano (-n), sendo n a vida útil. Por exemplo, se o ativo tiver uma vida útil de 30 anos, AIS (-n) reflete a base de capital desse ativo 30 anos atrás, a valores atuais (ou seja, descontando-se os investimentos em expansão da base de capital atual).

T % = taxa de crescimento médio anual do AIS

Para o cálculo do AIS-n aplica-se a seguinte equação (20):

$$AIS_{-n} = \frac{AIS \text{ ATUAL}}{(1+T)^n} \quad (21)$$

Na equação (21) considerou-se que houve um crescimento de T % anual nos últimos n anos, sendo n a vida útil das instalações. Em consequência, os investimentos em renovação são calculados aplicando-se a equação(22).

$$INVESTIMENTOS EM RENOVAÇÃO = \frac{AIS \text{ ATUAL} \cdot T(\%)}{(1+T)^n} \quad (22)$$

Ao produto T (%) x (1+T) -n denomina-se fator de renovação. Dessa forma, para cada ativo, em função de sua vida útil, tem-se associado um fator de renovação e, portanto, investimentos associados à substituição de ativos. Em relação à taxa T(%), é necessário dispor dos valores da série histórica de crescimento dos ativos elétricos nos últimos 30 anos (vida útil estimada dos ativos). Devido a não se dispor desta série histórica, adotam-se as percentagens que representam a média das taxas máximas de crescimento para crescimento de ativos de distribuição e de ramais de consumidores, com base na experiência prática de consultores contratados pela ANEEL, avaliada por outras fontes técnicas. Dado que os valores adotados são taxas de crescimento máximas dos ativos, isso permite calcular um fator de renovação que, aplicado ao AIS respectivo, resulta nos investimentos mínimos esperados em renovação. Com relação às vidas úteis, são utilizados os valores aplicados pela ANEEL com fins contábeis, assim como para o cálculo da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) na revisão tarifária.

Observe-se que, como já mencionado, esse modelo de projeção de investimentos baseia-se em previsões de demanda e, em consequência, tem uma qualidade de ajuste superior naquelas atividades de distribuição elétrica cujo crescimento da demanda encontra-se mais estável. No caso do Brasil, tendo ocorrido um racionamento no ano 2001 e devido à recuperação em 2003, advém uma situação de

instabilidade na demanda, o que tem impacto direto nos investimentos necessários para abastecê-la.

Por esse mesmo motivo, o presente modelo não contempla, em suas projeções, os investimentos de caráter extra-tendencial. Por outro lado, os investimentos de distribuição projetados com o modelo não incluem os seguintes itens, por já terem sido considerados nos custos eficientes da Empresa de Referência e suas projeções associadas: i) Telecomunicações; ii) Serviços de escritório; iii) Edifícios, mobiliários e equipamentos não associados às instalações elétricas; iv) Informática; v) Veículos; e vi) Ferramentas.

2.1.3 Investimentos em Subtransmissão

Os investimentos em subtransmissão dependem do crescimento da demanda e da quantidade de clientes e relacionam-se a outros fatores tais como a segurança e a confiabilidade na operação da rede, regulação de tensão, incorporação de novos geradores, cargas pontuais de grande magnitude, interconexões da rede existente etc. Por este motivo, não é possível estimar estes investimentos por métodos teórico-empíricos, sendo necessário efetuar estudos de potência específicos para cada caso particular.

Assim, para cálculo do Fator Xe incorporaram-se os investimentos em subtransmissão estimados pelas próprias distribuidoras. Para isso, dos planos de investimento apresentados pelas concessionárias, discriminaram-se os relativos à subtransmissão (tensões entre 34,5 kV e 230 kV) em relação aos de distribuição.

2.1.4 Projeções do ativo imobilizado em serviço (AIS)

O AIS de distribuição é calculado somando-se ao AIS do ano base os investimentos em expansão calculados pelo modelo, para cada ano considerado. O AIS de subtransmissão é calculado somando-se ao AIS do ano base os investimentos projetados pela concessionária distribuidora. Dado que esses últimos não se encontram discriminados em expansão e renovação, para obter sua abertura foi aplicado ao total dos investimentos em subtransmissão as mesmas percentagens de renovação e expansão que foram utilizados no modelo para a distribuição.

