

ANEXO

Formulário para Resposta à Consulta Pública nº 19/2019

Assunto: Consulta Pública com a finalidade de obter subsídios à consolidação e ao aprimoramento dos regulamentos associados à classificação das instalações de transmissão, condições de acesso e conexão ao sistema de transmissão.

Processo: 48500.000893/2019-05

Nota: As perguntas a seguir estão contextualizadas na Nota Técnica nº 47/2019-SRT/ANEEL, de 12/07/2019. Recomendamos a leitura das seções para melhor compreensão.

Pergunta 1: O comando de reclassificação de instalações em tensão igual ou superior a 230 kV que se tornarem de uso comum para Rede Básica está adequada do ponto de vista de alocação de custos a quem os causa? Quais os benefícios para a Rede Básica na incorporação dessas instalações?

Resposta:

A Enel Brasil entende que os custos de adequação devem ser alocados ao acessante que os causa (distribuidora, geradora ou cliente) e, posteriormente, os custos associados à manutenção e operação da SE devem ser destinados aos usuários do SIN, como nas demais instalações da Rede Básica.

A reclassificação destas instalações está adequada do ponto de vista técnico, devido a expertise das Transmissoras em operar e manter estas instalações. Os benefícios ainda envolvem o aumento da flexibilidade de operação da Rede Básica, com a agregação de instalações com menores investimentos às Transmissoras e possibilidade de redução de custos de outros acessantes, além de manter a padronização das instalações da rede de transmissão.

Do ponto de vista da distribuidora:

O adequado é que no início do processo de acesso, assim como no planejamento setorial, deve ser considerada a opção de Mínimo Custo Global, com as adequações que se façam necessárias, em todas as alternativas de conexão estudadas. Desta forma, reduz-se o risco de impactar a escolha da melhor solução técnico-econômica.

No caso da REN 722/2016, que determinou a migração de clientes livres 230kV conectados em instalações de propriedade da distribuidora para a Rede Básica, a reclassificação desta instalação para Rede Básica de fronteira e sua transferência para a transmissora local deveria ser automática, a fim de que essa migração fosse mais rápida e menos complexa para o consumidor. Esse mesmo normativo prevê que se espere a conexão de um próximo acessante à instalação 230kV citada, para que a distribuidora transfira a mesma para a transmissora.

Pág. 2 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Enquanto se espera que a condição de transferência estabelecida na REN 722/2016 seja satisfeita, isto é, a próxima conexão à instalação de 230kV, a distribuidora proprietária da instalação 230kV terá que intermediar os contratos regulatórios entre o cliente livre e a transmissora local e montar uma estrutura de O&M para uma única instalação. O cliente por sua vez terá de assinar no mínimo 02 contratos (CUST, CCD), devendo o CCD refletir todo o fluxo de informação da distribuidora com a transmissora. Uma complexa relação entre CCT e CCD. Sem contar que a transmissora, que passará a ser o agente de medição do cliente livre, conforme Módulo 12 dos Procedimentos de Rede, solicita ao cliente adequações, para seu acesso à Rede Básica, que antes já estavam atendidas pela Distribuidora, quando esta era o acessante da Rede Básica. Com a reclassificação da instalação de 230kV para Rede Básica de Fronteira, o processo se tornaria mais simples.

Do ponto de vista do agente de geração:

Conforme preconiza a REN 722/2016, as instalações de uso exclusivo em tensão de 230 kV ou superior que se tornarem de uso comum devem ser transferidas sem ônus à transmissora que tem CCT celebrado com os geradores existentes, e também entendemos que está correto e deve ser mantido.

Entendemos que, apesar do livre acesso e do direito de uso às instalações de uso exclusivo, é primordial que exista a previsão de proteção para eventuais investimentos financeiros realizados por um acessante existente, que tenha planejado a expansão do seu parque gerador e, em função disso, possua equipamentos com capacidades adicionais para escoamento de geração.

Nestes casos, é necessário que seja levantado o custo do benefício sistêmico de implantação desta margem adicional e haja correta compensação ao gerador existente.

