

**Brasília, 21 de junho de 2001**

**Assunto:** Segunda Revisão Periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S/A - ESCELSA

## **I. Introdução**

Esta Nota Técnica constitui parte do processo da Audiência Pública ANEEL AP nº 005/2001, conforme consta do aviso publicado no Diário Oficial, de 21 de junho de 2001. O referido aviso está disponibilizado na Internet ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)). O objetivo da Nota é apresentar para a sociedade a metodologia utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para a realização da segunda revisão tarifária periódica da ESCELSA.

A revisão tarifária periódica compreende: a) reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão; e b) determinação do Fator X, com o objetivo de compartilhar os ganhos de produtividade com os consumidores, o qual será aplicado no momento dos reajustes tarifários contratuais em 2002 e 2003.

A presente revisão não contempla os efeitos da atual situação energética, os quais serão tratados por instrumentos específicos e isonômicos para todas as concessionárias afetadas.

Inicialmente, esta Nota apresenta os fundamentos legais para a realização do processo revisional, descrevendo as providências administrativas necessárias, o cronograma das etapas concluídas e a concluir e os antecedentes.

Os capítulos V e VI procuram descrever, em uma seqüência lógica, as etapas de obtenção dos resultados almejados pelo processo de revisão, discutindo os conceitos básicos e apontando as opções da ANEEL.

Cabe ressaltar que nestes capítulos, além de contemplar a metodologia, são apresentados alguns resultados preliminares visando facilitar o entendimento dos diferentes aspectos metodológicos. Entretanto, esses resultados continuam sendo analisados e discutidos com a ESCELSA e somente serão considerados definitivos após a Audiência Pública e posterior aprovação pela Diretoria da ANEEL.

Nos demais capítulos são analisados outros aspectos relevantes a este processo de revisão periódica.

## **II. Aspectos Legais e Contratuais**

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, considerando o disposto no art. 15 da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996; no inciso X, art. 4º, Anexo I, do Decreto n.º 2.335, de 26 de dezembro de 1997; na Norma Organizacional da ANEEL n.º 001/98, aprovada pela Resolução ANEEL n.º 233, de 14 de julho de 1998, e as disposições da subcláusula terceira da cláusula nona do Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica n.º 001/95 firmado entre a Espírito Santo Centrais Elétricas S/A – ESCELSA e a União, por intermédio da ANEEL, em 17 de julho de 1995, deu início, em 13 de março de 2001, ao processo da segunda revisão tarifária periódica dessa concessionária.

## **III. Cronograma da Segunda Revisão Tarifária Periódica da ESCELSA**

Este processo de revisão vem seguindo o cronograma inicialmente proposto, do qual já foram cumpridas as seguintes etapas:

1. Ofício n.º 105/2001-SRE/ANEEL, de 09 de março de 2001, informando com antecedência a ESCELSA sobre a publicação, no Diário Oficial, do Aviso da Segunda Revisão Tarifária Periódica, do cronograma do processo e solicitando o encaminhamento das primeiras informações necessárias ao desenvolvimento dos trabalhos.
2. Ofício n.º 106/2001 – SRE/ANEEL, de 09 de março de 2001, informando com antecedência o Conselho de Consumidores da ESCELSA sobre a publicação, no Diário Oficial, do Aviso da Segunda Revisão Tarifária Periódica e do cronograma do processo.
3. Aviso Público do início do Processo da Segunda Revisão Tarifária Periódica da ESCELSA, publicado no Diário Oficial de 13 de março de 2001.
4. Em 04 de abril de 2001, recebimento das informações solicitadas no Ofício n.º 105/2001-SRE/ANEEL e apresentação do cronograma para atividades conjuntas, em reunião com a Concessionária.
5. Ofício n.º 152/2001 – SRE/ANEEL, de 18 de abril de 2001, solicitando informações complementares às apresentadas pela Concessionária em 04 de abril de 2001.
6. Ofício n.º 157/2001 – SER/ANEEL, de 27 de abril de 2001, comunicando a realização de fiscalização econômica e financeira, no contexto do processo revisional, na sede da Concessionária em Vitória – ES, no período de 07 a 18 de maio de 2001.
7. Em 04 de junho de 2001, nas instalações da ANEEL, apresentação à Concessionária da metodologia a ser utilizada no processo de revisão tarifária, bem como dos primeiros resultados alcançados.

8. Em 08 de junho de 2001, nas instalações da ANEEL, a Concessionária apresentou seus pontos de vista a respeito da metodologia adotada e dos resultados previsíveis com os critérios da ANEEL, apresentando solicitações adicionais para serem incluídas no processo.
9. Em 12 de junho de 2001, nas instalações da ANEEL, a Superintendência de Regulação Econômica, juntamente com a equipe técnica alocada no processo, apresentou à Diretoria Colegiada da ANEEL, a evolução do processo, as principais divergências existentes entre as posições da ANEEL e da Concessionária e os primeiros resultados alcançados.

As etapas subseqüentes do cronograma estão descritas a seguir:

1. Em 21 de junho de 2001, será disponibilizada para consulta pública, via Internet, a metodologia utilizada para o segundo processo de revisão tarifária periódica da ESCELSA.
2. Em 10 de julho de 2001, será realizada em Vitória – ES, Audiência Pública sobre o segundo processo de revisão tarifária periódica da ESCELSA.
3. Em 20 de julho de 2001, será encaminhado à Diretoria Colegiada da ANEEL, o processo completo desta revisão para decisão final.
4. Em 07 de agosto de 2001, serão homologadas as novas tarifas de fornecimento de energia elétrica a serem praticadas pela ESCELSA.

#### **IV. Antecedentes**

Em 1998 foi realizada a primeira revisão periódica da ESCELSA. Naquela oportunidade as tarifas de fornecimento de energia elétrica da concessionária foram reposicionadas, em média, em (-3,4%), mediante a seguinte recomposição por classe de consumo: a) residencial (-5,3%), b) industrial A4 (-3,3%), c) comercial e industrial B3 (-3,24%), e d) rural (-2,0%), bem como estabelecidos os seguintes valores para o Fator X: a) X= 1,5% para 1999 e X= 0,8% para 2000. Em 1999 as tarifas de fornecimento de energia elétrica da ESCELSA foram reajustadas em 20,32% e em 2000 o reajuste foi de 16,04%.