2.1.5 Capital de Giro

Para o capital de giro necessário ao desenvolvimento normal da concessionária, assumiu-se como representativo o valor utilizado por outros reguladores na América Latina de 1/12 do montante anual da Parcela B (sem tributos).

2.1.6 Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

A base de remuneração regulatória a ser considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária atualizados até 31 de janeiro de 2004, líquida de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da Empresa de Referência, mais o capital de giro estimado, com valores

ajustados pelo IGP-M estimado até de janeiro de 2004, inclusive. O valor residual é estimado somando ao valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações, e adicionando, além disso, o capital de giro estimado do ano.

2.1.7 Custo do capital

O custo de capital é utilizado na metodologia de cálculo do Fator X para descontar os fluxos de caixa e os ativos no final do período tarifário. O custo do capital considerado é o valor do WACC, que é a média ponderada das participações, dívida ou capital próprio, na capitalização da concessionária.

ANEXO 2
CÁLCULO DO FATOR X_e PARA A CONCESSIONÁRIA
EEVP

1. INTRODUÇÃO

Neste relatório apresentam-se os resultados obtidos, segundo o método de Fluxos de Caixa Descontados, para a EEVP distribuidora de energia elétrica.

Primeiramente são apresentadas as previsões de demanda, que determinarão os ganhos da distribuidora durante o próximo período tarifário. A demanda é uma variável de grande relevância na determinação do valor do Fator X, uma vez que, no momento do reposicionamento tarifário, assume-se que a empresa possui um nível de custos e investimentos eficiente. Isto implica dizer que a eficiência refletida pelo Fator X está relacionada aos ganhos de escala que a empresa poderá obter ao atender uma demanda maior, com custos incrementais iguais ou inferiores àqueles reconhecidos no momento do reposicionamento tarifário.

Adicionalmente, apresenta-se o Fluxo de Caixa da empresa, primeiro sem considerar o Fator X. Dessa forma, a rentabilidade do negócio, medida pela TIR, pode ser diferente do WACC determinado pelo regulador. Neste caso, os ganhos da distribuidora deverão ajustar-se para alcançar a meta de rentabilidade⁸. Isto se faz através da inclusão do Fator X que determina, mediante um processo iterativo, novos ingressos tais que a TIR do negócio resulte igual ao WACC. Este relatório também apresenta o Fluxo de Caixa do negócio, assim como a Demonstração do Resultado, ajustada pelo Fator X.

Por último, apresentam-se os resultados da análise de sensibilidade realizada sobre as duas variáveis consideradas mais relevantes na determinação do Fator X, que são: a demanda futura estimada e o fluxo de investimentos previsto.

⁸ O WACC calculado pela Aneel é de 11,26%.

2. DEMANDA

Na tabela 1 são apresentados o histórico de valores das vendas físicas e da quantidade de clientes e suas projeções para o período 2004 – Fevereiro 2008⁹, para os três cenários considerados (Caso Base, Pessimista, Otimista).

