

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 386, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2009

Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização do Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

[Relatório](#)

[Voto](#)

[Nota Técnica nº 394/2009 – SRE/ANEEL](#)

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 48500.006551/2008-38, 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 18 de dezembro de 2008 a 11 de fevereiro de 2009 e de 07 de agosto de 2009 a 23 de setembro de 2009, por ocasião da Audiência Pública nº 068/2008, com sessão presencial realizada no dia 12 de fevereiro de 2009, contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, e seus resultados foram consolidados nas Notas Técnicas nº 394/2009-SRE/ANEEL, nº 395/2009-SRE/ANEEL e nº 396/2009-SRE/ANEEL de 1º de dezembro de 2009, resolve:

Art. 1º Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização do Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

Parágrafo único. O disposto nesta Resolução Normativa aplica-se 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, e às concessionárias de transmissão cujas outorgas da concessão tenham sido precedidas de licitação e que tiveram instalações de transmissão autorizadas por Resolução específica, respeitando-se o disposto nos contratos de concessão.

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 na data definida no contrato de concessão para a revisão tarifária de cada concessionária;

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 reposicionadas, conforme o caso, 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.

§ 4º O disposto no parágrafo anterior não se aplica às concessionárias: Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, Castelo Energética S/A e AFLUENTE Geração e Transmissão de Energia Elétrica, para as quais a revisão tarifária periódica será realizada sobre toda a base de ativos.

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

$$RAP = \sum RAP_i + PA, \text{ sendo:}$$

$$RAP_i = CAAE + CAOM + ET + PA, \text{ onde:}$$

i: Parcelas da RAP (RBSE, RPC, RBNI e RCDM);

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

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

ET: Encargos Setoriais e Tributos (RGR, TFSEE, P&D, PIS/COFINS);

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 para RBNI;

II – Anexo II: Determinação da Base de Remuneração Regulatória para base completa (RBSE e RBNI);

III – Anexo III: Custos operacionais eficientes;

IV – Anexo IV: Estrutura ótima de capital, de 63,55% de participação de capital de terceiros, e taxa de remuneração do capital, com valor real de 7,24% depois de impostos; e

V – Anexo V: Outras receitas.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 6º O resultado do reposicionamento tarifário de que trata o art. 3º terá seus efeitos a partir de 01 de julho de 2009, exceto para a concessionária AFLUENTE e para aquelas cuja outorga da concessão tenha sido precedida de licitação e que tiveram instalações de transmissão autorizadas por Resolução específica, para as quais a data de revisão será 01 de julho de 2010.

Parágrafo único. A partir da publicação da Resolução Homologatória do resultado da revisão tarifária de cada concessionária de transmissão, serão revogadas as Resoluções Autorizativas que fixaram parcelas adicionais de RAP para as instalações de transmissão que tenham sido objeto da presente revisão tarifária.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HUBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 21.12.2009, seção 1, p. 147, v. 146, n. 243.

ANEXO I

Dispõe sobre a metodologia e os critérios gerais para definição da base de remuneração referente à parcela RBNI, 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 – RBNI

I – LEVANTAMENTO DA BASE DE ATIVOS

1. 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, a partir dos referenciais construídos pela ANEEL.

2. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica que são objeto de revisão, visando à definição da base de remuneração no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, serão adotados, nesta seqüência, os seguintes procedimentos:

a) a base de remuneração referente à RBNI aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária não será reavaliada (será “blindada”);

b) serão expurgadas da base blindada as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;

c) após a exclusão dessas baixas, os valores remanescentes de cada bem da base blindada serão atualizados pela variação do IGP-M;

d) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, serão avaliadas utilizando-se a metodologia definida nesta Resolução;

e) os valores finais da avaliação serão obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item c) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item d);

3. Para efeito de apuração da base de remuneração, serão considerados apenas os ativos vinculados à prestação do serviço de transmissão de energia elétrica.

4. Para a composição do levantamento físico das instalações referentes às linhas de transmissão e subestações, será utilizada a estrutura modular, agrupando-se as instalações nas Unidades Modulares (UM), conforme descrito a seguir.

UNIDADES MODULARES

▪ Unidades Modulares de Linhas de Transmissão:

5. 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:

6. 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	13,8, 34,5, 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.

7. 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 de Infra-Estrutura Geral	Esta UM é dividida em duas outras: módulo de Infra-Estrutura Geral - MIG e módulo de Infra-Estrutura de Manobra - MIM. No MIG, os itens que sejam comuns a todos os setores da Subestação são considerados apenas no setor que possua o nível de maior tensão. Esta UM é composta por: terreno, cercas e muros externos, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, malha de terra e cabos pára-raios, canaletas principais, transformador de potencial, bases suportes e estruturas dos TPs de barra, edificações, serviço auxiliar, área industrial, sistema de telecomunicações, sistema de proteção, controle e supervisão, canteiro de obras, caixa separadora de óleo, engenharia, administração local, eventuais e administração central. O MIM é composto pelos itens de infra-estrutura básica para as UM's de manobra. Os itens que compõem o MIM são: cercas e alambrados, terraplenagem, drenagem, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, malha de terra e cabos pára-raios, canaletas, edificações, canteiro de obras, engenharia, administração local, eventuais e administração central.

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	Composto pelos 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 DE REMUNERAÇÃO

8. Para a valoração da base de remuneração adota-se o Método do Custo de Reposição, com equipamentos avaliados a preços de mercado.

9. O Custo de Referência ANEEL busca refletir os custos médios eficientes de aquisição e instalação dos diversos equipamentos. É 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. Incorpora os custos diretos relacionados aos equipamentos principais e materiais acessórios, montagem, obras civis, peças sobressalentes, seguros, transporte e impostos não recuperáveis. Também são 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.

10. 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 para todas as obras onde se dispõe de contratos de empreitada com preço global (*turn-key*), adotando-se uma faixa de tolerância entre 80% e 120% do Custo de Referência ANEEL, dentro da qual uma instalação de transmissão valorada pelo preço da concessionária poderá ser aceita, de forma a representar efetivamente o investimento realizado. Para comparação dos contratos com preço global e o Custo de Referência ANEEL deverão ser adicionados aos primeiros o JOA regulatório e os custos adicionais relativos à fiscalização, supervisão, custos ambientais, comissionamento, terrenos e servidões administrativas. Condições específicas que reflitam um custo justificadamente maior que o Custo de Referência ANEEL serão analisadas por parte da ANEEL.

11. 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*) após impostos, e aplicando-se a fórmula abaixo, de acordo com as seguintes considerações:

- prazos médios de construção: 15 meses para Subestações e 21 meses para Linhas de Transmissão;
- fluxo financeiro: considerou-se um desembolso de 40% do total da obra distribuído linearmente ao longo dos primeiros 2/3 do prazo médio de construção e 60% do total da obra distribuído ao longo do restante do prazo considerado.

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

onde:

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

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

r_a : custo médio ponderado de capital anual, depois de impostos (WACC); e

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

O desembolso mensal será assim definido:

Para subestações:

d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	d_6	d_7	d_8	d_9	d_{10}	d_{11}	d_{12}
4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	12,00%	12,00%
d_{13}	d_{14}	d_{15}									
12,00%	12,00%	12,00%									

Para linhas de transmissão:

d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	d_6	d_7	d_8	d_9	d_{10}	d_{11}	d_{12}
2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%
d_{13}	d_{14}	d_{15}	d_{16}	d_{17}	d_{18}	d_{19}	d_{20}	d_{21}			
2,86%	2,86%	8,57%	8,57%	8,57%	8,57%	8,57%	8,57%	8,57%			

III – CÁLCULO DO CUSTO ANUAL DOS ATIVOS ELÉTRICOS

12. 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:

$$CAAE = \sum_{i=1}^{N_{UM}} \left[\frac{VNR_i \cdot r}{(1-T)} * \left(\frac{1}{1 - (1+r)^{-1/\delta_i}} - \frac{T}{r \cdot 1/\delta_i} \right) \right] \quad (2)$$

onde:

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

VNR_i : Custo de reposição da unidade modular i ;

N_{UM} : Número de unidades modulares;

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

δ_i : taxa média de depreciação regulatória da unidade modular i ;

T : alíquota tributária marginal efetiva.

13. 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 no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 02 de junho de 2009. Portanto, calcula-se a TMDC através da fórmula abaixo:

$$TMDC = \frac{\sum_{i=1}^n TD_i \times C_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (3)$$

onde:

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

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

C_i : custo do componente “ i ” da UM;

n : número de componentes da UM.

ANEXO II

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

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – RBSE E RBNI

1. CRITÉRIOS GERAIS

1.1. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

2. A base de remuneração é composta pelos valores dos seguintes itens:

- a) ativo imobilizado em serviço (Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão e Administração), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme o caso);
- b) almoxarifado de operação;
- c) ativo diferido;
- d) obrigações especiais.

1.2. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

3. 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 – edificações, obras civis e benfeitorias;
- IV – máquinas e equipamentos;
- V – veículos; e
- VI – móveis e utensílios.

4. Também serão considerados na valoração, utilizando o mesmo critério citado no item anterior, os ativos imobilizados do almoxarifado de operações, registrados no grupo de conta Estoque – 112.71 (melhor discriminados no item 123 deste Anexo).

5. Para efeito de apuração da base de remuneração são considerados apenas os ativos imobilizados vinculados à concessão e classificados nas atividades de transmissão e administração.

6. Para os ativos vinculados aos grupos de contas relativos a Intangíveis, Veículos, Móveis e Utensílios, é admitida a avaliação pelo método expedito, a partir da atualização dos valores históricos contábeis, desde que seja verificado, mediante a inspeção física por amostragem aleatória, que não existem distorções relevantes entre os ativos físicos efetivamente existentes e os ativos constantes nos controles de engenharia e patrimonial da concessionária.

7. A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, contratada pela concessionária, a qual produzirá um laudo técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência. A concessionária responde solidariamente, na esfera administrativa ou judicial, por qualquer erro ou dano decorrente das informações fornecidas, inclusive banco de preços.

8. Os valores resultantes do processo de avaliação poderão sofrer ajustes, pela fiscalização da ANEEL, que poderá utilizar-se da comparação de ativos entre concessionárias para definir novos valores a serem considerados para a formação da base de remuneração.

9. O laudo de avaliação deve ser classificado como de uso restrito, estando sujeito às disposições normativas e nomenclaturas específicas desta Resolução.

10. A utilização de laudo de uso restrito deve-se ao fato de que a metodologia, critérios e procedimentos estabelecidos para avaliação dos bens e instalações de propriedade das concessionárias do serviço público de transmissão de energia elétrica, para determinação da base de remuneração e conseqüente reposicionamento tarifário, têm característica própria, por tratar-se de serviço público de transmissão de energia elétrica, portanto, passíveis de reversão à União.

11. Não procedendo a concessionária à avaliação dos ativos e ao encaminhamento das informações, nos termos definidos nesta Resolução e no prazo estabelecido pela ANEEL, ou caso o laudo de avaliação apresentado pela concessionária não seja aprovado pela ANEEL, em virtude de qualidade técnica insuficiente ou não-conformidades apontadas na fiscalização, caberá a esta arbitrar a base de remuneração a ser considerada na revisão tarifária em curso, não constituindo tal fato a dispensa da concessionária em apresentar o laudo posteriormente.

1.3. DEPRECIAÇÃO

12. Para a determinação do valor de mercado em uso deve ser utilizado somente o Método da Linha Reta¹ para a depreciação, considerando-se obrigatoriamente o percentual de depreciação acumulada, registrada na contabilidade para cada bem do ativo considerado. Em nenhuma hipótese os critérios e procedimentos contábeis, as taxas de depreciação e os percentuais de depreciação acumulada de cada bem registrados na contabilidade podem ser modificados. Não se admite a utilização de quaisquer outros critérios de depreciação. As situações relativas a reformas gerais de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE.

13. O valor de mercado em uso para a composição da base de remuneração será obrigatoriamente igual a ZERO quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificado no respectivo registro contábil.

14. Uma vez que cada bem deverá ser depreciado com seu respectivo percentual de depreciação acumulada registrada na contabilidade, fica vedada qualquer tipo de equalização que leve em consideração percentuais acumulados de depreciação registrados na contabilidade por conta ou grupo de contas contábeis.

¹ “Método da Linha Reta”: consiste basicamente em aplicar taxas constantes de depreciação durante o tempo de vida útil estimado para o bem. Pela regra geral, o valor da depreciação é dado pela razão entre o custo base de aquisição do bem e os anos estimados de sua vida útil. A taxa de depreciação é obtida pelo inverso dos anos estimados para a vida útil do bem, multiplicado por 100% (para base percentual). Ambos os cálculos são definidos para anual.

1.4. MANUTENÇÃO DA BASE

15. A base de remuneração gerada é regulatória e deve ser mantido um controle suplementar, em paralelo, com os registros contábeis do controle patrimonial do ativo imobilizado em serviço. Essa base regulatória deverá ser mantida atualizada, contemplando todas as movimentações (adições e baixas) ocorridas nos registros constantes dos livros contábeis (razão e diário), aguardando orientação da ANEEL quanto aos procedimentos para registro definitivo da avaliação do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS e seus efeitos nas Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais).

1.5. ATUALIZAÇÃO DE VALORES

16. Para atualização e/ou retroação dos valores apurados na avaliação devem ser utilizados: para edificações, o Índice Nacional de Construção Civil – INCC, coluna 35, apurado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV; para máquinas e equipamentos, os índices Indústria de Transformação – Material Elétrico – Motores e Geradores, coluna 40 (transformador de força, incluindo de distribuição, de aterramento e de serviços auxiliares), e Indústria de Transformação – Material Elétrico – Outros, coluna 41 (para os demais bens pertencentes a linhas de transmissão, medidores, e equipamentos de subestação), apurados pela FGV e, na ausência destes (coluna 40 e 41), o índice Indústria de Transformação – Máquinas, Aparelhos e Materiais Elétricos, coluna 34, apurado pela FGV; para terrenos, servidões, móveis e utensílios e veículos, o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, apurado pelo IBGE.

17. Observa-se, entretanto, que os índices das colunas 40 e 41, onde aplicáveis, devem ser utilizados para valores até o mês de dezembro de 2008 e, a partir de janeiro de 2009, deve ser utilizado para atualizações e/ou retroações o índice da coluna 34, apurado pela FGV.

1.6. CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO NO SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

18. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

a) a base de remuneração aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores do laudo de avaliação ajustados, as movimentações incluídas (adições, baixas, depreciação e obrigações especiais) e a respectiva atualização, aprovados no primeiro ciclo.

b) devem ser expurgadas da base blindada as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;

c) após a exclusão dessas baixas, ano a ano, os valores remanescentes de cada bem da base blindada devem ser atualizados pela variação do IGP-M;

d) o valor monetário referente às Obrigações Especiais da base blindada será obtido atualizando-se o valor aprovado no primeiro ciclo de revisão tarifária pela variação do IGP-M. Nenhum valor deverá ser deduzido das Obrigações Especiais a título de baixas efetuadas na base blindada;

e) deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração blindada atualizada;

f) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida nesta Resolução;

g) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item e) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item f);

h) considera-se na data-base do laudo de avaliação as movimentações (adições, baixas e depreciação) da base blindada e base incremental ocorridas até o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do segundo ciclo. Adiciona-se ao laudo de avaliação, após a sua data-base, as movimentações (adições, baixas, depreciação e obrigações especiais) ocorridas em data anterior à revisão tarifária do segundo ciclo. Para tanto, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado - BMP, conforme planilha modelo disponibilizada pela ANEEL. Será considerada, ainda, a depreciação acumulada até o último mês contábil fechado, bem como haverá atualização da base de remuneração até o mês anterior a data de revisão tarifária do segundo ciclo.

i) os aperfeiçoamentos propostos nesta Resolução não se aplicam à base de remuneração validada no primeiro ciclo. À exceção das baixas, depreciação e atualização monetária, ficam blindados os valores validados no primeiro ciclo de revisão tarifária. Incluem-se nessas exceções as apurações dos valores para as contas de Almoxarifado de Operações.

19. Os procedimentos acima não se aplicam em particular para as empresas que terão sua primeira revisão tarifária sobre toda a base de ativos neste ciclo. Nesse caso, os critérios para avaliação de ativos da base incremental serão aplicados para toda a base de ativos sob avaliação.

1.7. CREDENCIAMENTO DE EMPRESAS AVALIADORAS

20. A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, nos termos do Anexo IV da Resolução Normativa nº [234](#), de 31 de outubro de 2006, bem como por regulamentos complementares, devendo ser contratada pela concessionária, e estará sujeita à fiscalização da Agência.

2. DIRETRIZES PARA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

2.1. ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO

21. Os grupos de contas de ativos relativos a Intangíveis; Terrenos; Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias; Máquinas e Equipamentos; Veículos e Móveis e Utensílios, abaixo relacionados na Tabela 1, vinculados ao serviço público de transmissão de energia elétrica, referentes às atividades de Transmissão e Administração, são objeto de avaliação, com vistas à composição da base de remuneração das concessionárias.

Tabela II.1 – Relação de Grupos de Contas de Ativo

Código	Título
132.02.1.X.01	Intangíveis – Rede Básica
132.02.2.X.01	Intangíveis – DITs
132.04.1.X.01	Intangíveis – Administração
132.02.1.X.02	Terrenos – Rede Básica
132.02.2.X.02	Terrenos – DITs
132.04.1.X.02	Terrenos – Administração
132.02.1.X.04	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias – Rede Básica
132.02.2.X.04	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias – DITs
132.04.1.X.04	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias – Administração
132.02.1.X.05	Máquinas e Equipamentos – Rede Básica
132.02.2.X.05	Máquinas e Equipamentos – DITs
132.04.1.X.05	Máquinas e Equipamentos – Administração
132.02.1.X.06	Veículos – Rede Básica
132.02.2.X.06	Veículos – DITs
132.04.1.X.06	Veículos – Administração
132.02.1.X.07	Móveis e Utensílios – Rede Básica
132.02.2.X.07	Móveis e Utensílios – DITs
132.04.1.X.07	Móveis e Utensílios – Administração

Nota: conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, aprovado pela Resolução nº [444](#) de 26/10/2001, atualizado pela Resolução Normativa nº [370](#), de 30/06/2009

22. Dentro dos grupos de contas listadas na Tabela 1, são objetos de avaliação todos os bens e instalações relacionados a Tipos de Unidades de Cadastro componentes de Tipos de Instalações registrados em Ordens de Imobilizações referentes a serviços de Transmissão e à Administração, definidos no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, instituído pela Resolução Normativa nº. [367](#), de 26/06/2009. Os aludidos Tipos de Instalações estão relacionados nas tabelas abaixo:

Tabela II.2 – Transmissão Rede Básica / Demais Instalações de Transmissão - DIT

Código	Descrição*
20	Subestações em tensão menor que 230kV (DIT);
21	Subestações em tensão maior ou igual a 230kV e menor que 345kV;
22	Subestações em tensão maior ou igual a 345kV e menor que 500kV;
23	Subestações em tensão maior ou igual a 500kV
24	Linha de Transmissão em tensão menor que 138kV (DIT);
25	Linha de Transmissão em tensão maior ou igual a 138kV e menor que 230kV (DIT);
26	Linha de Transmissão em tensão maior ou igual a 230kV e menor que 345kV; e
27	Linha de Transmissão em tensão maior ou igual a 345kV e menor que 500kV.
28	Linha de Transmissão em tensão maior ou igual a 500kV.
29	Instalação de Transmissão de Interesse Restrito (Subestação ou Linha)

* (para o cadastro de subestações, considerar o maior nível de tensão do(s) transformador(es) da subestação)

Tabela II.3 – Administração Central

Código	Descrição
70	Terrenos, edificações, obras cíveis e benfeitorias da Administração Central; e
71	Equipamento geral, o equipamento geral de informática e veículos da Administração Central.
72	Sistema de Comunicação da Administração Central

Tabela II.4 – Administração Específica

Código	Descrição
80	Terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias da Administração Específica; e
81	Equipamento geral, o equipamento geral de informática e veículos da Administração Específica.
82	Sistema de Comunicação da Administração Específica

Tabela II.5 – Outros Tipos de Instalações

Código	Descrição
90	Terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias que não integram outras ODI;
91	Equipamento geral, o equipamento geral de informática e veículos que não integram ODI específicas;
92	Sistemas de telecomunicação, telecontrole, teleprocessamento, proteção, controle e supervisão - Automação;
93	Sistema de medição (que não integram as ODI de Usinas e de Subestações);
94	Serviços Auxiliares gerais, inclusive Oficinas Eletromecânicas, Laboratórios e seus equipamentos;
95	Apoio Operacional (exclusivo para ODI específicas de Usina e Subestação);
96	Cada sistema de comunicação (exceto o sistema de ondas portadoras “Carrier” que integra as ODI de Subestações e os sistemas de comunicação que integram as ODI Adm. Central e Adm. Específica)
97	Sistema de despacho de carga
98	Reserva imobilizada (exceto equipamentos reservas exclusivos de usinas e subestações que integram ODI específicas)
99	Intangível (exceto servidões, que integram a ODI específica a que pertence)

23. Os Tipos de Instalação que se referem a Linhas (de Transmissão na Rede Básica e de Distribuição) constituem o conjunto de equipamentos, estruturas e condutores elétricos aéreos, subterrâneos ou submersos, utilizados para a transmissão da energia elétrica, operando em tensões iguais ou maiores que 230 kV ou aqueles utilizados com função exclusiva de interligação de subestações ou circuitos, operando em tensões menores que 230 kV (DITs – demais instalações de transmissão).

24. Os Tipos de Instalação que se referem a Subestações constituem o conjunto de bens, instalações e serviços de infra-estrutura geral, dos módulos construtivos de equipamentos gerais e de manobra da subestação (Infra-estrutura geral, Entrada e Saída de linha, Interligação de barramento, Conexão de Transformador, Conexão de Reatores, Conexão de Capacitores, etc.).

2.2. LEVANTAMENTO E DESCRIÇÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES

25. Os levantamentos e descrições dos bens e instalações que compõem a outorga de transmissão devem conter as informações de registro do controle patrimonial, conforme estabelecido nas Instruções de Cadastro Patrimonial, item 7 do MCPSE, e outras características que os identifiquem univocamente, possibilitando sua clara identificação e adequada valoração. Os bens e instalações devem ser classificados por Contrato de Concessão, Ordem de Investimento – ODI, e por Tipo de Instalação, observando a codificação padrão do MCPSE (Instruções 6.2 do MCPSE).

26. Todos os ativos imobilizados relacionados a subestações, terrenos, edificações e benfeitorias, devem ser obrigatoriamente inspecionados e avaliados. Os ativos relacionados a linhas serão inspecionados por critério amostral, com unidades de amostragem definidas e elencadas pela ANEEL.

27. O inventário físico, produto do levantamento de campo específico para a avaliação dos bens e instalações, deve observar no mínimo, as características específicas para Subestações e Linhas de Transmissão abaixo relacionadas:

I- Subestações

a) Indicar nome da Subestação, tipo (aberta, abrigada - inclusive SF6, blindada ou móvel) e tensão de operação.

b) Todos os equipamentos relacionados com as subestações devem ser levantados em campo, para análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca.

c) Após esse levantamento, os equipamentos devem ser relacionados, para fins de fiscalização, por “Centros Modulares - CM”, levando-se em consideração o arranjo operativo e a posição seqüencial operativa. Para tanto devem ser observadas como referência, os anexos da Resolução Homologatória ANEEL nº [758/2009](#) e a instrução 6.7.2 do MCPSE.

II- Linhas de Transmissão²

a) Os controles da concessionária no que se refere às instalações existentes de linhas de transmissão deverão ser validados com base em levantamentos de campo das estruturas e equipamentos das linhas selecionadas pela ANEEL para vistoria.

b) Indicar, para cada Linha de Transmissão e suas derivações que realizem mesma função, o nome do trecho, a extensão e a tensão (classe de tensão).

28. Para a realização dos trabalhos de inventário em campo devem ser tomadas as seguintes providências:

a) vistoriar todas as subestações, seus equipamentos e instalações, bem como todos os terrenos, edificações e benfeitorias;

b) vistoriar as linhas de transmissão selecionadas pela ANEEL, tomando-se por base os controles da engenharia em Sistemas de Informação Geográficas - SIG (Georeferenciamento), por meio de mapas geo-referenciados atualizados, elaborados em quadrículas de 40 km x 40 km e totalizados por quadrícula e por Ordem de Imobilização (cada Subestação ou cada LT com suas respectivas derivações);

c) registrar e informar no laudo de avaliação, para cada Linha selecionada pela ANEEL para vistoria, os qualitativos e quantitativos finais, indicando as diferenças encontradas, bem como os cálculos realizados para o processo de validação dos controles da concessionária;

d) verificar se as diferenças encontradas ficaram dentro dos limites pré-estabelecidos pela ANEEL, observando o seguinte critério: se as diferenças encontradas no total de linhas de transmissão vistoriadas ficarem dentro dos limites pré-estabelecidos, podem ser validados os controles da engenharia da concessionária referentes às instalações de linhas de transmissão não vistoriadas. Caso essas diferenças fiquem fora dos limites pré-estabelecidos, a vistoria e o levantamento de campo devem ser estendidos a todas as linhas de transmissão pertencentes à concessionária (universo de todas as ODI Linhas de Transmissão).

e) manter os desenhos das quadrículas usadas como papéis de trabalho referentes ao inventário físico/levantamentos de campo de cada Linha, deixando-os, necessariamente, disponíveis para

² Conforme a instrução 6.4, item 5, do MCPSE, cada linha de transmissão Rede Básica (o trecho entre subestações e as suas derivações em mesma tensão) deve compor uma Ordem de Imobilização – ODI.

a ANEEL durante o trabalho de fiscalização. Esses documentos (dados em papel e/ou arquivos magnéticos), devem obrigatoriamente conter a data do inventário, as descrições e os quantitativos apurados dos equipamentos, bem como a sequência do trecho considerado no trajeto em que foram vistoriados.

29. Se durante o levantamento de campo forem identificados bens e/ou instalações de propriedade de terceiros (ex.: acessantes), esses não comporão a base de remuneração daquela área de concessão sob inventário, devendo ser informados detalhadamente os procedimentos adotados para a identificação desses bens e/ou instalações.

2.3. CRITÉRIOS PARA INCLUSÃO DE ATIVOS NA BASE DE REMUNERAÇÃO

30. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica são classificados em elegíveis e não elegíveis, e todos devem ser avaliados, observando o seguinte:

a) os ativos vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica são elegíveis para inclusão na base de remuneração quando efetivamente utilizados no serviço público de transmissão de energia elétrica; e

b) os ativos vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica são não elegíveis quando não utilizados na atividade concedida ou utilizados em atividades não vinculadas ao serviço público de transmissão de energia elétrica, tais como bens cedidos/ocupados por grêmios, clubes, fundações entre outros; bens desocupados/desativados; bens cedidos a terceiros; bens e/ou instalações de uso compartilhado com acessantes; etc.

31. Para aplicação dos critérios de elegibilidade para inclusão na base de remuneração, faz-se necessária uma análise qualificada da utilização do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à utilização do ativo na atividade concedida de transmissão de energia elétrica.

32. A relação dos ativos inventariados classificados como não elegíveis deve ser apresentada à ANEEL contendo as devidas justificativas. Esses bens e/ou instalações devem ser avaliados e o laudo de sua avaliação deve ser apresentado em separado.

Ativos em processo de regularização

33. Os imóveis que não possuam documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária podem ser incluídos na base de remuneração, desde que se enquadrem nas seguintes condições:

a) ser um imóvel elegível (imóvel operacional);
b) encontrar-se registrado na contabilidade;
c) existir documentação que comprove a aquisição; e
d) existir comprovação de que a documentação de titularidade de propriedade encontra-se em processo de regularização (protocolo em cartório ou similar).

34. Deve ser apresentada uma relação em separado dos imóveis que se encontram nessa situação (elegíveis para inclusão na base de remuneração e que não possuem documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária), fornecendo informações sobre a

situação atual de cada um no que se refere à posição em termos de documentação e atividades exercidas pela concessionária no local (destinação de uso).

2.4. ÍNDICE DE APROVEITAMENTO

35. Para os grupos de ativos Terrenos; Edificações, Obras Civas e Benfeitorias é aplicado um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de transmissão de energia elétrica, definindo-se assim o índice de aproveitamento.

36. O índice de aproveitamento de terrenos e edificações é aplicado sobre o Valor Novo de Reposição - VNR, definindo-se o *Índice de Aproveitamento Integral - IA*, e sobre o Valor de Mercado em Uso - VMU, definindo-se o *Índice de Aproveitamento Depreciado - IAD*.

37. Para aplicação do índice de aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada da utilização do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à utilização do ativo na atividade concedida de transmissão de energia elétrica.

2.5. MÉTODO PARA AVALIAÇÃO

38. Utiliza-se na realização da avaliação dos ativos da concessionária de transmissão de energia elétrica, o Método do Custo de Reposição para os bens e instalações elencados em contas dos grupos “Edificações, obras civis e benfeitorias” e “Máquinas e Equipamentos”, e o Método Comparativo para o grupo de conta “Terrenos”, conforme definido nesta Resolução.

39. O Método do Custo de Reposição estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

40. O Método Comparativo de Mercado estabelece que o valor de um bem ou suas partes constituintes é obtido por meio da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares.

41. Para a realização da avaliação dos ativos da concessionária de transmissão de energia elétrica, conforme definido nesta Resolução, deve ser utilizado o Método do Custo de Reposição de um bem idêntico ou similar ao que está sendo avaliado, considerando seu Valor Novo de Reposição - VNR como base para determinação do respectivo Valor de Mercado em Uso - VMU.

42. Entende-se como Valor Novo de Reposição - VNR, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir dos preços médios praticados pela concessionária.

43. O Valor de Mercado em Uso - VMU é definido como sendo o Valor Novo de Reposição - VNR deduzido da parcela de depreciação, que deve respeitar sempre os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua entrada em operação.

44. Por fim, o Valor do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que compõe a base de remuneração - VBR é definido pela aplicação do Índice de Aproveitamento Depreciado - IAD sobre o Valor de Mercado em Uso - VMU.

45. As situações relativas a reformas gerais e/ou repotenciação de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos nos Manuais de Contabilidade e de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSE e MCPSE).

3. PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO

46. As avaliações devem ser realizadas considerando fundamentalmente os resultados de inspeções de campo com o objetivo de verificar as características e as condições operacionais dos ativos.

47. Os procedimentos de avaliação devem observar obrigatoriamente as instruções do MCSE e do MCPSE.

3.1. TERRENOS

48. Os terrenos devem ser avaliados pelo método comparativo de valores de mercado³, por meio do tratamento de dados por fatores, com um número mínimo de 5 (cinco) elementos de pesquisa comparáveis, observado o disposto nos parágrafos a seguir.

49. De acordo com o método comparativo, devem ser pesquisados valores de terrenos à venda (elementos da amostra), cuidando-se para que estes envolvam áreas próximas e comparáveis àquelas a serem avaliadas, bem como consultados corretores de imóveis e empresas idôneas que trabalhem com terrenos na região. Em seguida, devem ser aplicados coeficientes de ajustes (fatores de homogeneização) adequados, que permitam obter valores médios representativos dos valores de mercado mais prováveis, à vista, no momento da avaliação. O número de elementos efetivamente utilizados deve ser de, no mínimo, 5 (cinco).

50. A qualidade dos elementos deve estar assegurada quanto a:

- a) idoneidade das fontes de informação;
- b) sua atualidade; e
- c) sua semelhança com o imóvel objeto da avaliação, no que diz respeito à sua situação, à destinação, ao grau de aproveitamento e às características físicas.

51. As características do bem avaliado devem preferencialmente estar contidas no intervalo ou espaço amostral dos atributos de mesma natureza levantados entre os bens observados. Se isso não ocorrer, deve ser enfatizada e justificada a medida adotada para considerar tal circunstância.

52. Somente devem ser utilizados coeficientes de ajustes (fatores de homogeneização) consagrados para homogeneização das amostras. Para a padronização e maior transparência das avaliações somente podem ser utilizados os seguintes fatores para imóveis urbanos:

- a) fator de elasticidade da oferta (fator de fonte);
- b) fator de transposição de local;
- c) fator de frente (fator de testada);
- d) fator de profundidade;

³ Conforme definição da NBR 14.653/03 – Norma Brasileira de Avaliação de Bens: a) Método comparativo: consiste na estimação do valor de um bem com base na análise dos preços de um grupo de bens semelhantes, os quais tenham sido comercializados em uma data próxima à data de avaliação.

e) fator de testadas múltiplas (várias frentes);
f) fator de aciditação topográfica; e
g) fator de restrição legal (restrições de uso e ocupação do solo, restrições ambientais, tombamentos, faixas não edificantes, etc.).

53. Para os imóveis rurais somente poderão ser utilizados os seguintes fatores:

a) fator de elasticidade da oferta (fator de fonte);
b) fator de utilização do solo (capacidade de uso do solo);
c) fatores de situação e viabilidade de circulação (tipo de estradas, importância das distâncias aos centros urbanos, praticabilidade das estradas durante o ano);
d) fatores de recursos hídricos;
e) fator de aciditação topográfica; e
f) fator de restrição legal (reserva legal, mata nativa, área de preservação permanente).

54. Em ambos os casos esses fatores devem ser claramente identificados e definidos no relatório. Esses fatores são analisados pela ANEEL e, caso não sejam tecnicamente justificáveis, podem ser desconsiderados.

55. Deve ser evitada a utilização de fatores de transposição com variações inferiores a 0,5 (zero vírgula cinco) e superiores a 2,0 (dois vírgula zero), evitando-se, assim, a utilização de elementos discrepantes em relação ao local para o qual a pesquisa deve ser efetuada.

56. Para cada terreno avaliado deve ser levantado e apresentado, obrigatoriamente, arquivo eletrônico com planilha em Microsoft Excel®, com as seguintes informações mínimas:

I. Dados do imóvel

a) designação do local;
b) utilização (destinação de uso do terreno – atividades executadas, descrever com nível de detalhamento suficiente para clara identificação do uso do terreno, especialmente para os casos de terrenos alagados, ou alagáveis, onde deverão ser especificados estes percentuais em relação à área total de terreno);
c) data-base da avaliação;
d) localização (endereço completo, rua, avenida, número, bairro, município, estado, etc.);
e) situação do terreno (para imóveis urbanos: esquina, meio de quadra, etc., para imóveis rurais: distância a centros urbanos, qualidade das estradas de ligação, etc.);
f) formato (regular, irregular, etc.);
g) topografia (aclive, declive, plano, montanhoso, etc.);
h) área total considerada (m² ou ha);
i) área(s) constante(s) do(s) título(s) aquisitivo(s) (matrícula, transcrição, etc.);
j) área(s) obtida(s) através de levantamentos planimétricos eventualmente existentes;
l) área(s) obtida(s) através de registros cadastrais de Prefeitura/Incrá;
m) valores venais informados pelos respectivos órgãos responsáveis (Prefeitura/Incrá);
n) valor contábil;
o) área considerada na contabilidade;
p) número do título aquisitivo (matrícula/transcrição, etc.) do terreno;
q) número de patrimônio – registro na contabilidade; e
r) valor final do terreno (R\$).

II. Dados da região

- a) caracterização da micro-região do entorno (zona central, zona comercial, zona residencial, zona rural, etc.);
- b) poder aquisitivo característico da região;
- c) melhoramentos públicos existentes;
- d) serviços existentes / acessíveis; e
- e) serviços de transportes acessíveis / existentes.

III. Pesquisa mercadológica – dados dos elementos das amostras

- a) endereço completo (rua, avenida, número, ou outras referências que permitam a localização exata do elemento, bairro, município, estado, etc.);
 - b) dados das fontes consultadas (telefone, nome completo da imobiliária e do corretor, de forma a permitir a sua conferência);
 - c) valor informado (R\$);
 - d) área (m²);
 - e) valor unitário (R\$/m²);
 - f) status (opinião, oferta, venda, etc.);
 - g) fatores de homogeneização utilizados;
 - h) fator total (refere-se à multiplicação de todos os fatores de homogeneização utilizados e deverá estar limitado entre 0,5 (zero vírgula cinco) e 1,5 (um vírgula cinco));
 - i) valor unitário homogeneizado por amostra (R\$/m²);
 - j) valor unitário médio (R\$/m²);
 - l) desvio-padrão;
- coeficiente de variação; e
mapa, planta ou croqui indicando a localização de cada elemento.

57. Cada dado do elemento utilizado na pesquisa de mercado deve ser verificado até o grau de detalhamento que confira as condições de compará-lo com o bem em avaliação.

58. A qualidade da pesquisa mercadológica deve estar assegurada pelo coeficiente de variação (divisão do desvio padrão pelo valor unitário médio), inferior a 0,3 (zero vírgula três). Caso o coeficiente de variação seja superior a 0,3, a ANEEL poderá adotar o valor venal do terreno ou a atualização do respectivo valor contábil por meio do IPCA⁴, calculado pelo IBGE, de acordo com o seu entendimento.

59. Devem ser evitadas amostras com elementos de pesquisa obtidos por meio de apenas uma fonte de informação.

60. Devem estar claramente identificados os elementos que eventualmente contenham construções civis e benfeitorias e/ou culturas (plantios). Também devem ser explicitados os procedimentos e cálculos adotados para a desconsideração das construções civis e benfeitorias e/ou culturas (plantios) existentes.

61. Para os terrenos, não é permitida a utilização dos métodos involutivo ou da renda⁵. Alternativamente, na impossibilidade de avaliação pelo método comparativo de valores de mercado,

⁴ IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

⁵ Conforme definição da NBR 14.653/03 – Norma Brasileira de Avaliação de Bens: a) Método involutivo: identifica o valor de um bem, alicerçado no seu aproveitamento eficiente, baseado em modelo de estudo de viabilidade técnico-econômica,

desde que devidamente justificada e submetida à prévia apreciação da ANEEL, é permitida a avaliação por meio da atualização dos valores históricos pela aplicação do IPCA, ou então, considerando-se os respectivos valores venais. Caberá à ANEEL a definição do critério a ser adotado.

ÍNDICE DE APROVEITAMENTO

62. Deve, obrigatoriamente, ser indicado o percentual considerado para o índice de aproveitamento do terreno avaliado, para fins de sua inclusão na base de remuneração, a partir da verificação e análise qualificada do efetivo aproveitamento do ativo respectivo no serviço público de transmissão de energia elétrica.

63. O aproveitamento do terreno deve ser inicialmente verificado durante a vistoria de campo para posterior cálculo do índice de aproveitamento, que deve constar do relatório de avaliação, com a devida fundamentação.

64. A determinação do índice de aproveitamento obedece aos seguintes critérios:

a) o percentual de aproveitamento de um terreno sob avaliação é definido pela razão entre a área efetivamente utilizada (ou área aproveitável) e a área total do terreno utilizado para a construção de obras e/ou instalação de bens para o serviço público de transmissão de energia elétrica. Devem ser consideradas inclusas como áreas de efetiva utilização (ou áreas aproveitáveis) as áreas de segurança, manutenção, circulação, manobra e estacionamento, aplicáveis, em função do tipo, porte e características da edificação ou instalação existente.

b) no caso de terrenos de subestações existentes e em serviço, quando a subestação não ocupar toda a área aproveitável do terreno e este não puder ser legalmente fracionado para fins de alienação, pode ser considerada, ainda, como área aproveitável, a título de reserva operacional, um percentual adicional de até 20% calculado sobre o percentual de aproveitamento calculado conforme os critérios estipulados no parágrafo anterior.

c) no caso específico de terrenos de edificações pode ser considerado um percentual adicional de até 10% da área total do terreno, para áreas verdes efetivamente existentes, também reconhecidas como áreas aproveitáveis.

3.2. SERVIDÕES

65. Os ativos referentes às servidões devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis, pelo IPCA, desde que seja verificado que não existem distorções relevantes entre os ativos físicos efetivamente existentes e os ativos constantes no controle patrimonial da concessionária.

66. Deve ser explicitado no relatório de avaliação, os procedimentos e critérios utilizados para validação dos saldos das contas contábeis onde as servidões encontram-se registradas, observando sempre as instruções do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

67. Devem ser consideradas na base de remuneração as faixas de servidões adquiridas de forma onerosa, observando-se os critérios utilizados na contabilidade para registro desses ativos.

mediante hipotético empreendimento compatível com as características do bem e com as condições do mercado no qual está inserido, considerando-se cenários viáveis para execução e comercialização do produto; b) Método da renda: identifica o valor do bem, com base na capitalização presente da sua renda líquida prevista, considerando-se cenários viáveis.

68. As faixas de servidão com escritura de propriedade devem ser consideradas na base de remuneração pelo mesmo critério utilizado para direitos de uso e de passagem adquiridos de forma onerosa, não devendo ser consideradas como terreno avaliado a valor de mercado.

3.3. EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS

69. Devem ser objeto de avaliação todos os bens e instalações que caracterizam unidades de cadastro no controle patrimonial, contabilizadas no subgrupo de contas referente a “Edificações, obras civis e benfeitorias”, em especial edificações permanentes destinadas ao abrigo, suporte e proteção de propriedades ou pessoas, inclusive casa de força, compreendendo desde a terraplenagem e escavações para fundação até os acabamentos, incluindo os componentes dos sistemas de serviços integrantes da edificação, tais como iluminação e/ou força, instalações hidrossanitárias, ventilação, exaustão e condicionamento de ar, proteção contra incêndio etc. Os abrigos, bases de equipamentos, tanques, silos e outros, que fazem parte da estrutura da edificação, também estão incluídos neste tipo de bens e instalações que devem ser avaliados, além das demais abaixo elencadas:

- a) Aeroportos, heliportos e campos de pouso
- b) áreas de estacionamento
- c) pátios
- d) ruas e estradas
- e) pontes, viadutos e túneis viários
- f) passeios e calçadas
- g) muros e cercas (trechos contínuos de extensão igual ou superior a 50m)

70. Os trabalhos devem ser iniciados por inspeção física para a identificação e caracterização de todas as edificações, obras civis e benfeitorias, observando-se os componentes estruturais, as características técnicas e o uso efetivo do imóvel.

71. A avaliação desses bens deve ser efetuada adotando-se o método da quantificação de custo, que consiste em identificar o custo do bem ou de suas partes, por meio de orçamentos sintéticos ou analíticos, a partir das quantidades de serviços e respectivos custos diretos e indiretos.

72. A aplicação do método acima citado deve ser adotada para os bens de maior relevância. Entende-se por bens de maior relevância aqueles que, ordenados de forma decrescente do VNR, correspondem a um montante superior a 70% do valor novo de reposição registrado em cada subgrupo de contas “Edificações, Obras Civis e Benfeitorias”.

73. Para esses bens definidos anteriormente, os valores de reposição devem ser obtidos por meio de orçamentos detalhados, considerando-se os preços atuais de seus componentes básicos e o custo de construção na região, não podendo ser utilizados custos unitários de construção pré-definidos (CUB – Custo Unitário Básico, publicado pelo SINDUSCON – Sindicato da Indústria de Construção Civil, conforme NBR 12.721, e valores publicados pela editora Pini, na Revista Construção e Mercado).

74. Para os bens menos representativos, ou seja, aqueles que, ordenados por ordem crescente do VNR correspondem a um montante inferior a 30% do valor novo de reposição registrado em cada subgrupo de contas “Edificações, Obras Civis e Benfeitorias”, podem ser utilizados custos unitários de construção pré-definidos, desde que:

a) adequadamente ponderados de acordo com a região, o padrão construtivo e a tipologia da edificação;

b) utilizadas referências consagradas (CUB – SINDUSCON, Custos Unitários publicados pela editora Pini, na Revista Construção e Mercado); e

c) limitados à aplicação em edificações.

75. As benfeitorias e obras civis constantes do grupo de bens menos representativos devem ser avaliadas por meio de orçamentos sintéticos.

76. O levantamento quantitativo dos insumos empregados nessas obras deve ser obtido a partir da análise das seguintes documentações:

a) inspeções de campo;

b) planta geral da unidade com localização de todas as edificações, indicando as respectivas áreas construídas;

c) projetos de fundação, estrutura e arquitetura das principais edificações;

d) planilhas de medição de obra, contratos de construção e planilhas orçamentárias; e

e) planta geral das redes externas de água pluvial, água potável, esgoto, incêndio e iluminação pública.

77. Deve ser verificado o aproveitamento do imóvel para cálculo posterior do índice de aproveitamento, que constará da avaliação, com a devida fundamentação.

78. Somente é objeto de remuneração o percentual de área de edificação efetivamente utilizado para o serviço público de transmissão de energia elétrica, acrescido do percentual referente às áreas comuns, de circulação, de segurança, e de ventilação/iluminação, correspondentes.

79. Nas reformas e/ou transformações que implicam alteração do valor do bem, registradas na contabilidade via Unidade de Adição e Retirada – UAR, conforme orientação do MCPSE, devem ser respeitadas as depreciações acumuladas, por lançamento contábil, bem como a relevância das reformas e/ou transformações em relação ao todo.

80. As edificações, obras civis e benfeitorias de propriedade da concessionária erigidas em terrenos de propriedade de terceiros, desde que estejam vinculadas ao serviço público de transmissão de energia elétrica e registradas na contabilidade, também devem ser consideradas nos trabalhos de avaliação.

81. Sem prejuízo das informações do cadastramento patrimonial definidas pelo MCPSE, também devem ser levantadas e apresentadas, obrigatoriamente, para cada edificação, obra civil e benfeitoria, as seguintes informações:

a) data-base da avaliação;

b) nome da edificação, obra civil ou benfeitoria;

c) localização (endereço completo, rua, avenida, número, bairro, município, estado, etc.);

d) utilização;

e) área total construída (m^2);

f) área operacional (m^2);

g) acréscimos de áreas e respectivas datas de imobilização das reformas realizadas;

h) descrição sumária (estrutura; acabamento externo – fachada, vidros, elevação do fechamento, cobertura, pisos etc.; acabamentos internos – paredes, pisos, esquadrias, portas, forro, etc.); tipo de fundação; entre outras informações relevantes;

i) caracterização do fechamento/cercamento da área: tipo (muro, tela galvanizada com mourões, entre outros); quantidade de metros lineares e altura ou área em m²;

j) caracterização das áreas de estacionamento, circulação, manobras existentes; tipo de pavimentação; áreas totais (m²); número de vagas cobertas/descobertas; entre outras informações relevantes;

k) caracterização das áreas cobertas (tipo de cobertura, área total em m²); e

l) caracterização de outras áreas eventualmente existentes.

82. Em nenhuma hipótese deve ser utilizado o método comparativo de mercado para a avaliação das edificações, obras civis e benfeitorias. Lojas, escritórios e edifícios comerciais devem ser avaliados adotando-se somente o método do custo de reprodução, citado anteriormente.

83. No caso da concessionária ter adquirido, durante o período incremental, um imóvel que contenha edificação construída antes da data de sua aquisição, o valor da edificação obtido para o VNR, conforme o método do custo de reprodução, deverá ser considerado com a taxa de depreciação no período, que corresponda à idade do edifício. A idade do edifício deverá ser comprovada através de documentação (IPTU, Habite-se, etc.). Na hipótese de não haver disponibilidade desta documentação, a ANEEL poderá arbitrar um valor residual para a edificação.

84. No caso de discrepâncias significativas entre o valor de avaliação apresentado e o valor obtido pela atualização do valor contábil, sem a devida justificativa, a ANEEL poderá adotar este último critério para a obtenção do VNR. Para determinação do respectivo VMU, o cálculo deve ser feito respeitando-se, necessariamente, os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para cada bem do ativo considerado.

3.4. MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS DE TRANSMISSÃO

85. São objeto de avaliação todos os bens e instalações que caracterizam unidades de cadastro no controle patrimonial, contabilizados no subgrupo de contas referente a “MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS DE TRANSMISSÃO”, especialmente os abaixo elencados:

a) subestações (o conjunto de bens, instalações e serviços de infra-estrutura geral, dos módulos construtivos de equipamentos gerais e de manobra da subestação (Infra-estrutura geral, Entrada e Saída de linha, Interligação de barramento, Conexão de Transformador, Conexão de Reatores, Conexão de Capacitores, etc.);

b) linhas de transmissão (equipamentos, estruturas e condutores elétricos aéreos, subterrâneos ou submersos, utilizados para a transmissão da energia elétrica, operando em tensões iguais ou maiores que 230 kV ou aqueles utilizados com função exclusiva de interligação de subestações ou circuitos, operando em tensões menores que 230 kV);

c) equipamentos de medição (medidores de energia e potência);

d) sistemas de telecomunicação, telecontrole, teleprocessamento, proteção, controle e supervisão - Automação;

e) sistemas de despacho de carga; e

f) demais máquinas e equipamentos (oficinas de manutenção, almoxarifado, etc.).

3.4.1. PROCEDIMENTOS PARA LEVANTAMENTO EM CAMPO E VALIDAÇÃO DOS CONTROLES DA CONCESSIONÁRIA

Subestações

86. Todos os equipamentos e estruturas de equipamentos relacionados com as subestações devem ser levantados em campo, para análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca, seguindo as orientações do MCPSE. Todas as subestações devem ser vistoriadas.

87. A relação de equipamentos inventariados em campo deve ser apresentada, para fins de fiscalização, por “Centros Modulares - CM”, conforme orientado pelo MCPSE, levando-se em consideração o arranjo e a posição sequencial operativa.

88. Os equipamentos reserva (Reserva Imobilizada⁶) devem ser levantados e considerados na subestação onde estiverem alocados, com a observação expressa de “RESERVA” em sua descrição. Os equipamentos referentes à reserva imobilizada devem estar obrigatoriamente registrados no ativo imobilizado em serviço, conforme disposições contidas nos Manuais de Contabilidade e de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSE e MCPSE).

Linhas de Transmissão

89. Para validar os controles da concessionária no que se refere às instalações existentes de linhas de transmissão, deve ser efetuado levantamento de campo dos equipamentos em todas as linhas de transmissão da concessão selecionadas por critério amostral pela ANEEL para vistoria, ou, em caso específico, em todas as linhas de transmissão da concessão.

90. O critério amostral para a validação dos quantitativos da engenharia corresponde à aplicação da técnica de amostragem estratificada proporcional por linha de transmissão (ODI-Linha de Transmissão),

91. A amostragem estratificada proporcional consiste em dividir a “população” em subgrupos (“estratos”) que denotem uma homogeneidade maior que a homogeneidade da “população” toda, sob análise de variáveis de estudo. Uma vez selecionados os “estratos”, sobre cada um deles são realizadas seleções aleatórias de forma independente, obtendo-se amostras parciais, que agregadas, representam a amostra completa. Uma amostra estratificada proporcional garante que cada elemento da “população” tenha a mesma probabilidade de pertencer à amostra.

92. Dessa forma, para efeito de aplicação da técnica de amostragem estratificada proporcional, dever ser observado:

a) Serão consideradas como “população” todas as Ordens de Imobilização do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), referentes a Linhas de Transmissão (ODI-LT) de cada concessão. ;

b) os elementos integrantes de cada ODI-LT, considerados para validação dos quantitativos da engenharia, são as “linhas e estruturas” dos Tipos de Instalação - TI Linhas de

⁶ Entende-se por Reserva Imobilizada o bem ou conjunto de bens, que, por razões de ordem técnica voltada à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, embora não estando em serviço, esteja à disposição e que poderá entrar em operação de imediato.

Transmissão, definidos no MCPSE (o conjunto de equipamentos, estruturas e condutores elétricos aéreos, subterrâneos ou submersos, utilizados para a transmissão da energia elétrica, operando em tensões iguais ou maiores que 230 kV ou aqueles utilizados com função exclusiva de interligação de subestações ou circuitos, operando em tensões menores que 230 kV);

c) o cálculo do tamanho da amostra (m), a ser inspecionada para verificação da aceitação ou não das listas de engenharia da concessionária, será realizado pela ANEEL, mediante aplicação da fórmula a seguir relacionada, considerando: 95% de intervalo de confiança (Z igual a 1,96); 10% de margem de erro amostral (e); e 80% como estimativa inicial da proporção das “linhas e estruturas” com uma determinada característica esperada na concessionária (P0):

$$m = \frac{M}{\frac{e^2 * (M - 1)}{Z^2 * [P0 * (1 - P0)]} + 1} \quad (1)$$

onde:

m: tamanho da amostra;

M: quantidade total de ODI-LT da concessionária;

e: margem de erro amostral;

Z: intervalo de confiança;

P0: característica esperada.

d) caso o tamanho da amostra (m) multiplicado pela estimativa inicial de proporções de sucesso na concessionária (P0) seja menor do que 30 (trinta), a empresa avaliadora credenciada deve realizar o censo de todas as “linhas e estruturas” das ODI-LT da concessão de transmissão;

e) a amostragem estratificada proporcional deve ser procedida conforme descrito a seguir:

e.1) após a definição do tamanho da amostra (m) que determina o número de ODI-LT a serem inspecionadas, serão calculados para cada “estrato”⁷ (por *Tipo de Instalação – TI*), existente na área de concessão de transmissão sob análise, a quantidade de ODI-LT a serem sorteadas. Utilizando-se da técnica de amostragem estratificada proporcional, proporcionaliza-se os ativos de linhas e estruturas que compõem as ODI-LT da concessionária, em função do somatório dos quilômetros de linhas de transmissão⁸ (kmLT) das ODI-LT que compõe cada Tipo de Instalação pela quilometragem total de linhas de transmissão da concessão, usando a seguinte fórmula:

$$a_k = m * \frac{\sum_{k=1}^n \text{km LT}_k}{\text{km LT}_t} \quad (2)$$

onde:

a_k: número de ODI-LT a serem amostradas no Tipo de Instalação *k*;

m: número total de ODI-LT da concessão a serem amostrados;

n: número total de ODI-LT que compõem o tipo de instalação *k*;

kmLT_k: somatório dos valores de quilômetro de linha de transmissão (kmLT) das ODI-LT do Tipo de Instalação *k*; e

⁷ Os estratos serão definidos por Tipo de Instalação, conforme a Instrução Geral nº 6.6 do MCPSE, especificamente aqueles codificados com códigos 24 a 29 – Linhas de Transmissão e Demais Instalações de Transmissão - DITs.

⁸ Projeção em solo dos circuitos que compõem a linha.

$kmLT_i$: somatório dos valores de quilômetro de linha de transmissão ($kmLT$) de todas as ODI-LT da concessão.

e.2) após o cálculo do número de ODI-LT a serem amostradas no *Tipo de Instalação* k e, para se definir quais efetivamente as ODI-LT daqueles *Tipo de Instalação* k que devem ter suas instalações inspecionadas pela avaliadora, adota-se também o atributo “custo por quilômetro dos equipamentos principais da ODI-LT”, dado em reais [R\$EP], procedendo-se os seguintes cálculos:

e.2.1) calcula-se, para todas as ODI-LT da concessão a razão Rti_x – custo por quilômetro dos equipamentos principais de cada ODI-LT:

$$Rti_x = \frac{R\$EP}{kmLT} \quad (3)$$

e.2.2) calcula-se para cada *Tipo de Instalação* a razão média $Rméd$ – custo médio por quilômetro dos equipamentos principais, considerando as ODI-LT estratificadas nos Tipos de Instalação existentes naquela área de concessão:

$$Rméd_k = \frac{\sum_{x=1}^n Rti_x}{n} \quad (4)$$

e.2.3) a primeira ODI-LT selecionada para amostragem será aquela que tiver a razão Rti mais próxima do valor calculado para a razão média $Rméd$ do *Tipo de Instalação* sob amostragem.

e.2.4) caso a_k seja ímpar, as demais ODI-LT a serem selecionadas devem ser tomadas aos pares. O par deverá ser formado considerando os valores calculados de Rti imediatamente acima e abaixo da razão média do *Tipo de Instalação* $Rméd$.

e.2.5) caso a_k seja par, as demais ODI-LT a serem selecionadas devem ser tomadas alternadamente, considerando primeiramente os valores calculados de Rti imediatamente acima da razão média do *Tipo de Instalação* $Rméd$, e depois os valores calculados de Rti imediatamente abaixo da mesma.

f) a ANEEL pode, a seu exclusivo critério, escolher determinada quantidade de ODI-LT adicionais para realização de inspeções de campo pela empresa avaliadora, ficando esta quantidade adicional limitada a 5% do quantitativo total de ODI-LT;

g) entende-se como proporção de elementos com a característica esperada a razão calculada da seguinte forma:

$$\hat{p}_j = \frac{E_j}{N_j} \quad (5)$$

$$\hat{p}_{AC} = \frac{\sum_{j=1}^m N_j * \hat{p}_j}{\sum_{j=1}^m N_j} \quad (6)$$

onde:

E_j : número de elementos com a característica esperada;

N_j : número de elementos físicos efetivamente existentes no conglomerado;

m : tamanho da amostra;

\hat{p}_j : proporção das “linhas e estruturas” com uma determinada característica esperada no conglomerado;
e

\hat{p}_{AC} : proporção das “linhas e estruturas” com uma determinada característica esperada na concessionária.

h) os elementos com a característica esperada são os ativos físicos efetivamente existentes, que correspondam, tanto em termos quantitativos, quanto qualitativos (referentes às características e especificações técnicas dos itens inspecionados), aos ativos constantes nos controles operacionais (de engenharia) da concessionária;

i) com base nas proporções estimadas nos conglomerados (\hat{p}_j), a empresa avaliadora credenciada pode obter a estimativa da proporção na concessionária (\hat{p}_{AC});

j) caso a estimativa obtida da proporção na concessionária (\hat{p}_{AC}), subtraído 10%, seja menor que 80%, a empresa avaliadora credenciada deve realizar o censo das “linhas e estruturas” da concessionária de transmissão de energia elétrica. Caso o resultado obtido seja maior ou igual a 80%, as listas de engenharia podem ser validadas e utilizadas para realização dos trabalhos de avaliação e conciliação físico-contábil.

3.4.2. PROCEDIMENTOS PARA AVALIAÇÃO DE MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS

93. A avaliação desses bens deverá ser efetuada tomando-se por base o Valor Novo de Reposição depreciado, respeitando-se os critérios de depreciação e percentual de depreciação acumulado, por bem, registrado na contabilidade. Os trabalhos de campo devem se iniciar com a verificação física dos bens para sua identificação e obtenção de suas características técnicas, incluindo também informações sobre o fabricante, modelo, tipo, número de série, ano de fabricação, capacidade, reformas, agregações, etc.

94. Além dessa verificação, devem ser analisados também, os registros da engenharia, bem como devem ser coletadas informações sobre as datas de entrada em operação e a depreciação acumulada, extraídas dos registros contábeis.

95. O cadastro patrimonial e o registro contábil das estruturas e/ou bases de equipamentos na conta “Máquinas e Equipamentos”, devem obrigatoriamente obedecer aos critérios definidos nos Manuais de Contabilidade e de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSE e MCPSE).

96. As máquinas e equipamentos de propriedade da concessionária, localizados em imóveis de propriedade de terceiros, desde que estejam vinculados ao serviço público de transmissão de energia elétrica e registrados na contabilidade, devem ser considerados nos trabalhos de avaliação.

97. A concessionária deve, a partir dos resultados do levantamento de campo realizado pela avaliadora, proceder aos ajustes necessários em seus controles de engenharia (correções de informações imprecisas referentes a quantidades e características técnicas).

3.4.3. DETERMINAÇÃO DOS VALORES DE REPOSIÇÃO (VALOR DE NOVO)

98. O VNR para máquinas e equipamentos será dado pela somatória dos seguintes componentes: equipamentos principais (valor de fábrica); componentes menores (COM); custos adicionais (CA); e juros sobre obras em andamento regulatório (JOA).

Equipamentos Principais

99. Os equipamentos principais são aqueles definidos como Unidades de cadastro – UC ou Unidades de adição e/ou retirada – UAR, pelo MCPSE. Para os equipamentos principais, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado é obtido a partir do Banco de Preços da concessionária.

100. O Banco de Preços da concessionária deverá ser formado com base em informações de todas as compras efetivamente realizadas pela concessionária, no período entre ciclos (data-base dos laudos). Para apuração do valor unitário médio ponderado na data-base do Laudo do 2º ciclo deverá ser considerada, por código de material, a aquisição dos bens ocorrida nos 2 (dois) últimos anos anteriores à data-base do Laudo do 2º ciclo. Somente para os bens que não tenham sido adquiridos neste período de 2 (dois) anos é que deverá ser considerado o período compreendido entre os ciclos (datas-base dos laudos). Deverá ser considerada a data de pagamento do bem e os valores deverão ser atualizados para a data base do Laudo.

101. Os impostos recuperáveis, conforme legislação em vigor, bem como os eventuais descontos ou benefícios para compra eventualmente identificados, ambos devem ser excluídos dos valores das compras praticadas pela concessionária.

Componentes Menores – COM

102. Os materiais acessórios dos equipamentos principais, identificados como Componentes Menores – COM, terão seus custos agregados aos valores desses equipamentos. A identificação desses materiais será feita em conformidade com os critérios definidos nas instruções do MCPSE ou em legislação subsequente.

103. O custo do Componente Menor será definido através de percentuais obtidos a partir de análise da totalidade das Ordens de Imobilização (ODI) executadas desde a última revisão tarifária de cada concessionária de transmissão. Do total de ODI deverão ser expurgadas aquelas que contenham registros apropriados indevidamente.

Custo Adicional – CA

104. O Custo Adicional é o custo necessário para colocação do bem em operação, formado pelos custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, sendo aplicado sobre o valor do equipamento acrescido dos componentes menores.

105. O Custo Adicional será definido através de percentuais obtidos a partir de análise da totalidade das Ordens de Imobilização (ODI) executadas desde a última revisão tarifária de cada concessionária de transmissão. Do total de ODI deverão ser expurgadas aquelas que contenham registros apropriados indevidamente.

106. As bases para apuração dos preços médios, componentes menores e custos adicionais deverão ser mantidas pela concessionária, em separado, à disposição da fiscalização. Todas as premissas e cálculos efetuados deverão ser apresentados à fiscalização, em meio magnético, preferencialmente em arquivo no padrão Microsoft Excel® 2003 ou atualizações superiores, conforme planilha a ser disponibilizada, com todas as informações e fórmulas necessárias ao entendimento dos cálculos.

Juros sobre Obras em Andamento – JOA

107. 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*) após impostos, e aplicando-se a fórmula abaixo, de acordo com as seguintes considerações:

- prazos médios de construção: 15 meses para Subestações e 21 meses para Linhas de Transmissão;
- fluxo financeiro: considerou-se um desembolso de 40% do total da obra distribuído linearmente ao longo dos primeiros 2/3 do prazo médio de construção e 60% do total da obra distribuído ao longo do restante do prazo considerado.

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left((1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right) * d_i \quad (7)$$

onde:

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

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

r_a : custo médio ponderado de capital anual, depois de impostos (WACC); e

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

O desembolso mensal será assim definido:

Para subestações:

d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	d_6	d_7	d_8	d_9	d_{10}	d_{11}	d_{12}
4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	12,00%	12,00%
d_{13}	d_{14}	d_{15}									
12,00%	12,00%	12,00%									

Para linhas de transmissão:

d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	d_6	d_7	d_8	d_9	d_{10}	d_{11}	d_{12}
2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%	2,86%
d_{13}	d_{14}	d_{15}	d_{16}	d_{17}	d_{18}	d_{19}	d_{20}	d_{21}			
2,86%	2,86%	8,57%	8,57%	8,57%	8,57%	8,57%	8,57%	8,57%			

Assim, o VNR de cada ativo será obtido da seguinte forma: sobre o valor de fábrica acrescido do percentual dos componentes menores, aplica-se o percentual do custo adicional, acrescentando-se a este somatório o custo dos juros regulatórios.

108. Os bens que não apresentam similaridade com aqueles relacionados no Banco de Preços da concessionária devem ser avaliados por meio da atualização dos valores históricos contábeis pela aplicação dos índices Indústria de Transformação – Material Elétrico – Motores e Geradores, coluna 40 (transformador de força, incluindo de distribuição, de aterramento e de serviços auxiliares), e Indústria de Transformação – Material Elétrico – Outros, coluna 41 (para os demais bens pertencentes a linhas de transmissão, medidores, e equipamentos de subestação), apurados pela FGV e, na ausência destes (coluna 40 e 41), o índice Indústria de Transformação – Máquinas, Aparelhos e Materiais Elétricos, coluna 34, apurado pela FGV.

109. Observa-se, entretanto, que os índices das colunas 40 e 41, onde aplicáveis, devem ser utilizados para valores até o mês de dezembro de 2008 e, a partir de janeiro de 2009, deve ser utilizado para atualizações e/ou retroações o índice da coluna 34, apurado pela FGV.

3.5. VEÍCULOS

110. Devem ser avaliados apenas os veículos vinculados ao serviço público de transmissão de energia elétrica, relacionados às atividades de transmissão e/ou administração.

111. Para os veículos, a validação das listas de controle patrimonial específicas pode ser feita mediante realização de inspeções de campo por amostragem aleatória simples, conforme definido abaixo:

a) para o cálculo do tamanho da amostra (m) a ser inspecionada, deve-se considerar: 90% de nível de confiança (Z); 10% de margem de erro amostral (e); e 50% como estimativa inicial da proporção dos veículos; e ter uma determinada característica esperada na concessionária ($P0$):

$$m = \frac{M}{\frac{e^2 * (M - 1)}{Z^2 * (P0 * (1 - P0))} + 1} \quad (8)$$

onde:

m : tamanho da amostra;

M : Quantidade total de itens (elementos) do grupo veículos.

e : margem de erro amostral;

Z : intervalo de confiança;

$P0$: característica esperada

b) definido o tamanho da amostra, deve ser feita uma seleção aleatória dos ativos da amostra a serem inspecionados;

c) entende-se como proporção dos elementos *veículos* com uma determinada característica esperada, a razão calculada da seguinte forma:

$$\hat{p}_{AC} = \frac{E_j}{m} \quad (9)$$

onde:

E_j : número de elementos com a característica esperada;

M : tamanho da amostra;

\hat{p}_{AC} : proporção dos veículos com uma determinada característica esperada na concessionária.

d) os elementos com a característica esperada são os ativos físicos efetivamente existentes, que correspondam, tanto em termos quantitativos, quanto qualitativos (referentes às características e especificações técnicas dos itens inspecionados), aos ativos constantes no controle patrimonial ou controle da área comercial/financeira, da concessionária;

e) com base na proporção estimada deve-se obter a estimativa da proporção na concessionária (\hat{p}_{AC});

f) caso a estimativa obtida da proporção na concessionária (\hat{p}_{AC}), subtraído 10%, seja menor que 80%, deve-se realizar o censo de todos os veículos da concessionária de transmissão de energia elétrica. Caso o resultado obtido seja maior ou igual a 80%, as listas de controle patrimonial respectivas podem ser validadas e utilizadas para realização dos trabalhos de avaliação e conciliação físico-contábil.

112. Após a verificação física dos veículos escolhidos aleatoriamente e confirmação dos controles da concessionária, esses bens devem ter seus valores de reposição obtidos através de publicações especializadas. O valor de mercado em uso será obtido de modo idêntico ao utilizado para máquinas e equipamentos.

113. Considerando-se o entendimento e esclarecimentos do valor de mercado em uso, para efeito regulatório, e para as concessionárias do serviço público de transmissão do setor elétrico, em nenhuma hipótese deve-se utilizar o método comparativo de mercado para a avaliação dos veículos.

114. Pode-se utilizar o método expedito para a avaliação desses bens, por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA.

3.6. MÓVEIS E UTENSÍLIOS

115. Devem ser avaliados apenas os móveis e utensílios vinculados ao serviço público de transmissão de energia elétrica e administração.

116. Para os móveis e utensílios, a validação das listas de controle patrimonial específicas pode ser feita mediante realização de inspeções de campo por amostragem aleatória simples, conforme definido para os veículos.

117. Após a verificação física dos móveis e utensílios escolhidos aleatoriamente e validação dos controles da concessionária, a empresa de avaliação deve analisar a relação contábil desses bens, evitando-se que a relação validada contenha informações que não reflitam a realidade.

118. No que se refere aos equipamentos de informática incluídos nesse grupo de bens, deve ser levada em consideração na análise a evolução tecnológica desses bens.

119. Deve ser utilizado o método expedito para a avaliação desses bens, por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA.

3.7. SOFTWARES

120. Deve ser efetuado levantamento dos softwares efetivamente utilizados pela concessionária identificando as características técnicas de cada um (fabricante, nome do software, versão, módulos adquiridos/instalados, empresa responsável pela implantação, função/utilização principal, entre outras). Deve ser identificada a conta contábil onde cada software se encontra registrado e se o software relacionado é utilizado também por outras concessionárias pertencentes ao mesmo grupo.

121. No caso de softwares desenvolvidos pela própria concessionária, deve ser verificada se foi aberta Ordem de Serviço para o desenvolvimento do software. Caso positivo, o software deve ser avaliado.

122. O valor de reposição desses bens é determinado por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA.

3.8. ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO

123. O almoxarifado de operação, vinculado à operação e manutenção de máquinas, instalações e equipamentos necessários à prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, é considerado para compor a base de remuneração conforme critérios definidos a seguir:

a) integram a base de remuneração dos saldos médios dos últimos 12 (doze) meses das seguintes subcontas previstas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico:

112.71.1 – Matéria Prima e Insumos para produção de Energia Elétrica;

112.71.2 – Material (exceto os saldos das subcontas: 112.71.2.4 – Destinado à alienação;

112.71.2.3 – Emprestado; e 112.71.2.6 – Resíduos e sucatas);

112.71.3 – Compras em curso; e

112.71.4 – Adiantamentos a fornecedores.

b) os saldos médios dos últimos 12 (doze) meses das contas abaixo relacionadas devem ser deduzidos do saldo total a ser considerado para o almoxarifado de operação:

112.71.8 – (-) Provisão p/ Perdas em Estoque; e

112.71.9 – (-) Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado.

3.9. ATIVO DIFERIDO

124. Os Ativos Diferidos, vinculados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, são considerados para compor a base de remuneração conforme critérios a seguir estabelecidos:

a) o Ativo Diferido faz parte, juntamente com os Investimentos e o Ativo Imobilizado, do Ativo Permanente, e não deve ser confundido com as Despesas Pagas Antecipadamente, que são classificadas à parte no Ativo Circulante ou no Realizável a Longo Prazo.

b) o Ativo Diferido pode se referir tanto ao investimento realizado pela concessionária com benfeitorias em propriedades de terceiros, quanto ao investimento realizado para organização/implantação e ampliação da concessionária, enquanto em curso.

c) os Ativos Diferidos caracterizam-se por serem ativos intangíveis, que são amortizados por apropriação às despesas operacionais, no período de tempo em que estiverem contribuindo para a formação do resultado da empresa.

d) devem compor a base de remuneração as seguintes subcontas:

133.01.1.1.01 – Despesas Pré-Operacionais: nesta subconta, conforme preceitua o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico , deverão estar apropriadas, para efeito de reintegração e que deverão compor a base de remuneração, somente as despesas pré-operacionais de organização ou implantação, e de ampliação da concessionária, sujeitas à reintegração pelo sistema de quotas periódicas.

133.01.1.1.02 – Benfeitorias em Propriedade de Terceiros: nesta subconta, conforme preceitua o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico , deverão estar apropriadas, para efeito de reintegração e que deverão compor a base de remuneração, somente as despesas realizadas com benfeitorias em propriedades de terceiros, sujeitas à amortização por meio de quotas mensais.

e) o valor de reposição desses bens é determinado por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA.

f) Os valores de mercado em uso do ativo diferido devem ser determinados aplicando-se a taxa de amortização anual sobre o valor histórico atualizado e preservada a taxa/vida útil do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

3.10. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

125. São recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

126. A depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é computada no cálculo da receita requerida da Concessionária.

127. Em atendimento às disposições contidas nesta Resolução, devem compor a base de remuneração para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de transmissão de energia elétrica, como redutoras do ativo imobilizado em serviço, e avaliadas conforme os procedimentos a seguir:

a) identificar a participação das Obrigações Especiais na correspondente ODI da respectiva conta do ativo imobilizado em serviço;

b) identificar a participação ou a proporcionalidade da Obrigação Especial no respectivo valor da ODI na respectiva conta do ativo imobilizado em serviço; e

c) aplicar a mesma variação verificada entre o valor novo de reposição (valor de avaliação) e o valor contábil, não depreciado, na respectiva conta do ativo imobilizado em serviço, sobre o saldo da obrigação especial (custo corrigido, sem deduzir a depreciação), por ODI.

128. Caso a concessionária esgote, sem êxito, todos os meios de que dispõe para identificação da participação de obrigações especiais nas respectivas ODI da conta Máquinas e Equipamentos, pode aplicar, alternativamente, a variação verificada entre o valor novo de reposição total e o valor contábil original, não depreciado, da conta Máquinas e Equipamentos, sobre o saldo das Obrigações Especiais (saldo corrigido, sem deduzir a depreciação), para determinação do valor atualizado das Obrigações Especiais a ser considerado como parcela redutora na base de remuneração.

129. As quotas de depreciação dos bens constituídos com recursos de Obrigações Especiais, independentemente da sua data de formação, deverão ter seus efeitos anulados no resultado contábil. A cota de reintegração calculada sobre o valor do bem adquirido com recurso de Obrigação Especial debitada na conta 615.0X.XX (Naturezas de Gastos 53 – Depreciação e 55 – Amortização), será transferida a débito da subconta 223.0X.X.5 06 – Participações e Doações – Reintegração Acumulada – AIS – Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. Para a apuração do valor da reintegração, deverá ser utilizada a taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos de Obrigações Especiais.

3.11. CONCILIAÇÃO FÍSICO-CONTÁBIL

130. Esta conciliação tem por objetivo a determinação do percentual acumulado de depreciação, por bem, que deve ser aplicado sobre o valor novo de reposição para obtenção do valor de mercado em uso de cada bem.

131. Os registros contábeis utilizados para a conciliação físico-contábil devem, necessariamente, estar na mesma data-base dos trabalhos de avaliação.

132. As sobras físicas apuradas no processo de conciliação físico-contábil devem ser avaliadas e identificadas no Laudo de Avaliação e somente serão aceitas mediante comprovação através de notas fiscais.

133. As sobras físicas devem ser depreciadas tomando-se por base a idade da formação do bem. Não dispondo de documentação que comprove a data da entrada do bem em serviço, esgotados todos os meios de que dispõe, a concessionária deve considerar:

a) para os bens de forma de cadastramento individual: atribuir a data de capitalização da ODI/Conta, em que está localizada o bem;

b) para os bens de forma de cadastramento massa: atribuir a data do bem idêntico mais antigo da ODI/Conta.

134. As sobras contábeis não devem ser avaliadas.

135. A ANEEL, quando valida a base de remuneração para inclusão na revisão tarifária, não está validando as sobras físicas para inclusão nos registros contábeis, devendo, a concessionária proceder aos ajustes das sobras e faltas na contabilidade, conforme estabelece o Manual de Contabilidade do Setor

Elétrico - MCSE, os quais deverão permanecer à disposição da fiscalização da ANEEL por um período não inferior a 60 (sessenta) meses.

4. APRESENTAÇÃO DO RELATÓRIO (LAUDO) DE AVALIAÇÃO

136. Os laudos de avaliação deverão ser protocolados na ANEEL, até 4 (quatro) meses antes da data da revisão tarifária da concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica.

137. A data base do laudo de avaliação deve ser o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária de cada concessionária de transmissão de serviço público de energia elétrica.

138. As informações contábeis referentes às adições, baixas, depreciação e obrigações especiais ocorridas entre a data-base do laudo de avaliação e o mês contábil fechado, com o respectivo Balancete Mensal Padronizado – BMP, anterior à data da revisão tarifária deverão ser encaminhadas à ANEEL conforme modelo de planilha a ser fornecido pela ANEEL. Essas informações, após analisadas e validadas pela fiscalização, deverão compor a base de remuneração, desde que apresentadas à ANEEL com a antecedência de 50 (cinquenta) dias antes da data da revisão.

139. O laudo de avaliação deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

I. Introdução

Apresentar descrição sumária do trabalho realizado.

II. Caracterização da Concessão

Deve ser apresentada uma visão geral da concessão avaliada:

- a) apresentar informações sobre a área da concessão avaliada: (área total da concessão em quilômetros quadrados; mapa da área de concessão; quantidade de municípios abrangidos; quantidade de linhas de transmissão, n° de circuitos por trecho de linha de transmissão, n° de subestações, capacidade de transmissão por trecho de linha de transmissão, quantidade de quilômetros de linhas de transmissão - projeção em solo, e condição de fronteira - n° de pontos de acesso e sua localização na concessão e n° de pontos de medição de fronteira e sua localização);
- b) informar como a concessionária avaliada está organizada do ponto de vista da sua estrutura operacional (quantas regionais a concessionária possui e como estão distribuídas; onde está localizada a sede administrativa da concessionária; quantos almoxarifados de operação a concessionária possui e como estão distribuídos; relacionar as principais unidades de apoio operacional que a concessionária possui e como estão distribuídas – oficinas, centros de manutenção, laboratórios, centros operacionais, pátios de veículos, centros de treinamento, entre outros).

III. Caracterização do Trabalho Executado

a) Subestações

- apresentar relação das subestações da concessionária indicando, para cada uma: relação de transformação (tensões de entrada e saída – kV) e potência total instalada (MVA);
- fator de utilização (%), demanda máxima (MVA), estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação, expectativa de crescimento percentual de carga atendida pela subestação para o período projetado de 10 anos, característica técnica (se é compacta, SF 6 abrigada etc.), número de alimentadores, características operacionais gerais (se é assistida ou telecomandada; data de entrada em operação etc.) e valores apurados para o grupo máquinas e equipamentos (valor novo de reposição com e sem índice de aproveitamento e valor de mercado em uso).
- Todas as relações de inventariado devem ser apresentadas conforme estrutura dos Centros Modulares, definidos pela Resolução Homologatória nº [758/2009](#) – Anexos.
- Para cada subestação, os valores considerados para os equipamentos reserva (reserva técnica), devem ser relacionados na lista respectiva do Centro Modular em que estão alocados, com a devida descrição “RESERVA”.

b) Linhas de transmissão

- considerando os Tipos de Instalações de Transmissão estabelecidos na Instrução Geral nº 6.6 do MCPSE, informar, por classe de tensão, os totais de quilômetros de linhas, com as quantidades de estruturas e tipos/bitolas de cabos associados (por trecho), nº de circuitos por trecho, apresentando os respectivos valores apurados para o Valor Novo de Reposição e Valor de Mercado em Uso;

c) Terrenos e Edificações

- apresentar relação com todos os imóveis de propriedade da concessionária, indicando os que foram considerados na base de remuneração e os que foram excluídos (a relação deve ser dividida em duas partes – imóveis considerados na base de remuneração e imóveis excluídos da Base de Remuneração). A relação deve indicar a designação e endereço de cada imóvel de forma a possibilitar sua clara identificação.
- devem ser informados, para cada imóvel considerado na base de remuneração, os VNR's com e sem índice de aproveitamento e Valor de Mercado em Uso, subdivididos em terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias. A relação deve apresentar as referências dos laudos de avaliação para os imóveis relacionados, o percentual de índice de aproveitamento aplicado, bem como a destinação de uso do imóvel.
- apresentar, para cada imóvel excluído da base de remuneração, os VNR's e Valor de Mercado em Uso, subdivididos em terrenos, edificações e benfeitorias. A relação deve apresentar as referências dos laudos de avaliação para os imóveis relacionados, bem como a destinação de uso do imóvel, valores registrados na contabilidade; conta contábil onde o imóvel se encontra registrado; número de registro patrimonial; e a razão da exclusão (imóvel alugado, imóvel cedido a terceiros, entre outras razões).
- apresentar relação das benfeitorias avaliadas e incluídas na base de remuneração e que se encontrem erigidas em terrenos de propriedade de terceiros. Devem ser informados, para cada benfeitoria considerada na base de remuneração, os VNR's com e sem índice de aproveitamento e Valor de Mercado em Uso, o percentual de índice de aproveitamento aplicado, bem como a destinação de uso do imóvel. A relação deve apresentar, ainda, as referências dos laudos de avaliação para as benfeitorias listadas.

d) Veículos

- informar se a concessionária trabalha com frota própria de veículos ou terceirizou o serviço, bem como o total de veículos da frota própria da concessionária de transmissão de

energia elétrica, discriminando por tipo de veículo, bem como, o total de veículos da frota própria da concessionária efetivamente utilizados nos serviços de transmissão de energia elétrica, discriminado por tipo de veículo, com os respectivos valores apurados (VNR e Valor de Mercado em Uso).

e) Software

- apresentar relação dos softwares considerados na base de remuneração, indicando as características técnicas (fabricante, nome do software, versão, módulos adquiridos/instalados, empresa responsável pela implantação, entre outras), função/utilização principal e valores apurados. Deve ser indicada a conta contábil onde cada software se encontra registrado e se o software relacionado é utilizado por outras concessionárias pertencentes ao mesmo grupo.

f) Servidões Permanentes

- apresentar relação com os totais de faixas de servidão consideradas (áreas e extensões totais) e respectivos valores apurados para compor a base de remuneração (saldo contábil e valor apurado para a base de remuneração).

g) Apresentar os seguintes quadros resumos do trabalho, conforme modelos no final deste anexo:

- Quadro 1 – Base blindada atualizada 1º ciclo;
- Quadro 2 – Resumo por conta;
- Quadro 3 – Resumo consolidado por conta - base blindada atualizada 1º ciclo + incremental 2º ciclo (bens elegíveis);
- Quadro 4 – Resumo consolidado por atividade/conta;
- Quadro 5 – Resumo consolidado por conta - base blindada atualizada 1º ciclo + incremental 2º ciclo (bens elegíveis);
- Quadro 6 – Resumo consolidado da base blindada atualizada 1º ciclo + incremental 2º ciclo (bens elegíveis);
- Quadro 7 – Resumo de sobras;
- Quadro 8 – Comparativo contábil x avaliado do incremental 2º ciclo;

IV. Metodologia Aplicada

A descrição da metodologia aplicada consiste em apresentar as informações sobre os procedimentos, critérios e metodologias aplicadas na realização do trabalho de avaliação objeto desta Resolução, elencados a seguir:

a) Para os levantamentos de campo (inventários):

- Apresentar informações sobre a logística utilizada para realização dos levantamentos de campo – imóveis, subestações e linhas;
- Apresentar informações sobre os procedimentos utilizados para realização dos levantamentos de campo – imóveis, subestações e linhas;
- Apresentar informações sobre as equipes utilizadas nos levantamentos de campo (quantidades e perfis dos profissionais que participaram dos trabalhos de levantamento de campo, incluindo os profissionais que participaram das atividades de coordenação/gerenciamento) – imóveis, subestações e linhas;

- Apresentar informações sobre o tempo gasto para realizar os levantamentos de campo (datas de início e de conclusão) – imóveis, subestações e linhas;
 - Subestações – apresentar considerações sobre a qualidade e confiabilidade dos controles patrimonial e de engenharia da concessionária, apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, entre outras informações julgadas relevantes para retratar a situação encontrada;
 - Linhas – indicar as ODI-LT vistoriadas e apresentar considerações sobre as “não conformidades” verificadas por ocasião da realização dos levantamentos de campo (observar disposições desta Resolução), apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, bem como sobre a qualidade e confiabilidade dos controles patrimonial e de engenharia da concessionária, entre outras informações julgadas relevantes; e
 - Imóveis – apresentar considerações sobre a qualidade e confiabilidade dos controles patrimonial e de engenharia da concessionária (existência de plantas atualizadas, documentos de propriedade etc.), apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, entre outras informações julgadas relevantes para retratar a situação encontrada.
- b) Critérios utilizados para inclusão de ativos na base de remuneração (critérios de elegibilidade).
- c) Critérios utilizados para aplicação dos índices de aproveitamento.
- d) Procedimentos e critérios utilizados para validação dos controles da concessionária para as contas/grupos de ativos: veículos, móveis e utensílios, servidões, equipamentos de informática e softwares.
- e) Procedimentos e critérios utilizados para valoração dos grupos de ativos referentes a “Intangíveis”, “Edificações, obras civis e benfeitorias”, “Máquinas e equipamentos”, “Veículos” e “Móveis e utensílios”, “Equipamentos de informática” e “Softwares”. Para os terrenos, apresentar, juntamente com a descrição dos procedimentos e critérios utilizados, relação com os fatores de homogeneização aplicados com esclarecimentos sobre cada um e indicação das faixas de abrangência utilizadas – valores mínimos e valores máximos – para cada fator.
- f) Critérios utilizados para consideração das servidões (faixas de servidão – conta intangíveis). Explicitar os procedimentos e critérios utilizados para considerar: as servidões cujos direitos de uso foram adquiridos de forma onerosa; as servidões cujos direitos de uso foram adquiridos de forma não onerosa; e as servidões cujos terrenos correspondentes foram adquiridos pela concessionária com escritura registrada em cartório de registro de imóveis.
- g) Critérios utilizados para considerar os equipamentos reserva (reserva técnica).
- h) Informações sobre os demais procedimentos, critérios e referências considerados.
- i) Apresentar cópia dos contratos das obras realizadas em regime “turn-key”

V. Identificação dos Ativos Não Elegíveis

Apresentar relação, com justificativa, dos ativos definidos como não elegíveis (ativos excluídos da Base de Remuneração), com indicação das seguintes informações: destinação de uso do ativo; razões que levaram à exclusão; e contas contábeis onde os ativos encontram-se apropriados. Devem ser apresentadas notas explicativas para os ativos excluídos e que se encontrem em situação particular na época da realização dos trabalhos de avaliação, tais como: instalações construídas e não colocadas em serviço, instalações em reforma e desativadas temporariamente, instalações a serem alienadas, entre outras.

VI. Conciliação Físico-Contábil

Informar os procedimentos e critérios utilizados para realização do processo de conciliação físico-contábil.

Apresentar informação resumida das sobras e faltas apuradas, após a realização do processo de conciliação entre o arquivo de controle patrimonial e a base física da concessionária (controles patrimonial e de engenharia), a serem ajustadas no sistema de controle patrimonial da concessionária conforme quadros 3 e 4 deste Anexo.

VII. Obrigações Especiais

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Obrigações Especiais, considerado na base de remuneração.

VIII. Almocharifado de Operação

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Almocharifado de Operação, considerado na base de remuneração.

IX. Ativo Diferido

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Ativos Diferidos, considerado na base de remuneração.

X. Imóveis que se encontram em processo de Regularização

Apresentar relação dos imóveis incluídos na base de remuneração que não possuem documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária e que se encontram em processo de regularização, fornecendo informações sobre a situação atual de cada um no que se refere à posição em termos de documentação e atividades atualmente exercidas pela concessionária no local. A relação em questão deve trazer, no mínimo, as seguintes informações: designação do imóvel, endereço completo, referência do laudo de avaliação, valor de mercado em uso e valor final apurado para inclusão na base de remuneração.

XI. Considerações

Indicar as eventuais inconsistências e/ou particularidades que mereçam ser destacadas, verificadas no decorrer da realização dos trabalhos, apresentando as justificativas técnicas cabíveis.

XII. Considerações Finais

Apresentar as considerações finais a respeito do trabalho desenvolvido.

5. ARQUIVOS A SEREM ENCAMINHADOS EM MEIO MAGNÉTICO

140. Relacionar e descrever, de forma resumida, o conteúdo, forma de organização e demais detalhes técnicos necessários à completa identificação e caracterização das informações apresentadas e que possibilitem a adequada utilização dos arquivos encaminhados por meio magnético.

141. Os arquivos encaminhados devem trazer todas as informações solicitadas nesta Resolução, bem como aquelas necessárias ao adequado entendimento e caracterização, com o maior nível de detalhamento possível, dos trabalhos realizados.

142. Os arquivos em meio magnético devem trazer, dentre outras, as seguintes informações:

- a) Relatório de Avaliação – Sumário Executivo (com todas as relações e anexos);
- b) laudos de avaliação dos imóveis vistoriados e considerados na base, incluindo identificação, localização, valores de mercado e de índice de aproveitamento;
- c) orçamentos detalhados das edificações (com memórias de cálculos e fórmulas utilizadas), com referências dos Laudos de Avaliação respectivos;
- d) relação para cada subestação, indicando individualmente os equipamentos/materiais (incluindo-se estruturas metálicas ou de concreto), considerados para compor a base de remuneração com os respectivos valores apurados (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Valor de Mercado em Uso e Valor apurado para a Base de Remuneração), datas de entrada em operação, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nestas relações devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas, devendo também estar informado o tipo da subestação (SF6, convencional ou especial) e se a mesma é rural ou urbana. Também devem ser elaborados um resumo com os valores apurados por subestação e um resumo com os valores apurados, totalizando todas as subestações;
- e) relação resumida para cada subestação contendo os valores contábeis históricos e os valores apurados na avaliação (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada Valor de Mercado em Uso, Valor do Índice de Aproveitamento Depreciado e Valor apurado para a base de remuneração), para os terrenos, edificações e benfeitorias e máquinas e equipamentos;
- f) relação para cada linha de transmissão operando com tensão maior que 34,5 kV, indicando individualmente os equipamentos/materiais considerados para compor a Base de Remuneração com os respectivos valores apurados (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Valor de Mercado em Uso, Valor do Índice de Aproveitamento Depreciado e Valor apurado para a base de remuneração), datas de entrada em operação, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nestas relações devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas, devendo também estar informado se a linha é aérea ou subterrânea e se é urbana ou rural. Devem ser elaborados um resumo com os valores apurados por ODI-LT e um resumo com os valores apurados, totalizando todas as ODI-LT;
- g) Relação para cada linha de transmissão operando com tensão até 34,5 kV, indicando individualmente os equipamentos/materiais considerados para compor a Base de Remuneração com os respectivos valores apurados (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Valor de Mercado em Uso e Valor apurado para a base de remuneração), datas de entrada em operação, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nestas relações devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas, devendo também estar informado se a rede é aérea ou subterrânea e se é urbana ou rural. Devem ser elaborados um resumo com os valores apurados por ODI-LT e um resumo com os valores apurados totalizando todos as ODI-LT;
- h) equipamentos de reserva considerados para compor a base de remuneração (uma relação com os equipamentos reserva computados na base de remuneração, indicando, para cada um, a subestação e/ou instalação onde está localizado);

- i) relação individualizada das demais máquinas, equipamentos e materiais considerados para compor a base de remuneração com os respectivos valores apurados (VNR, Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Índice de Aproveitamento Depreciado, Valor de Mercado em Uso e Valor apurado para a base de remuneração), datas de entrada em operação, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nesta relação devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas;
- j) relações detalhadas referentes ao processo de conciliação físico-contábil, indicando os bens conciliados, as sobras contábeis e as faltas (sobras físicas);
- k) deve ser apresentada uma versão em meio magnético nas linguagens Access e Excel, contemplando para cada bem, no mínimo as seguintes informações, na ordem sequencial abaixo:

Informações contábeis							
1	2	3	4	5	6	7	8
Conta contábil	Número patrimônio	Dígito incorporação	ODI	UC concessionária	UC manual de contabilidade	Taxa Anual Depreciação (%)	UAR

Informações contábeis							
9	10	11	12	13	14	15	16
Descrição Contábil do bem	Qtd	Unidade	Data Imobilização (dd/mm/aa)	Valor Original Contábil (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	% Depreciação acumulada	Valor Residual Contábil (R\$)

Informações da base física					Dados do banco de preços	
17	18	19	20	21	22	23
Descrição técnica	Tipo de estrutura	Status Classe Tensão	Reserva	ODI Engenharia	Código do material	Descrição do código do material

Resultado da avaliação								
24	25	26	27	28	29	30	31	32
VNR (R\$)	% do Ind. Aprov.	Valor do IA Integral (R\$)	VNR Menos IA Integral (R\$)	% Depreciação acumulada	Depreciação Acumulada (R\$)	VMU (R\$)	Valor do IA depreciado (R\$)	VBR (R\$)

Formação do Valor Novo de Reposição											
Valor de fábrica e de componente menor											
33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Valor de Fábrica Unitário (R\$)	Componente menor unitário (%)	Componente Menor Unitário (R\$)	Valor Fábrica mais COM (unitário) (R\$)	Qtde. 1	Unidade 1	Fator Conversão kg/m	Qtde. 2	Unidade 2	Total do valor de fábrica (R\$)	Total de Componente Menor (R\$)	Total de valor de fábrica mais COM (R\$)

Formação do Valor Novo de Reposição							
Custo adicional sem JOA						JOA	
45	46	47	48	49	50	51	52
Custo Frete (R\$)	Custo Projeto (R\$)	Custo Gerenciamento (R\$)	Custo Montagem (R\$)	Total de custo adicional sem JOA (R\$)	Custo Adicional Total (%)	JOA (%)	JOA (R\$)

Informações de Atualização					Informações Auxiliares					
53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63

Atualizado (A) ou Banco de Preços (BP) ou Terreno avaliado (TA) ou Edificação orçamento (EO)	Índice Utilizado Para atualização	Índice na data-base	Índice na data de aquisição	Fator atualização	Doação	Incorporação de rede	LPT	Status SE1	Status SE2	Status SE3
--	-----------------------------------	---------------------	-----------------------------	-------------------	--------	----------------------	-----	------------	------------	------------

Informações Auxiliares						
64	65	66	67	68	69	70
Status GE1	Status GE2	Status GE3	Status Processo regularização	Status Instalação 1	Status Instalação 2	Status Instalação 3

Informações Auxiliares						
71	72	73	74	75	76	77
Identificador de linha no Quadro 2	Identificador de linha no Quadro 4	Status de Elegibilidade	Status de Conciliação	Controle de Abertura Contábil	Controle Numeração Física	Identificador Conjunto Consumidor

Legendas das colunas:

Coluna 37	Informar quantidade avaliada
Coluna 38	Informar unidade (m, kg, pc, m², etc)
Coluna 39	Preencher apenas para os condutores nus cuja unidade no coluna 38 seja kg
Coluna 40	Informar quantidade em metros (m) para os condutores nus e repetir a quantidade da coluna 37 para os demais bens
Coluna 41	Repetir os dados da coluna 38 para todos os bens, exceto para condutores nus cuja unidade a ser informada deve ser metros (m)
Coluna 53	Informar se o bem foi atualizado (A) ou foi utilizado banco de preços (BP) ou foi terreno avaliado (TA) ou edificação calculada via orçamento (EO).
Coluna 54	Informar o índice utilizado (IPCA, INCC, IPA 40 ou IPA 41 e, a partir de janeiro de 2009, IPA 34)
Coluna 55	Informar o índice na data-base do laudo de avaliação
Coluna 56	Informar o índice na data de incorporação do bem
Coluna 58 a 60	Identificar com "x" esses bens
Coluna 61	Informar nome da subestação
Coluna 62	Informar o bay da subestação
Coluna 63	Informar a posição operativa
Coluna 64	Informar nome da usina
Coluna 65	Informar o piso onde se encontra o bem
Coluna 66	Informar posição por piso
Coluna 68	define o tipo da instalação
SE	subestação
LT	linhas de subtransmissão
ED	equipamentos diversos
Coluna 69	abertura por tipologia
ISO	intangível software
ISER	intangível servidão
IOU	intangível outros
TE	terreno
EOB	edificações, obras civis e benfeitorias
ET	telecomunicação
Coluna 70	Preencher no caso de imóveis (terrenos e edificações) - numerar o imóvel de acordo com planilha auxiliar de avaliação

- 1) memória dos cálculos utilizados na composição dos JOA's, Almoxarifado de Operação, Ativo Diferido e Obrigações Especiais.

6. CÁLCULO DO CUSTO ANUAL DOS ATIVOS ELÉTRICOS

143. A remuneração do capital é composta pelo retorno do capital (depreciação) e o retorno sobre o capital (rentabilidade), sendo anualizada no período tarifário, através da seguinte expressão:

$$CAAE = \left(\sum_{i=1}^4 \frac{RBC_i + D_i}{(1 + r_{WACC})^i} \right) \cdot \left(\frac{r_{WACC}}{1 - (1 + r_{WACC})^{-n}} \right) \quad (10)$$

$$RBC_i = \frac{BRRl_{i-1} * r_{WACC}}{(1 - T)} \quad (11)$$

$$D_i = BRRb_{i-1} * \delta \quad (12)$$

onde:

CAAE: Custo Anual dos Ativos Elétricos;

RBC_i: remuneração bruta de capital no ano *i*;

D_i: Quota de Reintegração Regulatória;

r_{WACC}: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda;

BRRb_{i-1}: Base de remuneração regulatória bruta no ano *i-1*;

BRRl_{i-1}: Base de remuneração regulatória líquida no ano *i-1*;

n: Número de anos do próximo período tarifário (igual a 4 ou 5 anos);

δ: Taxa média de depreciação das instalações;

T: tributos.

144. O valor residual dos ativos, que corresponderá à base de remuneração líquida, ao final de cada ano, será dado pela base líquida no ano anterior acrescida dos investimentos projetados no ano e subtraindo-se as depreciações e desmobilizações.

APÊNDICES

APÊNDICE I – RESUMO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

Folha com o Resumo da Base de Remuneração, conforme modelo a seguir:

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

REVISÃO TARIFÁRIA PERÍODICA

RESUMO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

CONCESSIONÁRIA:

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº _____

EMPRESA CONTRATADA PARA O TRABALHO DE ELABORAÇÃO DO LAUDO DE AVALIAÇÃO:

BASE DE REMUNERAÇÃO – RESOLUÇÃO ANEEL Nº xxxx, DE xx/xx/xxxx

Nº	<i>DISCRIMINAÇÃO DOS ITENS</i>	<i>VALOR em Reais</i>
01	Ativo Imobilizado em Serviço	
02	Almoxarifado de Operação	
03	Ativo Diferido	
04	Obrigações Especiais (-)	
	TOTAL DA BASE DE REMUNERAÇÃO	

Local e data

Assinaturas dos Responsáveis pela Concessionária

A Concessionária deve encaminhar à Superintendência de Fiscalização Econômica – SFF/ANEEL, por meio de Ofício ou Carta, o laudo de avaliação com seus respectivos anexos e arquivos em meio magnético, devidamente assinado pelo representante legal da concessionária, acompanhado da Declaração de Independência e da Declaração de Fato Superveniente, citadas no tópico Credenciamento.

APÊNDICE II – QUADROS RESUMOS

QUADRO 1 – BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO

Concessionária:			
Data-base 1º ciclo:			
Data-base 2º ciclo:			
CONTA	ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO		R\$
Intangíveis	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	
Terrenos	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	
Máquinas e Equipamentos	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	

		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	
Veículos	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	
Móveis e Utensílios	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	
Total AIS	VNR		
	Depreciação Acumulada		
	VMU		
	VBR		
CONTA		DEMAIS CONTAS INTEGRANTES DA BASE DE REMUNERAÇÃO	R\$
Almoxarifado em Operação	Almoxarifado em operação do 1º ciclo		
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M		
	(+) Ajuste movimentações no 2º ciclo		
	Almoxarifado em operação do 1º ciclo atualizado		
Ativo Diferido	Ativo Diferido do 1º ciclo		
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M		
	(+) Ajuste movimentações no 2º ciclo		
	Ativo Diferido do 1º ciclo atualizado		
Capital de Giro	Capital de Giro do 1º ciclo		
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M		
	(+) Ajuste do 2º ciclo		
	Capital de Giro do 1º ciclo atualizado		
Obrigações Especiais	OE no 1º ciclo		
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M		
	OE do 1º ciclo atualizada		

QUADRO 2 – RESUMO POR CONTA

O quadro a seguir deve ser preenchido para: 2A) BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO; 2B) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS); 2C) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS NÃO ELEGÍVEIS)

CONTA CONTÁBIL	DADOS CONTÁBEIS				DADOS DO RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO										
	Valor Original (Custo Corrigido) (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	Valor Residual (R\$)	% Deprec.	Valor Novo de Reposição (VNR) (R\$)				IA Integral (R\$)	VNR menos valor do IA Integral (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) (R\$)	IA Deprec. (R\$)	Valor na BRR (VBR) (R\$)	% Deprec.
					VF	COM	CA	VNR							
	a	b	c	d=b/a	e	f	G	h=e+f+g	i	j=h-i	k	l=h-k	m	n=l-m	o=k/h
1 - INTANGÍVEIS - total															
1.1 - Servidões permanentes															
1.2 - Softwares															
1.3 - Outros															
2 - TERRENOS - total															
2.1 - Terrenos - transmissão															
2.2 - Terrenos - administração															
3 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - total															
3.1 - Edificações, obras civis e benfeitorias transmissão															
3.2 - Edificações, obras civis e benfeitorias - administração															
4 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - total															
4.1 - Máquinas e equipamentos de transmissão															
4.2 - Máquinas e equipamentos - administração															
5 - VEÍCULOS - total															
5.1 - Veículos - transmissão															
5.2 - Veículos - administração															
6 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS - total															
6.1 - Móveis e utensílios - transmissão															
6.2 - Móveis e utensílios - administração															
TOTAL GERAL AIS ELEGÍVEL															
ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO															
ATIVO DIFERIDO															
OBRIGAÇÕES ESPECIAIS															
TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO															

Legenda: VF: Valor de Fábrica; COM: Componente menor; CA: Custo adicional; BRR: Base de remuneração; IA: Índice de aproveitamento

Observação: Para a base blindada atualizada, preencher apenas o campo (h) no item VNR.

QUADRO 3 – RESUMO CONSOLIDADO POR CONTA - BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO + INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS)

CONTA CONTÁBIL	DADOS CONTÁBEIS				DADOS DO RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO										
	Valor Original (Custo Corrigido) (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	Valor Residual (R\$)	% Deprec.	Valor Novo de Reposição (VNR) (R\$)				IA Integral (R\$)	VNR menos valor do IA Integral (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) (R\$)	IA Deprec. (R\$)	Valor na BRR (VBR) (R\$)	% Deprec.
					VF	COM	CA	VNR							
	a	b	c	d=b/a	e	f	G	h=e+f+g	i	j=h-i	k	l=h-k	m	n=l-m	o=k/h
1 - INTANGÍVEIS - total															
1.1 - Servidões permanentes - 1º ciclo															
1.2 - Servidões permanentes - 2º ciclo															
1.3 - Softwares - 1º ciclo															
1.4 - Softwares - 2º ciclo															
1.5 - Outros - 1º ciclo															
1.6 - Outros - 2º ciclo															
2 - TERRENOS - total															
2.1 - Terrenos transmissão - 1º ciclo															
2.2 - Terrenos – transmissão - 2º ciclo															
2.3 - Terrenos - administração - 1º ciclo															
2.4 - Terrenos - administração - 2º ciclo															
3 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - total															
3.1 - Edificações, obras civis e benfeitorias transmissão - 1º ciclo															
3.2 - Edificações, obras civis e benfeitorias transmissão - 2º ciclo															
3.3 - Edificações, obras civis e benfeitorias - administração - 1º ciclo															
3.4 - Edificações, obras civis e benfeitorias - administração - 2º ciclo															
4 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - total															
4.1 - Máquinas e equipamentos - transmissão - 1º ciclo															
4.2 - Máquinas e equipamentos - transmissão - 2º ciclo															
4.3 - Máquinas e equipamentos - administração - 1º ciclo															
4.4 - Máquinas e equipamentos - administração - 2º ciclo															
5 - VEÍCULOS - total															
5.1 - Veículos - transmissão - 1º ciclo															
5.2 - Veículos –transmissão - 2º ciclo															
5.3 - Veículos - administração - 1º ciclo															
5.4 - Veículos - administração - 2º ciclo															
6 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS - total															
6.1 - Móveis e utensílios – transmissão - 1º ciclo															
6.2 - Móveis e utensílios - transmissão - 2º ciclo															
6.3 - Móveis e utensílios - administração - 1º ciclo															
6.4 - Móveis e utensílios - administração - 2º ciclo															
TOTAL GERAL AIS ELEGÍVEL															
ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO															
ATIVO DIFERIDO															
OBRIGAÇÕES ESPECIAIS															
TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO															

Legenda: VF: Valor de Fábrica; COM: Componente menor; CA: Custo adicional; BRR: Base de remuneração; IA: Índice de aproveitamento

Observação: Para a base blindada atualizada, preencher apenas o campo (h) no item VNR.

QUADRO 4 – RESUMO CONSOLIDADO POR CONTA

O quadro a seguir deve ser preenchido para: 4A) BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO; 4B) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS); 4C) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS NÃO ELEGÍVEIS)

CONTA CONTÁBIL	Valor Contábil Deprec. (R\$)	DADOS DO RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO										
		Valor Novo de Reposição (VNR) (R\$)				IA Integral (R\$)	VNR menos valor do IA Integral (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) (R\$)	IA Deprec. (R\$)	Valor na BRR (VBR) (R\$)	% Total do AIS
		VF	COM	CA	VNR							
TRANSMISSÃO		e	f	g	h=e+f+g	i	j=h-i	K	l=h-k	m	n=l-m	o=k/h
1 - TOTAL TRANSMISSÃO												
1.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES												
1.1.1 - TERRENOS												
1.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS												
1.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS												
1.2 - TOTAL LINHAS												
1.2.2 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - LINHA TRANSMISSÃO												
1.2.3 - CABOS - LINHA												
2 - OUTROS IMÓVEIS (não associados a transmissão)												
2.1 - OUTROS TERRENOS												
2.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS												
3 - VEÍCULOS												
4 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS												
5 - INTANGÍVEIS												
6 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO												
TOTAL ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO												

Legenda: VF: Valor de Fábrica; COM: Componente menor; CA: Custo adicional; BRR: Base de remuneração; IA: Índice de aproveitamento

Observação: Para a base blindada atualizada, preencher apenas o campo (h) no item VNR.

QUADRO 5 – RESUMO CONSOLIDADO POR CONTA - BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO + INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS)

CONTA CONTÁBIL	Valor Contábil Deprec. (R\$)	DADOS DO RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO										
		Valor Novo de Reposição (VNR) (R\$)				IA Integral (R\$)	VNR menos valor do IA Integral (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) (R\$)	IA Deprec. (R\$)	Valor na BRR (VBR) (R\$)	% Total do AIS
		VF	COM	CA	VNR							
		e	f	g	h=e+f+g	i	j=h-i	K	l=h-k	m	n=l-m	o=k/h
1 - TOTAL TRANSMISSÃO												
1.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES												
1.1.1 - TERRENOS - 1º ciclo												
1.1.2 - TERRENOS - 2º ciclo												
1.1.3 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 1º ciclo												
1.1.4 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 2º ciclo												
1.1.5 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - 1º ciclo												
1.1.6 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - 2º ciclo												
1.2 - TOTAL LINHAS DE TRANSMISSÃO												
1.2.1 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - LINHAS DE TRANSMISSÃO 1º ciclo												
1.2.2 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS – LINHAS DE TRANSMISSÃO - 2º ciclo												
1.2.3 - CABOS – LINHAS DE TRANSMISSÃO- 1º ciclo												
1.2.4 - CABOS -LINHAS DE TRANSMISSÃO - 2º ciclo												
2 - OUTROS IMÓVEIS (não associados a TRANSMISSÃO)												
2.1 - OUTROS TERRENOS - 1º ciclo												
2.2 - OUTROS TERRENOS - 2º ciclo												
2.3 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 1º ciclo												
2.4 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 2º ciclo												
3 - VEÍCULOS - 1º ciclo												
4 - VEÍCULOS - 2º ciclo												
5 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS - 1º ciclo												
6 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS - 2º ciclo												
7 - INTANGÍVEIS - 1º ciclo												
8 - INTANGÍVEIS - 2º ciclo												
9 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO - 1º ciclo												
10 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO - 2º ciclo												
TOTAL ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO												

QUADRO 6 – RESUMO CONSOLIDADO DA BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO + INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS)

Concessionária:								
Data-base 1º ciclo:								
Data-base 2º ciclo:								
Conta		VNR (R\$)	IA INTEGRAL (R\$)	VNR-IA INTEGRAL (R\$)	Depreciação (R\$)	VMU (R\$)	IA DEPRECIADO (R\$)	VBR (R\$)
Intangíveis	Atualização do 1º ciclo							
	Incremental do 2º ciclo							
	Total da avaliação Intangíveis							
Terrenos	Atualização do 1º ciclo							
	Incremental do 2º ciclo							
	Total da avaliação Terrenos							
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	Atualização do 1º ciclo							
	Incremental do 2º ciclo							
	Total da avaliação Edif., Obras Civas e Benf.							
Máquinas e Equipamentos	Atualização do 1º ciclo							
	Incremental do 2º ciclo							
	Total da avaliação Máquinas e Equipamentos							
Veículos	Atualização do 1º ciclo							
	Incremental do 2º ciclo							
	Total da avaliação Veículos							
Móveis e Utensílios	Atualização do 1º ciclo							
	Incremental do 2º ciclo							
	Total da avaliação Móveis e Utensílios							
Total do Ativo Imobilizado em Serviço								
Almoxarifado de Operação								
Ativo Diferido								
Obrigações Especiais	Atualização do 1º ciclo							
	Incremental do 2º ciclo							
	Total da conta Obrigações Especiais							
Total da Base de Remuneração								

QUADRO 7 – RESUMO DE SOBRAS

O quadro a seguir deve ser preenchido para: 7A) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS); 7B) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS NÃO ELEGÍVEIS)

GRUPO DE ATIVOS	DADOS CONTÁBEIS			DADOS FÍSICOS			SOBRAS FÍSICAS						SOBRAS CONTÁBEIS					
	Total de itens Contábeis (lançamentos contábeis)	Custo Corrigido Contábil (R\$)	Valor Residual Contábil (R\$)	Total de itens Inventariados fisicamente	VNR Menos IA (R\$)	VBR (R\$)	Qtde. de itens	VNR Menos IA (R\$)	VBR (R\$)	% do total de Itens inventariados	% do VNR - IA Total avaliado	% do VBR Total avaliado	Qtde. de itens	Custo Corrigido Contábil (R\$)	Valor Residual Contábil (R\$)	% do Total de itens contábeis	% do Custo corrigido (R\$)	% do Valor Residual (R\$)
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j) = (g)/(d)	(k)=(h)/(e)	(l)=(i)/(f)	(m)	(n)	(o)	(p)=(m)/(a)	(q)=(n)/(b)	(r)=(o)/(c)
1 - TOTAL TRANSMISSÃO																		
1.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES																		
1.1.1 - TERRENOS																		
1.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS																		
1.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS																		
1.2 - TOTAL LINHAS DE TRANSMISSÃO																		
1.2.1 - MATERIAS E EQUIP. - TRANSMISSÃO																		
1.2.3 - CABOS –LINHA DETRANSMISSÃO																		
2 - OUTROS IMÓVEIS (não assoc. TRANSMISSÃO																		
2.1 - OUTROS TERRENOS																		
2.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS																		
3 - VEÍCULOS																		
4 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS																		
5 - MÁQUINAS E EQUIP. - ADMINISTRAÇÃO																		
6 - INTANGÍVEIS																		
6.1 - SERVIÇOS																		
6.2 - SOFTWARES																		
6.3 - OUTROS																		
TOTAL GERAL																		

QUADRO 8 – COMPARATIVO CONTÁBIL x AVALIADO DO INCREMENTAL 2º CICLO

DESCRIÇÃO	DADOS CONTÁBEIS				DADOS FÍSICOS				COMPARATIVO
	VALOR ORIGINAL CONTÁBIL (VOC)	% EM RELAÇÃO AO TOTAL	VALOR RESIDUAL (VR)	% EM RELAÇÃO AO TOTAL	VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO (VNR)	% EM RELAÇÃO AO TOTAL	VALOR DA BASE DE REMUNERAÇÃO (VBR)	% EM RELAÇÃO AO TOTAL	VNR / VOC
BENS ELEGÍVEIS CONCILIADOS									
BENS NÃO ELEGÍVEIS CONCILIADOS									
SOBRA CONTÁBIL ELEGÍVEL									
SOBRA CONTÁBIL NÃO ELEGÍVEL									
SOBRA FÍSICA ELEGÍVEL									
SOBRA FÍSICA NÃO ELEGÍVEL									
TOTAL									

ANEXO III

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

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

I – ABORDAGEM GERAL

1. 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.

2. Para o cálculo dos custos operacionais, 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.

II – MODELO ADOTADO

II.1. – DESCRIÇÃO GERAL

3. A estimativa da eficiência das empresas no que diz respeito a custos de operação e manutenção será feita em duas etapas.

4. A primeira etapa consiste em estimar parâmetros de eficiência aplicando o modelo DEA (Data Envelopment Analysis).

5. A segunda etapa consiste em estimar, via análise de regressão, variáveis ambientais, ou seja, variáveis que afetam os custos médios e marginais das transmissoras, e corrigir o parâmetro de eficiência de forma a contemplar as especificidades de cada empresa. Logo, baseado nos parâmetros estimados na regressão, faz-se a correção do 1º Estágio levando-se em conta as variáveis ambientais.

II.2. – DEA 1º ESTÁGIO

6. Para o insumo, considera-se no modelo a variável OPEX (custo operacional), sendo essa definida como os valores contábeis referentes às contas de Pessoal, Materiais e Serviços de Terceiros, extraídas do Balancete Mensal Padronizado – BMP e informações contábeis encaminhadas para a Comissão de Valores Imobiliários. Os valores devem ser atualizados para a data base de junho de 2009 utilizando-se o índice do IPCA para as contas de Pessoal e Serviços de Terceiros e o índice do IGPM para a conta de Materiais.

7. As variáveis selecionadas para representar o produto são:

Tabela III.1: Variáveis Representativas do Produto

PRODUTO A SER REPRESENTADO	VARIÁVEL
Linhas de Transmissão	Comprimento de rede (km)
Módulos de Manobra	Somatória dos módulos: EL, CT e IB
Módulos de Equipamentos	Quantidade de transformadores Capacidade instalada de transformação (MVA)

8. Para o levantamento da base de ativos físicos devem ser consideradas apenas as instalações de transmissão constantes das planilhas de cálculo que subsidiaram a Resolução nº 166/2000, de 31 de maio de 2000, e aquelas constantes das Resoluções Autorizativas publicadas após a celebração dos Contratos de Concessão.

II.3. – DEA 2º ESTÁGIO

9. Em um segundo estágio, é realizada uma análise de regressão visando identificar as variáveis ambientais, sendo que os parâmetros de eficiência obtidos no item II.2 serão ajustados de forma a contemplar estas variáveis.

10. As variáveis a serem consideradas são aquelas que afetam os custos médios e marginais das transmissoras, não consideradas no item II.2, passíveis de serem mensuradas.

III – APLICAÇÃO

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

$$CAOM = CA + COM + CAIMI \quad (1)$$

onde:

CAOM: Custo Total de Administração, Operação e Manutenção;

CA: Custo de Administração;

COM: Custo de Operação e Manutenção;

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

12. O custo de administração (CA) envolve os custos de pessoal, materiais e serviços associados unicamente a área administrativa. Também se incluem neste item despesas como seguros, tributos, dentre outras. 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 infraestrutura de escritórios e transporte necessários para o apoio aos serviços de transmissão, tais como: imóveis, móveis e equipamentos, sistemas de informática e transporte.

13. Os custos operacionais associados às NI's serão obtidos a partir da proporção das novas instalações sobre o ativo total das empresas. Para tanto, o procedimento a ser adotado é o de agregar as variáveis de equipamentos em um único índice, de forma que a participação dos custos operacionais associados às NI's passe a corresponder a igual participação dos novos equipamentos agregados no índice.

14. Para as empresas com revisão sobre toda a RAP e consideradas na análise referida no item II.2, deverá ser adotada a seguinte equação:

$$CAOM_i Ef = PMS_i \times \theta_i + O_c \quad (2)$$

onde:

$CAOM_i Ef$ = Custos Operacionais Eficientes;

PMS_i = Custos contábeis, envolvendo custos de administração, operação e manutenção relativos às contas de pessoal, materiais e serviço de terceiros;

O_c = Outros Custos Operacionais;

θ = Parâmetro de Eficiência da empresa i .

15. O valor de O_c será avaliado nos processos de revisão específicos observando as particularidades de cada empresa. Estas despesas deverão fazer parte das rubricas Outros Custos Operacionais, Tributos ou Aluguéis.

16. Para as empresas com revisão sobre a RBNI e consideradas na análise referida no item II.2, deverá ser adotada a seguinte equação:

$$CAOM_i Ef = PMS_i \times \theta_i \times \bar{X}_{RBNI} + O_c \quad (3)$$

onde:

\bar{X}_{RBNI} = Parâmetro que mensura o peso das Novas Instalações no total de ativos da transmissora.

17. O valor de O_c será avaliado nos processos de revisão específicos observando as particularidades de cada empresa. Estas despesas deverão fazer parte das rubricas Outros Custos Operacionais, Tributos ou Aluguéis. Neste caso, estes custos devem estar associados somente às novas instalações.

18. Para as empresas com poucos ativos e revisão apenas na RBNI deverá ser adotada uma relação percentual entre custos operacionais e custo de reposição dos ativos, conforme a seguir:

$$CAOM_i Ef = FC * \sum_{k=1}^{N_{UM}} VNR_k \quad (4)$$

onde:

FC : Fração máxima do Custo de reposição dos ativos que se reconhece como gasto anual de administração, operação e manutenção;

VNR_k : Custo de reposição da unidade modular k ;

N_{UM} : Número de unidades modulares.

19. Por fim, para as demais empresas, os custos deverão ser definidos a partir da análise dos seus custos reais e da seguinte equação:

$$CAOM_i Ef = \partial \times FC * \sum_{k=1}^{N_{UM}} VNR_k \quad (5)$$

onde:

∂ = Fator de Escala.

20. O fator de escala ∂ deverá ser definido nos processos específicos. Os valores de custos reais serão extraídos necessariamente do BMP. A Concessionária deverá apresentar, no processo específico de revisão tarifária, os valores relativos à rubrica Outros Custos Operacionais desagregados, identificando somente custos de natureza operacional.

ANEXO IV

Estabelece a metodologia para a definição da estrutura ótima de capital e define a remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica a ser considerada no segundo ciclo de revisão tarifária periódica, conforme estabelecido no inciso IV do art. 5º desta Resolução.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL

1. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor num investimento específico. Há duas fontes: capital próprio e de terceiro. No balanço patrimonial, o primeiro irá compor o patrimônio líquido e o segundo o passivo exigível.
2. Para representar o capital de terceiro, pode-se utilizar a dívida total (Passivo Exigível) ou dívida onerosa. Para representar o capital próprio, pode-se utilizar o patrimônio líquido ou o valor dos ativos. Desde o primeiro ciclo de revisão da distribuição e da transmissão, a ANEEL optou por utilizar como indicador (*proxy*) para o capital próprio o patrimônio líquido e para o capital de terceiro a dívida total.
3. Conforme literatura disponível sobre o tema, é comum encontrar duas formas de definição de estrutura ótima de capital para um setor regulado através da observação empírica. Um primeiro método parte do nível médio de alavancagem de todas as companhias reguladas. Entretanto este método pode não ser apropriado por não considerar a possibilidade de empresas não se encontrarem em seus níveis ótimos de alavancagem por uma série de razões. Um segundo método, menos suscetível ao problema, é o de usar uma amostra de empresas similares.
4. Optou-se por utilizar como amostra de empresas similares, para a definição da estrutura ótima de capital a ser utilizada no cálculo do custo de capital das empresas do setor de transmissão de energia, os valores de patrimônio líquido e passivo do terceiro ano de operação das empresas licitadas, de forma a conferir homogeneidade aos valores e evitar distorções nos balanços.
5. Portanto, o valor para a estrutura ótima de capital obtido após a análise foi de 63,55% de participação de capital de terceiros.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

6. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), construído sob a premissa de que a variância de retornos é a medida de risco apropriada, mas apenas aquela porção de variação que é não-diversificável é recompensada, ou seja, parte do risco em qualquer ativo individual pode ser eliminado através da diversificação. O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de transmissão de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (1)$$

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.

7. Para a taxa livre de risco utiliza-se o rendimento do bônus do governo dos EUA 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 dezembro de 2008, obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de 5,09%.
8. 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 2008, obteve-se uma taxa anual média (aritmética) de retorno do mercado acionário de 5,45%.
9. 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 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, 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.
10. Para se proceder ao cálculo dos betas, foram escolhidas empresas americanas do setor de transmissão de energia elétrica, membros da associação responsável pela operação e segurança do sistema de transmissão de energia elétrica dos Estados Unidos (NERC – North American Electric Reliability Corporation). Cabe esclarecer que as empresas selecionadas não atuam apenas no setor de transmissão, podendo apresentar estruturas verticalizadas, com ativos de geração e distribuição. Assim, além de se exigir que as empresas atuem como transmissoras, a amostra foi restrita às empresas que possuem como principais atividades os segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica. Foram excluídas empresas nas quais os ativos conjuntos de transmissão e distribuição não representassem pelo menos 50% dos ativos totais. Por último, foram excluídas as empresas que não tivessem liquidez das ações ou não fossem listadas na Bolsa de Valores.
11. Foram então selecionadas 13 empresas para as quais se obteve o beta médio das ações, calculado para o período de 5 anos, retornos semanais, obtendo-se o valor de 0,772. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos e utilizando-se a alíquota de imposto de 40%, obteve-se o beta desalavancado médio igual a 0,2914. Calculando-se o beta para a estrutura de capital definida para as empresas brasileiras (63,55%) e com a carga de tributos de 34%, a alavancagem do beta resultou em 0,627, a ser aplicado ao setor de transmissão de energia no Brasil.
12. O prêmio de risco país pode ser entendido como o risco adicional que um projeto incorre ao ser desenvolvido em um determinado país de economia emergente (mercado doméstico) ao invés de em um país com economia estável (geralmente, o mercado dos EUA).
13. Na determinação do prêmio de risco país, é crucial a escolha do papel ou carteira, que será utilizada para definir o prêmio de risco soberano. Outra possibilidade de estimar o risco país é considerar a classificação de rating soberano definido por uma das três agências de maior visibilidade que propõem tal metodologia; Fitch, Moody's e S&P. Por este método, o Brasil encontra-se classificado com a nota BBB- nas agências Fitch e Standard & Poor's, classificação considerada de investment grade, o que significa poucas chances de deixar de honrar suas dívidas. Para a agência Moody's, a classificação é Baa3, também considerado grau de investment grade.

14. O mercado financeiro internacional tem adotado como indicador do risco país o índice EMBI + – Emerging Markets Bond Index Plus, ou Índice de Títulos dos Mercados Emergentes, calculado pelo banco J.P. Morgan, com data-base de 31 de dezembro de 1993. Este índice tenta medir com maior precisão o risco país diário para 15 países. A metodologia de cálculo desse índice considera o spread soberano – que é o diferencial do yield (rendimento) do título doméstico do país de interesse em relação ao título norte-americano de prazo equivalente.

15. Assim, para o cálculo do prêmio de risco Brasil, utilizou-se a série histórica diária do índice Emerging Markets Bonds Index Plus relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), de janeiro de 2000 a dezembro de 2008, resultando no valor mediano de 5,23%.

16. O período adotado para o cálculo da mediana, de janeiro de 2000 a dezembro de 2008, e o uso desta em oposição ao uso da média, foi estabelecido de acordo com as seguintes considerações: a) A política econômica atualmente em vigor no Brasil consiste no tripé de regime de metas inflacionárias, câmbio flexível e superávit primário, estabelecido durante o ano de 1999, em razão da crise cambial ocorrida em meados de janeiro do mesmo ano. A estabilidade conquistada durante o período diminuiu as incertezas recorrentes em épocas anteriores; e b) Observa-se um desvio bastante acentuado na série histórica no segundo semestre de 2002, indicando a existência de pontos extremos que afetam de modo desproporcional a estimativa que se almeja obter. Assim, optou-se pelo uso da mediana para o cálculo do risco país, tendo em vista as propriedades estatísticas desta estimativa.

17. Assim, o custo de capital próprio, em termos nominais, é de 13,74%.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

18. 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 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:

$$r_d = r_f + r_c + r_B \quad (2)$$

onde:

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_c : prêmio de risco de crédito;

r_B : prêmio de risco país.

19. O prêmio de risco de crédito deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam empresas com a melhor 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 janeiro de 1995 a dezembro de 2008. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de 1,93%.

20. Assim, o custo de capital de terceiros, em termos nominais, é de 12,25%.

DETERMINAÇÃO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL

21. 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:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} \cdot r_P + \frac{D}{P+D} \cdot r_D \cdot (1-T) \quad (3)$$

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.

22. 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 ($D/V=63,55\%$) em termos nominais de 10,14%. Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de janeiro de 1995 a dezembro de 2008 de 2,71%, obtém-se o custo em termos reais, que resultou em 7,24% depois dos impostos. Os resultados finais são mostrados na tabela a seguir.

CUSTO DE CAPITAL	
Proporção de Capital Próprio	36,45%
Proporção de Capital de Terceiros	63,55%
Taxa livre de risco	5,09%
Prêmio de risco de Mercado	5,45%
Beta médio alavancado	0,627
Prêmio de risco do negócio	3,42%
Prêmio de risco país	5,23%
Custo de capital próprio nominal	13,74%
Prêmio de risco de crédito	1,93%
Custo de dívida nominal	12,25%
CUSTO MÉDIO PONDERADO	
WACC nominal depois de impostos	10,14%
WACC real depois de impostos	7,24%

ANEXO V

Estabelece a metodologia para identificar o valor a ser considerado como redutor tarifário a título de Outras Receitas, a ser considerada no segundo ciclo de revisão tarifária periódica, conforme estabelecido no inciso V do art. 5º desta Resolução.

METODOLOGIA DE APURAÇÃO DE OUTRAS RECEITAS

1. Para fins de revisão tarifária das concessionárias transmissoras de energia elétrica, serão tratadas aquelas atividades 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 (módulos de infraestrutura geral e sistemas de comunicação), Prestação de serviços a terceiros (serviços de consultoria na área de transmissão, serviços de operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações e serviços de comunicação).
2. 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.
3. 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, onde esta deve levar em conta uma análise dos contratos existentes da empresa.
4. A seguir, são descritos os tratamentos a serem dados a cada uma das atividades consideradas.

I – COMPARTILHAMENTO DE INFRA-ESTRUTURA

- Módulos de Infraestrutura Geral:

5. Para fins de revisão tarifária das transmissoras, toda a receita auferida (líquida) com contratos de compartilhamento de infra-estrutura com prestadores de serviço público, excetuando-se custos adicionais comprovados, será destinada à modicidade tarifária, haja vista o Contrato de Concessão estabelecer a obrigatoriedade da concessionária em compartilhar instalações já remuneradas pela RAP.

- Sistemas de Comunicação:

6. 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 líquido será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária. Destaca-se que não serão consideradas despesas associadas a esta atividade, visto que estas são de responsabilidade do acessante. Dessa forma, a receita presumida com compartilhamento de sistemas de comunicação será dada por:

$$RP_i = 0,50 * R_{comp} \quad (2)$$

onde:

RP_i : Receita Presumida para a atividade i ;

II – PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS A TERCEIROS

7. Os serviços prestados a terceiros podem ser classificados em três grupos: Serviços de Consultoria, Serviços de Operação e Manutenção de Linhas de Transmissão e Subestações e Serviços de Comunicação. São adotados os seguintes critérios para o tratamento regulatório dos serviços prestados a terceiros:

- Serviços de Consultoria:

8. 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 líquido 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:

$$RP_i = 0,30 * Rcomp \quad (3)$$

- Serviços de Operação e Manutenção:

9. 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 líquido será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, 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:

$$RP_i = 0,10 * Rcomp \quad (4)$$

- Serviços de Comunicação:

10. 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 líquido será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, considerando-se um percentual de 20% 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:

$$RP_i = 0,40 * Rcomp \quad (5)$$

11. 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.