



Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE

CHAMADA Nº 008/2008

**PROJETO ESTRATÉGICO: “METODOLOGIA
PARA ESTABELECIMENTO DE ESTRUTURA
TARIFÁRIA PARA O SERVIÇO DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”**

Brasília, DF

Outubro de 2008

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Diretor-Geral

Jerson Kelman

Diretores

Edvaldo Alves de Santana

Joísa Campanher Dutra Saraiva

José Guilherme Silva Menezes Senna

Romeu Donizete Rufino

Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Máximo Luiz Pompermayer

Superintendente de Regulação Econômica

Davi Antunes Lima

Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

Jaconias de Aguiar

Equipe Técnica

Aurélio Calheiros de Melo Junior

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

Flávia Lis Pederneiras

Luciana Reginaldo Soares

Luis Cândido Tomaselli

Marcio Andrey Roselli

Renato Braga de Lima Guedes

Robson Kuhn Yatsu

Rodrigo Santana

SUMÁRIO

1. APRESENTAÇÃO	4
2. CARACTERÍSTICAS DO PROJETO.....	11
2.1. Premissas Básicas	11
2.2. Resultados do Projeto Estratégico	11
2.3. Prazo para Execução do Projeto	13
3. CRITÉRIOS PARA PARTICIPAÇÃO.....	14
3.1. Entidades Participantes do Projeto.....	14
3.2. Composição da Equipe do Projeto	14
3.3. Contratação do Projeto Estratégico.....	17
4. PROCEDIMENTOS	18
4.1. Apresentação da Proposta	18
4.2. Avaliação Inicial da Proposta	18
4.3. Execução do Projeto.....	19
4.4. Avaliação Final do Projeto	20
4.5. Cronograma de Execução.....	20
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	21
5.1. Publicações	21
5.2. Informações Adicionais.....	21

1. APRESENTAÇÃO

De acordo com o Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, (Manual de P&D, versão 2008), um projeto estratégico compreende estudos e desenvolvimentos que coordenem e integrem a geração de novo conhecimento tecnológico em subtema de grande relevância para o setor elétrico brasileiro, exigindo um esforço conjunto e coordenado de várias empresas de energia elétrica e entidades executoras.

Um dos marcos da reestruturação do setor elétrico brasileiro foi a alteração do papel do Estado, com a desverticalização das atividades e empresas, e a inclusão da competitividade nos segmentos de comercialização e geração de energia elétrica.

As empresas de distribuição de energia elétrica tiveram uma redefinição de seus papéis, com a segregação das atividades de distribuição e comercialização. A distribuição de energia elétrica, caracterizada como um monopólio natural, tornou-se uma atividade desenhada para a disponibilização do meio físico e das condições para que o mercado de energia se desenvolva de maneira eficiente e com equilíbrio entre os agentes.

O acesso às redes de distribuição deve ser não discriminatório e o acessante deve remunerar adequadamente a distribuidora pelo uso do meio físico de transporte de energia. Todo usuário de rede, seja ele carga ou geração, deve pagar encargo de uso do sistema na proporção do impacto causado na rede da distribuidora, independente da forma com que contrata a energia que consome ou gera. Desta forma, em relação ao encargo de uso, consumidores livres e cativos devem ter o mesmo tratamento.

Portanto, em atenção aos pressupostos supramencionados, a Resolução ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999, estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica.

Complementarmente, para que seja possível a cobrança dos encargos de uso dos sistemas de distribuição, foram definidas as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD.

Desde 1999, a ANEEL publica as TUSD para cada concessionária de distribuição, em atendimento à sua competência legal expressa na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 3º, inciso XVIII com redação dada pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004.

Adicionalmente, o Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, estabeleceu a necessidade de abertura dos contratos de fornecimento dos consumidores do grupo A¹, em contratos específicos de

¹ Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou ainda, atendida em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição, conforme art. 2º da Resolução ANEEL nº 456/00.

uso dos sistemas de distribuição ou transmissão, conexão e compra de energia. O decreto estabeleceu ainda a incorporação às tarifas de distribuição das parcelas apropriadas do custo do transporte, das perdas de energia, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais do segmento consumo.

Cumprindo o disposto no decreto, houve a abertura da tarifa de fornecimento, cobrada do consumidor que ainda não exerceu sua opção pelo mercado livre, em suas diversas componentes, distribuição (TUSD), transmissão (TUST) e energia (TE).

