

MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 61/2018

NOME DA INSTITUIÇÃO: Enel Brasil

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: Processo: 48500.001091/2018-23

EMENTA: Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR referente à regulamentação da geoespacialização das instalações de transmissão.

A ENEL Brasil serve-se da presente para apresentar suas contribuições à Audiência Pública nº 061/2018 (“AP”), que possui como objetivo principal Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR referente à regulamentação da geoespacialização das instalações de transmissão (BDGT).

Conforme formulário disponibilizado no âmbito desta AP, a Enel Brasil apresenta abaixo suas contribuições da análise de impacto regulatório.

1. Identificação do Problema Relatório e Justificativa para intervenção (Itens 1 e 4 do AIR):

Conforme pode ser observado na Nota Técnica nº 90/2018-SRT-SFE-SGI/ANEEL e também no Relatório de AIR nº 001/2018-SRT-SFE-SGI/ANEEL o problema regulatório encontra-se claro. As necessidades por parte da ANEEL da identificação, obtenção, atualização e armazenamento das informações de localização geográfica das instalações de transmissão e das demais informações não geográficas de identificação dessas instalações, de fato, poderão ser supridas pela construção de uma base robusta, segura, simples e versátil.

Diante o exposto, a Enel Brasil considera que a criação de um processo robusto de Geoespacialização das Instalações de Transmissão se faz prudente e adequada ao momento atual.

2. Identificação dos atores e grupos afetados (Item 2 do AIR)

A Enel Brasil entende como adequado a identificação apresentada dentro de um escopo de desenvolvimento de regulamentação para a construção da base de dados proposta. Entretanto, conforme será abordado adiante, espera-se que tal procedimento possa agilizar o processo de cálculo da TUST, impactando assim, todo o setor elétrico.

3. Experiência Nacional e Internacional (Item 6 do AIR)

A abordagem da experiência da agência no setor da distribuição com a elaboração da BDGD mostra-se bastante oportuna. A Enel Brasil entende que tal iniciativa é prudente, factível e que o desenvolvimento poderá se balizar na experiência da própria ANEEL em relação a regulamentação dos Módulos 6 e 10 do PRODIST referentes à Base de Dados Geográfica da Distribuição – BDGD.

Contudo, a experiência internacional poderia trazer informações mais substanciais referente à ação de outras entidades regulatórias em algum contexto semelhante. A visão das melhores práticas é fundamental para a estruturação de um processo robusto e moderno.

4. Alternativas Identificadas (Item 8 do AIR)

A Enel Brasil entende que a discussão sobre a hospedagem e gestão da BDGT, pela ANEEL ou pelo ONS, deveria constituir uma outra alternativa. Em outras palavras, poderia apresentar uma alternativa onde a ANEEL é a gestora e outra alternativa em que o ONS é o gestor, que é a proposta apresentada.

Dessa maneira, poder-se-ia ter mais espaço para as análises dessas possibilidades. Isto porque, a proposta atual parece extrapolar funções intrínsecas do ONS, quais sejam, a operação e controle. O processo de recebimento e protocolo de uma obrigação regular até o momento é realizada apenas pela ANEEL.

4.1. Quanto à vinculação da BDGT (Subitem 8.1 do AIR)

Conforme será abordado nos comentários adicionais, a Enel Brasil sugere que esta ANEEL avalie a possibilidade de desenvolvimento de plataformas interligadas de modo a agilizar o processo de cálculo da TUST.

4.2. Quanto à revisão da base (Subitem 8.2 do AIR)

A segregação das regras de características da base e formatação de seus dados em um anexo é vista como adequada pela Enel Brasil. Tendo em vista a experiência do processo da BDGD essa abordagem poderá trazer agilidade para eventuais ajustes que serão necessários no período inicial de implantação.

4.3. Quanto aos dados (Subitem 8.3 do AIR)

A Enel Brasil propõe inicialmente que todos os equipamentos de transformação, compensação reativa série e shunt (capacitores e reatores), compensadores estáticos e síncrono, segmentos de rede e carga, conectados ao sistema de transmissão sejam compostos com coordenadas geográficas e Ponto de Acoplamento Comum – PAC, de modo a viabilizar a plotagem da rede elétrica em simuladores de fluxo de potência. Esta iniciativa tem como incentivo viabilizar os estudos de rede, como a estabilidade dos níveis de tensão, perdas técnicas e estudos de planejamento da expansão.

Em caráter ilustrativo, e para tomada de referência, destacam-se as entidades geográficas da BDGD, descritas na Tabela 1 - Detalhamento das entidades geográficas, do Módulo 10 do PRODIST. Observa-se que todo segmento de rede de média e baixa tensão é modelado para que o caminho elétrico dos fluxos e passantes sejam passíveis de simulação.

- Subestação: Cada feição (polígono) desta entidade representa a área geográfica que delimita o espaço físico ocupado por uma determinada subestação de interesse.
- Unidade Consumidora: Cada feição (ponto) desta entidade representa a localização da unidade consumidora ou ponto de conexão com característica de consumo em baixa tensão existente no sistema de distribuição.
- Unidade Geradora: Cada feição (ponto) desta entidade representa a localização da unidade geradora ou ponto de conexão com característica de geração em alta tensão existente no sistema de distribuição.
- Ponto Notável: Cada feição desta entidade representa a localização das estruturas de suporte às linhas e aos equipamentos de distribuição de energia elétrica.
- Segmento de Rede: Cada feição (linha) desta entidade representa o traçado de um segmento de rede de distribuição em nível de baixa tensão entre duas estruturas de suporte.
- Unidade Compensadora de Reativo: Cada feição (ponto) desta entidade representa a localização de uma unidade compensadora de reativo instalada na rede de distribuição.

- Unidade Reguladora: Cada feição (ponto) desta entidade representa a localização de uma unidade reguladora instalada na rede de distribuição.
- Unidade Seccionadora: Cada feição (ponto) desta entidade representa a localização de uma unidade seccionadora instalada na rede de distribuição
- Unidade Transformadora: Cada feição (ponto) desta entidade representa a localização de uma unidade de transformação.
- Conjunto: Cada feição (polígono) desta entidade representa a área de um conjunto de unidades consumidoras abrangendo a área de atuação, e eventuais áreas de atendimento precário da distribuidora.
- Área de Atuação: Cada feição (polígono) desta entidade representa a área de atuação estabelecida pelo contrato da distribuidora.

4.4. Quanto à hospedagem e gestão da BDGT (Subitem 8.4 do AIR)

Conforme abordado anteriormente, a Enel Brasil entende que o desenho mais adequado para o processo é a ANEL como responsável pela hospedagem e gestão da BDGT.

Nesse contexto, o ONS seria mais um usuário dos dados disponíveis por meio da BDGT, assim como será o uso dentro da ANEEL pelas superintendências.

4.5. Quanto à Implantação da BDGT: Primeiros carregamentos (Subitem 8.5 do AIR)

Não havendo mudança de posicionamento quanto ao processo de hospedagem e gestão da BDGT a Enel Brasil não tem contribuições adicionais aos primeiros carregamentos.

4.6. Quanto à atualização das informações no SAGIT e na BDGT (Subitem 8.6 do AIR)

Levando-se em consideração que a ANEEL define a data de 31 de maio como o prazo para as transmissoras apresentar via SIGET a situação das instalações de transmissão associadas aos empreendimentos autorizados e licitados sob sua responsabilidade, a Enel Brasil sugere que esta data seja mantida como referência para envio da BDGT, garantindo a operacionalização dos processos tarifários.

4.7. Quanto ao incentivo econômico (Subitem 8.7 do AIR)

A Enel Brasil não observou oportunidade de contribuições para esse item nesse momento.

4.8. Quanto ao armazenamento e consulta (Subitem 8.8 do AIR)

Com relação ao armazenamento dos dados, a Enel Brasil apresenta-se favorável ao proposto nessa AIR.

