



Niterói, 30 de dezembro de 2019

Contribuição da Enel Brasil à Consulta Pública ANEEL nº 25/2019

1. Introdução

A Geração Distribuída representa grande avanço nos aspectos técnico e de planejamento do sistema, pois rompe com o paradigma da geração centralizada e afastada dos centros de carga e pode, em alguns casos, contribuir com a redução das perdas nos sistemas de transmissão e distribuição. Ainda, ressalta-se que a geração distribuída, além de ser uma tendência mundial, é considerada um dos principais atores da transição energética, conferindo papel ativo ao consumidor e colocando-o no centro decisório de consumo de energia.

A Resolução Normativa nº 482/2012 regulamentou a conexão de sistemas de geração distribuída, para consumidores conectados à rede de distribuição, e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica ("SCEE"), em que a energia injetada pelos sistemas de Geração Distribuída é compensada na fatura de energia do consumidor com esse sistema.

A revisão da Resolução Normativa nº 482/2012 realizada em 2015, por meio da publicação da Resolução Normativa nº 687/2015, incluiu a modalidade "virtual net metering", em que o sistema de Geração Distribuída pode ser instalado em outra unidade consumidora vinculada ao titular da unidade em que há, de fato, o consumo. Essa alteração criou grande incentivo aos investimentos na Geração Distribuída, impulsionando a participação do mercado de empresas que criaram produtos para venda a consumidores, viabilizando a fruição dos benefícios trazidos pela REN nº 482/12. A REN 687/2015 adicionou à REN 482/2012 o Art. 15º, que definiu necessidade de revisão até 31 de dezembro de 2019, garantindo a previsibilidade regulatória.

Importante destacar que, ainda que a intenção inicial da Resolução Normativa nº 482/12 não fosse a criação de um mercado com empresas para instalação de sistema de Geração Distribuída para consumidores, a participação desses empreendedores conferiu grande dinamismo à modalidade, o que permitiu expressivo aumento nas conexões de sistemas de Geração Distribuída, que, por sua vez, contribuiu com o barateamento do acesso a essa tecnologia.

Contudo, conforme amplamente demonstrado tecnicamente, inclusive pela ANEEL, as atuais condições da Resolução Normativa nº 482/2012 trazem distorções à remuneração da infraestrutura de distribuição e transmissão, bem como dos encargos, por parte dos consumidores que possuem sistema de Geração Distribuída. Essas distorções trazem impacto à remuneração de investimento das distribuidoras e também à tarifa de energia dos demais consumidores da área de concessão, que não tem GD instalada ou fazem parte do sistema de compensação.



Dessa forma, a presente discussão é essencial para a correção das distorções nas condições de compensação da energia injetada pelos sistemas de Geração Distribuída, de indefinições regulatórias que trazem insegurança às distribuidoras e aos consumidores e também para definir condições transitórias que respeitem os investimentos já realizados e prevejam tratamento adequado à concentração extraordinária de pedidos de acesso realizados com vista a manter as condições anteriores à revisão da norma.

Nesse sentido, a Enel apresenta a seguir suas contribuições no âmbito da Consulta Pública ANEEL nº 25/2019, que trata de obter subsídios e informações adicionais referentes às regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída para a elaboração da minuta de texto à Resolução Normativa nº 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

2. Valoração dos benefícios da GD

Como mencionado, a geração de energia próxima ao local de consumo pode representar redução do carregamento dos sistemas de distribuição e transmissão, bem como redução das perdas elétricas, dado que o fluxo de elétrons tende a percorrer um caminho menor na rede, passando por menos estruturas de transmissão. Nessa situação, ainda que a geração não seja simultânea com o consumo na própria unidade consumidora, há um benefício ao sistema com o chamado “efeito vizinhança”, quando a geração excedente é consumida em cargas vizinhas à unidade provedora.

Por outro lado, quando a Geração Distribuída é implementada em local distinto das cargas, e para os quais não há previsão de incremento de demanda, isto pode representar um aumento das perdas, perda do controle/regulação do nível de tensão, descoordenação da proteção e prejudicar a otimização de investimentos na rede de distribuição. Ademais, deve-se ressaltar que caberá à distribuidora o dever de monitorar e buscar soluções para eventuais impactos na qualidade do produto, assegurando sempre a disponibilidade de energia dentro dos parâmetros estabelecidos pelo regulador.

Ainda, mesmo nos locais em que carga e geração estão próximos, o fato de haver algum grau de simultaneidade entre geração e carga, até mesmo quando esta ocorre em grande parte do tempo, não significa que se possa realizar a desmobilização de infraestrutura de transmissão ou distribuição. A motivação para esta afirmação baseia-se no fato de que a referida infraestrutura deve estar presente para garantir o suprimento ainda nos momentos de maior carga ou, ainda, quando a geração não ocorra, nos casos em que a geração distribuída seja proveniente de fontes variáveis e não controláveis, como solar.

Vê-se, dessa forma, que a Geração Distribuída pode trazer benefícios ao sistema, mas os benefícios não são suficientes para afastar do consumidor com Geração Distribuída a obrigação de contribuir com o pagamento pelo sistema de transmissão e distribuição, nem com os encargos gerados com vista à garantia da segurança do sistema e transposição de restrições operativas, por exemplo. Isto se torna extremamente relevante frente ao crescimento da



geração distribuída projetado no PDE 2029 de aproximadamente 10 GW, sendo 8,6 GW de fonte fotovoltaica.

Contudo, para que seja possível a mensuração da contribuição trazida pela GD ao sistema, faz-se necessário desenvolver mecanismos que permitam a correta valoração dos benefícios produzidos. A Enel entende, por exemplo, que a instalação massiva de Medidores Inteligentes seja uma possibilidade para se verificar os efeitos de simultaneidade e vizinhança, assim como os momentos de sobrecarga na rede, incluindo transformadores e subestações, permitindo aquisição de informações com maior granularidade que os atuais equipamentos de supervisão de rede e da contribuição individual dos consumidores e prossumidores. Contudo, é importante destacar que uma estrutura tarifária adequada é essencial para prover sinal econômico e capturar os mencionados benefícios, assim como mais bem descrito na sessão seguinte.