A Resolução Normativa ANEEL nº 166, de 10 de outubro de 2005, estabeleceu as disposições consolidadas relativas ao cálculo da TUSD e da TE. O objetivo do regulamento foi a abertura da TUSD em componentes, permitindo o seu cálculo de acordo com a composição dos custos e a correta aplicação aos usuários do sistema de distribuição considerando a legislação aplicável. Como resultado, parte da TUSD é rateada como selo pelo mercado de energia ou demanda e parte pelo custo marginal de capacidade por nível de tensão. Um único componente, perdas não-técnicas, é apurado proporcionalmente à receita, na forma de um percentual.

No período entre a publicação das primeiras tarifas horo-sazonais, em 1982², e a publicação das primeiras TUSD, em 1999, poucas mudanças foram feitas no tocante a estrutura tarifária, uma vez que a ANEEL vem adotando a mesma base metodológica dos anos 80, consolidada em um estudo publicado pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, intitulado Nova Tarifa de Energia Elétrica – metodologia e aplicação, de 1985, e comumente conhecido como “Livro Verde”.

Em 1999, a ANEEL solicitou que as distribuidoras apresentassem suas propostas de estrutura tarifária com base nos custos marginais de expansão em cada nível de tensão. Contudo, diante das dificuldades de serem reconhecidos os estudos apresentados e da ausência de manifestação de algumas distribuidoras, a ANEEL publicou em 2001 uma metodologia para o cálculo do custo marginal de capacidade e solicitou das distribuidoras informações do planejamento da expansão dos sistemas de distribuição. A metodologia adotada pela ANEEL reproduziu quase que integralmente a metodologia apresentada nos estudos realizados na década de 80.

Assim, foram apurados os custos marginais de expansão por nível de tensão, considerando a metodologia do Custo Incremental Médio de Longo Prazo – CIMLP. Contudo, diante da grande dispersão dos resultados na comparação, foi utilizada uma média dos custos das distribuidoras.

Pode-se resumir o cálculo da estrutura tarifária em três etapas:

- a) Cálculo dos Custos Marginais de Capacidade: Apurados por nível de tensão e posto tarifário, em R\$/kW, com base na contribuição dos consumidores para formação da ponta do sistema e nos custos marginais de expansão;

² As primeiras tarifas horo-sazonais foram publicadas em 1982, antes da publicação do estudo do DNAEE, em 1985. Abrangiam a tarifa-verde e a tarifa-azul. Entretanto, a tarifa amarela, prevista para os consumidores de baixa tensão, nunca chegou a ser implementada.

- b) Cálculo da Tarifa de Referência: Ajuste dos custos marginais de capacidade por nível de tensão para que, aplicados ao mercado de referência recuperem a receita estabelecida para a distribuidora. Nesta etapa também é ajustada a relação entre os postos tarifários, ponta e fora ponta;
- c) Cálculo das Tarifas de Aplicação (TUSD e TE): construção das modalidades tarifárias de acordo com o perfil do consumidor (curta ou longa utilização na ponta ou sem sinalização horária) e a forma de contratação (livre ou cativo). Nesta etapa, os custos da distribuidora são rateados parte pelo custo marginal, parte pelo mercado de energia ou demanda e parte como uma proporção da receita.

Com o início do processo de revisão tarifária periódica das distribuidoras, em 2003, o cálculo da TUSD foi realizado concomitante com o processo de revisão tarifária de cada distribuidora e buscou incorporar procedimentos compatíveis. Com o processo de validação da base de remuneração e dos custos operacionais, a TUSD considerou os adequados custos da distribuição (processo bottom-up) ao invés do processo top-down, adotado anteriormente para a composição dos custos.

Para o cálculo do custo marginal de capacidade foi utilizado o mesmo custo marginal de expansão médio por nível de tensão apurado em 2002, conquanto as tipologias de carga e de rede, obtidas por campanha de medição, e a proporção de fluxo foram fornecidas pelas distribuidoras.

Na Audiência Pública nº 008/2006, realizada em 2 de agosto de 2006, que visou o aprimoramento da metodologia proposta para o 2º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, foram apresentadas diversas contribuições sobre o tema “Estrutura Tarifária”, propondo alterações na atual metodologia de cálculo da TUSD e da TE, além de uma Audiência Pública específica para discutir a estrutura tarifária.

A Portaria nº 405/2006, de 17 de outubro de 2006, constituiu um Grupo de Trabalho com a finalidade de analisar e avaliar a atual estrutura das tarifas de energia elétrica e propor nova estrutura tarifária, que reflita sinalização eficiente para acesso e uso dos sistemas de distribuição e incentive o consumo eficiente de energia elétrica. Como resultados dos estudos efetuados destacam-se:

I. Custos Marginais de Expansão

A ANEEL buscou atualizar o custo marginal de expansão pela mesma metodologia de CIMLP, adotada em 2002. Para tanto, foi solicitado às distribuidoras que preenchessem o banco de dados de planejamento que foi utilizado para calcular o CIMLP em 2002. Entretanto, identificou-se uma grande variação nos resultados, que, somados aos efeitos das novas tipologias de carga e de rede e de proporção de fluxo, poderiam resultar em impactos tarifários significativos para determinadas classes de consumidores.

Nesse contexto, o problema de determinar o custo marginal de expansão para cada concessionária permanece em aberto, assim, em função dos resultados obtidos por meio das informações apresentadas pelas distribuidoras à ANEEL, optou-se por continuar utilizando um CIMLP médio, único para todo o país, sem atualização, até que seja definida uma forma definitiva de cálculo dos custos marginais de expansão.

II. Modalidades Tarifárias

Existem modalidades tarifárias em que os custos relativos às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD não são inteiramente cobrados em R\$/kW, sendo todo ou parte desses custos transferidos para R\$/MWh. com o objetivo de tornar a cobrança da TUSD mais justa, considerando os diferentes perfis de carga dos consumidores, conforme detalhado a seguir.

As tarifas horo-sazonais são aplicadas aos grandes consumidores atendidos na alta tensão, com o objetivo de proporcionar que cada consumidor recupere, tanto quanto possível o custo que ele efetivamente imputa ao sistema.. Adicionalmente, a diferenciação horária permite, quando for possível uma realocação nos insumos ou estocagem de produtos, incentivar os consumidores a modular suas cargas no horário de ponta do sistema, pois agem de forma racional e buscam como objetivo minimizar o custo de seu processo produtivo. Com isto, reduz-se os investimentos necessários para expansão das redes de distribuição e de transmissão.

Para o setor elétrico a formação do preço consiste na aplicação de um custo fixo, por unidade de potência subscrita, e outro variável por unidade de consumo (energia). Portanto, o processo de construção das modalidades consiste em determinar as constantes atreladas a potência e a energia. Para calcular as modalidades tarifárias procurar-se-á ajustar a curva teórica de responsabilidade do desenvolvimento da capacidade diversas tangentes que representem os custos das diferentes formas de consumo, como exemplificado na Figura 1.

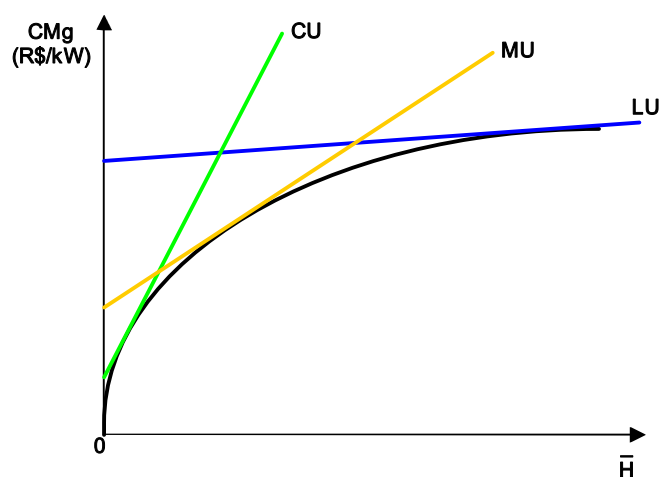


Figura 1: Retas Tarifárias.

Dessa forma, para aproximar o valor das tarifas ao custo de atendimento dos consumidores, parte dos custos de R\$/kW são transferidos para R\$/MWh. No gráfico acima o ponto de cruzamento das retas tarifárias com o eixo das ordenadas representa a tarifa em R\$/kW, enquanto que a inclinação das retas tarifárias em relação ao eixo das abscissas representa a tarifa em R\$/MWh.