Ainda em relação ao acesso às instalações de uso exclusivo de geradores, é necessário que haja uma aprovação prévia do agente detentor das instalações de modo a confirmar a disponibilidade física das instalações e a liberação para o compartilhamento. Essa aprovação prévia resguarda, por exemplo, geradores que construíram instalações de uso exclusivo com capacidades superiores de transformação e transporte visando expansão dos próprios parques com projetos futuros, o que ocorre muito em complexos eólicos e solares.

Pergunta 2: Considerando os riscos envolvidos para as transmissoras, bem como as dificuldades que envolvem a conexão de geradores no cenário atual, é adequado manter a previsão legal e normativa de implantação de novas ICG?

Resposta:

Entendemos não haver problemas em manter a previsão legal e normativa de implantação de novas ICGs. Contudo, concordamos que a previsão possa ser mais restritiva, de modo a atender apenas cenários futuros em que, por exemplo, existam limitações técnicas e/ou físicas na ampliação de subestações existentes da rede básica e, nesses casos, a conexão de novas centrais geradoras por meio de ICGs possa ser benéfica para aumento do escoamento de energia da região.

Pág. 3 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Pergunta 3: Os critérios de classificação das Instalações de Transmissão como Rede Básica, DIT e ICG estão suficientemente precisos e delimitados? Em caso negativo, citar os pontos que necessitam de aprimoramento quanto à classificação.

Resposta:

O critério para classificação como Rede Básica é claro. Porém, mesmo que a REN 67/2004 traga as definições de DITs, há certa dificuldade principalmente no acesso à informação sobre a propriedade e a diferenciação entre transmissão e distribuição das instalações em tensão abaixo de 230 KV, dado que o acessante precisa assinar CCT com a transmissora e CUSD com a distribuidora.

Após transferência de instalações para a rede básica, existem certas dúvidas com relação às reclassificações de ICG e DIT, assim entendemos ser necessário alterações nos normativos para que considerem detalhes sobre as instalações compartilhadas, estipulando obrigações e responsabilidades para os agentes envolvidos no processo.

A REN 320/2018 estabelece que o barramento de 230kV das subestações classificadas como **ICG**, não pertencem a Rede Básica, são parte da ICG e classificadas como **ICG**. A REN 067/2004, por sua vez, classifica o barramento de 230kV de uma instalação de transmissão como **Rede Básica**. A função é a mesma, TRANSMISSÃO, entretanto mudando o tipo de acessante, muda a classificação, o ponto de contratação do MUST da distribuidora e o ponto de conexão. Tais detalhes introduzem muita complexidade e possibilidade de erro nos processos de acesso e contratação das distribuidoras.

Por fim, além das classificações mencionadas anteriormente, a Enel Brasil entende oportuna a discussão de algumas classificações que afetam as interligações internacionais. Para estes casos, tendo em vista o arranjo destas instalações, principalmente as com tecnologia HVDC (Artigo 13, inciso II da REN 442/2011), entende-se que suas classificações não são muito precisas e delimitadas. Como exemplo, alguns equipamentos e estruturas de algumas estações conversoras, como reatores manobráveis e barramentos interligados para controle de tensão e aumento de malha, não são exclusivos somente para importação e/ou exportação, conforme classificação atual.

Pergunta 4: Em busca de maior clareza e simplicidade na consolidação dos atos normativos, qual a forma de estruturação do tema que melhor se adequa a esse objetivo? Resposta:

Para que o acesso à informação seja mais fácil e transparente, entendemos que a consolidação das normas deve ser realizada por tipo de acessante. Dentro desta estruturação por tipo de acessante, os diferentes tipos de instalação devem ser segregados.

Normalmente, não é primordial para uma classe de acessante entender a regra para outra classe. Inclusive, a chance de acontecer um entendimento equivocado da regra, ou uma confusão quanto à aplicação da norma, é maior quando são tratados diferentes tipos de acessantes na mesma regra.

Por fim, ainda considerando a alternativa aqui proposta, um incremento que pode simplificar o acesso à informação seria apresentar as condições de acesso, também segregadas por tipo de acessante, na mesma normativa.

É necessário que os preâmbulos dos atos normativos esclareçam o objetivo dos mesmos, pois, como exemplo, as REN 67 e 68 de 2004 não tratam somente de acesso em Rede Básica e DIT, respectivamente.