Tabela 1 – Caso Base – Demanda

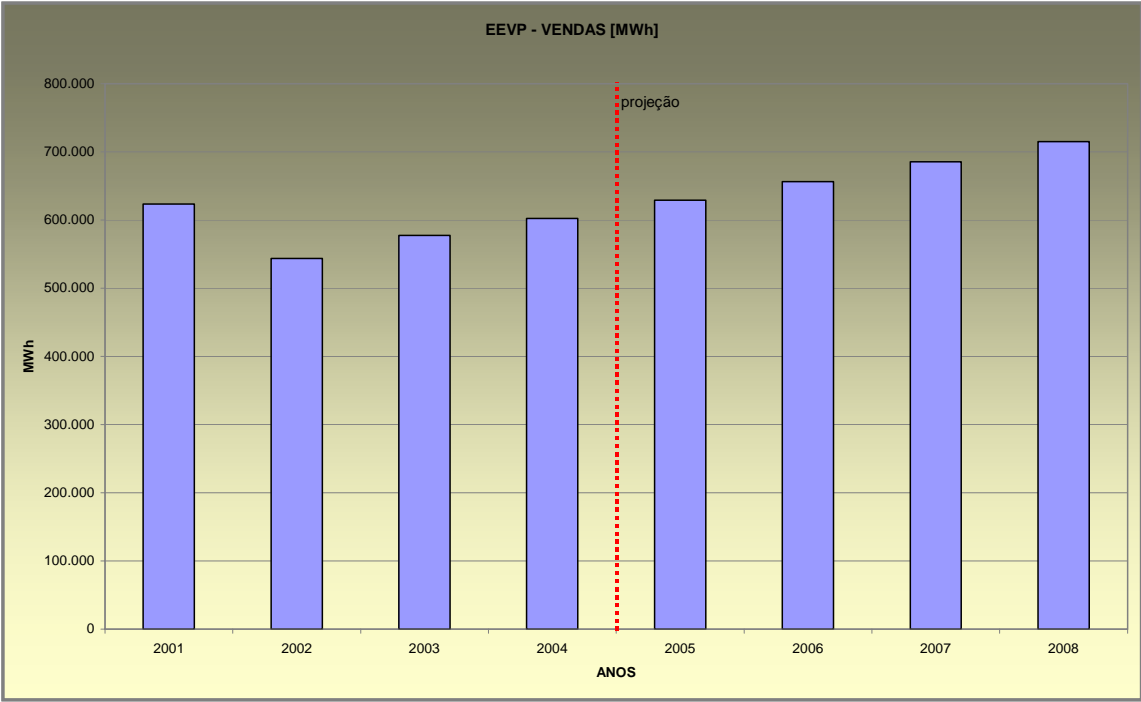
Anos	Dados Anuais			Taxas anuais de crescimento		
	Demanda [MWh]	Clientes	Consumo Médio [kWh/cliente]	Demanda	Clientes	Consumo Médio
2001	623.787	126.544	4.929			
2002	543.602	132.174	4.113	-12,9%	4,4%	-16,6%
2003	577.450	135.796	4.252	6,2%	2,7%	3,4%
2004	602.529	140.178	4.298	4,3%	3,2%	1,1%
2005	628.167	145.084	4.330	4,3%	3,5%	0,7%
2006	654.895	150.162	4.361	4,3%	3,5%	0,7%
2007	682.761	155.418	4.393	4,3%	3,5%	0,7%
2008	711.812	160.858	4.425	4,3%	3,5%	0,7%

FONTE: ANEEL

⁹ Os valores referentes ao período 1995-2003, foram fornecidos pela ANEEL.

No gráfico 1 representa-se os valores históricos e projetados de vendas físicas.

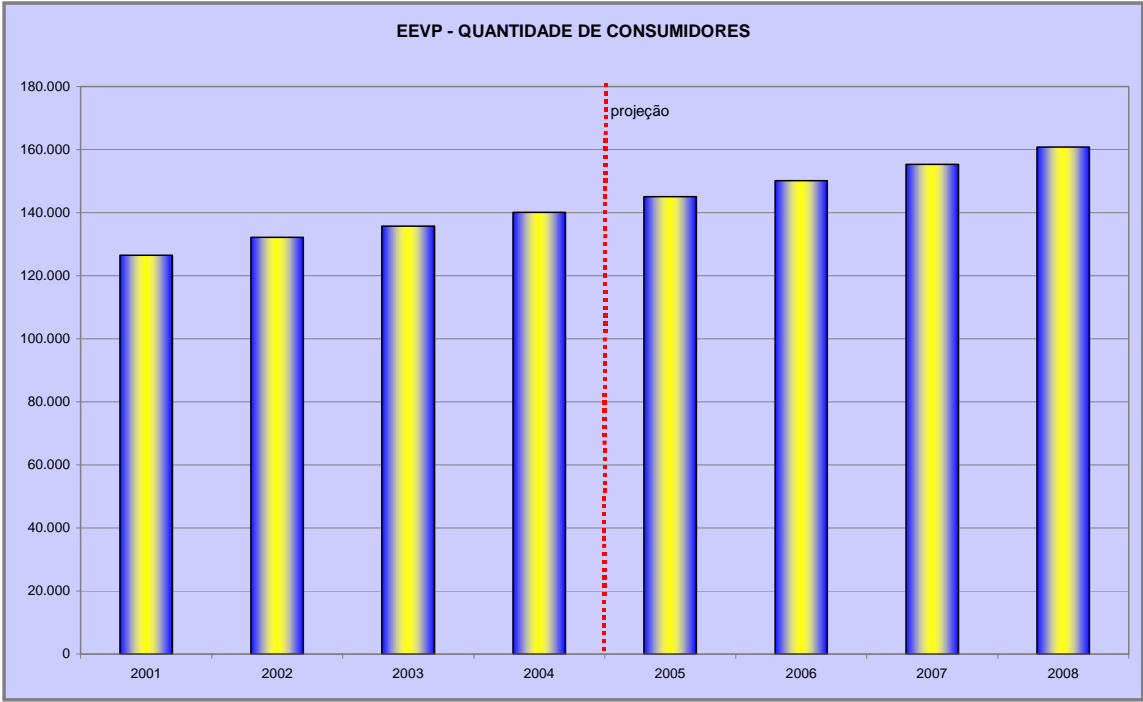
Gráfico 1 – Caso Base – Vendas [MWh]