#### **V. Cálculo do Reposicionamento Tarifário da Segunda Revisão Periódica**

A metodologia para o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica da ESCELSA, na presente revisão periódica, é semelhante à utilizada em 1998, buscando, tanto quanto possível, aderência com o proposto na Minuta de Resolução apresentada no âmbito da Audiência Pública ANEEL – nº 007/2000.

O Reposicionamento Tarifário é definido pela relação entre a Receita Requerida e a Receita Verificada, no Ano-Teste escolhido, conforme explicado pela fórmula abaixo:

$$RT = [(RR - DRV) / RV]$$

onde:

RT = Reposicionamento Tarifário

RR = Receita Requerida: obtida nos 12 meses do Ano -Teste escolhido, representa a receita necessária para permitir a cobertura de custos operacionais aceitáveis e proporcionar a adequada remuneração do capital investido na prestação dos serviços de energia elétrica.

RV = Receita Verificada: corresponde, exclusivamente, à Receita de Fornecimento aos consumidores finais, apurada a partir do produto entre as tarifas vigentes e o respectivo mercado de venda no Ano -Teste.

DRV = Demais Receitas Verificadas: correspondem as receitas de Suprimento a outras concessionárias, outras Receitas Operacionais e receitas Extra-Concessão. A primeira, é definida pelo produto das tarifas vigentes e o respectivo mercado de venda no Ano -Teste. Quanto às outras Receitas Operacionais e as Receitas Extra-Concessão, seus valores foram apurados ao longo dos 12 meses do Ano-Teste.

### **Cálculo da Receita Requerida**

Os elementos necessários para a obtenção da Receita Requerida são:

- Definição do Ano-Teste;
- Base de Remuneração;
- Taxa de Retorno e Estrutura de Capital;
- Remuneração do Capital;
- Despesa Operacional;
- Encargos Tarifários;
- Quota de Reintegração;
- Resultado Não Operacional;
- Investimento Futuro.

### **Definição do Ano-Teste**

O Ano - Teste é o período de doze meses adotado para determinar a receita verificada e a receita requerida.

A motivação para se utilizar o período de um ano decorre: a) do período anual ser referência para estudos tarifários, b) da necessidade de eliminação das variações sazonais, e c) da possibilidade de agregar informações de outros anos.

No caso específico da segunda revisão tarifária periódica da ESCELSA o Ano-Teste escolhido compreende os 12 meses imediatamente anteriores à data da

revisão em processamento, ou seja, o período de agosto de 2000 a julho de 2001.

Os dados utilizados para a construção do Ano -Teste basearam-se em informações fornecidas pela ESCELSA e devidamente auditadas pela ANEEL. Assim, foram adotados oito meses com dados realizados (agosto de 2000 a março de 2001) e quatro meses com dados projetados (abril a julho de 2001).

Para as projeções acima citadas optou-se pelas estimativas informadas pela ESCELSA, as quais foram consideradas adequadas em face dos estudos apresentados pela Fundação José Bonifácio da Universidade Federal do Rio de Janeiro - FUJB/UFRJ, contratada para realizar análises prospectivas do mercado da ESCELSA, à luz do comportamento de variáveis macroeconômicas gerais e particulares do Estado do Espírito Santo, onde se localiza a área de concessão da empresa em questão.

### **Base de Remuneração**

Na formação da receita requerida parte-se do pressuposto de que deve ser dada ao concessionário a oportunidade de obter uma receita que reflita custos operacionais eficientes e uma remuneração adequada sobre os investimentos considerados prudentes. Desta forma, uma questão fundamental é definir que parcela do investimento do acionista será considerada como referência. Esta parcela é comumente referida como Investimento Remunerável ou Base de Remuneração.

Há vários métodos que podem ser utilizados para definir a Base de Remuneração sobre a qual os investidores podem auferir uma taxa de retorno, entre os quais: custo histórico, correção do ativo, reavaliação dos ativos e custo de reposição. Tradicionalmente, o setor elétrico brasileiro utiliza como base de cálculo o ativo imobilizado em serviço, que registra o custo histórico dos ativos.

Para o caso específico da segunda revisão tarifária periódica da ESCELSA, não significando uma opção definitiva de metodologia, a ANEEL considerou a abordagem tradicional acima referida, adotando o valor histórico contábil médio dos ativos imobilizados em serviço no Ano-Teste escolhido.

Pelo critério acima descrito, o valor alcançado para servir como Base de Remuneração da ESCELSA, para este reposicionamento tarifário, foi de R\$ 686.113 mil.

### **Taxa de Retorno e Estrutura de Capital**

A regulação econômica pressupõe a escolha de taxa de retorno adequada sobre o capital investido nas instalações do setor elétrico. Segundo a teoria econômica, essa taxa de retorno deve compensar adequadamente os investidores pelos riscos assumidos ao empenharem capital para a concessionária. Esse capital, tipicamente, toma a forma de uma composição de dívida e capital acionário.

O cálculo da taxa de retorno é de extrema importância em uma avaliação econômico-financeira, pois reflete a percepção do investidor acerca do risco de determinada empresa ou negócio.

O retorno que os investidores obtêm sobre seu investimento deve ser igual ao retorno sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Deve gerar recursos suficientes para cobrir os pagamentos de dívida e do capital acionário aos investidores e permitir que a concessionária atraia o capital novo necessário.

A metodologia a ser utilizada para obtenção da taxa de retorno sobre a base de remuneração das concessionárias de distribuição será uma composição entre o custo do capital próprio e de terceiros ponderada por suas participações na estrutura de capital atribuída à concessionária, ou seja, a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (o denominado *WACC*)<sup>1</sup>, incluindo o efeito dos impostos sobre a renda<sup>2</sup>.