Pág. 4 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Pergunta 5: A Resolução Normativa nº 56, de 2004, estabelece procedimentos específicos para o acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição pelas centrais geradoras participantes do PROINFA. Dado o novo contexto de competitividade e diretrizes dos leilões de geração, esses procedimentos específicos de acesso ainda são necessários? Sim ou Não. Justifique a sua resposta.

Resposta:

Os procedimentos para acesso estão desatualizados e em desuso dentro do contexto atual de competitividade dos leilões de geração. Contudo, entendemos que, como o PROINFA continua a existir e ainda existem usinas provenientes desse programa conectadas ao sistema e com contratos vigentes, os normativos consolidados devem disciplinar as questões que envolvam as instalações de transmissão e de distribuição de propriedade das usinas do PROINFA, mantendo as especificidades das conexões do programa, em especial aquelas que dizem respeito a novos acessantes às instalações destes geradores.

Pergunta 6: Existe algum outro documento que poderia ser suficiente para dar segurança à transmissora e permitir as tratativas de acesso com os acessantes, que não seja o parecer de acesso?

Resposta:

Possibilitar discussão e assinatura do CCT logo após o protocolo do pedido de Parecer de Acesso, o que traria ganho de alguns meses no processo.

Destaca-se que, independente da reestruturação que seja proposta, é importante que haja correta alocação de riscos entre acessante e acessado, de modo a proteger o acessado de eventuais custos de retrabalhos causados por mudanças de ponto de conexão ou cancelamento do acesso.

Adicionalmente, é preciso definir prazos para que, a partir da solicitação do acessante, a transmissora envie a minuta para o acessante e para que as partes possam concluir as assinaturas do CCT, com eventuais penalidades pelo não cumprimento desses prazos.

Exemplo no ponto de vista do agente de geração:

No caso de geradores, a própria autorização da usina, e posterior protocolo do pedido de Parecer de Acesso, são suficientes para dar segurança à transmissora, já que para o acessante obter a outorga, foi necessário aportar uma parcela significativa de garantia (geralmente 1% do valor do investimento).

Para os casos em que não se verifica a exigência do aporte de garantia financeira para obtenção da autorização, haveria a necessidade de alteração na normativa de modo que esse aporte passe a ser obrigatório.

Pergunta 7: Quais os prazos adequados para cada etapa do processo de acesso? E quais as etapas poderiam ser realizadas paralelamente, de forma que esses prazos fossem minimizados? Apresentar evidências que justifiquem os prazos indicados.

Pág. 5 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Resposta:

Primeiramente, é importante destacar que os prazos e as responsabilidades de todas as etapas - incluindo o acessante, o acessado, a ANEEL e o ONS - devem ser claros e factíveis de acordo com o trabalho demandado, reduzindo o tempo perdido em alguns processos, com o objetivo de tornar o processo mais célere e transparente.

Importante também, em prol da transparência das informações, é que o ONS divulgue informações consolidadas sobre novas solicitações de acesso, como quem pediu, quando foi feito o protocolo, em qual ponto de conexão, previsões de datas para conexão, e qual potência a ser injetada. Essa transparência otimiza a gestão dos agentes e vai em linha com aperfeiçoamentos nos estudos de conexão.

Assim como na pergunta anterior, vale ressaltar que ao haver a desobrigação da emissão do parecer de acesso para assinatura do CCT, já haverá um ganho de tempo substancial no processo.

Quanto aos prazos para o processo de agentes de geração, nossa proposta é:

DRO: até 30 dias

Dado que as responsabilidades pelas informações técnicas prestadas sobre o projeto são todas do desenvolvedor, alguns documentos hoje apresentados na fase de solicitação de DRO poderiam ser analisados apenas pelo ONS na fase de solicitação de informação de acesso e posteriormente, de forma mais detalhada, na etapa de parecer de acesso. Assim sugere-se que a apresentação de diagrama unifilar e arranjo geral dos projetos seja suprimida da etapa de solicitação de DRO.

Autorização: até 4 meses

Hoje constituído por duas etapas – registro de recebimento do requerimento (DRO) e solicitação de outorga – o processo de autorização poderia ser compactado ao se permitir que, em utilizando o sistema de acesso comum à ANEEL e ao ONS, o agente obtivesse DRO e informação de acesso simultaneamente, por fluxos paralelos de análise da documentação aportada.