FONTE: ANEEL

No gráfico 2 representa-se as quantidade de clientes.

Gráfico 2 – Caso Base – Quantidade de clientes



FONTE: ANEEL

Na tabela 2 apresenta-se a demanda de energia e o número de clientes, para o cenário pessimista.

Tabela 2 – Cenário Pessimista – Demanda

Anos	Dados Anuais			Taxas anuais de crescimento		
	Demanda [MWh]	Clientes	Consumo Médio [kWh/cliente]	Demanda	Clientes	Consumo Médio
2001	623.787	126.544	4.929			
2002	543.602	132.174	4.113	-12,9%	4,4%	-16,6%
2003	577.450	135.796	4.252	6,2%	2,7%	3,4%
2004	602.529	140.178	4.298	4,3%	3,2%	1,1%
2005	627.397	145.084	4.324	4,1%	3,5%	0,6%
2006	653.292	150.162	4.351	4,1%	3,5%	0,6%
2007	680.256	155.418	4.377	4,1%	3,5%	0,6%
2008	708.333	160.858	4.403	4,1%	3,5%	0,6%

FONTE: ANEEL

Na tabela 3 apresenta-se a demanda de energia e o número de clientes, para o cenário otimista.

Tabela 3 – Cenário Otimista – Demanda

	Demanda [MWh]	Clientes	Consumo Médio [kWh/cliente]	Demanda	Clientes	Consumo Médio
2001	623.787	126.544	4.929			
2002	543.602	132.174	4.113	-12,9%	4,4%	-16,6%
2003	577.450	135.796	4.252	6,2%	2,7%	3,4%
2004	602.529	140.178	4.298	4,3%	3,2%	1,1%
2005	628.936	145.084	4.335	4,4%	3,5%	0,9%
2006	656.500	150.162	4.372	4,4%	3,5%	0,9%
2007	685.272	155.418	4.409	4,4%	3,5%	0,9%
2008	715.305	160.858	4.447	4,4%	3,5%	0,9%

FONTE: ANEEL

3. RESULTADOS DO MODELO FINANCEIRO

Na tabela 4 apresenta-se o Fluxo de Caixa da empresa, sem inclusão do Fator X.

Tabela 4: Fluxo de Recursos de Negócio (sem Fator X)

FLUXO LIVRE DE CAIXA		fev/04	fev/05	fev/06	fev/07
		jan/05	jan/06	jan/07	jan/08
EBIT * (1 - taxa de imposto)		5.137.433	5.675.447	6.215.449	6.683.235
+ Depreciação		6.127.335	6.355.664	6.628.384	7.060.184
- Investimentos de Capital		(5.410.139)	(6.446.793)	(10.156.853)	(8.847.216)
- Mudança no capital de giro		-	(110.623)	(115.331)	(120.238)
Fluxo de caixa livre		5.854.630	5.473.694	2.571.649	4.775.965
Valor residual					52.876.390
Fluxo do Negócio	(48.203.376)	5.854.630	5.473.694	2.571.649	57.652.355
TIR	11,90%				
WACC	11,26%				

Na tabela 5 apresenta-se o Fluxo de Caixa da empresa, ajustado pelo Fator X, de maneira tal de que a TIR do negócio seja igual ao WACC determinado pela Aneel.