O método *WACC* procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e dívida) disponíveis para a concessionária. Com o objetivo de obter a taxa de retorno utiliza-se a seguinte fórmula:

$$WACC = R_E \times E / (D + E) + R_D \times D / (D + E)$$

onde:

$R_E$  = Custo do capital próprio

$R_D$  = Custo do capital de terceiros

$E$  = Capital próprio (*Equity*)

$D$  = Capital de terceiros (*Debt*)

### Custo do capital próprio

O custo do capital próprio ( $R_E$ ) é calculado com base no Modelo de Precificação de Ativos de Capital (o denominado *CAPM*)<sup>3</sup>, como função de uma série de parâmetros, conforme expresso na fórmula a seguir:

$$R_E = R_F + \beta \times [E(R_M) - R_F] + \text{Risco Brasil}$$

onde:

$R_E$  = Custo do capital próprio;

$R_F$  = Taxa de remuneração isenta de risco;

---

<sup>1</sup> Corresponde à metodologia internacionalmente aceita de *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*

<sup>2</sup> Para efeito de cálculo de impostos sobre a renda, no Brasil, os juros pagos são dedutíveis.

<sup>3</sup> *Capital Asset Pricing Model*

$\beta$  = Beta alavancado aplicável à empresa;

$E(R_M)$  = Retorno esperado sobre o índice de mercado;

$[E(R_M) - R_F]$  = Prêmio de risco do mercado acionário;

*Risco Brasil* = Prêmio de risco para o mercado de dívida Brasileira

A seguir são descritos cada um dos componentes dessa fórmula.

- A taxa de remuneração isenta de risco ( $R_F$ ) é calculada em função do investimento de menor risco disponível no mercado. Nesse contexto, o parâmetro adotado em análises financeiras é o *U.S Treasury Bonds - 30 anos - USTB30*, por ser considerado, internacionalmente, como o indicador que apresenta um dos menores graus de risco e estar lastreado pela maior economia do mundo.
- O *Beta* ( $\beta$ ) é uma medida de volatilidade e indica a variação do retorno da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário. Para apuração deste valor deve ser realizada uma coleta desses parâmetros para empresas similares no mercado, por exemplo, concentradas no mesmo setor de atuação. Posteriormente, deve ser retirado o efeito do capital de terceiros nessas empresas de seus respectivos *Betas* ("Beta desalavancado")<sup>4</sup> e determinada a média desses valores. Finalmente, o Beta obtido é realavancado em função de uma estrutura de capital a ser determinada.
- O retorno esperado sobre o índice de mercado  $E(R_M)$  corresponde ao rendimento anual de índices do mercado de ações. O estágio inicial de desenvolvimento do mercado de capitais brasileiro e, em particular, a volatilidade experimentada pelo índice Bovespa ao longo dos últimos dois anos, favorecem a idéia do uso de uma referência do mercado internacional, como o S&P500 (índice Standard & Poors para 500 empresas relevantes) ou o NASDAQ (índice para as ações de empresas de alta tecnologia).
- O cálculo do prêmio de mercado  $[E(R_M) - R_F]$  é equivalente à diferença dos retornos esperados do mercado acionário e do investimento mais seguro possível (USTB30).
- O *Risco Brasil* é determinado por meio da diferença entre os retornos anuais dos títulos da dívida brasileira (CBond ou Global27) e os títulos da dívida americana (USTB30).

O modelo *CAPM* considera o desempenho das ações de uma concessionária em relação ao mercado para estimar sua taxa de retorno sobre capital acionário. A premissa subjacente é que o ágio de risco esperado de uma concessionária varia em proporção direta com a volatilidade do preço da ação da concessionária (Beta). Na medida em que a ação de qualquer concessionária tem um grau de

---

<sup>4</sup> Beta Desalav = Beta alavanc. / [1+ (D/E) \* (1- impostos)]

risco maior do que o do mercado, os investidores exigirão retornos mais altos para compensá-los por assumir tal risco.

O mercado acionário brasileiro ainda não apresenta volume de ações suficiente para conferir a necessária robustez para amenizar as oscilações individuais em relação ao mercado, como pode ser verificado pela volatilidade experimentada pelo índice Bovespa ao longo dos últimos dois anos. Destaca-se ainda o fato da maioria das concessionárias brasileiras do segmento de distribuição de energia elétrica não possuírem capital aberto.

O uso do modelo *CAPM* “global” permite diminuir a exposição a essa volatilidade do mercado brasileiro. Essa abordagem é coerente com a contínua globalização da economia nacional, dado que os investidores examinam a oportunidade de investimento no Brasil e no exterior e enfrentam barreiras cada vez menores para a transferência internacional de capitais.

Ao obter Beta para uso no modelo, também é relevante, a título de informação, obter Betas referentes a um grupo de concessionárias comparáveis ou a um índice setorial específico.

A fórmula do *CAPM* sustenta que o retorno sobre o capital acionário é igual à soma da taxa livre de risco global, o prêmio de risco do país, mais Beta vezes o prêmio de risco de mercado global sobre o capital acionário.

#### Custo do capital de terceiros

O custo de capital de terceiros ( $R_D$ ) deve representar o custo de captação da empresa, isto é, as taxas médias às quais a mesma obtém seus financiamentos e empréstimos.

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

onde:

$R_D$  = Custo do capital de terceiros;

$R_B$  = Taxa da dívida;

$T$  = Alíquota de imposto de renda e contribuição social.

Para o cálculo do custo do capital de terceiros as alíquotas do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro líquido devem ser abatidas. A despesa com os juros referentes aos empréstimos e financiamentos (despesas financeiras) é dedutível para fins fiscais e, portanto, reduz a base sobre a qual incidem os impostos citados.

#### Aplicação da metodologia para o caso ESCELSA

Para obtenção dos parâmetros descritos anteriormente utilizaram-se valores determinados pelo mercado e devidamente documentados nas informações do sistema *Bloomberg*, levantadas em maio de 2001.

a) Estrutura de capital:

Mediante observação de empresas, eminentemente de distribuição de energia elétrica e significativas no contexto brasileiro, para a estrutura de capital equivalente à média nacional do setor, constatou-se a participação média de 60% de capital próprio e 40% de capital de terceiros.