Cabe ainda mencionar que apesar de elencada enquanto optativa em algumas das resoluções normativas que estabelecem os requisitos necessários à outorga – vide art. 6º, §5º da REN nº 391/09 (EOL) e mesmo § e artigo da REN nº 676/15 (UFV), a etapa de solicitação de despacho de recebimento de requerimento de outorga é hoje um pré-requisito para fins de obtenção do informe de acesso perante o ONS e distribuidoras, razão pela qual a viabilização de um procedimento paralelo, nos termos acima sugeridos, mostra-se em linha com a intenção do regulador.

Neste sentido, a fim de viabilizar os prazos de análise aqui sugeridos, propõe-se a criação de um sistema único, ou, subsidiariamente, sistemas que comuniquem entre si, no qual o agente interessado se responsabilize por todo input de informações, sendo alertado instantaneamente sobre eventual inconformidade, permitindo melhor comunicação fática com o órgão regulador, sobretudo, no que diz respeito a prazos e pendências. Frisa-se que a implantação de sistemas deste gênero pelo ONS, EPE e mesmo pela ANEEL demonstrou-se benéfico a sinergia destes órgãos com os agentes, haja vista o aprimoramento dos prazos de análise de solicitações de acesso realizadas via SGAccesso e de cadastramento e solicitação de alteração de características técnicas via AEGE.

Pág. 6 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Ainda sobre a etapa da autorização, visando um processo mais simplificado, no qual a responsabilidade pela declaração das informações é integralmente atribuída ao gerador, sugere-se as seguintes:

- Padronização das solicitações e formatos de envio das informações;
- Unificação de documentos de conteúdo similar, tais como Ficha Técnica / Sumário Executivo / Cronograma que hoje contemplam dados repetidos sobre a implantação e características dos empreendimentos em autorização;
- Viabilização de sistema automatizado, nos moldes do AEGE da EPE, por exemplo que alerte instantaneamente as pendências na documentação técnica entregue pelo agente, de modo a reduzir os fluxos de comunicação e permitir que o agente e o Regulador consigam controlar os prazos associados.

Revisão na autorização: 3 meses

Informação de acesso: até 30 dias

Parecer de acesso: até 90 dias

Hoje, apesar de haver prazos diferentes dependendo da necessidade ou não de ampliações e reforços, não está claro quais os critérios para definir em qual caso se enquadra o acesso (não é raro haver opinião divergente entre ONS e acessante). A sugestão é que se unifique os prazos, tornando o processo mais transparente.

Outra medida que traria ganho significativo, de cerca de 30 dias, é a possibilidade de emissão da outorga pelo Superintendente de Concessão de Geração, evitando que o processo passe por aprovação da diretoria, dado que, atualmente, somente entre as etapas de sorteio do Diretor Relator até a deliberação do processo em Reunião Pública Ordinária verifica-se um tempo superior a 3 semanas.

Quanto aos prazos para o processo de distribuidoras:

Entende-se que não há concordância entre os normativos atuais. O Submódulo 3.4 dos Procedimentos de Rede afirma que o Parecer de Acesso tem validade de 90 dias e o CCT deve ser assinado nesse período. Já o ART. 7º B da REN 67/2004 alega que o CCT deve ser assinado 90 dias depois do ato de outorga. Além da Portaria 217/2019 que fala que o CUST deve ser assinado 6 meses antes do leilão. Em resumo, a proposta de prazos quando definida a data do Leilão é:

- Solicitação de Acesso com 18 meses de antecedência;
- 4 meses para resposta do ONS;
- 6 meses antes da Data do Leilão para assinatura do CUST;
- E após o Leilão, 3 meses para assinatura do CCT.

Pergunta 8: Atualmente, visando agilizar o processo de acesso, quais os estudos para emissão do Parecer de Acesso poderiam ser realizados em etapa posterior à celebração dos contratos e definição do ponto físico de conexão do acessante?