Destaca-se assim que, na atual estrutura tarifária, se fossem mantidas as condições atuais do SCEE para compensação da energia injetada por sistemas de Geração Distribuída, haveria impactos cada vez mais representativos à recuperação dos investimentos realizados nos sistemas de distribuição e à tarifa dos consumidores cativos sem sistema de Geração Distribuída. E este impacto à tarifa reforçaria o incentivo à adesão de mais consumidores à Geração Distribuída, gerando a chamada “espiral da morte”, que, extrapolando seus efeitos, pode ameaçar a sustentabilidade do serviço de distribuição, por colocar em risco a remuneração pelos investimentos realizados.

Portanto, a **Enel apoia a iniciativa da ANEEL de corrigir as distorções existentes no SCEE e concorda com a mudança proposta**, para correção dos componentes tarifários da valoração da energia injetada por sistema de Geração Distribuída, na forma apresentada na abertura desta Consulta Pública: **Alternativa 0 para Geração Distribuída Remota e alternativa 2 para Geração Distribuída Local**.

Adicionalmente, a Enel reitera a importância da **correta valoração da Geração Distribuída à rede**, de forma a se calcular seus benefícios e impactos, estudo que pode ser elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)¹.

2.1. Desenvolvimento tecnológico e tarifário para dimensionamento de contribuições individuais

Na atual estrutura tarifária e com os sistemas de medição utilizados hoje, não é possível realizar o dimensionamento das contribuições individuais de cada unidade consumidora para o sistema. Desta forma, é feita uma simplificação no estabelecimento da contribuição financeira de cada consumidor sobre os custos da infraestrutura de distribuição, atualmente definida, a priori, com

¹ O PDE 2029, elaborado pela EPE, trouxe, de forma inovadora, um capítulo específico para os Recursos Energéticos Distribuídos, tendo em vista o grande potencial de crescimento destes e sua contribuição para o sistema.



base na demanda máxima de cada consumidor. O atual parque de medição não possui funcionalidade de coleta e disponibilização de determinados dados, por exemplo, como a demanda nos momentos de maior demanda do sistema, que apresentam informação importante sobre quanto cada consumidor “exige” do sistema.

A simplificação e definição *a priori*, obviamente, podem trazer distorções na alocação dos custos do sistema de distribuição, que somente poderiam ser transpostas com importantes mudanças no arcabouço regulatório atual. Neste sentido, cabe ressaltar que tais alterações seriam capazes de conferir maior previsibilidade e adequabilidade sobre o custo de cada consumidor.

Outra simplificação reside na definição de tarifa de uso por áreas de concessão, sem maior granularidade espacial, que sinalize a contribuição objetiva da unidade consumidora para a necessidade de infraestrutura de distribuição. Essa granularidade espacial seria desejável – junto à maior granularidade temporal - para direcionar, mediante sinal econômico, a implantação e utilização de carga de forma otimizada.

A fim de conferir maior previsibilidade à operação da rede de distribuição e o planejamento da compra de energia, propõe-se a criação de mecanismos de compromisso de fornecimento de energia, **mediante adesão** dos titulares dos sistemas de GD. Tais mecanismos poderiam estabelecer compromissos de geração por determinados períodos, como produção anual, mensal e curva de geração diária, a serem **compensados financeiramente de forma adicional e vantajosa ao titular** e penalizados em caso de descumprimento. Adicionalmente, tais compromissos poderiam ser assumidos por conjuntos de consumidores, e o compromisso de geração alternativamente substituído pela redução da carga, criando-se oportunidade da participação de agregadores e de Resposta da Demanda, de forma a otimizar a operação do sistema.

Tendo em vista que esses pontos dependem de complexa discussão técnica e econômica, a Enel se limita a apresentá-los com o intuito de fomentar a reflexão sobre os possíveis benefícios do desenvolvimento de estrutura tarifária com maior granularidade espacial e temporal, bem como destacar os benefícios que a digitalização da rede de distribuição traz para a otimização dos recursos eletroenergéticos.

2.2. Participação financeira

Com o intuito de endereçar a questão da sinalização econômica para o desenvolvimento otimizado da conexão de cargas e geração conectados à rede de distribuição de forma implementável dentro do atual arcabouço técnico e regulatório - ou com alterações de menor complexidade -, propõe-se a elaboração de metodologia objetiva de cálculo de componente da Participação Financeira² do empreendedor que contemple dados como: curva de carga próxima

² Participação Financeira atualmente regulamentada na Seção X do Capítulo III das Condições Gerais de Fornecimento da Resolução Normativa nº 414/2010



Regulação Brasil

Pça. Leoni Ramos, 1 Bl.2 And.3 - Niterói, RJ -
Brasil

T +55 21 2716 5054

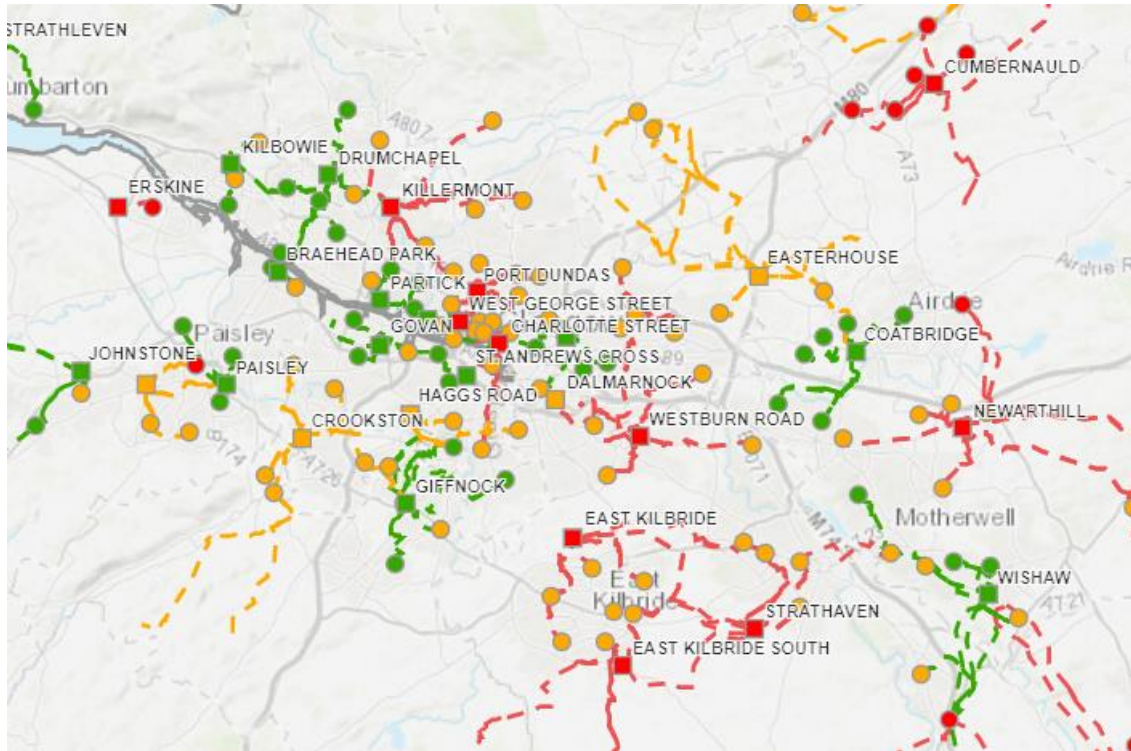
ao ponto de conexão pretendido, projeção de crescimento da demanda na região, nível de carregamento da subestação mais próxima, entre outros.