Nas tarifas de fornecimento publicadas até 2002, a tarifa horo-sazonal verde era construída para atender consumidores com fator de carga menor que 66% no horário de ponta, ou seja, consumidores que tivessem curta utilização no período de ponta comercial estariam mais bem enquadrados a modalidade tarifária verde, enquanto para os consumidores que modulassem pouco durante este período a melhor opção seria a modalidade tarifária azul.

Após a reestruturação tarifária ocorrida a partir de 2003, o ponto de cruzamento das retas tarifárias azul e verde foi alterado, deixando de ser fixado em 66% e passando a ser calculado em função do fator de carga médio do nível de tensão nos horários de ponta, com base nos dados das campanhas de medidas realizadas pelas concessionárias, disponibilizados no programa TARDIST, utilizado para cálculo dos custos marginais de capacidade pela ANEEL.

Nas campanhas de medidas a demanda é auferida a cada 15 minutos, mesma forma em que os consumidores são faturados, porém essas demandas máximas são integralizadas a cada hora, com base na média das demandas máximas de cada 15 minutos. Essa integralização eleva significativamente o fator de carga dos clientes-tipo, o que provocou uma elevação do fator de carga para próximo de 90% em alguns casos.

No sentido de corrigir esta distorção, nos processos de do 2º Ciclo de Revisões Tarifárias iniciados em 2007 a ANEEL está arbitrando o fator de carga do ponto de cruzamento das retas tarifárias azul e verde para o valor original de 66%, de forma a corrigir a distorção entre essas tarifas ocorrida a partir de 2003.

Todavia, foi identificada a necessidade de estudos mais profundos para definição de modalidades tarifárias que incentivem o comportamento adequado da carga, de acordo com o novo modelo do setor de energia.

III. Sinalização horo-sazonal da Tarifa de Energia

No atual modelo de comercialização de energia, os contratos de compra de energia elétrica das distribuidoras não possuem sinalização horo-sazonal, ou seja, são normalmente celebrados com base em preços que independem do horário do dia ou do mês do ano. Entretanto as distribuidoras sazonalizam e modulam seus contratos com vistas a atender suas respectivas demandas, considerando suas curvas de carga.

Já o repasse do custo de energia adquirido pela concessionária de distribuição de energia elétrica para seus consumidores finais possui sinal tarifário horo-sazonal de 72% maior no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta e de 12% maior no período seco em relação ao período úmido.

Sabe-se que os ganhos de modulação derivados do sinal da energia se darão efetivamente pela melhor utilização das hidrelétricas, principalmente se houver um melhor aproveitamento da energia vertida turbinável nos períodos úmidos do Sistema Interligado Nacional - SIN. Outro possível benefício proporcionado pela melhor modulação da carga se dá pela possibilidade de uma diminuição do preço no mercado de curto prazo, melhoria das condições de atendimento (menor risco de déficit) e possibilidade de se postergar investimento planejado.

Pelas razões expostas, foi identificada a necessidade de estudar este tema de uma forma mais aprofundada, face ao atual modelo de comercialização de energia, no sentido de quantificar o sinal da Tarifa de Energia em função da carga a ser deslocada no mercado do SIN.

Com base no exposto, os principais problemas da estrutura tarifária que hoje preocupam o setor poderiam ser resumidos como segue:

- a) A estrutura está desatualizada. No período entre a publicação das primeiras tarifas horo-sazonais em 1982, e a publicação das primeiras TUSD, em 1999, poucas mudanças foram feitas no tocante a estrutura tarifária. Entretanto, houve mudanças profundas no setor elétrico, sendo a desverticalização a principal delas. Em decorrência, os serviços de “fio” e de comercialização de energia foram segregados, mas a estrutura tarifária permaneceu inalterada.
- b) Existem incentivos que estão levando consumidores a um comportamento que não parece minimizar custos e otimizar a utilização do sistema. Por exemplo, alguns grupos tarifários se sentem excessivamente penalizados pelas tarifas de ponta e estão instalando geradores a diesel para reduzir seu consumo neste horário. Ademais, alguns consumidores em alta tensão (138 kV, e mesmo 69 kV) estão buscando conexão direta com a rede básica para evitar o pagamento de tarifas pelo uso do sistema de distribuição. Este “by-pass” não econômico requer investimentos complementares e gera ativos ociosos no sistema da distribuidora que acabam sendo remunerados por aqueles que não conseguem migrar.
- c) Existe um “descolamento” entre as tarifas no mercado de atacado (preço spot da CCEE) e no mercado de varejo. No primeiro, as diferenças entre ponta e fora de ponta são desprezíveis, enquanto que no segundo são significativas. No processo de reformulação do modelo do setor elétrico, não houve um esforço de entender a razão das diferenças, tampouco de reconciliar as discrepâncias.

- d) As recentes tentativas por parte da ANEEL de revisar os níveis tarifários têm esbarrado em dificuldade na coleta de dados consistentes. Ademais, os resultados preliminares obtidos têm levado a grandes variações entre empresas para os mesmos postos tarifários.

Com base no exposto, a Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE, em parceria com a Superintendência de Regulação Econômica – SRE e a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, torna público, nesta Chamada, as características do projeto, os critérios para participação e os procedimentos para a elaboração de proposta de projeto estratégico “Metodologia para Estabelecimento de Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica” e convoca os interessados a apresentarem propostas nos termos aqui estabelecidos.

Ressalta-se que, embora não se exclua a possibilidade de projetos isolados, dar-se-á preferência a projetos cooperativos, buscando uniformizar critérios, somar esforços e evitar possíveis redundâncias e lacunas no desenvolvimento dos projetos.

2. CARACTERÍSTICAS DO PROJETO

As características deste projeto estratégico são apresentadas neste item, através da exposição das premissas básicas, dos resultados do projeto e do prazo de execução do projeto.

2.1. PREMISSAS BÁSICAS

O projeto deve ter como diretriz os comandos explicitados no Decreto nº 2.655/1998, art. 7º:

Art 7º A ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, com vistas a:

I - assegurar tratamento não discriminatório a todos os usuários dos sistemas de transmissão e de distribuição, ressalvado o disposto no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648, de 1998;

II - assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão;

III - estimular novos investimentos na expansão dos sistemas;

IV - induzir a utilização racional dos sistemas;

V - minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.

2.2. RESULTADOS DO PROJETO ESTRATÉGICO

Espera-se que os resultados deste projeto estratégico forneçam subsídios para definição de nova metodologia de cálculo da estrutura tarifária dos serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Deverão constar dos resultados deste projeto e do respectivo Relatório Final:

- a) O estado da arte dos modelos e técnicas mundialmente utilizados para tarifação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, apontando as principais características de cada sistema, as vantagens, as desvantagens e as limitações de cada metodologia. Como parte dessa atividade, devem ser identificadas e documentadas as melhores práticas internacionais e os respectivos casos reais em que foram aplicadas para equacionamento de problemas similares aos identificados no Brasil. Deverá ainda compilar e disponibilizar à ANEEL uma listagem da bibliografia nacional e internacional referente aos assuntos em pauta;

- b) Análise da estrutura tarifária atualmente praticada no Brasil, identificando sinais econômicos distorcidos, desnecessários ou ineficientes, tanto nas parcelas de energia quanto na tarifa de uso do sistema de distribuição, bem como na existência de subsídios cruzados, efeitos de poder de mercado e desequilíbrios tarifários;
- c) Análise da composição da cadeia de custos que é refletida na tarifa de fornecimento no Brasil (geração, transmissão e distribuição), o comportamento da carga face ao sinal econômico da tarifa – relação ponta e fora ponta e modalidades tarifárias –, e as limitações e avanços tecnológicos no que tange a medição dos consumidores, levando em consideração as particularidades das áreas de concessão do serviço público de distribuição. Essa análise deverá abordar também a estrutura de preços no mercado de atacado de energia elétrica, identificando a natureza das distorções entre o mercado de atacado e de varejo hoje existentes e propondo alteração na sinalização da Tarifa de Energia, se necessário. Avaliando também a conveniência da introdução de melhorias na tarifa horo-sazonal, com possível introdução de “*critical peak pricing*” e “*real time pricing*”, em coordenação com ONS;
- d) Elaboração de proposta de nova metodologia de estrutura tarifária para o sistema elétrico brasileiro, incluindo o sistema interligado e os sistemas isolados, que solucione os problemas observados na estrutura tarifária atualmente em vigor, inclusive propondo novos postos e modalidades tarifárias, se aplicáveis.
- e) Avaliação de novas metodologias para melhor incentivar a resposta da demanda, tanto para redução da carga de pico quanto para economia de energia, propondo aquelas que se apliquem ao caso brasileiro;
- f) Análise das vantagens e desvantagens das modificações propostas em relação à estrutura tarifária atual;
- g) Estudo sobre a forma de implantação da nova estrutura tarifária, as dificuldades esperadas para a implantação da nova metodologia e os impactos tarifários esperados para os consumidores de todos os grupos/subgrupos tarifários e a resposta esperada da carga; e
- h) Avaliação das novas tecnologias de medição e controle, e como estas podem ser usadas para facilitar a implementação da nova metodologia de estrutura tarifária proposta.

O desenvolvimento da nova metodologia de cálculo da estrutura tarifária deverá levar a uma correta repartição dos custos associados à prestação dos serviços de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica entre os diferentes tipos de consumidores, permitindo a identificação clara dos sinais econômicos que conduzam ao uso racional dos recursos do sistema elétrico, resultando em a uma expansão eficiente do sistema.

2.3. PRAZO PARA EXECUÇÃO DO PROJETO

O prazo para execução deste projeto (duração) deverá ser de até 12 meses. Tal duração decorrerá após o cadastro da data de início de execução do projeto no Sistema de Gestão de P&D, conforme item 6.3 do Manual de P&D, versão 2008.

Poderá haver prorrogação de prazo para a execução do projeto, conforme previsto no item 3.1 do Manual de P&D, versão 2008, desde que tal necessidade seja devidamente justificada.

3. CRITÉRIOS PARA PARTICIPAÇÃO

Os critérios para participação neste projeto estratégico são apresentados neste item, através da exposição das entidades elegíveis a participar do projeto, da composição dos membros da equipe e da forma para contratação do projeto dentre as entidades participantes.

3.1. ENTIDADES PARTICIPANTES DO PROJETO

3.1.1. Empresas Proponente e Cooperadas

As empresas de energia elétrica elegíveis para financiamento deste projeto estratégico deverão ter contrato de concessão ou permissão, firmado com a ANEEL, para o segmento de distribuição de energia elétrica.

3.1.2. Entidades Executoras

Os projetos podem ser desenvolvidos pelas próprias empresas de energia elétrica, cooperativamente entre duas ou mais empresas de energia elétrica, com instituições públicas ou privadas de ensino e/ou de pesquisa, bem como empresas de consultoria e fabricantes de materiais e equipamentos.

3.2. COMPOSIÇÃO DA EQUIPE DO PROJETO

Todos os membros da equipe do projeto deverão ter seu currículo cadastrado no Sistema Eletrônico de Currículos da Plataforma Lattes do CNPq, que pode ser acessado no endereço eletrônico: <http://lattes.cnpq.br/index.htm>. Isso possibilitará a análise curricular dos mesmos, sendo dispensado o envio de currículos impressos ou eletrônicos.

Ressalta-se que por área temática deste projeto entende-se o estudo de metodologias para estabelecimento de uma nova estrutura tarifária para os serviços de distribuição de energia elétrica no país.

3.2.1. Coordenador do Projeto

Além do que consta no Manual de P&D, versão 2008, o **Coordenador** deste projeto estratégico deverá atender aos seguintes requisitos:

- a) Ter obtido título de doutor há, pelo menos, 5 (cinco) anos em planejamento energético, engenharia ou economia;
- b) Ter experiência profissional mínima de 5 (cinco) anos na área temática deste projeto;
- c) Ser autor de pelo menos 1 (um) artigo completo publicado nos últimos 5 (cinco) anos em periódico científico indexado ou ser autor de livro editado ou de capítulo de livro editado, cujo assunto esteja vinculado à área temática deste projeto;
- d) Estar vinculado a uma entidade executora deste projeto;
- e) Não participar, simultaneamente, de outro projeto estratégico proposto pela ANEEL/SPE, no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica.

O nível de qualificação técnica exigido justifica-se pela complexidade e relevância do tema para o setor de energia elétrica.

A limitação de participação do coordenador em apenas um projeto estratégico busca assegurar tratamento prioritário para o projeto em questão, de modo a não comprometer os objetivos e resultados propostos dentro do prazo estabelecido.

3.2.2. Gerente do Projeto

Além do que consta no Manual de P&D, versão 2008, o **Gerente** deste projeto estratégico deverá atender aos seguintes requisitos:

- a) Possuir formação de nível superior com experiência profissional comprovada na área temática deste projeto;
- b) Estar vinculado, profissionalmente, à Empresa proponente ou a uma Empresa cooperada;
- c) Não participar, simultaneamente, de outro projeto estratégico proposto pela ANEEL/SPE, no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica.

O nível de qualificação técnica exigido justifica-se pela complexidade e relevância do tema para o setor de energia elétrica.

A limitação de participação do gerente em apenas um projeto estratégico busca assegurar tratamento prioritário para o projeto em questão, de modo a não comprometer os objetivos e resultados propostos dentro do prazo estabelecido.

3.2.3. Demais Membros da Equipe do Projeto

Além do que consta no Manual de P&D, versão 2008, os demais membros da equipe deste projeto estratégico deverão atender aos seguintes requisitos:

- a) Ter a função de **Pesquisador**, **Auxiliar Técnico Bolsista** ou **Auxiliar Administrativo**;
- b) Não participar, simultaneamente, de outro projeto estratégico proposto pela ANEEL/SPE, no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica.

A limitação de participação dos demais membros da equipe em apenas um projeto estratégico busca assegurar tratamento prioritário para o projeto em questão, de modo a não comprometer os objetivos e resultados propostos dentro do prazo estabelecido.

O **Pesquisador** deverá estar vinculado, profissionalmente, à entidade executora do projeto, à Empresa proponente ou à Empresa cooperada e atender a um dos seguintes requisitos:

- a) Possuir formação de nível superior com pós-graduação (mestrado ou doutorado) e experiência profissional comprovada na área temática deste projeto, de pelo menos 5 (cinco) anos, considerando-se o tempo destinado à capacitação (mestrado e/ou doutorado);
- b) Possuir formação de nível superior e estar vinculado a curso de pós-graduação (mestrado ou doutorado), com tema de pesquisa na área temática deste projeto.

O nível de qualificação técnica exigido justifica-se pela complexidade e relevância do tema para o setor de energia elétrica.

Caso sejam incluídos na equipe do projeto, recursos humanos com a função de **Auxiliar Técnico Bolsista** ou **Auxiliar Administrativo**, estes deverão estar vinculados à entidade executora do projeto.

Dadas as características deste projeto, não é permitida a inclusão de **Auxiliar Técnico** na equipe do projeto.

3.3. CONTRATAÇÃO DO PROJETO ESTRATÉGICO

O contrato a ser firmado entre a Empresa proponente, as Empresas cooperadas e as entidades executoras deste projeto estratégico deverá definir a forma de participação de cada entidade no projeto.

4. PROCEDIMENTOS

4.1. APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA

As Empresas interessadas em investir neste projeto estratégico deverão manifestar interesse por meio de e-mail ao endereço eletrônico pedestrategico@aneel.gov.br. A ANEEL divulgará os nomes destas Empresas no portal da ANEEL (www.aneel.gov.br), no vínculo **Educação/Pesquisa e Desenvolvimento, Pesquisa e Desenvolvimento, Temas para Investimentos em P&D**.

Decorrido o prazo para manifestação de interesse em financiar o projeto, as Empresas interessadas deverão definir qual delas será a proponente do projeto e quais serão as entidades executoras do projeto.

A proposta de projeto estratégico deverá ser elaborada utilizando-se o Arquivo Eletrônico de Projeto de P&D, disponibilizado no portal da ANEEL (www.aneel.gov.br), no vínculo **Educação/Pesquisa e Desenvolvimento, Pesquisa e Desenvolvimento, Arquivos Eletrônicos**. Deverão ser considerados, além dos critérios estabelecidos no Manual de P&D, versão 2008, os critérios estabelecidos nesta Chamada.

O projeto estratégico deverá ser submetido em proposta única para avaliação da ANEEL, sendo o cadastro da proposta de projeto estratégico no Sistema de Gestão de P&D da ANEEL realizado pela Empresa proponente.

O projeto deverá ser enquadrado nos seguintes aspectos:

- a) Segmento do projeto: Comercialização;
- b) Tema: Medição, faturamento e combate a perdas comerciais;
- c) Subtema principal: Sistemas de tarifação e novas estruturas tarifárias;
- d) Fase da cadeia da inovação: Pesquisa aplicada;
- e) Tipo de produto: Conceito e Metodologia.

4.2. AVALIAÇÃO INICIAL DA PROPOSTA

A avaliação inicial do projeto estratégico será obrigatória e presencial, realizada nas dependências da ANEEL ou em local acordado entre a ANEEL e a Empresa proponente.

A Empresa proponente será convocada para apresentação do projeto à banca de avaliação, que será composta por pesquisadores pós-graduados com qualificação no tema desta Chamada e por representantes da ANEEL.

A apresentação do projeto deverá ser feita pelo Coordenador do projeto. Caso não seja possível a presença do Coordenador do projeto, a Empresa deverá indicar um substituto, que deverá ser integrante da equipe do projeto e da entidade executora.

Os parâmetros e critérios de avaliação estão apresentados no item 6.2 do Manual de P&D, versão 2008. O resultado da avaliação inicial será comunicado à Empresa proponente por meio de mensagem eletrônica automática emitida pelo Sistema de Gestão de P&D ANEEL.

Ao receber a mensagem eletrônica a Empresa proponente deverá cadastrar, no Sistema de Gestão de P&D ANEEL, sua intenção em executar ou não o projeto. Caso não haja interesse, o projeto será cancelado no Sistema de Gestão de P&D ANEEL. Caso haja interesse, a Empresa proponente deverá cadastrar, no Sistema de Gestão de P&D ANEEL, a data de início de execução do projeto, a qual deverá corresponder à data de abertura de sua respectiva Ordem de Serviço (ODS), e a forma de compartilhamento dos resultados do projeto.

Requere-se a ampla divulgação dos resultados deste projeto, dessa forma o tipo de compartilhamento dos resultados deste projeto deverá ser cadastrado como “Domínio Público”, sendo preservada a autoria dos resultados.

4.3. EXECUÇÃO DO PROJETO

A execução do projeto deverá ocorrer conforme estabelecido no item 6.4 do Manual de P&D, versão 2008.

Os produtos previstos das etapas do projeto estabelecidas no termo de contrato firmado entre a Empresa proponente, as Empresas cooperadas e as entidades executoras deverão ser apresentados à ANEEL nas reuniões técnicas de acompanhamento da execução do projeto. Os relatórios deverão ser encaminhados em prazo de até 5 (cinco) dias antes da data agendada para a reunião, a serem realizadas, no mínimo, quadrimestralmente.

Poderá haver prorrogação de prazo para execução do projeto, conforme previsto no item 3.1 do Manual de P&D, versão 2008, a depender das justificativas apontadas durante tais reuniões.

Ressalta-se que a ANEEL poderá, a qualquer momento, solicitar informações sobre a execução do projeto.

4.4. AVALIAÇÃO FINAL DO PROJETO

A avaliação final do projeto ocorrerá conforme estabelecido no Capítulo 7 do Manual de P&D, versão 2008.

4.5. CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO

A Tabela 1 apresenta os prazos envolvidos no cronograma de execução do projeto estratégico, a contar da data de publicação do Aviso que deu publicidade a esta Chamada.

Tabela 1: Cronograma de execução do projeto estratégico.

Fase	Prazo
Demonstração de interesse das Empresas em financiar o projeto	+ 15 dias
Divulgação das Empresas interessadas em financiar o projeto	+ 5 dias
Envio de proposta de projeto à ANEEL	+ 60 dias
Divulgação do resultado da avaliação inicial da proposta	+ 30 dias
Demonstração de interesse na execução do projeto	+ 10 dias
Início da execução do projeto	+ 30 dias
Término de execução do projeto	+ 12 meses

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1. PUBLICAÇÕES

As publicações científicas e qualquer outro meio de divulgação dos dados resultantes do projeto estratégico ao qual se refere esta Chamada devem conter menção ao “Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL” e às empresas de energia elétrica que deram suporte financeiro ao projeto.

A ANEEL se reserva o direito de publicar os resultados deste projeto, preservando a autoria dos trabalhos.

5.2. INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Esclarecimentos e informações adicionais acerca desta Chamada deverão ser enviados por meio de e-mail ao endereço eletrônico pedestrategico@aneel.gov.br.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Endereço: SGAN 603 - Módulos "I" e "J"

Brasília, DF - CEP 70.830-030

Tel.: 55(61)2192-8600

www.aneel.gov.br