Pág. 7 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Resposta:

É possível retirar a necessidade de entrega do estudo de qualidade de energia no momento da solicitação do Parecer de Acesso. As medições de qualidade de energia (pré e pós entrada em operação de geração eólica/solar) e os estudos de qualidade de energia (solicitação de acesso) são complementares. Como as campanhas de medição de qualidade de energia pré-operação são exigidas às vésperas da DAPR-T, os estudos de qualidade de energia também poderiam ser exigidos em um momento posterior à emissão do Parecer de Acesso. Como a tensão no ponto de conexão pode apresentar distorções harmônicas de tensão severas antes da entrada em operação do empreendimento, é importante levar em conta que a exigência de filtros harmônicos apenas baseado em estudos pode levar a reprojeção de filtros bem como a identificação de que tais filtros são ineficientes e/ou desnecessários.

Pergunta 9: Para o leilão de margem está sendo adotada a antecipação da celebração do CUST/CCT em relação à emissão do Parecer de Acesso. Quais as vantagens e/ou desvantagens dessa alteração?

Resposta:

A principal vantagem desta antecipação provavelmente é o ganho de agilidade no processo de acesso, dado que na configuração atual há diversas etapas que são interdependentes.

É possível listar alguns ganhos, quais sejam:

- Paralelismo de processos regulatórios
- Mitigação de atrasos de início de operação da usina em função de processos relacionado ao acesso
- Consideração da usina no cálculo de capacidade de escoamento dos leilões regulados.
- Garantia de espaço físico no bay de conexão
- CCT é um instrumento que garante um compromisso formal entre as partes, para o caso de instalações em construção.

Quanto às desvantagens, cita-se:

- Incipiência de informações, que podem gerar necessidade de renegociação com a transmissora para adequação às exigências advindas do Parecer de Acesso. Porém, são do vendedor que negociar energia no leilão os riscos associados à celebração do CUST e CCT previamente à emissão do parecer de acesso, incluindo as determinações constantes do parecer.
- Indefinições quanto às condições de despacho da planta (direito ao constrained-off, instalação de SEP, reforços, etc)
- A antecipação do CCT para vencedores do leilão pode prejudicar, ou até mesmo impedir a conexão de projetos do ACL já em desenvolvimento avançado.
- Falta de isonomia entre os processos de acesso do ACR e ACL, dado que não é permitida a antecipação do CUST/CCT dos projetos do ACL antes da emissão do Parecer de Acesso.

Pergunta 10: A responsabilidade pelo custeio de eventual necessidade de substituição de disjuntores e eventuais reforços causados exclusivamente pela geração negociada no leilão de margem deveriam ser arcadas pelo gerador vencedor do leilão? Sim ou não. Justifique sua resposta.

Pág. 8 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Resposta:

Por conceito, a necessidade de reforços poderia ser incluída na RAP da transmissora e repassada para a TUST. Mas, caso seja definido que o reforço será custeado pelo gerador, é necessário que os custos sejam explicitamente definidos antes do leilão, de forma a manter a isonomia da competição e a transparência no processo. Caso haja mais de um acessante no ponto de conexão, os custos devem ser igualmente divididos, sendo necessário definir também o critério de rateio (por potência, ordem de chegada, etc).

Pergunta 11: O rito estabelecido nas diretrizes dos leilões de margem leva a condições de acesso diferentes para empreendimentos no Ambiente de Contratação Livre - ACL e no Ambiente de Contratação Regulada - ACR. Na sua opinião, deve-se definir prioridade para a conexão de empreendimentos do ACR em detrimento do ACL? Sim ou não. Justifique a sua resposta.

Resposta:

Não. Não deve haver prioridade para conexão de empreendimentos entre ACL e ACR. Atualmente, o procedimento para uma usina do ACL impõe riscos à conexão (redução ou perda da margem de escoamento) que estão fora do alcance do acessante.

O principal pilar de qualquer modificação proposta deve ser a equalização nas condições de acesso entre empreendimentos no ACR e no ACL. Destaca-se que, atualmente, já há desigualdade de condições entre acessantes nestes dois ambientes.

Por exemplo, para o cálculo de capacidade de escoamento realizado pelo ONS, conforme Portaria nº 444/2016, é definido que:

- Para usinas do ACR, são consideradas aquelas vencedoras de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas ou de Energia de Reserva precedentes com entrada em operação comercial no prazo de até seis meses, contado do início de suprimento do Leilão
- Para usinas do ACL, são consideradas aquelas que possuem CUST/CUSD e CCT/CCD assinados, ou seja, devem passar por todas as etapas desde a obtenção da outorga, emissão do parecer de acesso, até a assinatura do CUST e CCT.