Dessa forma, haveria sinal econômico ao empreendedor de Geração Distribuída, com custo maior ou menor, de acordo com a tendência de incremento ou redução ao estresse à rede de distribuição, que poderia indicar a postergação de obras de reforço à rede.

2.3. Incentivo à conexão da Geração Distribuída em pontos da rede que otimizem seu benefício

Sistemas elétricos como o do Reino Unido apresentam, aos consumidores interessados na instalação de sistemas de Geração Distribuída, quais os pontos da rede que suportam ou até que seriam beneficiados pela instalação de sistemas de geração, e também aqueles pontos que estão saturados. Isso ocorre, pois, a depender da configuração da rede e da distribuição de cargas e sistemas de geração já conectados, novos pontos de injeção de energia podem ter diferentes impactos à rede.

Essas informações são usualmente disponibilizadas em forma de *heat map* (mapa de calor), que apresenta por cores o nível de saturação da rede, em relação à sua capacidade de conexão de sistemas de geração, sendo verde indicativo de que existe disponibilidade de conexão dentro dos limites de potência estabelecidos; amarelo indicativo de que há certa capacidade de conexão, havendo necessidade de estudo detalhado conforme projeto, pois há possibilidade de necessidade de reforço à rede; e vermelho indicativo de que é muito provável a necessidade de extenso reforço à rede, para conexão de sistema de geração.



Fonte: https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/sp_manweb_heat_maps.aspx . Visitado em 18/12/2019

Dado o conhecimento das distribuidoras sobre o nível de estresse sobre suas redes, **propõe-se a elaboração de metodologia para incentivar que as conexões de sistemas de Geração Distribuída ocorram em locais onde os benefícios da geração sejam melhor aproveitados**, e que não necessitem reforços às redes para adequação ao sistema de geração, o que foge da finalidade dos Recursos Energéticos Distribuídos.

3. Estabilidade jurídico-regulatória e a manutenção das condições para solicitações realizadas antes da revisão

Ainda que haja mérito suficiente para a aplicação imediata da correção das condições atuais da Resolução Normativa nº 482/2012, para mitigar o impacto aos consumidores cativos, ao caixa das distribuidoras e à sustentabilidade do serviço de distribuição, não se pode abrir mão do respeito à estabilidade jurídico-regulatória, condição necessária para um ambiente de investimentos sustentável e atrativo, assim como para evitar transtornos das judicializações daqueles que se sentem prejudicados pelas alterações.

Nesse sentido, **a Enel mantém sua posição pela estabilidade jurídico regulatória e defende a manutenção das condições atuais da Resolução Normativa nº 482/2012 para aqueles que solicitaram acesso para sistemas de Geração Distribuída antes da revisão do normativo, pelo prazo de 25 anos**, coerente com a vida útil média dos equipamentos do sistema de geração.

Propõe-se, contudo, que as atuais condições da Resolução Normativa nº 482/2012, em discussão, sejam mantidas não apenas ao consumidor que realizou solicitação de acesso antes



dessa revisão, mas também, na eventualidade da mudança de titularidade da unidade consumidora, ao próximo titular da instalação com Geração Distribuída conectada sob a égide da Resolução Normativa nº 482/2012 em sua atual configuração.

Isso, por que, além da evidente necessidade de proteção ao consumidor individual, que adquiriu os equipamentos de geração a fim de usufruir do SCEE, considera-se legítima a preocupação de proteger os investimentos realizados pelas empresas que adquiriram os equipamentos, e firmaram contratos de arrendamento por prazo de 10 a 15 anos (apenas pela dificuldade de contratação por maior prazo), com a expectativa de firmar novo contrato de arrendamento ao término do primeiro.

Importante mencionar que a alteração de titularidade não implica impacto incremental à rede de distribuição, enquanto forem mantidas as especificações técnicas do sistema de geração, em especial a potência instalada, em linha com manifestação da ANEEL reproduzida a seguir. Nessa linha, propõe-se tratamento específico para verificação da manutenção da configuração do sistema de geração, na ocasião de alteração de titularidade.

Em resposta à consulta elaborada pela CEMIG Distribuição, sobre o tratamento a ser dado a solicitações de alteração de titularidade realizadas durante processo do Parecer de Acesso, a Superintendência de Regulação da Distribuição da ANEEL emitiu o Ofício SRD/ANEEL nº 194/2019, que apresenta o que segue:

“Portanto, o processo de acesso de micro e minigeração distribuída participante do SCEE é iniciado pela solicitação de acesso entregue pelo titular dos contratos CUSD e CCER da unidade consumidora utilizada na conexão. Tendo em vista que o processo de acesso é concluído apenas após a vistoria das instalações e emissão da aprovação do ponto de conexão, é determinante que o titular da solicitação de acesso e das instalações seja o acessante de que trata a solicitação de acesso e, assim, o titular dos contratos CUSD e CCER.

Nesse contexto, a substituição posterior do titular da solicitação de acesso antes da celebração do CUSD e do CCER significa que o processo de acesso iniciado pelo titular original não foi finalizado, devendo ser iniciado novo processo de acesso através da apresentação de nova solicitação de acesso pelo novo titular. Nesse caso, conforme prevê o item 2.4.1 da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, a nova solicitação deve respeitar a ordem cronológica de protocolo e seu atendimento deve ser priorizado apenas após atendimento das solicitações apresentadas em data anterior.