4.9. Quanto à obtenção dos dados (Subitem 8.9 do AIR)

Assim como realizado no processo da BDGD, entende-se que o processo de carregamento de dados seja o mais adequado. Desta maneira, assegura-se o recebimento de protocolo de cumprimento da obrigação regulatória.

Futuramente, o processo de evolução do sistema deverá ser amplamente discutido com o objetivo de se certificar as devidas condições de segurança e protocolo de envio dos dados.

5. Impactos e Comparação das Alternativas (Itens 9 e 10 do AIR)

Conforme apresentado anteriormente, a Enel Brasil entende que seria mais rica a avaliação da hospedagem e gestão pela ANEEL com uma alternativa adicional.

Dentro do estudo apresentado a Enel Brasil não observou oportunidade de contribuições para esse item nesse momento.

6. Acompanhamento e Fiscalização (Item 11 do AIR)

A Enel Brasil não observou oportunidade de contribuições para esse item nesse momento.

7. Comentários e Contribuições adicionais

Por meio da Nota Técnica nº 90/2018-SRT-SFE-SGI/ANEEL, de 27 de novembro de 2018, a ANEEL apresenta as suas contribuições acerca da regulamentação da geoespacialização das instalações de transmissão, detalhadas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 001/2018-SRT-SFE-SGI/ANEEL, bem como apresenta as sugestões para desenvolvimento dos apontamentos, em especial, no que tange ao processo de hospedagem e gestão da Base de Dados Geográfica da Transmissão - BDGT, carregamento e armazenamento de dados, atualização das informações no Sistema de Análise e Gerenciamento de Instalações de Transmissão - SGIT e incentivos econômicos.

Observa-se que a Análise de Impacto Regulatório – AIR, em seu item 32, estabelece que a BDGT deve ser robusta, segura, simples e versátil para permitir, com o mínimo esforço de desenvolvimento, a manutenção e atualização, bem como, ser consultada de diferentes formas, e poder ser adaptada para utilização nos mais diversos processos da ANEEL.

Para solucionar tal ponto, na AIR, a ANEEL apresentou duas alternativas. A primeira delas, prevê a manutenção do regulamento e, a segunda, considerada pelo regulador como a alternativa mais adequada, prevê a criação de uma base de dados estruturada com as informações geográficas das instalações de transmissão, vinculada às principais informações dos ativos que a ANEEL utiliza em suas atividades de fiscalização e regulamentação dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

Assim, embora o regulador assume que a referida base de dados acarretará em esforço inicial para o desenvolvimento, organização e consolidação dos dados, bem como, implicará no compromisso de as transmissoras e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS manterem a base de dados atualizada, entende-se que tal iniciativa é prudente, factível e que o desenvolvimento poderá se balizar na experiência da própria ANEEL em relação a regulamentação dos Módulos 6 e 10 do PRODIST referentes à Base de Dados Geográfica da Distribuição – BDGD.

Embora há relativa divergência entre os processos das concessionárias de transmissão e distribuição, entende-se que alguns aspectos como a definição das entidades e dos atributos que caracterizam os ativos elétricos, a estrutura de dados para formação dos arquivos Shape e do Sistema de Informação Geográfica Regulatório - SIG-R, bem como, a abrangência das informações nos processos de fiscalização e conciliação dos ativos físicos e contábeis para revisão tarifária, poderiam servir de referências em prol da celeridade e mitigação de erros na formação deste processo, que representa um marco regulatório aos Agentes envolvidos.

É mister salientar que no segmento de distribuição a BDGD foi regulamentada em 2009 e passou por vários avanços e reestruturações. Inicialmente, a base de dados definia o envio anual dos dados de rede de distribuição, envolvendo os parâmetros elétricos, estruturais e de topologia do sistema elétrico. Entretanto, tais dados não eram suficientes para que a ANEEL viabilizasse os processos tarifários. Neste contexto, no ano de 2014, por meio da Audiência Pública 69/2014, definiu-se uma nova base de dados com a inclusão de outros parâmetros, dentre os quais destacam-se, a conectividade e faseamento dos segmentos de rede e transformadores para correta execução do cálculo das perdas técnicas regulatórias, via algoritmo de fluxo de potência, bem como os dados contábeis para composição da Base de Remuneração Regulatória – BRR.