Atualmente, para usinas do ACL, o CUST e o CCT são assinados em data consideravelmente posterior ao início do processo de solicitação de outorga, o que configura um risco de que a margem de escoamento destes empreendimentos seja afetada, devido ao fato de não estarem consideradas no cálculo feito pelo ONS. Nesse caso, usinas em processos de conexão já avançados, até mesmo com Parecer de Acesso emitido, mas sem CUST e CCT assinados, podem ficar fora da configuração de geração considerada para o cálculo de margem de escoamento remanescente do SIN. Dessa forma, mesmo que a usina do ACL tenha sido diligente e realizado todos os estudos necessários para sua conexão, de modo a mitigar os riscos, a reserva de margem de escoamento para os vencedores do ACR se torna uma variável não gerenciável para o empreendedor.

Pág. 9 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

De modo a obter isonomia nos tratamentos dados para o ACR e ACL, são necessárias alterações nas premissas para consideração de empreendimentos do ACL nos cálculos de margem e escoamento e consequente revisão da Portaria MME 444/2016. Para tanto, sugerimos um aporte de garantia financeira pelo gerador do ACL, facultativa ao agente de geração, para inclusão da capacidade de sua usina no cálculo da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração de energia elétrica proveniente de leilões regulados.

Nessa proposta, os pré-requisitos para o aporte da garantia seriam a outorga emitida e respectivo protocolo do pedido de parecer de acesso junto ao ONS. Importante frisar que essa garantia seria exclusivamente para consideração no cálculo de margem de escoamento, não garantindo o direito de conexão, que permaneceria dependente da emissão do Parecer de Acesso pelo ONS e assinatura do CUST, assim como já ocorre atualmente.

Pergunta 12: O que poderia ser feito para redução do número de solicitações de alteração do ponto de conexão após leilão?

Resposta:

Nesta questão, é necessário destacar que há um percentual não desprezível de conexões que não foram implementadas pelas transmissoras (atrasos consideráveis e/ou falências) que obrigaram o acessante a buscar um novo ponto de conexão, sob pena de altíssimas multas no PPA, configurando como um risco não gerenciável por parte do acessante. De forma a mitigar tal risco, é necessário impor maiores penalidades por atraso ao transmissor.

Quanto às penalidades para o gerador que desistir do processo ou alterar o ponto de conexão, o edital do leilão A-4 de 2019 já trata de algumas penalidades, como manter a responsabilidade pelos custos do CUST e CCT, incluindo as garantias e obras associadas, bem como terá que dar início a um novo processo de conexão e celebrar novos contratos.

Como comentado anteriormente, outra alternativa seria a redução do número de informações exigidas à época do leilão. A simplificação do cadastro pode trazer ganhos pós-leilão, inclusive quanto à alteração do ponto de conexão.

Pergunta 13: A base legal de acesso aos consumidores à Rede Básica precisa ser alterada de modo a atender a otimização dos processos produtivos e simplificar o acesso de um conjunto de consumidores (condomínio) com atividades interdependentes? Caso afirmativo, de que forma?

Resposta:

Pág. 10 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Pergunta 14: Como melhorar o comprometimento das distribuidoras no planejamento setorial de forma que a expansão da distribuição seja compatível com a expansão da transmissão?

Resposta:

As Distribuidoras se comprometem com o planejamento setorial na participação ativa dos Estudos de Expansão da Transmissão no âmbito dos GET da EPE, além dos processos de previsão de carga e estudos elétricos do ONS. Assim, o plano de obras da distribuidora visa garantir o atendimento de qualidade de seus consumidores e acompanhar o crescimento do seu mercado.

A ANEEL deveria avaliar a possibilidade de criação de um normativo da EPE, semelhante ao PRODIST e PROCEDIMENTOS DE REDE do ONS, onde constem os módulos específicos com premissas a serem adotadas nos estudos de planejamento setorial, além de deixar claro os critérios para os agentes.

Observação: Essa proposta foi enviada na Consulta Pública MME nº 56, de 2018, sobre Planejamento da Transmissão e autorização de reforços e melhorias.