Após a conexão das micro e minigeração distribuída participante do SCEE ao sistema de distribuição, o processo de acesso estará concluído o que implica que ele não será afetado por eventuais alterações de titularidade dos contratos de CUSD e CCER.” (destaques nossos)

A Enel concorda com a interpretação externada pela Agência e, na busca de conferir maior suporte normativo para o tratamento a ser dado pela distribuidora, propõe inclusão explícita da vedação no texto da nova resolução.



Assim, a Enel propõe a flexibilização da condição incluída pela ANEEL na minuta de Resolução Normativa, mais especificamente no texto proposto para o §3º Art. 7º-D, para contemplar a situação descrita acima, conforme segue:

§3º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis caso, após a publicação deste regulamento, haja:

I – aumento da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída;

II – troca de titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração antes da emissão de parecer de acesso;

III – encerramento da relação contratual com a distribuidora; ou

IV – comprovação de ocorrência de irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor.

Com o intuito de conferir maior segurança jurídica aos titulares dos sistemas de Geração Distribuída e às distribuidoras, **propõe-se, na ocasião de mudança de titularidade de Unidade Consumidora, a exigência de apresentação de termo de cessão de direito, a ser firmado pelo titular da Unidade Consumidora em benefício do novo titular.** Desta forma, vislumbram-se dois aspectos positivos: evitar-se a incerteza - e eventual judicialização - com relação a quem é beneficiário da manutenção das condições vigentes da Resolução Normativa nº 482/2012; e permitir, ao consumidor que realizou investimento em sistema de Geração Distribuída Local, obter maior compensação caso venha a vender ou alugar sua casa.

3.3. Explicitação do subsídio e mitigação do impacto tarifário da manutenção do subsídio aos consumidores conectados antes da revisão do normativo

No SCEE, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482/2012, a energia injetada no sistema de distribuição é cedida, a título de empréstimo, de forma gratuita à distribuidora, que funciona como uma bateria virtual, configurando um crédito que deve ser consumido pelo consumidor-produtor (prossumidor) em um prazo de 60 meses.

O que o mecanismo acima descrito resulta, em termos práticos, é que a energia gerada é valorada pelo mesmo valor da tarifa da distribuidora. Contudo, como mencionado anteriormente, a tarifa é composta por diversos itens além do custo de geração. Desta forma, ao ser ressarcido pela integridade da tarifa, o consumidor detentor de sistema de geração distribuída recebe, na prática, subsídio cruzado pago pelos demais consumidores da área de concessão.

Em termos do efeito de “espiral da morte”, explicitado no item 2 desta contribuição, cabe ressaltar que, em geral, os detentores de Geração Distribuída possuem renda mais elevada do que a média do restante dos consumidores, que irão, finalmente, arcar com os custos que os

prossumidores deixam de pagar - relativos à remuneração da transmissão e distribuição, além de encargos e impostos.

Desta forma, os custos aos consumidores que não possuem Geração Distribuída irão crescer à medida que mais consumidores aderem ao SCEE, e o sistema de subsídios cruzados configura-se como regressivo do ponto de vista de distribuição de renda. Neste aspecto, ressalta-se o exposto pelo Ministério da Economia em Nota Técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME:

*“(...) há de se mencionar a importância da eliminação de subsídios cruzados que estejam **distorcendo o sinal de preço real e estimulando fontes que podem não ter os atributos mais adequados à expansão da oferta de energia, sob a ótica de que aos consumidores devem ser informados sobre o valor real de cada fonte** – atributos e custos, incluídos, aí, os subsídios e os incentivos fiscais, financeiros e tributários – de modo que se tenha a sinalização correta acerca da tarifa paga pelo consumidor. Do contrário, interfere-se assim na concorrência entre fontes, **resultando em ineficiências para o sistema como um todo**, já que alguns grupos estão pagando para que outros usufruam de determinado produto/serviço, que de outra forma poderiam não estar sendo ofertados naturalmente na mesma proporção de mercado. Tais correções são importantes, pois tendem a reduzir o custo sistêmico do serviço e a estimular investimentos capazes, de fato, de concorrer pelo mercado.” (Grifo nosso)*

Por sua vez, cabe destacar que o **desconto a ser provido como um benefício à micro e minigeração distribuída instalada nas condições atuais do SCEE (estabelecido na Resolução Normativa Aneel 687 de 24.11.2015) seja ressarcido às distribuidoras por meio do fundo Setorial CDE**, evitando os subsídios cruzados acima descritos sem a identificação da origem dos recursos, vetado por Lei.³

Tal ressarcimento, além de seu mérito jurídico regulatório, tem efeito prático benéfico, ao equilibrar as externalidades da Geração Distribuída entre os consumidores de todo o País, evitando o impacto concentrado aos consumidores localizados em concessões que tiveram desenvolvimento da modalidade de geração proporcionalmente mais acelerado que as demais.

Um importante indicativo da diferença de inserção da Geração Distribuída entre as áreas de concessão pode ser verificado com facilidade no Anexo 2 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/ANEEL, em que há distribuidoras com mais de 80% da potência instalada “meta”, enquanto

³ Lei 9.074 de 7 de julho de 1995:

Art. 35. A estipulação de novos benefícios tarifários pelo poder concedente, fica condicionada à previsão, em lei, da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária do

concessionário ou permissionário, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Parágrafo único. A concessão de qualquer benefício tarifário somente poderá ser atribuída a uma classe ou coletividade de usuários dos serviços, vedado, sob qualquer pretexto, o benefício singular.



há outras com menos de 2%, sendo a potência “meta” calculada com base na proporção de sua participação na carga do SIN.

Dessa forma, a manutenção da alocação à tarifa da própria concessão do custo do subsídio pode ter impactos representativos aos consumidores de concessões com maior inserção de Geração Distribuída nas condições atuais da Resolução Normativa nº 482/2012, em que há valoração da energia injetada com base em todos componentes da tarifa.

Ressalta-se, ainda, a **grande relevância da Tarifa Binômia para a baixa tensão, como uma possível solução para o impacto tarifário fruto do subsídio cruzado**. Como já defendido pela Enel no âmbito da Audiência Pública 059/2018, a adoção da Tarifa Multipartes na Baixa Tensão traz como benefício uma maior aderência dos custos das concessionárias à sua receita, deixando sua margem menos volátil e preservando a adequada remuneração dos investimentos nas redes de distribuição.