Tendo em vista que o regulador pretende utilizar a BDGT em um elenco dos mais variados processos, entende-se que a primeira avaliação que se faz necessária consiste em levantar exaustivamente todas as informações de ativos, plataformas e interfaces dos softwares que contribuirão com a construção das entidades geográficas e não geográficas. Dentre os processos ora mencionados pelo regulador, destacam-se:

- Reajuste e revisão das Receitas Anuais Permitidas - RAP das transmissoras;
- Estabelecimento de encargos de uso e conexão;
- Gestão de ativos da transmissão;
- Controle patrimonial;
- Cálculo e atualização do banco de preços das transmissoras;

- Indenização de ativos revertidos ao final das concessões;
- Autorização de reforços e melhorias;
- Instrução dos leilões de transmissão;
- Declaração de utilidade pública;
- Fiscalização da manutenção de faixas de segurança;
- Fiscalização de implantação de obras;
- Gestão da entrada em operação de reforços e melhorias sem definição prévia da RAP;
- Fiscalização da Operação e Manutenção – O&M das instalações de transmissão;

Observa-se que, as informações supramencionadas são de natureza diversa, isto posto, constata-se inicialmente que o sistema de informação será um compêndio de sistemas e bases de dados reunidas que, em conjunto, permitem a obtenção de diversas informações do sistema de transmissão e acessantes.

Portanto, com base nas experiências das distribuidoras, a Enel Brasil construiu uma proposta e contribuição que levou em consideração algumas premissas, como a aplicabilidade do processo, os incentivos à regulamentação, modelagem de ativos, atributos e entidades, operacionalização da solução, entre outros aspectos de natureza regulatória e computacional.

A aplicabilidade do processo tem como fundamento definir os prazos adequados para envio da BDGT, conforme será regulamentado no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede, com a inclusão da obrigatoriedade de as transmissoras informarem ao ONS as coordenadas geográficas das subestações e de cada torre, bem como, as características técnicas de cada vão e de cada estrutura das linhas de transmissão. Já os incentivos à regulamentação decorrem dos processos que a base deverá subsidiar e a capacidade do regulador de acompanhar e fiscalizar os processos de modo robusto e célere.

No terceiro requisito, qual seja, a modelagem de ativos, atributos e entidades, são avaliados os dados brutos que formam os arquivos Shapes e o SIG-R, consubstanciando-se na avaliação da operacionalização e nas dificuldades intrínsecas da construção da BDGT, bem como, a complexidade adicionada aos processos técnicos, econômicos e de revisão da RAP.

Neste íterim, a Enel Brasil apresenta nos tópicos seguintes a sua contribuição. A expectativa é que as sugestões ora apresentadas possam ser acolhida por essa Agência, pois acredita-se que irão contribuir para que a regulamentação produza os melhores efeitos para a composição de um processo sólido, robusto e eficiente.

a) Aplicabilidade do Processo – Prazos

Conforme estabelecido no item 3 – Aspectos Gerais, parágrafo 5 do Submódulo 9.3 do PRORET, referente ao reajuste anual das receitas das concessionárias de transmissão, a data do processo de revisão da RAP compreende o período de 1º de julho do ano de referência à 30 de junho do ano subsequente.

As RAPs estabelecidas no reajuste e aprovadas pela Diretoria da ANEEL são divulgadas por meio de ato emitido pela ANEEL e possuem validade no período de 1º de julho de um ano a 30 de junho do ano subsequente.

Em prol da qualidade e eficiência do processo, inicialmente a Enel Brasil salienta que os esforços despendidos por essa Agência devem ser no caminho de avaliar o melhor tempo hábil para garantir que a base de dados consiga refletir de modo mais atualizado as instalações de transmissão que entraram em operação comercial no período supracitado e viabilizar o tempo necessário para que essa Agência possa avaliar e validar as informações.

Desta maneira, conforme apresentado anteriormente e considerando que no item 3 – Informações para o processo de reajuste da anual da RAP, do Submódulo 10.4 do PRORET, a ANEEL define a data de 31 de maio como o prazo para as transmissoras apresentar via SIGET a situação das instalações de transmissão associadas aos empreendimentos autorizados e licitados sob sua responsabilidade, a Enel Brasil sugere que esta data então seja mantida como referência para envio da BDGT de modo a garantir a operacionalização dos processos tarifários. Ademais, se necessário, a Enel Brasil não vê óbice em o regulador solicitar uma BDGT extraordinária para fins específicos, como se tem praticado no setor de distribuição.

A

- Detalhamento dos reforços e melhorias autorizados sem estabelecimento prévio de receita que devem ser considerados no cálculo do reajuste da RAP em processamento – Até 31 de maio;
- Data de entrada em operação comercial provisória e/ou definitiva de novas instalações autorizadas e/ou licitadas que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida ao longo do ciclo i-1 – Contínuo;

Maio;

- RAP de instalações licitadas e/ou autorizadas previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo i – Até 30 de abril;
- Compensações decorrentes da violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em DIT ocorridas ao longo do ano i – Até 10 de Maio;
- Receita referente ao incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão – Até 10 de Junho.

Ainda, no âmbito da audiência pública, a ANEEL define que a homologação da BDGT acarretará na publicação de uma Resolução Normativa específica, que definirá as principais questões relacionadas às obrigações e prazos. Consequentemente, o regulador sugere que a vigência do regulamento ocorra imediatamente após a publicação da Resolução Normativa, com revisão da norma em até 3 (três) anos após sua publicação.

Sobre este aspecto, devido ao valor agregado que o assunto tem para o setor elétrico, e além disto, considerando-se a complexidade do trabalho, a equipe multidisciplinar e especializada que será exigida, o esforço operacional e computacional para construção e avaliação dos dados, sugere-se que o primeiro envio da BDGT ocorra no primeiro ano que antecede a próxima revisão da RAP. Este primeiro envio serviria como período de teste para que a ANEEL e a concessionária avaliassem as informações disponibilizadas. No caso da Enel CIEN, empresa de transmissão que interliga a rede básica, o ano base para o envio seria de 2022.

b) Incentivos à Regulação – Automação de Processos

Conforme exposto no Capítulo 1 – Introdução, no setor de distribuição a BDGD passou por dois macros aprimoramentos. O desenvolvimento inicial, regulamentado no Módulo 6 do PRODIST, consistia no envio dos parâmetros elétricos e estruturais do sistema de distribuição de energia elétrica. Com o amadurecimento do processo, o Módulo 10 do PRODIST foi publicado e a BDGD passou a contemplar variáveis técnicas e contábeis.

Em caráter exemplificativo, destaca-se que o SIG-R passou a compor os dados das seguintes bases, tais como, o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, Bases de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE e Bases de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Assim sendo, sugere-se que esta ANEEL avalie e considere as eventuais interfaces de dados que a BDGT possa contemplar, considerando inclusive a eventual composição de dados supracitada.

Percebe-se que as sugestões indicadas acima permitem um grande avanço no sentido de aprimorar o procedimento observando os critérios aplicados pela Agência para o setor de distribuição. Ademais, pode-se constatar que o setor de transmissão tem especificidades processuais na qual a ANEEL poderia avaliar a prudência de inclusão de novas entidades Shape, ainda que na fase embrionária do projeto, evitando-se brevemente a republicação ou publicação de um novo dispositivo regulamentar acerca do assunto.

Nesta seara, destaca-se como processo de grande impacto a todo o setor elétrico, a formação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e encargos de conexão. Em síntese, tais tarifas são calculadas para as centrais de geração, autoprodutores, consumidores, importadores e exportadores de energia elétrica que acessam a rede básica sistêmica, em nível de tensão igual ou superior à 230 kV.