Tabela 5: Fluxo de Recursos de Negócio (com Fator X)

FLUXO LIVRE DE CAIXA		fev/04	fev/05	fev/06	fev/07
		jan/05	jan/06	jan/07	jan/08
EBIT * (1 - taxa de imposto)		5.137.433	5.455.379	5.757.996	5.970.057
+ Depreciação		6.127.335	6.355.664	6.628.384	7.060.184
- Investimentos de Capital		(5.410.139)	(6.446.793)	(10.156.853)	(8.847.216)
- Mudança no capital de giro		-	(93.952)	(97.347)	(100.865)
Fluxo de caixa livre		5.854.630	5.270.298	2.132.180	4.082.160
Valor residual					52.822.361
Fluxo do Negócio	(48.203.376)	5.854.630	5.270.298	2.132.180	56.904.522
TIR	11,26%				
WACC	11,26%				

Na tabela 6 apresenta-se a Demonstração do Resultado com os investimentos ajustados.

Tabela 6: Demonstrativo de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	fev/04	fev/05	fev/06	fev/07
	jan/05	jan/06	jan/07	jan/08
RECEITAS				
Receitas pelo serviço de distribuição elétrica	59.199.262	61.338.568	63.555.184	65.851.902
Total receita de vendas	59.199.262	61.338.568	63.555.184	65.851.902
Total Receitas de Distribuição	59.199.262	61.338.568	63.555.184	65.851.902
Custos de Distribuição				
Despesas de O&M	(17.535.388)	(18.159.798)	(18.810.139)	(19.487.427)
Despesas de Comercialização	(9.601.381)	(9.910.017)	(10.230.272)	(10.562.552)
Despesas de Administração	(10.948.848)	(11.184.770)	(11.429.881)	(11.684.502)
PIS/COFINS + P & D	(7.202.320)	(7.462.593)	(7.732.271)	(8.011.695)
Depreciação Ativos Fixos	(6.127.335)	(6.355.664)	(6.628.384)	(7.060.184)
Total custos e despesas operacionais	(51.415.272)	(53.072.842)	(54.830.948)	(56.806.360)
Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA)	13.911.325	14.621.390	15.352.621	16.105.726
Lucro (perda) antes dos juros e impostos (EBIT)	7.783.990	8.265.726	8.724.236	9.045.542

4. RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Na tabela 7 dispõe-se o valor do Fator X resultante do Caso Base considerando, no momento do reposicionamento tarifário não só os custos eficientes, como também os investimentos necessários para atender ao crescimento da demanda e renovar os ativos que se vão depreciando.

Adicionalmente, apresenta-se a sensibilidade do Fator X frente aos cenários pessimista e otimista de demanda e o acréscimo/decrécimo no fluxo de investimentos futuro.

Tabela 7: Demonstração do Resultado

Fator X (Caso Base)	Sensibilidade # 1 – Demanda		Sensibilidade # 2 – Investimentos	
	Cenário de demanda (distinto do Caso Base)		Variação % no fluxo de investimentos com relação ao Caso Base	
	Pessimista	Otimista	+10%	-10%
0,6151%	0,5215%	0,7084%	0,5142%	0,7069%

5. PREVISÃO DO CRESCIMENTO DO MERCADO EM MWh

A seguir apresentam-se, no gráfico 3, os valores previstos para o crescimento do mercado da EEVP. Na projeção foram levados em conta os cenários mais prováveis das projeções da MDE (Mercados de Energia) e ONS (Operador Nacional do Sistema). Para o crescimento dos clientes foi considerado a tendência histórica e o índice de crescimento populacional apurado pelo IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas) para a área de concessão da empresa.

Gráfico 3 – Mercado Previsto para o Crescimento da Demanda em MWh