3.4. Aumento de potência

Em linha com a proposta da ANEEL, a **Enel defende que o aumento da potência instalada de sistemas de Geração Distribuída enseja nova solicitação de acesso, sob as condições das normas então vigentes**. Portanto, aquelas conexões de Geração Distribuída realizadas conforme condições atuais da Resolução Normativa nº 482/2012, ao realizarem aumento de potência, devem perder o direito à manutenção das condições anteriores.

Tal medida se demonstra necessária para limitar o crescimento da potência instalada de sistemas de Geração Distribuída sob as condições regulatórias atuais e mitigar as externalidades causadas pela modalidade, prezando pelo tratamento isonômico entre os consumidores e pela segurança da rede, dado que incrementos de potência precisam sempre ser analisados pela distribuidora local.

4. Mudanças nas componentes do SCEE

Conforme amplamente discutido e demonstrado pela ANEEL, desde a abertura da Audiência Pública nº 1/2019, a forma atual de valoração da energia injetada pela unidade consumidora com Geração Distribuída desconsidera a necessidade de manutenção das estruturas das redes de distribuição e transmissão e a participação dos consumidores nos encargos para cobertura de custos de operação para segurança do sistema. Há importantes distorções que merecem correção, de forma a mitigar o atual impacto (i) à tarifa dos consumidores cativos sem acesso a Geração Distribuída e (ii) à remuneração pelos investimentos realizados pelas concessionárias de distribuição, que poderia, inclusive, prejudicar a atratividade dos investimentos para manutenção e melhoria das redes.

Ainda que se demonstre a simultaneidade da geração fotovoltaica com as horas de maior demanda, isto não tem implicação imediata na redução dos custos de manutenção da rede.



Assim, mantido o custo total, a inclusão dos componentes de uso da rede na valoração da energia injetada pela Geração Distribuída implica alocação de maior parte desse custo aos consumidores sem o benefício do SCEE.

A atual configuração representa importantes externalidades que merecem atenção:

1. Impacto ao caixa das empresas de distribuição, referente à recuperação dos custos referentes às parcelas A e B;
2. Aumento do custo da fatura de energia ao consumidor sem sistema de Geração Distribuída;
3. Risco de aumento da inadimplência e do furto de energia, dado o aumento da tarifa de energia;
4. Risco à sustentabilidade do serviço de distribuição, dados que os três pontos anteriores se correlacionam e se reforçam mutuamente.

Portanto, a Enel apoia a iniciativa da ANEEL de corrigir as distorções existentes no SCEE e concorda com a mudança proposta, para correção dos componentes tarifários da valoração da energia injetada por sistema de Geração Distribuída, na forma apresentada na abertura desta Consulta Pública: **Alternativa 0 para Geração Distribuída Remota e alternativa 2 para Geração Distribuída Local.**

4.1. Gatilho para mudança de alternativas para GD Local

No estudo elaborado pela SRM/ANEEL, foi calculado um valor de potência instalada de referência para a limitação do benefício da Alternativa 2 à Geração Distribuída Local. Importante destacar, contudo, que a forma como foi proposta a apuração desse limite, há margem para extrapolação representativa da potência instalada estabelecida. Isto, por que a potência que seria admitida com o benefício da Alternativa 2 foi calculada com base na diferença entre a potência total 5,9 GW e a potência já conectada no momento da abertura desta Consulta Pública, de 1,2 GW, admitindo, a princípio, o acréscimo de 4,7 GW.

Contudo, a apuração da potência instalada adicional – a ser comparada aos 4,7 GW – só passará a ser apurada após a publicação da nova Resolução Normativa. Com a expectativa de redução do benefício do SCEE para projetos que solicitarem conexão após publicação da Resolução, está se materializando importante aumento das solicitações de acesso às distribuidoras. Portanto, há um grande incremento da potência instalada que não será contemplado na apuração da potência definida a fim de limitar os impactos da Geração Distribuída à rede. Assim, **propõe-se que se recalquem os valores de potência instalada gatilho**, com base na atualização dos valores de potência instalada existente – daqueles registrados no momento da elaboração da Nota Técnica nº 78/2019 para os valores vigentes em data imediatamente anterior à publicação da nova Resolução Normativa. Para, desta forma, contemplar a elevada quantidade de solicitações

de acesso no intervalo definido pelo período entre a abertura da Consulta Pública e seu encerramento.

Por outro lado, na visão do consumidor interessado em investir em sistema de Geração Distribuída local, a forma de transição proposta também traz grande incerteza, pois não há previsibilidade em relação ao período dentro do qual permanecerá sob as condições transitórias de compensação (alternativa 2, conforme proposto pela ANEEL).

Para conferir maior previsibilidade, **propõe-se que o gatilho defina não o fim do benefício àqueles consumidores com GD Local conectados entre a publicação do novo normativo e o gatilho, mas sim o marco entre aqueles consumidores que terão o benefício da compensação por um certo período de tempo e aqueles que já entrarão no sistema de SCEE na alternativa 0.**

4.2. Previsibilidade de tratamento referente à futura transição de cenários

A transição de regras, quando implicam em redução objetiva de benefícios para quem adere à modalidade após a mudança, produz externalidades, como o aumento expressivo de pedidos de acesso concentrados nos meses anteriores à alteração, que pode gerar estresse aos sistemas de atendimento das distribuidoras, responsáveis pela recepção, análise, elaboração de estudos referentes à instalação do sistema de geração.

Desta forma, mostra-se importante o maior detalhamento da transição prevista para ocorrer quando forem alcançados os montantes de potência instalada gatilho para mudança entre as Alternativas 2 e 5 para Geração Distribuída Local. Merece destaque o fato de algumas distribuidoras de grande porte já terem atingido, desde a publicação da Nota Técnica nº 78/2019, mais de 80% do valor total de potência instalada (EMT – 82%) para a transição entre Alternativas de compensação, além de outras que já ultrapassaram o valor de referência.

Isso demonstra a **urgência da definição clara das condições dessa transição**, a fim de conferir segurança e previsibilidade às distribuidoras e aos consumidores quanto a **como será definido o atingimento dos valores de gatilho**, e o **tratamento dado àqueles pedidos de acesso que ainda não foram concluídos, mas que tenha ocorrido antes da constatação do atingimento do gatilho.**

4.3. Contratação de uso

Um importante avanço proposto pela ANEEL é a inclusão da cobrança da TUSDg sobre o montante contratado para geração do consumidor com sistema de minigeração distribuída, que corrige o pagamento dos sistemas de Geração Distribuída pelo uso da rede de distribuição, dado que a rede deve estar adequada para receber a energia injetada, o que implica necessidade de investimentos.

Na mesma linha dos ajustes ao SCEE, a cobrança pelo uso do sistema de distribuição, através da TUSDg, evita a transferência de custos aos demais consumidores e o impacto financeiro à distribuidora, que, até a revisão tarifária posterior, não perceberia remuneração por parte dos investimentos realizados para garantia da qualidade técnica da energia fornecida aos consumidores.

Assim, a Enel apoia a proposta da ANEEL de inclusão da cobrança de TUSDg proporcional ao uso do sistema de minigeração distribuída.

5. Questões comerciais

O desenvolvimento da Geração Distribuída, tão acelerado desde a revisão normativa de 2015, levantou diversos aspectos que merecem definição regulatória explícita, a fim de conferir suporte normativo para a atuação das distribuidoras e clareza sobre prazos e procedimentos para consumidores interessados na modalidade de geração.

5.1. Mudança na atratividade e concentração atípica de solicitações

Com a mudança prevista, especialmente referente à redução dos componentes a serem contemplados na valoração da energia injetada pela Geração Distribuída, é previsível o aumento da busca de conexão antes da alteração da regra, com vistas a maximizar o benefício ao consumidor titular do sistema de Geração Distribuída.

Este aumento já tem se demonstrado expressivo, como pode ser visto abaixo, nos gráficos de solicitações de acesso às distribuidoras da Enel:

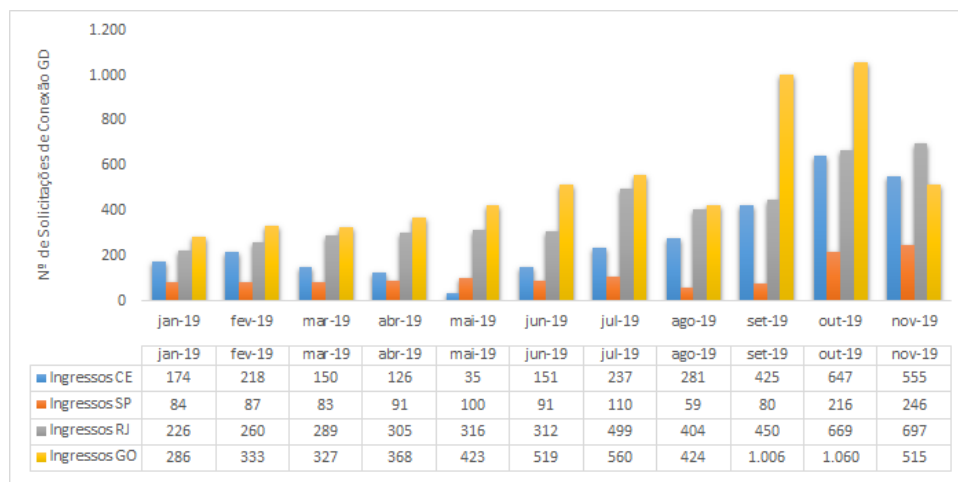


Gráfico 1 – Número de ingresso de solicitação de conexão para Geração Distribuída, por área de concessão (CE - Enel CE; SP – Enel SP; RJ – Enel Rio; GO – Enel GO)

5.2. Prazo de análise de documentação

A ANEEL incluiu, na minuta de revisão do PRODIST, prazo de 5 dias para recebimento e conferência da solicitação de acesso de Geração Distribuída, importante evolução em benefício das duas partes envolvidas, dado que define o prazo em que a distribuidora tem para conferência dos documentos encaminhados pelo consumidor, enquanto, para o consumidor define prazo de retorno sobre necessidade de complementação dos documentos.

Portanto, **a Enel apoia a inclusão de prazo de 5 dias para conferência da documentação ao PRODIST**, conforme proposto pela ANEEL, e **propõe a explicitação de que, findo prazo sem manifestação da distribuidora, considere-se cumprida a etapa Solicitação de Acesso, para fim de contagem de prazo** – o que não impediria posterior solicitação de documentos adicionais que se mostrem necessários.

Ainda que já esteja definido nos procedimentos administrativos que o prazo é contado em dias corridos e só iniciam contagem a partir do primeiro dia útil posterior ao pedido, propõe-se que tais condições sejam explicitadas, a fim de facilitar a leitura de pessoas sem conhecimento prévio e evitar conflitos de interpretação.

Para contemplar o importante aumento de solicitações de acesso antes da publicação do novo normativo, **propõe-se que a ANEEL se manifeste, por meio de Despacho, pela implementação de tal medida** – definição de prazo de conferência de documentos da solicitação de acesso – **desde antes da mudança regulatória.**

5.3. Definição de diretrizes regulatórias durante concentração atípica de solicitações

O expressivo aumento da quantidade mensal de solicitações de acesso de Geração Distribuída mencionado no item anterior é um fenômeno atípico e com responsabilidade alheia às distribuidoras. Dessa forma, é importante considerar os possíveis riscos às distribuidoras e pensar-se formas de mitigá-los.

A Resolução Normativa nº 846/2019, que aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica, em substituição à Resolução Normativa nº 63/2004, iniciou sua vigência em 17 de dezembro de 2019. Entre as alterações estabelecidas, está o aumento da sanção prevista para a empresa que “deixar de atender pedido de serviços nos prazos e nas condições estabelecidas na legislação ou no contrato”, passível de multa de até 1% da Receita Operacional Líquida da distribuidora.

Dessa forma, concomitante com a concentração atípica de solicitações de acesso de Geração Distribuída, há recrudescimento da penalidade prevista para o descumprimento dos prazos dessas solicitações, gerando, assim, grande exposição às distribuidoras.



O fato de tratar-se de concentração atípica de solicitações do tipo levanta ainda outra questão: o investimento para aumento da estrutura de atendimento para contemplar, no prazo, esses pedidos representaria elevada capacidade ociosa logo após retorno da quantidade de pedidos a patamares normais, o que indica não ser investimento prudente.

Propõe-se, portanto, **flexibilização dos prazos no período de concentração atípica de solicitações de acesso.**

5.4. Adaptação dos sistemas de faturamento

Com a mudança prevista no SCEE e as regras de transição que criam tratamentos específicos para os tipos de consumidores de acordo com quais os benefícios incluídos na valoração da energia injetada, apresenta-se necessidade de adequação aos sistemas de faturamento das distribuidoras, para contemplar (i) classificação de tipos de consumidores com Geração Distribuída entre anterior à revisão da REN, GD Local pós revisão, GD Remota pós revisão e GD Local após gatilho; e (ii) estabelecimento de “tarifa” de valoração da energia injetada com base na classificação do consumidor.

Dessa forma, é importante considerar um período mínimo de adaptação dos sistemas para realização do faturamento dos novos tipos de consumidores com Geração Distribuída, que solicitarem conexão após revisão da resolução normativa, e tratamento transitório durante adaptação do sistema.

Nesse sentido, **propõe-se a flexibilização, durante até seis primeiros meses após publicação do novo normativo, do tratamento dado aos consumidores que vierem a solicitar conexão de sistema de Geração Distribuída após publicação**, de forma a permitir nesse período, às distribuidoras para, até a adaptação de seus sistemas de faturamento (ou seis meses, o que ocorrer antes), realizar a compensação nas condições atuais da Resolução Normativa nº 482/2012, isto é, com a energia injetada valorada pela Alternativa 0.

Essa flexibilização seria uma prerrogativa da distribuidora durante o período de adaptação de seus sistemas e, para evitar prejuízos que ensejassem reclamações, apresentaria um tratamento mais benéfico aos consumidores que se enquadrarem nessa situação.

5.5. Solicitações de GD para novas conexões

No âmbito da Audiência Pública 01/2019, a Enel, em contribuição, identificou a necessidade de concatenação de prazos definidos nas REN 414/2014, REN 482/2012 e módulo 3 PRODIST – Seção 3.7 - nos casos de pedido de aumento de carga e ligação nova em virtude da geração distribuída, tendo em vista que o conflito de prazos afetam diretamente a relação entre cliente e distribuidora, nos casos em que obras de reforço ou melhoria sejam necessárias.



Neste sentido, a Enel ressalta a importância da inclusão, por essa Agência, do §5º-A na Minuta de Resolução, abaixo descrito, o qual soluciona a problemática escrita.

“§5º-A Para os casos de que trata o §5º, aplicam-se os maiores prazos dentre os estabelecidos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, e na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, incluindo eventual execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414/2010, sendo vedada a acumulação de prazos dos dois regulamentos.” (Grifo nosso)

5.6. Tratamento para consumidor B Optante

Durante o desenvolvimento da modalidade de Geração Distribuída, houve pedidos de acesso de minigeração distribuída, por parte de consumidores do Grupo A enquadrados na opção por faturamento como Grupo B, ou seja, de forma volumétrica. Como não há definição regulatória sobre o tratamento a ser dado a tal pedido, nem no sentido de permiti-lo nem de vedá-lo, houve diferentes procedimentos por parte das diferentes distribuidoras.

Diante da incerteza de tratamento devido a solicitações nas condições apresentadas acima, realizou-se consulta à ANEEL, que respondeu, através do ofício SRD/ANEEL nº 182/2019, da seguinte forma:

“(...) a Enel Goiás questiona se a solicitação (...) de enquadramento como optante pela tarifa do Grupo B, nos termos do Art. 100 da Resolução Normativa nº 414/2010, e a implantação de minigeração distribuída proposta pelo consumidor está aderente à Resolução Normativa nº 482/2012.

(...)

Considerando que a central geradora em questão tenha capacidade superior a 75 kW, esta deverá ser classificada no Grupo A e contratar demanda, conforme preceitua o Art. 7º da REN nº 482/2012, para participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.”

Contudo, em linha contrária à interpretação da SRD/ANEEL, a Superintendência de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública se manifestou no sentido de admitir-se o pedido de acesso de sistemas de minigeração para consumidores do Grupo A enquadrados como “optante B”.

“Reportamo-nos ao memorando em referência, que encaminha questionamento feito em solicitação de ouvidoria sobre o cálculo da potência disponibilizada para unidades consumidoras do Grupo A que optam por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B e que não possuem demanda contratada.

(...)

Na situação em questão, dada a inexistência de demanda contratada em virtude da opção pelo faturamento no grupo B em conformidade com o art. 100 da REN nº 414/2010, entende-se que a definição da potência disponibilizada deve ser feita aplicando os critérios estabelecidos para as unidades consumidoras do Grupo B.”

O conflito de interpretações da Agência e o silêncio da Resolução Normativa sobre o tema criaram desconforto às distribuidoras e incerteza aos consumidores. Na minuta de resolução proposta pela ANEEL, há definição objetiva sobre a vedação da minigeração como optante B, o que dá suporte regulatório ao tratamento a ser dado a partir da publicação no novo normativo.

A Enel apoia a iniciativa da ANEEL, de vedar o enquadramento de sistema de minigeração distribuída como optante B. Contudo, há dois aspectos que adicionalmente merecem definição objetiva da Agência:

- i. **Tratamento a ser dado aos pedidos anteriores à publicação do normativo**, no sentido de permitir às distribuidoras que aceitem as solicitações de conexão de minigeração distribuída, de consumidores do Grupo A, com faturamento do grupo B, que tenham ocorrido antes da revisão do normativo; e
- ii. **Tratamento a ser dado para solicitações de acesso de sistema de microgeração por consumidores enquadrados como optante B.** Neste ponto, a Enel considera a necessidade de respeitar as solicitações de enquadramento como optante B realizadas antes da revisão do normativo e defende a explicitação da possibilidade ou não de tal enquadramento no novo normativo.