Ambos os dados supracitados, tanto os encargos de conexão como a TUST, são calculados a partir do sistema nodal. Este sistema é alimentado com as RAPs (R\$) das transmissoras e os parâmetros elétricos do sistema de transmissão e rede básica. Logo, contata-se que ambas as informações serão provenientes da BDGT. Neste contexto, sugere-se que esta ANEEL avalie a possibilidade de desenvolvimento de plataformas interligadas de modo a agilizar o processo de cálculo.

No setor elétrico destaca-se como experiência similar, a iniciativa da SRD/ANEEL com o validador da BDGD, o qual alimenta o software ProgGeoPerdas que possui uma interface Component Object Model – COM com o software OpenDSS da Electric Power Research Institute – EPRI para calcular as perdas técnicas regulatórias dos segmentos de média e baixa tensão.

c) Modelagem de Ativos, Atributos e Entidades

A AIR apresenta as principais características desejadas na BDGT. Em tese, as entidades que deverão ter as coordenadas próprias, são as torres, os segmentos de linha de transmissão e subestação e as demais entidades serão compostas pelos seguintes grupos de ativos:

- Banco de Capacitores ou Capacitor em Derivação;
- Banco de Filtros ou Filtro de Harmônicos;
- Barramentos;
- Cabo Condutor;

- Cabo Para-raios;
- Capacitor Série Controlado a Tiristor ou fixo;
- Chave Seccionadora com ou sem aterramento;
- Compensador Estático;
- Compensador Síncrono;
- Disjuntor;
- Estrutura ou torre;
- Filtro PLC;
- Pára-raios ou centelhadores;
- Reator de Alisamento;
- Reator de Barra
- Reator de Linha
- Reator de Neutro;
- Reator Série ou Reator Limitador de Corrente de Curto-Circuito ou Reator
- Segmento de Linha de Transmissão ou Vão;
- Transformador de Corrente – TC;
- Transformador de Potencial – TP;
- Transformador de Aterramento;
- Transformador de Potência ou Transformador de Força; e
- Válvulas.

Da análise dos dados supracitados e conforme apresentado anteriormente, a Enel Brasil propõe-se que todos os equipamentos conectados ao sistema de transmissão sejam compostos com coordenadas geográficas e Ponto de Acoplamento Comum – PAC, de modo a viabilizar a plotagem da rede elétrica em simuladores de fluxo de potência. Esta iniciativa tem como incentivo viabilizar os estudos de rede, como a estabilidade dos níveis de tensão, perdas técnicas e estudos de planejamento da expansão.

d) Conclusão

Ante todo o exposto e de acordo com exposto nesta contribuição, espera-se que as sugestões ora apresentadas possam ser acolhidas por essa Agência, de modo a contribuir com o desenvolvimento da regulamentação e que o regulamento produza os melhores efeitos em prol de um processo sólido, robusto e eficiente. A seguir, a Enel Brasil apresenta a síntese das contribuições:

- Levando-se em consideração que a ANEEL define a data de 31 de maio como o prazo para as transmissoras apresentar via SIGET a situação das instalações de transmissão associadas aos empreendimentos autorizados e licitados sob sua responsabilidade. Sugere-se que esta data seja mantida como referência para envio da BDGT, garantindo a operacionalização dos processos tarifários.
- Sugere-se que a ANEEL avalie e considere as eventuais interfaces de dados entre outras plataformas e a BDGT. Destacam-se como exemplo o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, Bases de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE e Bases de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica, bem como, os procedimentos de cálculo da TUST e dos encargos de conexão via software Nodal.
- Propõe-se que todos os equipamentos de transformação, compensação reativa série e shunt (capacitores e reatores), compensadores estáticos e síncrono, segmentos de rede e carga, conectados ao sistema de transmissão sejam compostos por PAC, de modo a viabilizar a plotagem da rede elétrica em simuladores de fluxo de potência.