Considerando que a estrutura de capital alvo da ESCELSA, a longo prazo, deve estar em linha com a média observada em empresas comparáveis que se defrontam atualmente com os mesmos desafios estratégicos e de expansão, o WACC foi calculado com base na estrutura média verificada no setor.

b) Beta:

Com base no conjunto de empresas observadas para determinar a estrutura de capital média, obteve-se os valores de Beta de cada empresa. Posteriormente, tirou-se o efeito do capital de terceiros dessas empresas de seus respectivos Betas, calculando-se, assim, os Betas desalavancados de cada empresa. Por fim, determinou-se o Beta médio desalavancado do setor, obtendo-se o valor de 0,45.

Utilizando a estrutura média obtida (E=60% e D=40%) e incorporando o efeito das alíquotas de imposto de renda e de contribuição social (T=34%), obteve-se o Beta realavancado médio para o setor de distribuição de 0,65.

c) Retorno de investimento livre de risco:

Para esse termo, que representa a remuneração média anual que um determinado ativo considerado como livre de risco, foi adotado como parâmetro o *USTB* de 30 anos.

Junto ao *Bloomberg*, foi coletada a série mensal relativa ao período de 31/12/1980 a 30/04/2001, obtendo-se a média geométrica de 8,15%.

d) Retorno de investimento de mercado acionário:

Para efeito do cálculo da taxa de rentabilidade média americana foi utilizada a série *S&P 500* relativa ao período de 29/12/1980 a 29/12/2000. Essa série foi escolhida por entender-se ser a mais aderente à natureza da atividade de distribuição de energia elétrica e para manter a consistência com o período utilizado para a taxa livre de risco (*USTB30*).

Utilizando o mesmo critério de média geométrica, o resultado obtido foi de 12,05%.

e) Prêmio de mercado:

O prêmio de mercado foi calculado pela diferença da taxa *S&P 500* ( $R_m$ ) e a taxa livre de risco *USTB30* ( $R_f$ ), obtendo-se o valor de 3,90%. Este valor representa o prêmio que o investidor busca para entrar no mercado acionário.

f) Retorno de investimento de títulos da dívida Brasileira:

Procurou-se um título brasileiro emitido em dólar com a mesma duração do título americano *USTB30*, que representa a taxa livre de risco. Optou-se pelo *Cbond* de trinta anos por ter uma série mais longa do que o *Global27*, por ser um título de maior liquidez e por ser mais comumente empregado pelo mercado. Conseqüentemente, reflete melhor a percepção do mercado ao longo do tempo.

Dessa forma, o valor obtido, por meio de média geométrica, para o período de 31/01/96 a 30/04/2001, foi de 13,12%.

g) Risco Brasil:

O Risco Brasil equivale ao prêmio para investimento no país e é determinado pela diferença das rentabilidades médias oferecidas pelo título da dívida brasileira *Cbond30* e o título americano *USTB 30*. Obteve-se o valor de 4,97%.

h) Custo de capital próprio:

Utilizando-se da fórmula do CAPM e os dados descritos anteriormente, obtém-se a taxa de retorno de capital próprio de 15,67% (nominal).

Considerando uma inflação média americana projetada para os próximos 3 anos de 2,5% ao ano, obtém-se o custo de capital próprio ( $R_E$ ) de 12,84% (real).

i) Custo de capital de terceiros:

Para o custo da dívida ( $R_B$ ), pesquisou-se junto à Comissão de Valores Mobiliários - CVM a taxa de juros efetiva praticada nos anos de 2000 e 2001 para as empresas de energia que captaram recursos no mercado. Ao calcular a média dessas taxas foi obtido o valor de 17,20%.

Além disso, considerou-se, também, a taxa de captação praticada pelo BNDES para empresas de distribuição do setor de energia elétrica. Dessa forma, foram considerados a TJLP (9,25%), mais um spread básico (1,0%) e mais um spread de risco (2,5%), resultando em um total de 12,75%.

Para a ESCELSA foi considerado que 50% do capital de terceiros seria captado no BNDES e 50% no mercado, resultando em um custo total da dívida de 14,98% (nominal em reais).

Considerando uma inflação média brasileira projetada para os próximos 3 anos de 4,0% ao ano, obtém-se o custo de capital de terceiros ( $R_B$ ) de 10,55% (real).

Finalmente, incorporando o efeito das alíquotas de imposto de renda e de contribuição social, em um total de 34%, obtém-se o valor de  $R_D$  de 6,97% (real).

j) WACC:

Substituindo os valores de ( $R_E$ ), ( $R_D$ ),  $E/(D+E)$  e  $D/(D+E)$ , obtém-se o valor para o WACC de 10,49% (real), conforme explicitado a seguir.

CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL	
$WACC = R_E \times E/(D + E) + R_D \times D/(D + E)$	
Custo do capital próprio (RE)	12,84%
Capital próprio (E/E+D)	60%
Custo do capital de terceiros (RD)	6,97%
Capital de terceiros (D/E+D)	40%
WACC	10,49%

#### Comentários finais

Não foi levada em conta, na determinação do WACC, nenhuma parcela explícita de risco cambial tendo em vista que os contratos de concessão são indexados pelo IGPM, o qual apresenta uma grande aderência ao comportamento das variações da taxa de câmbio, sendo, portanto, um instrumento mitigador do referido risco.

Além disso, a política monetária de metas inflacionárias adotada pelo Governo, aliada à percepção de que a cotação do dólar (atualmente: US\$1.00 = R\$2,4586) utilizada para a revisão da ESCELSA está sobrevalorizada, indica que não deverá ocorrer risco cambial pois a tendência é que não haja aumento dessa cotação.

Conforme mencionado anteriormente, a maior parte das informações utilizadas no cálculo da taxa de retorno do capital próprio foi obtida no sistema *Bloomberg*.