5.7. Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras

Outro aspecto comercial importante de ser definido é o tratamento a ser dado a empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. A regulamentação, em sua forma atual, gera margem para instalação de mais de um sistema de microgeração em um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

A fim de evitar a implementação de algo que configuraria sistema minigeração com os tratamentos dados a microgeração, e o agrupamento de sistema de geração com apenas um medidor, **propõe-se a vedação a implantação de mais de um sistema de microgeração em um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, salvo condomínio horizontal, em que os sistemas de microgeração tenham medição individualizada.**

Ademais, propõe-se a **definição objetiva dos critérios para acesso de Geração Distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras**, principalmente condomínios residências, nos quais qualquer tipo de acesso em uma das unidades (mesmo que seja a cobertura) deve ter o aval da administração do empreendimento ou da assembleia. Tal definição evitaria transtornos por diferenças de interpretação do normativo.

5.8. Esclarecimentos relativos às disposições da Resolução Normativa



A ANEEL, por meio do Ofício Circular nº 10/2017, apresentou importantes esclarecimentos acerca de questões comerciais referentes à Resolução Normativa nº 482/2012. Com o objetivo de facilitar o acesso a tais informações, propõe-se a inclusão de seu conteúdo - ou daquelas condições que se mantiverem vigentes -, como anexo à nova Resolução Normativa.

5.9. Dados de geração nos inversores

A fim de possibilitar o planejamento dos investimentos das distribuidoras e o potencial de contribuição da Geração Distribuída para a operação da rede, propõe-se o envio periódico dos dados de geração, com granularidade horária e medidos na saída do inversor, à distribuidora.

Além dos benefícios mencionados, essas informações podem facilitar a identificação de fraudes que coloquem em risco a segurança do sistema, como incrementos de potência não autorizados pela distribuidora, o que poderia ser verificado com base na análise de dados, como informação para direcionar a realização de vistorias técnicas por parte das distribuidoras.

6. Considerações finais

Conforme apresentado anteriormente, as condições atuais do Sistema de Compensação de Energia Elétrica da Geração Distribuída, criado pela Resolução Normativa nº 482/2012, tem grande potencial nocivo à razoabilidade financeira do setor, em especial aos consumidores cativos sem o próprio sistema de GD, que fica responsável por arcar pelos custos não pagos pelos consumidores com tais sistemas.

Na abertura desta Consulta Pública, os dados apontavam 1,2 GW de potência instalada de Geração Distribuída. Hoje já são 1,94 GW, de acordo com dados consolidados no sistema de Power BI da ANEEL (visitado em 23/12/2019), demonstrando um crescimento muito expressivo, em linha com os dados apresentados nos itens 4.1 e 5.1. E, enquanto os incentivos não forem ajustados, esse número e os impactos decorrentes devem continuar com grande crescimento.

Além da motivação para o ajuste às regras de GD e do risco da demora na sua efetivação, mencionados acima, a Resolução Normativa nº 482/2012, quando alterada pela Resolução Normativa nº 687/2015, determinou explicitamente a necessidade de revisão normativa até o fim deste ano, de 2019, conforme segue:

“Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019.”

Portanto, a Enel reforça o apoio à ANEEL para que implemente com urgência as necessárias revisões à Resolução Normativa nº 482/2012, a fim de preservar a razoabilidade econômico-financeira do setor, e evitar maiores prejuízos aos consumidores cativos e à remuneração dos investimentos na rede de distribuição.



Vê-se, também, necessidade de manifestação da ANEEL sobre alguns aspectos da regulamentação, a fim de conferir tratamento adequado durante período de transição do normativo, especialmente por este ter previsão de vigência imediata e consequências anteriores à sua publicação - como a concentração atípica de pedidos de acesso.

Elencam-se abaixo as propostas que foram detalhadas nesta contribuição, a fim de destacá-las:

Propostas para implantação antes da publicação de novo normativo:

- Flexibilização de prazos de atendimento durante período de concentração atípica de solicitações de acesso de GD
- Prazo de 5 dias para análise de documentação para solicitação de acesso
- Período de transição para adaptação dos sistemas de faturamento para novos solicitantes

Propostas referentes à minuta Resolução Normativa:

- Correção dos componentes do SCEE, conforme proposta da ANEEL:
 - Alternativa 5 para GD Remota
 - Alternativa 2 para GD Local até o atingimento do gatilho, ou 2030
 - Alternativa 5 para GD Local após atingimento do gatilho, ou 2030
- Manutenção das condições para solicitações realizadas antes da publicação de novo normativo, por 25 anos a partir da conexão, nas condições propostas pela ANEEL, mas flexibilizando possibilidade de alteração de titularidade depois da emissão do parecer de acesso
- Ressarcimento às distribuidoras, via CDE, dos subsídios estabelecidos pela atual estrutura do SCEE (regras da REN 687/15)
- Concatenação dos prazos consolidados entre REN 414, REN 482 e PRODIST, para solicitações de conexão de novas unidades consumidoras com GD
- Inclusão da cobrança de TUSDg para sistemas de minigeração
- Definição objetiva do tratamento a solicitações de conexão de GD, para consumidores enquadrados com B Optante, tanto para microgeração, quanto para minigeração
- Vedação à implantação de mais de um sistema de microgeração em um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, salvo condomínio horizontal, em que os sistemas de microgeração tenham medição individualizada.
- Obrigação de envio de dados de geração medidos na saída do inversor
- Definição objetiva das condições para transição para GD Local, quando do atingimento da potência instalada referida no Art. 7º-F
- Atualização dos valores de potências instalada constantes no Art. 7º-F, com base no incremento de potência realizado desde a abertura desta Consulta Pública

Ainda, com vista a fomentar análises para aprofundamento futuro, elencam-se temas para aprofundamento posterior, dado que dependem de complexa discussão técnica e econômica:



Regulação Brasil

Pça. Leoni Ramos, 1 Bl.2 And.3 - Niterói, RJ -
Brasil

T +55 21 2716 5054

Propostas para aprofundamento futuro:

- Análise de estrutura tarifária com granularidade temporal e espacial que possibilite dimensionamento dos benefícios e impactos dos sistemas de geração e carga conectados à rede de distribuição, assim como a adoção de novas tecnologias
- Indicativo, por parte da distribuidora, das regiões, internas à concessão, nas quais a GD traz maiores benefícios e elaboração de metodologia objetiva de cálculo de participação financeira de acordo configuração da rede
- Utilização de sistemas de medição inteligente, para possibilitar obtenção de dados de carregamento de transformadores e subestações de distribuição, viabilização de estrutura tarifária que dimensione contribuição das unidades consumidoras à rede, e a sinalização econômica necessária para otimização do sistema