O fluxo da Figura 7 não corresponde à realidade que vem ocorrendo. Atualmente as Transmissoras tem a liberdade de adiantar a obra de forma unilateral, o que incentiva os investimentos (reconhecimento em RAP anual), enquanto as distribuidoras alocam seus investimentos depreciados na RTP (risco de mercado).

Pergunta 15: Quais são os pontos positivos e negativos na flexibilização dos critérios de conexão de distribuidoras às instalações de transmissora, permitindo que as concessionárias de distribuição implantem as instalações destinadas à sua conexão por meio de seccionamento de linhas de transmissão classificadas como DIT, incluindo a transferência da linha seccionada da transmissora para a distribuidora? Existem outras ações possíveis no sentido de evitar a expansão das DIT? Justifique sua resposta.

Resposta:

Existem uma série de pontos que devem ser alinhados. O adiantamento na transferência de DIT deve ser equacionado, pois levaria em consideração os seguintes pontos:

- Depreciação (por se adquirir em um tempo anterior a revisão tarifária);
- Manutenção (Aumento de OPEX da Distribuidora);
- Perdas elétricas a serem absorvidas pela Distribuidora (poderia impactar diretamente na % de perdas técnicas reconhecidas pela ANEEL);
- Antecipação de investimentos por parte da Distribuidora (Investimentos que iam ser repassados à transmissora em um tempo diluído, deverão ser realizados pela distribuidora sem reconhecimento dos ativos até a próxima revisão tarifária);
- Execução do projeto e obra por parte da Distribuidora (Planejamento por parte da distribuidora para execução da obra);
- Cronograma de transferência de DIT (O tempo considerado para a transferência da DIT pode demorar anos).

Como ponto positivo, traria maiores liberdades na execução das obras.

Pág. 11 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Para conexão à rede de transmissão mediante ligação a barramento de SE considerada DIT, entendemos que questões relacionadas às responsabilidades da obra devem ser melhor definidas, como por exemplo:

Qual é o significado de Instalação?

Qual é o significado de Adequação?

Qual o significado de Alteração?

Do ponto de vista da Transmissora o significado de instalação parte do processo micro ("apertar o parafuso"). Já do ponto de vista da Distribuidora a instalação ser executada devem ser considerados uma série de etapas prévias (que deveriam ser de responsabilidade da Transmissora).

Portanto, solicitamos o esclarecimento da interpretação da Agência para "instalação dos equipamentos", entendendo que o processo de adequação e instalação está composto por uma série de passos, os quais são:

1) Adequação e Instalação do sistema de proteção diferencial de barras etapas e responsabilidades

1.1 Workstatement (definições inicial do Projeto)

1.2 Elaboração de projeto

1.3 Aprovação e conformidade dos projetos

1.4 Compra dos equipamentos

1.5 Teste de Aceitação em Fábrica (TAF)

1.6 Instalação dos equipamentos

1.7 Teste de Aceitação em Campo (TAC)

1.8 Energização

1.9 Elaboração do As Built do projeto

1.10 Construção da casa de comando para instalação dos novos painéis de proteção de barras de 138 kV.

Pergunta 16: Os procedimentos de acesso à Rede Básica se diferem por tipo de acessante. Quais procedimentos deveriam ser alterados e/ou adotados como melhores práticas, em busca de simplicidade e maior uniformidade no tratamento entre diferentes acessantes?

Resposta:

Pág. 12 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Pergunta 17: Em quais aspectos a regulamentação pode ser aprimorada para equilibrar a negociação do CCT entre acessantes e transmissoras?

Resposta:

Neste ponto, é importante destacar que a emissão da REN 815/2018 representou um avanço no equilíbrio das negociações entre acessantes e transmissoras. Porém, ainda há espaços para aprimoramentos, pois há uma grande assimetria de poder nas negociações entre acessante e acessada.

Por se tratar de uma negociação com agente detentor de monopólio natural, é importante definir itens obrigatórios para constar no contrato de modo a garantir equilíbrio na negociação e evitar cláusulas leoninas. Uma sugestão seria incluir nos procedimentos de rede uma minuta padrão de CCT, da mesma forma que já existe hoje no site do ONS uma minuta padrão de CUST, de forma a tornar o processo mais transparente junto às Transmissoras e tornar a negociação mais ágil. A minuta padrão seria confeccionada com contribuições dos agentes, abrangendo as principais cláusulas que devem constar nos contratos, como prazos para aprovação de projetos e liberação para implantação, índices de indisponibilidade, responsabilidades das partes, etc.