#### Remuneração do Capital

A partir da definição da Base de Remuneração, da Taxa de Retorno sobre o Capital Próprio, da Taxa de Remuneração do Capital de Terceiros e da escolha do perfil adequado para a Estrutura de Capital da ESCELSA (60% capital próprio e 40% capital de terceiros), são determinados os seguintes valores de remuneração desses capitais, após a aplicação dos Impostos (Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido):

- Remuneração do Capital Próprio: R\$ 52.858 mil
- Remuneração do Capital de Terceiros: R\$ 19.110 mil

#### V.1.5. Despesa Operacional

O objetivo neste item é descrever os critérios utilizados para a determinação do nível apropriado de Despesa Operacional relacionada com pessoal, materiais, serviços de terceiros, energia comprada para revenda e outras despesas, para compor a receita requerida no Ano-Teste escolhido.

No caso das despesas com Pessoal, Materiais e Serviços de Terceiros, foram utilizados os valores informados pela ESCELSA e validados pela fiscalização econômica e financeira da ANEEL, para o período de agosto de 2000 a março de

2001. Quanto ao período de abril a julho de 2001, após análise da evolução histórica do comportamento estrutural desses custos, foram admitidos como apropriados os dados informados pela ESCELSA.

Para valoração da energia comprada para revenda, no caso das compras à geradora FURNAS, foram aplicadas sobre o mercado contratado as tarifas que deverão estar em vigor no momento da revisão, como consequência do processo de concatenação dos reajustes. Para tanto, até o presente estágio do trabalho está sendo utilizada estimativa de reajuste tarifário de 10,68% dessas tarifas, que irão vigorar a partir de 7 de agosto de 2001.

Quanto a ITAIPU, a potência disponibilizada para a ESCELSA está sendo valorada por US\$ 20,1988 por kW e convertida para moeda nacional pela taxa de câmbio de R\$ 2,4586 por dólar (taxa de venda do dia 18/06/01).

As compras de energia por meio de contratos bilaterais de curto prazo e as realizadas diretamente no Mercado Atacadista de Energia – MAE não estão sendo consideradas na composição dos custos globais de compra de energia, uma vez que são conjunturais e terão o tratamento adequado nos momentos de reajustes tarifários anuais.

Os encargos de transporte na Rede Básica estão sendo calculados pelos montantes de potência demandada pela ESCELSA no Ano-Teste, valorados pela tarifa selo desse sistema, a ser homologada a partir de julho de 2001. O valor do encargo anual de Conexão da ESCELSA com FURNAS adotado no Ano-Teste, será publicado também a partir de julho de 2001. O reajuste desses encargos encontra-se na dependência de resolução de pendências contratuais de FURNAS Transmissoras. Quanto ao transporte de potência oriunda ITAIPU, preliminarmente, está sendo atualizado por uma estimativa de variação do IGPM, no período de agosto de 2000 a julho de 2001, de 10,28%, até a publicação desta tarifa.

O item Outras Despesas é composto dos dispêndios com PIS/PASEP/COFINS, ASMAE, ONS, Provisões para Devedores Duvidosos, encargos relativos a aplicação da Lei n. 9.991/2000 e outras (Arrendamento, Aluguéis e Empréstimo de Bens, Propaganda e Publicidade, Benefícios à Aposentados e Custo dos Serviços Prestados). Os encargos com PIS/PASEP/COFINS foram calculados já sobre a nova base de receitas atualizadas; os demais custos dessa rubrica foram aqueles informados pela ESCELSA e devidamente auditados pela ANEEL.

Pelos critérios acima expostos, as Despesas Operacionais totalizaram R\$ 612.426 mil.

### **Encargos Tarifários**

Com respeito aos encargos tarifários compreendendo a Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e Taxa de Fiscalização da ANEEL, foram adotados os valores oficiais vigentes, publicados por meio de resoluções, que totalizaram R\$ 69.761 mil.

## **Quota de Reintegração**

A quota de reintegração, composta das quotas de depreciação e de amortização, representa o retorno dos investimentos realizados para prestação do serviço, ao longo da vida útil desses bens. No presente caso, esta quota é composta apenas da parcela relativa à depreciação, cuja taxa média é de 4,6% ao ano, totalizando R\$ 54.429 mil.

## **Resultado Não - Operacional**

Oriundo das receitas com Alienação de Bens e Direitos, entre outras, e das despesas com os mesmos itens. Os dados realizados foram apresentados pela ESCELSA e auditados pela ANEEL. Para o período projetado, foi utilizado como critério o mesmo crescimento do Ativo Imobilizado em Serviço, atingindo um resultado negativo de R\$ 7.938 mil.

## **Investimento Futuro**

Entendeu-se que é mais prudente levar em consideração esses investimentos após a efetiva realização dos mesmos, quando se poderá aferir corretamente os resultados.

## **Receita Requerida do Ano – Teste Escolhido**

A Receita Requerida obtida para o Ano – Teste escolhido, composta pelo somatório das Despesas Operacionais, Encargos Tarifários, Quota de Reintegração, Resultado Não Operacional, Remuneração do Capital de Terceiros, Remuneração do Capital Próprio (antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido), foi de R\$ 843.752 mil.

## **Cálculo da Receita Verificada e Demais Receitas**

A Receita Verificada corresponde, exclusivamente, à Receita de Fornecimento, ou seja, é a receita de referência que corresponde às vendas diretas aos consumidores finais, calculada pela aplicação das tarifas de fornecimento vigentes, Anexo III da Resolução ANEEL n 319/2000, sobre o mercado de referência do Ano – Teste, totalizando R\$ 707.993 mil.

## **Demais receitas verificadas**

Os elementos necessários para o cálculo das Demais Receitas Verificadas são:

- Receita de Suprimento
- Outras Receitas

- Receitas das Atividades Extra - Concessão

### **Receita de suprimento**

A receita de suprimento corresponde às vendas diretas a outras concessionárias (Luz e Força Santa Maria SA e Companhia de Eletricidade do Estado Bahia - Coelba) e foi calculada pela aplicação das tarifas de contrato vigentes sobre o mercado de referência do Ano –Teste, totalizando R\$ 17.893 mil.

### **Outras receitas operacionais**

Este item compõe-se basicamente das receitas oriundas do uso do sistema de transmissão, de distribuição, serviço taxado, renda de prestação de serviços, arrendamento, aluguéis e fornecimento não faturado, totalizando R\$ 23.883 mil.

### **Receita das atividades extra - concessão**

As concessionárias de serviços de eletricidade estão procurando oportunidades de usar sua infra-estrutura e seus recursos para entrarem em outros negócios. As concessionárias procuram essas oportunidades por economias de escopo e de escala. O potencial de economias de escopo e de escala existe porque: a) a concessionária pode estar em condições de utilizar a mesma infra-estrutura para realizar os negócios de sua concessão (negócios elétricos) e seu novo negócio (negócio não elétrico), e b) a concessionária pode estar em condições de expandir sua infra-estrutura e seus recursos de modo a acomodar o novo negócio a um custo unitário inferior. Em ambos os casos, as atividades extra - concessão não podem trazer para a concessão custos incrementais e devem contribuir para a modicidade das tarifas.

Podem ser caracterizadas duas modalidades de atividades extra concessão, quais sejam: atividade complementar e atividade atípica. Entende-se como atividade complementar aquela que não é administrada pelos gestores da concessionária, permitindo-se que a aferição dos custos incrementais e receitas extra - concessão sejam feitas a partir dos preços de transferência de serviços e produtos, os quais deverão ser tomados como, no mínimo, os de mercado.

Como atividade atípica serão tomadas toda e qualquer atividade extra - concessão desenvolvida na mesma empresa da concessão, à qual se impõe critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados.

O processo de revisão tarifária é a oportunidade de assegurar que os clientes do negócio regulado não sejam, de algum modo, prejudicados ou colocados em risco pelas atividades empresariais alheias ao negócio elétrico da concessionária. A confiabilidade e a qualidade do serviço regulado da concessionária devem continuar a atender aos padrões adequados sem custo ou risco adicional que possa ser atribuível à entrada da concessionária em outros negócios.

A utilização das receitas extra-concessão para fins de modicidade tarifária está prevista no artigo 11º da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que cita:

*“Art. 11. No atendimento às peculiaridades de cada serviço público, poderá o poder concedente prever, **em favor da concessionária, no edital de licitação**, a possibilidade de outras fontes provenientes de receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com ou sem exclusividade, com vistas **a favorecer a modicidade das tarifas**, observado o disposto no art. 17 desta Lei”.*

A esse respeito, o Contrato de Concessão da ESCELSA, em sua Subcláusula Quarta da Cláusula Primeira menciona ainda que:

*“A CONCESSIONÁRIA terá como objeto social a exploração de serviços públicos de energia elétrica, sendo-lhe vedadas quaisquer outras de natureza empresarial, inclusive operações financeiras com os seus acionistas controladores diretos ou indiretos, ou com empresas em que os mesmos detenham participação direta ou indireta, salvo aquelas que estiverem associadas às atividades de prestação de serviços de energia elétrica, tais como: - uso múltiplo de postes, mediante cessão onerosa a outros usuários; - transmissão de dados através de suas instalações, observada a legislação pertinente; - prestação de serviços técnicos de operação, manutenção e planejamento de instalações elétricas de terceiros; - serviço de otimização de processos energéticos e instalações de consumidores; - cessão onerosa de faixas de servidão de linhas e áreas de terras exploráveis de usinas e reservatórios, previamente aprovadas pela CONCEDENTE, **desde que favoreçam à modicidade das tarifas e sejam contabilizadas em separado.**”*

A ANEEL entende que o percentual de 10% das receitas extra-concessão deve ser “capturado” como parte da receita operacional líquida das empresas controladas pela ESCELSA, em atendimento aos dispositivos legais citados, levando em consideração que a concessionária investiu na constituição das empresas ESCELSAPAR e TV VIX e assume os custos de manutenção dos postes alugados, bem como os encargos de depreciação dos ativos disponibilizados para estas empresas. É importante ressaltar que os acionistas têm a prerrogativa de constituir empresas totalmente desvinculadas da ESCELSA e obterem vantagem, pela sinergia, com a simples locação de ativos relacionados com a atividade.

Assim, o total de receitas extra-concessão da ESCELSA a ser considerado como base de cálculo é de R\$ 6.433 mil, dos quais R\$ 643 mil (10%) serão capturados para fins de modicidade tarifária.

### **Resultado do Reposicionamento Tarifário**

A comparação da Receita Requerida com a Receita Verificada revelou, preliminarmente, ser necessário reposicionamento tarifário de **13,18%**.

## VI. Modelo para Avaliação da Produtividade e Determinação do Fator X

Nas últimas décadas, o regime de regulação econômica por preços máximos (denominado *Price Cap*) vem substituindo, com vantagens, o sistema tradicional que se baseava no custo do serviço com taxa de retorno garantida sobre o investimento. Este tipo de modelo oferecia menos incentivo à redução de custos. A consequência da garantia de repasse de custos carreava um menor grau de risco, por conseguinte, as taxas de retorno tendiam a ser menos atrativas. A falta de atratividade, aliada ao tempo de maturação dos investimentos, constitui elemento desestimulador da inversão de capital privado nos serviços públicos de energia elétrica.

No regime de *Price Cap* o foco desloca-se da esfera dos custos para a dos preços e o gerenciamento da diferença entre estes passa a ser de responsabilidade da empresa regulada, poupando o órgão regulador das tarefas de micro gerenciamento e reduzindo o custo regulatório.

Entretanto, mais do que administrar preços limites, sob o regime *Price Cap*, deve-se procurar emular as condições econômicas geradas pelas forças de mercado em ambiente competitivo. Para alcançar tal objetivo, foi inserido na fórmula de reajuste dos preços, um elemento denominado Fator X que é fixado de forma exógena pelo agente regulador.

O Fator X funciona como uma “chave regulatória” que é acionada a cada revisão periódica, para incentivar a busca contínua da eficiência produtiva e alocativa.

No conjunto das atribuições do Fator X espera-se obter um movimento que produza redução nas tarifas, a denominada modicidade tarifária, ao mesmo tempo em que impõe melhores níveis de eficiência a serem alcançados pela empresa regulada.

Um fato a destacar é que o Fator X atua de forma prospectiva, isto é, depende de previsões acerca de uma possível trajetória de variação de custo e do comportamento de variáveis macroeconômicas. Desta forma pode-se dizer que o valor de X é o *valor esperado* de um evento, condicionado a eventos futuros.

### Premissas econômicas para o cálculo do Fator X

São três as premissas econômicas:

- a) no mercado as empresas criam diferenciais competitivos a partir de ganhos de produtividade diferenciados e aproveitam-se deste fato para oferecer preços menores aos consumidores, como consequência, conseguem expandir suas curvas de oferta, ganhando maiores fatias no mercado;
- b) as empresas tendem a repartir os excedentes de produtividade da seguinte forma: (i) internamente, através da distribuição de

- lucros, dividendos e melhores salários; e (ii) externamente, com o consumidor, reduzindo os preços finais dos produtos;
- c) no momento do reposicionamento tarifário, verifica-se que a produtividade é unitária, pela condição de equilíbrio com lucro normal, ou seja, na condição de não existência de excedentes financeiros.

### **Pressupostos do Modelo**

O Fator X deve ser um elemento que não interfira na condição de equilíbrio econômico-financeiro da empresa regulada.

Dado que o cálculo do valor de X está sujeito a um determinado grau de incerteza, torna-se indispensável selecionar com segurança as variáveis que irão influenciar a trajetória a ser desenvolvida pela empresa regulada até a revisão subsequente. Isto significa dizer que, na construção do modelo, a estrutura econômica inicial, definida no reposicionamento, deverá ser o referencial.

O Fator X deve ser determinado em função do nível de custos operacionais gerenciáveis observados no momento em que a empresa regulada foi considerada como estando em equilíbrio econômico-financeiro, portanto dotada de uma receita suficiente para fazer frente aos seus custos operacionais, adicionados do retorno adequado sobre o capital investido.

Quanto menores forem os custos gerenciáveis, para um mesmo nível de preços e produtividade geral, menor será o impacto do Fator X sobre a Receita Requerida.

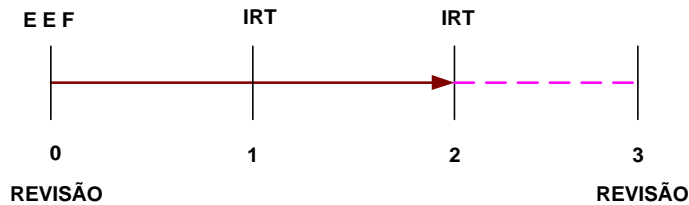
### **Escala Comparativa**

Existem duas alternativas para avaliar os possíveis ganhos de eficiência das empresas do setor elétrico: a) comparar com fronteiras de eficiência construídas para o setor; e b) comparar com a economia competitiva.

No caso específico da atual revisão periódica da ESCELSA, a alternativa (b) mostrou-se mais adequada, sendo consistente com a lógica econômica e de simples implementação prática. O mesmo não se pode dizer a respeito dos modelos que propõem medir o desempenho a partir de fronteiras de eficiência, as quais exigem o conhecimento prévio de grupos de similaridade entre as empresas e requerem um conjunto muito grande de informações, nem sempre disponíveis.

Uma vez resolvido o problema relativo à escala de comparação, a preocupação passou a ser com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro (EEF) do contrato. Para isto, adotou-se o ponto inicial, como sendo o momento do reposicionamento tarifário e tido como de *produtividade* igual a 1 (um). Como ponto de chegada tomou-se um ano anterior à nova revisão periódica, conforme figura 1.

**Figura 1 – Período de Aplicação do Fator X**



Além disto, tomou-se o cuidado de considerar, para efeito de cálculo do X, apenas as parcelas que efetivamente compõem os custos operacionais gerenciáveis, uma vez que sobre a parcela não gerenciável a empresa não pode gerar qualquer tipo de produtividade.

### **Fórmulas do Modelo**

Em condição de EEF, o lucro normal da firma é como segue:

$$L = R - C = (VPA + VPB) - (VPA + VPBc + VPBr) = 0 \quad (1)$$

A produtividade para eficiência de equilíbrio, unitária:

$$P = \frac{R}{C} = \frac{VPA + VPB}{VPA + VPBc + VPBr} = 1 \quad (2)$$

Onde:

$R$  = receita requerida

$C$  = custos operacionais mais remuneração

$VPA$  = custos operacionais não gerenciáveis (energia comprada mais encargos)

$VPB$  = custos operacionais gerenciáveis (custos mais remuneração do capital)

$VPBc$  = parcela de custos do  $VPB$

$VPBr$  = parcela de remuneração do  $VPB$  (lucro, juros e impostos)

Considerando os reajustes tarifários tem-se a produtividade igual a:

$$P = \frac{VPA \cdot \alpha + VPB \cdot (igpm - x)}{VPA \cdot \alpha + VPBc \cdot \lambda + VPBr \cdot igpm} = 1 \quad (3)$$

onde:

$P^t$  = produtividade esperada da empresa

$\alpha$  = reajuste da parcela não gerenciável (repassa integral das variações)

$igpm$  = índice de reajuste dos preços (tarifas)

$\lambda = (ipca - \phi)$

$\phi = P^t - PIB^d$

$PIB^d$  = produto interno bruto ( deflacionado)

A produtividade técnica ( $P^t$ ) pode ser avaliada a partir da combinação dos vetores de insumos físicos:

$$R_i = \sum_{j=1}^n A_j^2 \quad (4)$$

$$P_i = \sqrt{M_i^2 + R_i^2} \quad (5)$$

$$P^t = \left\{ \left[ \left( \frac{P_{n-1}}{P_{n-2}} + \frac{P_n}{P_{n-1}} \right) \cdot \frac{1}{n-1} \right] - 1 \right\} \cdot 100 \quad (6)$$

onde:

$A_1$  = homem/hora alocado no processo produtivo

$A_2$  = km de rede instalada

$A_3$  = potência de transformação instalada

$R$  = resultante das quantidades físicas de insumos

$M$  = mercado físico MWh

$j = 1, 2, \dots, k$

$i = 1, 2, \dots, n$

$k$  = número de insumos

$n$  = número de períodos entre as revisões menos um.

Rearranjando (3) obtém-se a fórmula direta do fator X, em percentuais:

$$x = \left\{ \left( 1 + \frac{igpm}{100} \right) - \left[ \frac{VPBc \cdot \left( 1 + \frac{\lambda}{100} \right) + VPBr \cdot \left( 1 + \frac{igpm}{100} \right)}{VPB} \right] \right\} * 100 \quad (7)$$

Simplificando (7), obtém-se o X em percentuais:

$$X = \frac{VPBc \cdot \lambda}{VPB} \quad (8)$$

### Dados utilizados para o cálculo do Fator X da Escelsa

Os dados de estrutura e crescimento de mercado foram fornecidos pela concessionária (valores auditados pela ANEEL) e os referentes às variáveis macroeconômicas foram disponibilizados pela FUJB/UFRJ.

### Cálculo do Fator X

A partir dos dados citados construiu-se um cenário macroeconômico de mais provável ocorrência. Neste cenário não se prevê um descolamento muito acentuado entre os índices de preços do atacado e do varejo, assim como a produtividade da empresa tende a se aproximar da produtividade do mercado competitivo.

A ocorrência deste cenário está relacionada com a manutenção da estabilidade econômica, situação em que os preços relativos da economia são monitorados e mantidos em níveis compatíveis com a política econômica desenvolvida.

O Fator X foi calculado utilizando-se a equação (8). IPCA (médio) = 5,7%

IGPM (médio) = 8,4%

produtividade da economia (PIB<sup>d</sup>) (médio) = 2,5%

produtividade da empresa (médio) = 3,6%

VPBc (EEF) % da Receita = 26,51%

VPB (EEF) % da Receita = 39,21%

Redução tarifária no período de 2 anos = 2,02%

## **FATOR X = 2,57% ao ano**

O Fator X calculado, de 2,57%, deverá incidir sobre a parcela B constante da fórmula dos reajustes tarifários de 2002 e 2003, devendo resultar em redução tarifária de 1,01% em cada ano, somando um total de 2,02% para os dois períodos.

## **VII. Reestruturação Tarifária**

Com a expectativa de poder elaborar uma proposta de reposicionamento tarifário diferenciado – decorrente da revisão periódica – foram elaborados estudos nos moldes daqueles realizados para a definição das tarifas de uso das redes de distribuição (TUSD), com o objetivo de dar um pequeno passo na direção da estrutura mais aderente aos custos.

Embora o momento da revisão tarifária se apresente como a melhor oportunidade para a modificação da estrutura, fazê-la isoladamente para a ESCELSA cria riscos para ela e para as demais empresas, mesmo que a mudança seja feita na direção correta. Dada a complexidade desse processo e suas implicações, e diante do fato de não haver uma proposta da Empresa, achou-se por bem descartar a aplicação de reposicionamento diferenciado por subgrupo tarifário ou categoria de consumo neste momento.

A reestruturação tarifária constitui um projeto da ANEEL, a ser levado a cabo até as próximas revisões tarifárias periódicas de 2003. A subsequente revisão tarifária da ESCELSA deverá ocorrer em 2004, oportunidade mais adequada para a realização do processo em questão. Cabe mencionar que para 2003 estão previstas 16 revisões periódicas e para 2004 estão previstas 40 revisões periódicas.

## **VIII. Repactuação de Compromissos**

O contrato de concessão da ESCELSA não detalha o cálculo do índice de reajuste tarifário anual, bem como outros aspectos relacionados com as revisões extraordinárias e periódica. Atualmente, a fórmula paramétrica para cálculo do reajuste tarifário anual da ESCELSA está definida em Resolução da ANEEL. Portanto, o contrato de concessão da ESCELSA é diferente dos demais contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, visando adequar os termos da cláusula econômica do contrato da ESCELSA com as das demais concessionárias, a ANEEL sugere a proposição de um termo aditivo ao atual contrato de concessão para contemplar os aspectos anteriormente mencionados.

## **IX. Metas de Qualidade**

A ANEEL estabeleceu metas de melhorias dos indicadores de continuidade da ESCELSA até o ano de 2004, no Ofício SRD/ANEEL nº 204/2001, de 06 de junho de 2001.

## **X. Conclusões Preliminares**

De acordo com os procedimentos metodológicos apresentados nesta Nota Técnica, a ANEEL indica, preliminarmente, para a segunda revisão tarifária periódica da ESCELSA, as seguintes medidas: *i)* reposicionamento tarifário de 13,18%, a ser homologado em 07 de agosto de 2001; e *ii)* adoção de Fator X a ser aplicado nos reajustes tarifários anuais de 2002 e 2003, no percentual de 2,57% ao ano, resultando em decréscimo tarifário de 1,01% em cada ano.

Esta proposição atende de forma adequada à finalidade precípua do processo de revisão tarifária periódica, que consiste em definir as tarifas da empresa monopolista de forma a conciliar simultaneamente *i)* a necessidade de garantir a sustentabilidade econômica da concessionária, conferindo-lhe oportunidade de recuperar o investimento nas instalações usadas para a prestação do serviço e um retorno adequado sobre tal investimento, ao mesmo tempo em que *ii)* protege os consumidores cativos de preços injustos. Em suma, as recomendações propostas equilibram adequadamente as necessidades dos investidores, por um lado, e dos consumidores, por outro.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL  
SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA -SRE