

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 257, DE 6 DE MARÇO DE 2007

Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização da primeira Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

[Nota Técnica](#)

[Anexos](#)

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 14, inciso IV, e art. 15, inciso IV, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso X, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta do Processo nº 48500.001488/2006-65, e considerando que:

os contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica estabelecem as receitas anuais permitidas e os respectivos mecanismos de alteração: reajuste tarifário anual, revisão tarifária extraordinária e revisão tarifária periódica;

a revisão tarifária periódica compreende o reposicionamento da Receita Anual Permitida com o objetivo de promover a eficiência e a modicidade tarifária; e

as contribuições recebidas de diversos agentes e setores da sociedade, no período de 15 de maio de 2006 a 07 de julho de 2006, por ocasião da Audiência Pública nº 007/2006, realizada no dia 12 de julho de 2006, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, e cujos resultados foram consolidados na Nota Técnica nº 049/2007-SRE/ANEEL, de 5 de março de 2007, resolve:

Art. 1º Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização da primeira Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

Parágrafo único. O disposto nesta Resolução aplica-se unicamente às concessionárias de serviço público de transmissão cujo contrato de concessão tenha sido prorrogado nos termos dos arts. 17 e 19 da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995.

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para fins e efeitos desta Resolução Normativa são adotados os conceitos a seguir:

I – Revisão Tarifária Periódica: revisão ordinária, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando-se os níveis de custos e investimentos praticados por concessionárias similares, no contexto nacional e internacional, com o objetivo de promover a eficiência e a modicidade tarifária;

II – Reposicionamento Tarifário: redefinição do valor da Receita Anual Permitida em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão;

III – Receita Anual Permitida (RAP): receita anual a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão;

IV – Receita Requerida: RAP resultante do processo de revisão tarifária, compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado para o capital prudentemente investido, com referência de preços em 1º de julho de 2005;

V – Receita Vigente: RAP do ano anterior à data da revisão;

VI – Base de Remuneração: investimentos prudentes, avaliados a preços de mercado, requeridos pela concessionária para prestar o serviço público de transmissão de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, em particular os níveis de qualidade exigidos;

VII – Remuneração de Capital: remuneração dos investimentos prudentes realizados pela concessionária;

VIII – Quota de Reintegração Regulatória: quota que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, visando recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo de sua vida útil;

IX – Outras Receitas: receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação;

X – RBSE: parcela da RAP correspondente às instalações componentes da Rede Básica, definidas no Anexo da Resolução nº [166](#), de 31 de maio de 2000;

XI – RBNI: parcela da RAP correspondente às novas instalações componentes da Rede Básica autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução nº 166/2000;

XII – RPC: parcela da RAP correspondente às instalações classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT, definidas no Anexo da Resolução nº [166/2000](#);

XIII – RCDM: parcela da RAP correspondente às novas DIT autorizadas e com receitas estabelecidas por Resolução específica após a publicação da Resolução nº [166/2000](#), ou aquelas contratadas nos termos das Resoluções nºs [489](#), de 29 de agosto de 2002, e [158](#), de 23 de maio de 2005;

XIV – Parcela de Ajuste – PA: parcela de receita decorrente da aplicação de mecanismo previsto em contrato, utilizado nos reajustes anuais periódicos, que é adicionada ou subtraída à RAP, de modo a compensar excesso ou déficit de arrecadação no período anterior ao reajuste.

DO CÁLCULO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Art. 3º A revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de transmissão será compreendida pelo cálculo do reposicionamento tarifário – RT, definido conforme fórmula a seguir:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Vigente}}$$

§ 1º A Receita Requerida será obtida mediante a soma das parcelas RBSE, RPC, RBNI e RCDM, as duas últimas reposicionadas de modo a considerar os custos operacionais eficientes, a remuneração dos investimentos prudentes e a quota de reintegração regulatória.

§ 2º A Receita Vigente será obtida pela soma das parcelas RBSE, RPC, RBNI e RCDM.

§ 3º As parcelas RBSE e RPC, nos termos dos contratos de concessão, não estarão sujeitas à revisão tarifária.

Art. 4º A Receita Anual Permitida – RAP da concessionária será composta de acordo com a fórmula a seguir:

$RAP = CAAE + CAOM + ENC + PA$, onde:

CAAE: Custo Anual dos Ativos Elétricos, descrito conforme Anexo I desta Resolução;

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção, descritos conforme Anexo II desta Resolução;

ENC: Encargos Setoriais (PIS/COFINS, RGR, TFSEE, P&D);

PA: Parcela de ajuste.

DAS METODOLOGIAS

Art. 5º Para o cálculo do reposicionamento tarifário de que trata o art. 3º desta Resolução, serão utilizadas as metodologias descritas nos Anexos a seguir:

I – Anexo I: Determinação da Base de Remuneração Regulatória;

II – Anexo II: Custos operacionais eficientes;

III – Anexo III: Estrutura ótima de capital, composta por 50,4% de capital de terceiros e 49,6% de capital próprio;

IV – Anexo IV: Taxa de remuneração do capital, com valor real de 9,18% depois de impostos;

V – Anexo V: Outras receitas; e

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 6º O resultado do reposicionamento tarifário de que trata o art. 3º terá seus efeitos retroagidos à data de 01 de julho de 2005.

§ 1º Os efeitos financeiros decorrentes do reposicionamento de que trata o caput, ocorridos no período entre 1º de julho de 2005 e 30 de junho de 2007, serão compensados em 12 (doze) meses, a partir de 1º de julho de 2007, por meio do mecanismo da Parcela de Ajuste.

§ 2º Com a homologação do resultado da revisão tarifária de cada concessionária de transmissão, serão revogadas as resoluções autorizativas que estabeleceram parcelas adicionais da RAP para as instalações de transmissão cuja entrada em operação tenha ocorrido até 30 de junho de 2005.

§ 3º Os reforços de transmissão autorizados, cuja entrada em operação ocorrer após 30 de junho de 2005, permanecerão com as respectivas parcelas adicionais da RAP estabelecidas em resolução específica até a próxima revisão tarifária periódica.

Art. 7º O Anexo VI desta Resolução apresenta o cronograma de referência das atividades a serem desenvolvidas no processo de revisão tarifária, que poderá ser ajustado para adequá-lo a eventuais necessidades da ANEEL.

Art. 8º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 09.03.2007, seção 1, p. 59, v. 144, n. 47.

ANEXO I

Dispõe sobre a metodologia e os critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica, conforme estabelecido no inciso I do art. 5º desta Resolução.

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

I – LEVANTAMENTO DA BASE DE ATIVOS

O conceito chave para avaliação da base de remuneração é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores, ou seja, aqueles requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de transmissão de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, em particular com relação aos níveis de qualidade exigidos. Para o montante de investimento a ser remunerado – base de remuneração – considera-se o valor dos ativos que estão efetivamente prestando o serviço para o consumidor. Esse valor será comparado com referenciais construídos pela ANEEL.

A base de remuneração será composta da seguinte forma:

- (i) ativos imobilizados em serviço vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, avaliados e depreciados conforme critérios estabelecidos pela ANEEL;
- (ii) almoxarifado de operação;
- (iii) ativo diferido; e
- (iv) obrigações especiais.

Do ativo imobilizado em serviço são excluídos, para efeito de determinação da Base de Remuneração, os seguintes bens e instalações: softwares; hardwares; terrenos administrativos; edificações, obras civis e benfeitorias administrativas; veículos; e móveis e utensílios. A remuneração, amortização e depreciação (exceto terrenos) referentes a esses bens e instalações serão contempladas nas anuidades que compõem os custos operacionais das concessionárias transmissoras.

Para os fins da revisão tarifária periódica das novas instalações autorizadas ou contratadas após a publicação da Resolução nº [166/2000](#), deverá ser analisada a pertinência dos itens (ii) a (iv) acima, uma vez que estes, em geral, não se aplicam à RBNI ou à RCDM.

Quando da realização da revisão tarifária periódica é avaliado o conjunto de ativos imobilizados em serviço, com vistas à composição da base de remuneração da concessionária. Para valoração do conjunto de ativos imobilizados em serviço é utilizada a metodologia do custo de reposição, considerando o valor novo do ativo como base para determinação do seu valor de mercado em uso. São considerados os seguintes grupos de contas de ativos da concessionária:

- I – intangíveis;
- II – terrenos;
- III – reservatórios, barragens e adutoras;
- IV – edificações, obras civis e benfeitorias;
- V – máquinas e equipamentos;
- VI – veículos; e
- VII – móveis e utensílios.

Para efeito de apuração da base de remuneração, deverão ser considerados apenas os ativos relacionados com a atividade de transmissão de energia elétrica.

Para o agrupamento dos dados do levantamento físico das instalações referentes às linhas e subestações, deverá ser utilizada a estrutura modular, agrupando-se as instalações nas Unidades Modulares (UM), conforme descrito a seguir.

UNIDADES MODULARES

▪ Unidades Modulares de Linhas de Transmissão:

Para as linhas de transmissão, as unidades modulares são compostas em função de quilômetro de linha, caracterizadas pelo tipo de corrente, classe de tensão, tipo de circuito, estruturas, fundações, cabo condutor e cabo pára-raio, conforme a Tabela I.1:

Tabela I.1: Unidades Modulares de Linhas de Transmissão

Característica	Descrição
Tipos de Corrente	CA - Corrente Alternada CC - Corrente Contínua
Classe de Tensão	Corrente Alternada: 69; 138; 230; 345; 440; 500; 750 kV Corrente Contínua: 600 kV
Tipos de Circuito	CS - Circuito Simples D1 - Circuito Duplo - Um Circuito Instalado D2 - Circuito Duplo - Instalação do Segundo Circuito CD - Circuito Duplo
Estruturas	Aço Autoportante Aço Estaiada Aço Estaiada Convencional Madeira Não Urbana Concreto Não Urbana
Fundações	G – Grelha C – Concreto
Cabo Condutor	Padrão: tipo CAA
Cabo Pára-Raios	Padrão: cabo de aço galvanizado classe B

▪ Unidades Modulares de Subestações:

A Subestação é composta a partir do somatório de todos os módulos necessários à sua operacionalidade, tais como entrada de linha, conexões de transformador e reator e interligação de barramento. Para fins de composição dos módulos, as subestações são caracterizadas segundo os seguintes parâmetros: Nível de Tensão, Arranjo Físico e Porte, conforme a Tabela I.2:

Tabela I.2: Características das Unidades Modulares de Subestações

Característica	Descrição
Nível de Tensão	69, 138, 230, 345, 500 e 750 kV
Configuração de Barramento	DJM, BD, BPT, BS e AN*
Porte	Pequeno, Médio, Grande

*DJM: Arranjo em Disjuntor e Meio; BD: Arranjo em Barra Dupla; BPT: Arranjo em Barra Principal e Transferência; BS: Arranjo em Barra Simples; AN: Arranjo em Anel.

Independentemente das classes de tensão e dos arranjos, as unidades modulares consideradas são de três tipos: Módulo Geral, Módulo de Manobra e Módulo de Equipamento, descritas conforme a Tabela I.3:

Tabela I.3: Unidades Modulares de Subestações

Módulo	Descrição
Módulo Geral	Conjunto de todos os itens (bens e serviços) de infra-estrutura comuns à SE, tais como: Terreno, cercas, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, abastecimento de água, redes de esgoto, malha de terra, canaletas principais, edificações, serviço auxiliar, área industrial, canteiro de obras.
Módulo de Manobra	Conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de manobra, tais como: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB) e interligação de barramentos sem disjuntor (IBSD).
Módulo de Equipamento	Equipamentos principais da SE, tais como transformadores, reatores, capacitores, compensadores e os materiais e serviços necessários à sua instalação.

II – MÉTODO DE VALORAÇÃO DA BASE

Para a valoração da base de remuneração adota-se o Método do Custo de Reposição, com equipamentos avaliados a preços de mercado. A avaliação através do método do custo de reposição deverá ser feita a partir da verificação dos dados de controle patrimonial existentes, de acordo com as informações disponíveis na concessionária. Para isso, deve ser feita a verificação da aderência entre arquivos de controle patrimonial e de engenharia versus a realidade física.

Assim, de forma a refletir na valoração da base de remuneração das novas instalações apenas os investimentos prudentes, a ANEEL deverá considerar as condições de compra e logística da concessionária, definindo-se o preço médio ponderado praticado pela mesma e comparar com os Custos de Referência, adotando-se uma faixa de tolerância, dentro da qual um equipamento ou unidade modular valorado pelos preços médios da concessionária poderá ser aceito, de forma a representar efetivamente o investimento realizado. Condições específicas que reflitam um custo justificadamente maior que o Custo de Referência deverão ser analisadas por parte da ANEEL.

O Custo de Referência ANEEL irá refletir os custos médios eficientes de aquisição e instalação dos diversos equipamentos. Será estruturado na forma modular de linhas de transmissão e equipamentos de subestações e corresponderá ao valor médio de reposição de um bem em condições eficientes. Incorporará os custos diretos relacionados aos equipamentos principais e materiais acessórios, montagem, obras civis, peças sobressalentes, seguros, transporte e impostos não recuperáveis. Também serão contemplados os custos indiretos de projeto, gerenciamento, entre outros, além dos juros sobre obra em andamento (JOA) regulatórios, capitalizados no prazo médio normal de construção.

Os juros sobre obras em andamento são definidos regulatoriamente e calculados considerando-se o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – Weighted Average Cost of Capital) e aplicando-se a fórmula abaixo, sendo que os prazos médios de construção e os desembolsos mensais serão definidos por ocasião do Custo de Referência ANEEL.

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left((1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right) * di$$

onde:

JOA: juros sobre obras em andamento em percentual (%);

N: número de meses, de acordo com o tipo de obra;

ra: custo médio ponderado de capital anual (WACC); e

di: desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro definido acima.

Os bens que não apresentam similaridade com aqueles relacionados no Custo de Referência ANEEL serão avaliados por meio da atualização dos valores históricos contábeis pela aplicação do IGP-M, sujeitos à validação da fiscalização da ANEEL.

III – CÁLCULO DO CUSTO ANUAL DOS ATIVOS ELÉTRICOS

A remuneração do capital é composta pelo retorno do capital (depreciação) e o retorno sobre o capital (rentabilidade). No caso de novas instalações (RBNI ou RCDM), a remuneração do capital será dada por meio de uma anuidade atribuída ao ativo, ou unidade modular, durante toda sua vida útil. Para isso, calcula-se o Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE) mediante o cálculo dessa anuidade, que levará em consideração o total de capital, a taxa de retorno e a taxa média de depreciação regulatória, através da seguinte expressão:

$$CAAE = \sum_{k=1}^{N_{UM}} \left[CR_k \cdot \frac{r}{1 - (1+r)^{-1/\delta_k}} \right]$$

onde:

CAAE: Custo Anual dos Ativos Elétricos das Novas Instalações (RBNI ou RCDM);

CR_k : Custo de reposição da unidade modular k;

N_{UM} : Número de unidades modulares;

r: taxa de retorno real antes dos impostos sobre a renda;

δ_k : taxa média de depreciação regulatória da unidade modular k.

Para efeito do cálculo da taxa média de depreciação regulatória das unidades modulares, utiliza-se a taxa anual média de depreciação ponderada pelo custo relativo (TMDC) e os valores individuais das taxas de depreciação dos componentes da unidade modular, obedecendo-se as taxas anuais de depreciação dos principais equipamentos de transmissão de energia elétrica, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº [240](#), de 05 de dezembro de 2006. Dessa forma, calcula-se a TMDC através da fórmula abaixo:

$$TMDC = \frac{\sum_{i=1}^n TD_i \times C_i}{\sum_{i=1}^n C_i}$$

onde:

TMDC: taxa anual média de depreciação da instalação de transmissão de energia elétrica, ponderada por capital;

TD_i : taxa anual de depreciação do componente “i” da instalação;

C_i : custo do componente “i” da instalação;

N: número de componentes da instalação.

ANEXO II

Define a metodologia a ser utilizada para determinação dos custos operacionais eficientes das concessionárias de transmissão de energia elétrica, para fins da primeira revisão tarifária periódica, conforme estabelecido no inciso II do art. 5º desta Resolução.

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

I – ABORDAGEM GERAL

A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais eficientes na revisão tarifária periódica busca estabelecer parâmetros de eficiência de modo a determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária possa obter os níveis de qualidade do serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

A revisão tarifária se dará apenas no âmbito das novas instalações (RBNI e RCDM). Serão calculados os custos operacionais adicionais referentes a essas instalações, que são constituídos, na maior parte, de custos variáveis que dependem do número de intervenções (manutenção preventiva ou corretiva) efetuadas durante o ano e que crescem com o número de instalações. Adicionalmente, será avaliado se é necessário um incremento nos custos administrativos, que estão associados em grande parte aos custos fixos da empresa.

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção, será utilizada a abordagem *Top-Down*, que parte dos custos realizados pela transmissora nos últimos exercícios, anteriores ao novo período tarifário, eliminam-se todos aqueles que não correspondem ao negócio regulado e se efetua uma análise de eficiência histórica e comparativa com outras concessionárias, mediante o uso de indicadores de eficiência. Adicionalmente, nos casos em que houver uma grande participação de novas instalações na base total de ativos da empresa, custos administrativos adicionais serão calculados a partir de parâmetros que reflitam uma gestão eficiente.

II – PROCESSO DE ELABORAÇÃO

O processo de construção dos custos operacionais seguirá uma seqüência de etapas, conforme descrito a seguir.

Etapa I – Levantamento, Consolidação e Auditoria de Informações:

Refere-se ao levantamento e consolidação de informações de natureza técnica e econômica junto às concessionárias. Para isso, obtêm-se os dados físicos tais como comprimento de rede, número de subestações e total de capacidade instalada, segregados por nível de tensão. Também levantam-se os dados de custos operacionais das empresas, de forma desagregada. Esses dados são passíveis de fiscalização pela ANEEL e, após serem consolidados e auditados, constituem-se como entradas do modelo.

Etapa II – Segregação dos Custos:

Nesta etapa serão segregados os custos de administração e de operação e manutenção associados às instalações existentes (SE's) e às novas instalações (NI's). Na prática, corresponde ao processo de determinação dos custos marginais de operação e manutenção de cada empresa.

Etapa III – *Benchmarking*:

Uma vez determinados os custos associados às novas instalações, serão aplicados critérios de eficiência apoiados em indicadores de *Benchmarking*, de forma a reconhecer os custos eficientes por meio da comparação relativa entre as empresas. Para a determinação desses indicadores, serão considerados os dados físicos das empresas e os custos verificados, definindo-se critérios de eficiência de fronteira, a partir dos quais todas as empresas serão avaliadas e, então, determinados os custos máximos admitidos para cada uma. Para definição dos critérios de eficiência serão analisados os resultados da aplicação dos métodos de fronteira estocástica (SFA) e não paramétrico (DEA), realizando-se uma análise de consistência entre os mesmos.

III – FORMULAÇÃO GERAL

Pode-se descrever genericamente o custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) através da equação:

$$CAOM = CA + COM + CAIMI$$

onde:

CAOM: Custo Total de Administração, Operação e Manutenção;

CA: Custo de Administração;

COM: Custo de Operação de Manutenção;

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

O custo de administração (CA) envolve os custos de pessoal, materiais e serviços associados unicamente a área administrativa. Também se incluem neste item outras despesas como seguros, tributos, dentre outros. Da mesma forma, o custo de operação e manutenção (COM) também envolve custos de pessoal, materiais e serviços, porém associados aos processos e atividades de operação e manutenção das instalações em serviço. Finalmente, o custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI) refere-se à infra-estrutura de escritórios e transporte necessários para o apoio aos serviços de transmissão, tais como: imóveis, móveis e equipamentos, sistemas de informática e transporte.

A partir da análise da evolução temporal dos custos reais das empresas e após o processo de comparação entre as mesmas, determinam-se os parâmetros de custos por fronteiras de eficiência e define-se o custo a ser reconhecido como uma fração do custo real da empresa, conforme a equação:

$$CAOM_{NI} = CE_i * COM_{NI} + CAD_{NI}$$

restrição: $80\% \leq CE \leq 100\%$

onde:

CAOM_{NI}: Parcela do custo de operação e manutenção associada às NI's;

CE_i: Coeficiente de eficiência da empresa i;

COM_{NI}: Custo atual de O&M da empresa associado às NI's;

CAD_{NI}: Custo adicional devido às NI's.

Ressalta-se, ainda, que o adicional de custo (CAD), em função das novas instalações, deverá ser analisado para os casos particulares em que se justificar esse acréscimo de custo na área administrativa e de instalações móveis e imóveis. Por fim, define-se regulatoriamente um limite inferior para o coeficiente de eficiência (80%) de modo a estabelecer uma trajetória de convergência dos custos para o próximo período tarifário. Para isso, os coeficientes de eficiência das empresas deverão ser normalizados dentro da faixa estabelecida.

ANEXO III

Estabelece a metodologia para a definição da estrutura ótima de capital das concessionárias de transmissão de energia elétrica a ser considerada no primeiro ciclo de revisão tarifária periódica, conforme disposto no inciso III do art. 5º desta Resolução.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL

A determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de transmissão de energia elétrica no Brasil, a partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas.

Para o cálculo da participação do capital de terceiros considera-se o valor contábil do passivo total, enquanto que para o capital próprio utiliza-se o valor contábil do patrimônio líquido. Conseqüentemente, o capital total da empresa é dado pela soma do capital próprio e de terceiros de acordo com a definição mencionada acima.

Devido à singularidade existente no setor de transmissão no Brasil, onde há empresas já constituídas e em estágio operacional (empresas existentes) e novas empresas entrantes a partir dos processos de licitação para novos empreendimentos (empresas licitadas), adota-se de um intervalo (banda) regulatório para a estrutura de capital.

A definição do intervalo resulta da análise do grau de alavancagem adotado pelas empresas que constituem o setor de transmissão no Brasil, adotando-se o limite inferior para as empresas existentes e o limite superior para as empresas licitadas.

Para a definição dos limites do intervalo agrupam-se as empresas brasileiras em dois grupos: (i) grupo 1, formado pelas empresas existentes; (ii) grupo 2, formado pelas empresas licitadas.

O procedimento para a construção do intervalo regulatório em cada um dos grupos citados consiste em dois passos:

- Determinação da média do grau de alavancagem dos últimos três anos das empresas do grupo 1, o que resulta no valor de 50,4%. Este valor corresponde ao limite inferior da banda;
- Determinação da média do grau de alavancagem inicial das empresas do grupo 2, considerando as empresas que entraram em operação desde 2000, bem como a tendência dos últimos anos, o que resulta no valor de 65,0%. Este valor corresponde ao limite superior da banda.

Portanto, o intervalo regulatório obtido após a análise foi de [50,4% – 65,0%]. Para fins da determinação da taxa de remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica que passarão pela primeira revisão tarifária, adota-se o limite inferior (50,4%) para a participação de dívida no capital.

ANEXO IV

Define a remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica a ser considerada no primeiro ciclo de revisão tarifária periódica, conforme estabelecido no inciso IV do art. 5º desta Resolução.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado doméstico (Brasil) sobre os verdadeiros riscos setor, conforme expresso na fórmula a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B + r_X$$

onde:

r_{CAPM} : custo de capital próprio;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

β : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado de referência;

r_B : prêmio de risco país;

r_X : prêmio de risco cambial.

Para a taxa livre de risco utiliza-se o rendimento do bônus do tesouro americano com vencimento de 10 anos e *duration* de aproximadamente 8 anos. Para esse título, utilizou-se a média das taxas de juros anuais no período de janeiro de 1995 a junho de 2006, obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de 5,32%.

O prêmio de risco de mercado é calculado a partir da diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice *Standard & Poor's 500* (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Dessa forma, com base nas séries históricas de 1928 a 2006, obteve-se uma taxa anual média (aritmética) de retorno do mercado acionário de 6,09%.

O cálculo do Beta envolve os seguintes passos: i) cálculo do Beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica dos EUA que apresentem a transmissão e distribuição em suas atividades; ii) desalavancagem dos Betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 40% de imposto de renda dos EUA, obtendo-se o Beta associado ao risco do negócio; iii) cálculo da média dos Betas desalavancados ponderado pela participação dos ativos das empresas no total de ativos da amostra, cujo resultado chamar-se-á de Beta desalavancado do setor; e iv) realavancagem do Beta desalavancado do setor, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

Para se proceder ao cálculo dos *betas*, foram escolhidas empresas americanas do setor elétrico cujas atividades principais estão vinculadas à transmissão e distribuição de energia. Foram então selecionadas 20 empresas para as quais se obteve o *beta* médio das ações, calculado para o período de 60 meses, entre julho/2001 e junho/2006, obtendo-se o valor de 0,88. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos e utilizando-se a alíquota de imposto de 40%, e ponderando-se pelo capital total da empresa com data base em 2005, obteve-se o *beta* desalavancado médio igual a 0,296.

Como o beta calculado encontra-se refletido no mercado dos EUA, deve-se ainda avaliar o diferencial de risco em função do regime regulatório, uma vez que no Brasil adota-se, para o setor de transmissão, o regime *revenue cap*, uma variante do regime *price cap*. Contudo, no caso específico do setor de transmissão, a remuneração da concessionária se dá através de uma receita garantida que independe do fluxo de energia e não está sujeita às variações de mercado. Logo, não há justificativa para inclusão de um prêmio adicional de risco em função do regime de regulação.

O prêmio de risco país é definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. O prêmio de risco soberano é o *spread* que um título de renda fixa do governo brasileiro emitido em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA com mesma classificação de risco que o Brasil. Representando por r_s o prêmio de risco soberano e por r_c^B o prêmio de risco de crédito Brasil, o prêmio de risco país (r_B), é dado por:

$$r_B = r_s - r_c^B$$

onde:

r_B : prêmio de risco país;

r_s : prêmio de risco soberano;

r_c^B : prêmio de risco de crédito Brasil.

Para o cálculo do prêmio de risco soberano, utiliza-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), de abril de 1994 a junho de 2006, resultando no valor médio de 7,87%. No cálculo do prêmio de risco de crédito Brasil, adota-se a média dos *spreads* sobre a taxa livre de risco de título emitidos por empresas com classificação de risco igual ao do Brasil (Ba2, na terminologia da Moody's), no mesmo período acima definido, resultando em uma taxa média de 1,74% como prêmio de risco de crédito Brasil. Dessa forma, o prêmio de risco Brasil (r_B) é igual a 4,91%.

O risco cambial é definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial; e a realização da desvalorização cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um "ruído branco". Assim, aplica-se um procedimento estatístico, chamado *Filtro de Kalman*, para se eliminar o "ruído branco". O prêmio de risco cambial é calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2006, resultando no valor de 1,78%.

Assim, o custo de capital próprio, em termos nominais, é de 15,02%.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

Para o custo de capital de terceiros das empresas existentes, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de transmissão no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado pelo método CAPM de dívida, conforme a expressão:

$$r_d = r_f + r_c + r_B + r_X$$

onde:

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_c : prêmio de risco de crédito;

r_B : prêmio de risco país;

r_X : prêmio de risco cambial.

O prêmio de risco de crédito deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam empresas com a mesma classificação de risco das transmissoras de energia elétrica brasileiras. Neste sentido, adota-se como *benchmarking* para o cálculo do prêmio de risco de crédito uma seleção de empresas com classificação de risco Baa3 (segundo classificação da Moody's) que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez calculado no período de abril de 1994 a junho de 2006. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de 1,74%.

Assim, o custo de capital de terceiros, em termos nominais, é de 13,75%.

DETERMINAÇÃO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL

Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P + D} \cdot r_P + \frac{D}{P + D} \cdot r_D \cdot (1 - T)$$

onde:

r_{WACC} : custo médio ponderado de capital após impostos (taxa de retorno);

r_P : custo do capital próprio;

r_D : custo da dívida;

P: capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida;

T: alíquota tributária marginal efetiva.

Aplicando-se a equação anterior e adotando-se a alíquota de imposto (T) igual a 34%, resulta em um custo de capital para a estrutura de capital sugerida ($D/V=50,4\%$) em termos nominais de 12,02%. Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de janeiro de 1995 a junho de 2006 de 2,60%, obtém-se o custo em termos reais, que resultou em 9,18% depois dos impostos. Os resultados finais são mostrados na tabela a seguir.

CUSTO DE CAPITAL	
Proporção de Capital Próprio	49,6%
Proporção de Capital de Terceiros	50,4%
Taxa livre de risco	5,32%
Prêmio de risco de Mercado	6,09%
Beta médio alavancado	0,495
Prêmio de risco do negócio	3,01%
Prêmio de risco país	4,91%
Prêmio de risco cambial	1,78%
Custo de capital próprio nominal	15,02%
Prêmio de risco de crédito	1,74%
Custo de dívida nominal	13,75%
CUSTO MÉDIO PONDERADO	
WACC nominal depois de impostos	12,02%
WACC real depois de impostos	9,18%

ANEXO V

Objetiva identificar o valor a ser considerado como redutor tarifário a título de Outras Receitas, conforme estabelecido no inciso V do art. 5º desta Resolução.

METODOLOGIA DE APURAÇÃO DE OUTRAS RECEITAS

Para fins da primeira revisão tarifária das concessionárias transmissoras de energia elétrica, serão tratadas as atividades denominadas “adicionais livres”, onde pessoal e instalações da empresa regulada prestam serviços a terceiros, mas não constituem um ramo de negócio diferente. Dentre as atividades que se enquadram neste tipo, destacam-se: Compartilhamento de infra-estrutura, serviços de consultoria na área de transmissão e serviços de operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações.

Os critérios adotados partem de uma avaliação “ex-ante”, em que se definem os ganhos presumidos do prestador do serviço pela realização das atividades aqui consideradas, assim como os critérios de distribuição desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço público regulado, visando contribuir para a modicidade tarifária. Para isso, deve-se estabelecer previamente, no momento da revisão tarifária, um valor presumido para as receitas adicionais a serem consideradas anualmente no próximo período tarifário.

A definição dessa receita presumida deve levar em conta uma análise dos contratos existentes da empresa, bem como uma projeção para os quatro anos seguintes, considerando o potencial de prestação de serviços a terceiros pela concessionária avaliada. A receita presumida (RP) será composta pelos custos de prestação do serviço e pela parcela de ganhos, compartilhada entre o consumidor e a concessionária, ou seja:

$$RP_i = CS + LC$$

onde:

RP_i: Receita Presumida para a atividade i;

CS: Custo do Serviço prestado;

LC: Lucro Compartilhado.

Por fim, para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida, no momento da revisão, as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de outras atividades (Receitas de Outras Atividades – ROA). Portanto, a ROA corresponderá à soma das receitas presumidas de cada serviço.

A seguir, são descritos os tratamentos a serem dados a cada uma das atividades consideradas.

I – COMPARTILHAMENTO DE INFRA-ESTRUTURA

Para fins da primeira revisão tarifária das transmissoras, ressaltando o fato da revisão ocorrer apenas sobre as novas instalações, toda a receita auferida (líquida) com contratos de compartilhamento de infraestrutura com prestadores de serviço público, excetuando-se custos adicionais comprovados não previstos na RBSE e RPC, será destinada à modicidade tarifária, haja vista o Contrato de Concessão estabelecer a obrigatoriedade da concessionária em compartilhar instalações já remuneradas pela RAP.

II – PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS A TERCEIROS

Os serviços prestados a terceiros podem ser classificados em dois grupos: Serviços de Consultoria e Serviços de Operação e Manutenção de Linhas de Transmissão e Subestações. São adotados os seguintes

critérios para o tratamento regulatório dos serviços prestados a terceiros, para fins da primeira revisão tarifária:

- Serviços de Consultoria:

Visando o compartilhamento dos ganhos decorrentes dessa atividade com os usuários do serviço público regulado, será adotada uma divisão equânime, ou seja, 50% do lucro total será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, conforme preconizado no Contrato de Concessão, considerando-se um percentual de 40% sobre a receita líquida auferida, descontados os impostos, como despesas incorridas na prestação do serviço.

Dessa forma, a receita presumida com serviços de consultoria será dada por:

$$RP_i = 0,30 * Rcomp$$

onde:

RP_i: Receita Presumida para a atividade de consultoria;

Rcomp: total de receita da atividade de consultoria considerada fins de compartilhamento.

- Serviços de Operação e Manutenção:

Visando o compartilhamento dos ganhos decorrentes dessa atividade com os usuários do serviço público regulado, será adotada uma divisão equânime, ou seja, 50% do lucro total será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, conforme preconizado no Contrato de Concessão, considerando-se um percentual de 80% sobre a receita líquida auferida, descontados os impostos, como despesas incorridas na prestação do serviço.

Dessa forma, a receita presumida com serviços de operação e manutenção será dada por:

$$RP_i = 0,10 * Rcomp$$

onde:

RP_i: Receita Presumida para a atividade de operação e manutenção;

Rcomp: total de receita da atividade de operação e manutenção considerada fins de compartilhamento.

Por fim, cabe ressaltar que todos os contratos referentes aos serviços retromencionados e suas particularidades serão analisados no âmbito das audiências públicas individuais no momento da revisão tarifária de cada transmissora.

ANEXO VI

Define o cronograma de atividades para o processo de revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica, conforme o Art. 7º desta Resolução.

CRONOGRAMA DE ATIVIDADES

Concessionária	Audiência Pública na modalidade Intercâmbio Documental	
	Início	Término
AFLUENTE Geração e Transmissão de Energia Elétrica	23/04/2007	23/05/2007
CASTELO Energética S.A	23/04/2007	23/05/2007
Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE	23/04/2007	23/05/2007
Companhia Paranaense de Energia – COPEL Transmissão	23/04/2007	23/05/2007
LIGHT Energia S.A	23/04/2007	23/05/2007
Companhia Energética de Goiás – CELG	23/04/2007	23/05/2007
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A – ELETRONORTE	30/04/2007	30/05/2007
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP	30/04/2007	30/05/2007
Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG	30/04/2007	30/05/2007
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	30/04/2007	30/05/2007
ELETROSUL Centrais Elétricas S.A	30/04/2007	30/05/2007
FURNAS Centrais Elétricas S.A	30/04/2007	30/05/2007