Um outro ponto a ser aprimorado, e já abordado anteriormente nessa contribuição, é a necessidade de que sejam implementados prazos para que, a partir da solicitação do acessante, a transmissora envie a minuta e para que as partes possam concluir as assinaturas do CCT, com eventuais penalidades pelo não cumprimento.

Considerando que a transmissão é uma concessão de serviço público e deve ser pautada por transparência, impessoalidade e publicidade, sugere-se que as transmissoras criem, em suas páginas de internet, "Portais do Acessante" que contenham informações precisas e atualizadas sobre requisitos técnicos, projetos padronizados, prazos de aprovação de projetos, critérios de aceitação das instalações, procedimentos de comissionamento, índices de indisponibilidade, responsabilidades e outros.

Para otimizar prazos para o processo de conexão de agentes de geração:

Sugere-se que a conexão de um complexo de usinas, realizada por meio do compartilhamento das instalações de interesse restrito, desde que o compartilhamento esteja previsto nos respectivos atos de outorga, possa ser celebrada por meio de um CCT único, com todos os subparques constando como partes integrantes desse contrato e sujeitos aos mesmos prazos e responsabilidades, dado que todos serão anuentes do mesmo. Essa proposta reduz a quantidade de documentos a serem emitidos e assinados pelo gerador, transmissora e ONS, enquanto que hoje são celebrados diversos CCTs (número de usinas que compartilham as instalações de interesse restrito), todos tratando de um mesmo acesso e uma mesma conexão.

Em alguns casos, em momento posterior à celebração do CCT, pode haver a necessidade de adequações em prazos e cronogramas de implantação de novos empreendimentos, que teriam processos mais simplificados caso exista a possibilidade de celebração de acordos bilaterais entre acessante e acessada para permitir tais adequações, sem a necessidade de celebração de um aditivo ao CCT.

Por fim, importante esclarecer e padronizar o momento do ressarcimento dos custos à transmissora, sendo que este deveria ser após a energização das instalações de conexão.

Pág. 13 do Formulário para Resposta à CP Consolidação do Acesso: classificação das instalações, condições de acesso e conexão.

Pergunta 18: Existem limitações às transmissoras disponibilizarem um canal de informações atualizadas referentes às instalações de conexão para os acessantes? Sim ou não. Justifique a sua resposta.

Resposta:

Como colocado na questão anterior, é importante que a transmissora disponibilize em seu site os requisitos técnicos mínimos necessários para conexões de novos acessantes às respectivas subestações acessadas. Com essa exigência implementada, o gerador poderá, de forma prévia e por sua conta própria, ter previsões dos custos de sua conexão.

Ainda, importante a implementação de mecanismo que possibilite que a transmissora possa enviar as informações, desenhos e diagramas da subestação para o acessante após o protocolo do pedido do Parecer de Acesso.

Pergunta 19: Quais as dificuldades no acesso e na conexão de subestações compartilhadas por várias transmissoras e acessantes? Como equacionar essas questões?

Resposta:

Existem situações nas quais subestações da rede básica possuem mais de uma transmissora outorgada. Nesses casos, o acessante se depara, por exemplo, com uma transmissora proprietária do módulo geral da subestação e uma segunda transmissora proprietária do barramento ao qual se conectará. Esses cenários não são retratados atualmente nos normativos, assim seguem algumas sugestões para regulamentação:

- Definição de qual transmissora é a responsável por aprovar os projetos do acessante;
- Padronização de qual transmissora será a responsável por celebrar os CCTs com os acessantes;
- Eventuais adequações no CCI entre as transmissoras precisam ser realizadas em prazos pré-determinados, de modo a não impactar o processo de conexão do novo gerador;
- Nesses casos, os custos e responsabilidades de cada uma das transmissoras não são bem definidos na REN 815/2018, bem como os eventuais repasses entre elas.

Pergunta 20: Quais os aspectos mais relevantes sobre desconexão de acessantes às instalações de transmissão poderiam ser contemplados no aprimoramento do regulamento?

Resposta: