

EDIÇÃO ESPECIAL

CarpeVie

Engenharia Consultiva



Cortez
Pimentel
& Melcop
ADVOGADOS

Greener

OS DILEMAS DA CONEXÃO À REDE ELÉTRICA:

RISCOS E OPORTUNIDADES

Editorial

Quando nos deparamos com um problema reiterado, para o qual não há aparente solucionamento, somos chamados a refletir sobre a natureza do dilema que nos é apresentado: o problema é decorrente de fatores conjunturais, os quais serão resolvidos com o decurso do tempo e a adaptação do mercado? Ou o problema é estruturante, em relação ao qual é necessário repensar o desenho de integração e operação do sistema?

É nesses exatos termos que se delimitam os dilemas de conexão à rede elétrica. Talvez os problemas de acesso das centrais geradoras estejam para além do volume de novos entrantes no sistema elétrico nacional. Diante da somatização dos problemas enfrentados por diversos agentes, é necessário pensar também sobre a concepção da operação e o planejamento de expansão da rede elétrica.

Em um sistema predominantemente composto por fontes hidrelétricas, o fenômeno da "*sincronização espontânea*" garante o controle da frequência, com base na inércia das unidades geradoras. Naturalmente, estes geradores atuam como "*formadores de rede*" (*grid formation*), quando conectados via rede elétrica.

Por outro lado, sem inércia, as usinas eólicas e fotovoltaicas são meras "*seguidoras de rede*" e não participam desta sincronização, não contribuindo para o controle de frequência. É possível, no entanto, dotar estas fontes de recursos, para que atuem como "*formadores de rede*".

Neste contexto, existe um limite para a participação das usinas eólicas e fotovoltaicas na matriz elétrica?

Sem disponibilidade para o escoamento de energia elétrica, não há viabilidade de implantação do empreendimento de geração. Contudo, sem o planejamento do desenvolvimento da rede elétrica, inclusive com a agregação de novas tecnologias e inovações, é igualmente inviável caminhar para o progresso da operação de uma rede elétrica mais eficiente, com menos perdas elétricas e com mais eficiência na modulação da utilização dos quesitos de consumo e de geração.

Nesse ponto, os dilemas de conexão à rede elétrica tanto para o segmento de distribuição quanto para o segmento de transmissão possuem uma característica em comum, pois fomentam o modelo de utilização do balanceamento do consumo e da geração como seguidores da rede elétrica existente. Entretanto, poderiam ser utilizados como quesitos formadores da rede elétrica.

Para tanto, é necessário pensar em uma virada metodológica na interface dos empreendimentos de energia com a rede elétrica no ponto que lhe é mais sensível: fontes renováveis podem até ser inicialmente conceituadas como intermitentes, mas, a depender das tecnologias de sua modulação, podem promover a racionalização do uso da rede de transmissão e de distribuição.

Uma melhor conceituação seria segregar as distintas fontes entre fontes de energia ("*não despacháveis*") e fontes de potência ("*despacháveis*").

A questão que se apresenta é que para promover essa nova visão do sistema é imprescindível o aperfeiçoamento da regulamentação, tanto em seus aspectos técnicos quanto normativos.

O que você talvez não saiba é que esse caminho já está sendo trilhado por outros países e que alguns pontos iniciais já têm sido estudados no Brasil, inclusive por de institutos de pesquisa nacionais e da própria ANEEL.

No Editorial elaborado em conjunto pela **Carpe Vie Engenharia**, pelo **Cortez Pimentel & Melcop Advogados** e pela **Greener**, combinamos uma abordagem técnica e de engenharia com uma visão normativa e regulatória acerca dos principais aspectos e problemas enfrentados no acesso de centrais geradoras à rede elétrica, visando ofertar soluções e endereçar as questões apresentadas, nos segmentos de mercado da micro e minigeração distribuída e da geração centralizada.

Em nossa abordagem queremos lhe mostrar que o caminho da inovação também pode ser construído por você ou por sua empresa.



Carpe Vie

Alécio Fernandes



Cortez Pimentel & Melcop Advogados

Luiza Melcop

Greener

Greener

Luiz Carlos Grossi

Quem somos

A **Carpe Vie** é uma empresa de engenharia consultiva especializada em soluções através de estudos, consultoria e a assessoria de engenharia. Com uma abordagem estratégica e métricas adequadas ao projeto assessorado, a empresa é uma referência no setor elétrico. O sócio fundador **Alécio Fernandes** possui uma experiência consolidada na área, tendo passado por anos de atuação no ONS e como consultor do CNPq e da ANEEL, sendo atualmente o responsável pela coordenação das atividades da empresa.

O **Cortez Pimentel & Melcop Advogados** é um escritório de advocacia comprometido em viabilizar projetos e investimentos no setor de infraestrutura, principalmente na área de energia elétrica, através da prestação de serviços de assessoria consultiva e contenciosa. A sócia **Luiza Melcop** é a atual responsável pela coordenação e a condução da área de direito administrativo e de regulação de energia do escritório.

A **Greener** é uma empresa de consultoria em inteligência de mercado, focada na produção de informações e estratégias para guiar a transição energética no Brasil. Desde 2007 a Greener apoia empreendedores e investidores a encontrarem os melhores caminhos e estratégias para impulsionar oportunidades e resultados no mercado de energia através de assessorias, informação estratégica e ferramentas digitais. O palestrante **Luiz Carlos Grossi**, que representou a Greener no painel de “dilemas da conexão à rede elétrica”, é um dos consultores da empresa e possui vasta experiência como engenheiro eletricista especializado em sistemas de energias renováveis.



Índice

01

Formadores e seguidores de rede

02

Procedimento de conexão de centrais geradoras à Rede de Transmissão

03

Elaboração de estudos de conexão e cenários de disponibilidade de margem de escoamento

04

Constrained-off de centrais geradoras de fonte fotovoltaica

05

Sistemas de armazenamento e baterias

06

Conexão de micro e minigeração distribuída:
mecanismo de inversão de fluxo de potência

01

FORMADORES E SEGUIDORES DE REDE

Em um sistema elétrico predominantemente composto por fontes hidrelétricas, essas usinas geradoras atuam naturalmente como "formadores de rede" (grid-forming), quando interligados via rede elétrica. Devido à inércia das unidades geradoras, o fenômeno da sincronização espontânea garante o controle da frequência.

As usinas renováveis, a exemplo das usinas eólicas e fotovoltaicas, se configuram como são meras "seguidoras de rede", pois não possuem inércia, e assim não participam da sincronização do sistema elétrico, não contribuindo para o controle de frequência.

É possível, no entanto, dotar essas fontes de recursos para que atuem como "formadores de rede". Para tanto, a associação com baterias é fundamental.

No vídeo abaixo, é possível conferir a inércia atual na manutenção de um sistema de energia:



Understanding inertia without the spin: We explain inertia's role in maintaining a reliable power system, why inertia may decrease with increasing deployment of wind and solar generation, and how system reliability can be maintained in the evolving grid. By National Renewable Energy Laboratory - NREL.

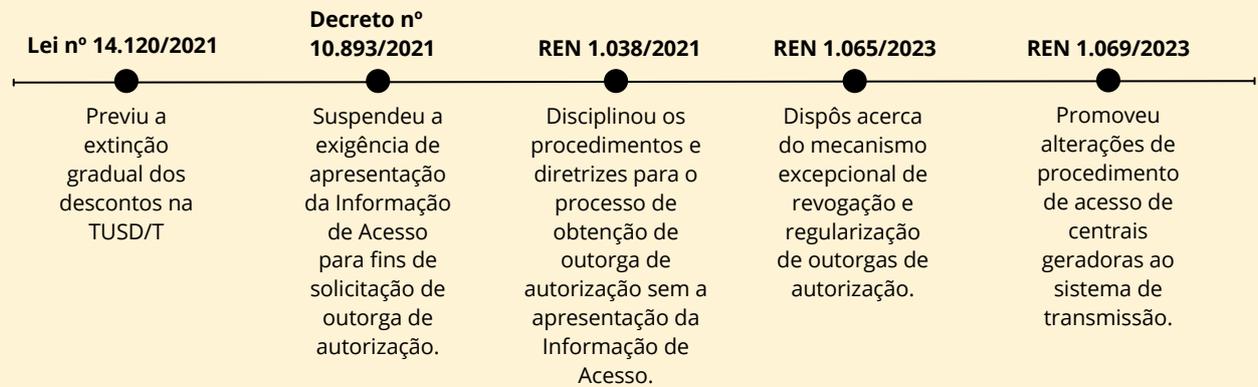
Link para acesso: <https://youtu.be/b9JN7kj1tso?si=ibej8ByVkoojRJqS>

PROCEDIMENTO DE CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS À REDE DE TRANSMISSÃO

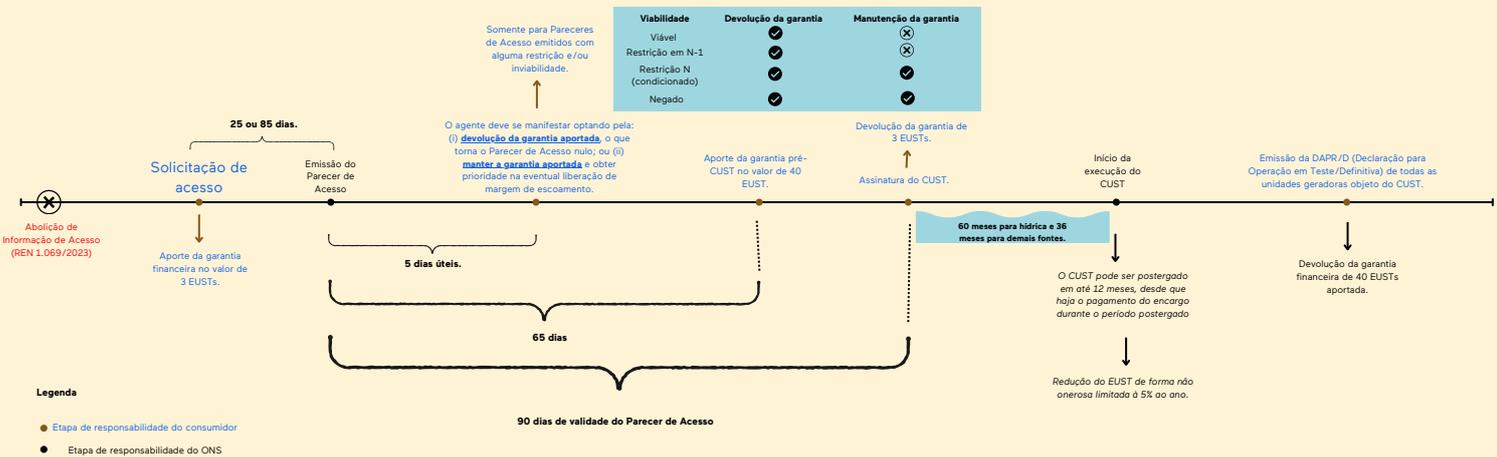
Em agosto/2023, houve a publicação da Resolução Normativa nº 1.069/2023, que promoveu alterações no procedimento de acesso perante o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) nos seguintes termos:

Conexão de centrais geradoras à Rede Básica

- Histórico normativo



- Procedimento de solicitação de acesso



1. Apresentação de garantia financeira no protocolo da solicitação de acesso: No protocolo da solicitação de parecer de acesso deverá ser apresentada garantia financeira em valor equivalente a **03 (três) vezes o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e/ou Distribuição - EUST/D** da central geradora. A garantia financeira deverá vigorar pelo prazo de validade do Parecer de Acesso, que será de 90 (noventa) dias, devendo a garantia ser estendida no caso de revalidação e/ou prorrogação do Parecer de Acesso pelo ONS.

A garantia financeira deverá ser devolvida em 03 (três) principais situações: **(1)** Pareceres de Acesso com restrições parciais ou totais na injeção de energia, na hipótese em que o solicitante de acesso não quiser permanecer na fila de acesso, com a manutenção da garantia financeira aportada para o caso de vacância de margem de conexão apta para o atendimento de seu empreendimento; **(2)** Celebração do CUST, em que a garantia será substituída; e **(3)** Pareceres de Acesso com viabilidade, que a devolução da garantia seja solicitada em até 05 (cinco) dias úteis, a contar da disponibilização do Parecer de Acesso pelo ONS.

A garantia financeira para solicitação de Parecer de Acesso se aplica às centrais geradoras que celebram CUST ou CUSD, nesse último caso deverá ser observada a competência do ONS para a emissão de Parecer de Acesso.

2. Apresentação de garantia financeira como condicionante à celebração do CUST: Para a celebração do CUST deverá ser apresentada garantia financeira em valor equivalente a **40 (quarenta) vezes o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão - EUST** da central geradora.

A apresentação da garantia financeira prévia à celebração do CUST deverá ser aportada em até 25 (vinte e cinco) dias antes do limite regulamentar para a celebração do CUST.

Para empreendimentos que celebram CUSD não é necessário apresentar a garantia financeira prévia à assinatura do contrato de uso da rede elétrica, pois nesses casos são aplicáveis os condicionantes da Resolução Normativa nº 1.000/2021 em relação ao aporte de garantia financeira contratual.

3. Início da execução do CUST: O CUST de centrais geradoras em geral será celebrado com a previsão de até 36 (trinta e seis) meses para a entrada em execução, a contar da assinatura do contrato. Já o CUST de centrais geradoras de fonte hídrica possuirá o prazo de 60 (sessenta) meses para a entrada em execução, a contar da assinatura do contrato.

4. Possibilidade de postergação do CUST: O CUST poderá ser postergado em até 12 (doze) meses, no entanto, haverá a cobrança de encargo durante o período de postergação, no entanto, haverá a cobrança de encargo durante o período de postergação.

5. Possibilidade de redução do EUST: Há a limitação de redução do EUST de forma não onerosa em 5% (cinco por cento) ao ano, em simetria com a regulamentação já aplicável às usinas híbridas e associadas.

6. Ordem cronológica das solicitações de acesso: Será preservada a ordem cronológica na fila de acesso. No entanto, nos casos em que a margem de escoamento disponibilizada não atender à totalidade da potência instalada da central geradora, haverá a possibilidade de renúncia à contratação da margem parcial e de preservação na posição na fila de acesso, aguardando-se a disponibilidade da margem integral para o atendimento da central geradora.

7. Extinção da informação de acesso: Em substituição à informação de acesso, o ONS elaborará mapa de margem, que consistirá em um produto quadrimestral simplificado para o fim de evidenciar as regiões com disponibilidade de escoamento na Rede Básica. O Mapa de Margem Incremental está com a publicação programa pelo ONS para ocorrer em **julho de 2024**. 1. Uma particularidade merece destaque: o barramento que apresentar “margem zero” neste mapa, não poderá ser acessado pelos agentes geradores até que um fato novo resolva a(s) limitação(ões) de margem de escoamento.

8. Início da vigência da REN 1.069/23: As disposições normativas tiveram vigência iniciada em 1º de março de 2024. Antes dessa data, foi somente exigido em caráter extraordinário a apresentação das garantias financeiras no acesso das centrais geradoras, conforme regras discriminadas acima.

7. Extinção da informação de acesso: Em substituição à informação de acesso, o ONS elaborará mapa de margem, que consistirá em um produto quadrimestral simplificado para o fim de evidenciar as regiões com disponibilidade de escoamento na Rede Básica. O Mapa de Margem Incremental está com a publicação programa pelo ONS para ocorrer em **julho de 2024**. 1. Uma particularidade merece destaque: o barramento que apresentar “margem zero” neste mapa, não poderá ser acessado pelos agentes geradores até que um fato novo resolva a(s) limitação(ões) de margem de escoamento.

8. Início da vigência da REN 1.069/23: As disposições normativas tiveram vigência iniciada em 1º de março de 2024. Antes dessa data, foi somente exigido em caráter extraordinário a apresentação das garantias financeiras no acesso das centrais geradoras, conforme regras discriminadas acima.

9. Modulação de efeitos através do Despacho nº 3.245/2023: As disposições normativas da Resolução Normativa nº 1.069/2023 tiveram vigência fixada para 1º de março de 2024. No entanto, como exceção à regra, na data de publicação da Resolução Normativa passou a ser exigida a apresentação de garantia financeira como requisito ao protocolo das solicitações de parecer de acesso.

No Despacho nº 3.245/2023 foi previsto que a apresentação da garantia financeira não seria exigida para agentes que necessitassem celebrar aditivos aos Contratos de Uso de Rede de Transmissão – CUST já emitidos naquela data (04/09/2023), ainda que para a celebração do aditivo fosse necessária nova emissão de parecer de acesso.

Entretanto, a excepcionalização não abrangeu os Contratos de Uso do Sistema de Distribuída – CUSD emitidos e/ou celebrados naquela data, de forma que revisões de Parecer de Acesso referentes a esses empreendimentos seria necessário o aporte de garantia financeira.

- Modulação de efeitos através do Despacho nº 3.245/2023



- Regulação de geração por indisponibilidade de rede elétrica

03

ELABORAÇÃO DE ESTUDOS DE CONEXÃO E CENÁRIOS DE DISPONIBILIDADE DE MARGEM DE ESCOAMENTO

Diante das limitações já conhecidas para conexão na Rede Básica do SIN, faz-se necessário acompanhar as ações e publicações da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, com soluções estruturais para a solução de problemas, bem como dos processos da operação, atualizações de premissas e critérios para estudos de acesso da parte do ONS.

Neste contexto, algumas janelas de oportunidade podem ser identificadas. Para tanto, torna-se estratégico dispor de parceiros que possam dar suporte técnico e assessoria nos processos de acesso.

04

CONSTRAINED-OFF DE CENTRAIS GERADORAS DE FONTE FOTOVOLTAICA

Em 2023 foi publicada a Resolução Normativa nº 1.073/2023, que alterou a Resolução Normativa nº 1.030/2022, para ampliar os procedimentos e critérios para a apuração de restrições operativas por constrained-off para as centrais geradoras de fonte fotovoltaica, operantes nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre – ACR/ACL, o que antes só era concedido às centrais elioelétricas.

Assim, considerando as perdas na geração de energia experienciadas pelas usinas fotovoltaicas em decorrência de interrupções parciais ou integrais da geração por requisição do Operador Nacional do Sistema – ONS, a metodologia aprovada visa apurar qualitativamente o fenômeno, com a identificação dos eventos que serão devidamente ressarcidos via Encargo de Serviço do Sistema – ESS, cujo pagamento será efetuado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

A seguir, discriminamos os principais pontos da regulamentação promovida pela Resolução Normativa nº 1.073/2023.

- **Objeto:** Estabeleceu os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por constrained-off, para incluir as usinas solares fotovoltaicas.
- **Abrangência do mecanismo:** Contemplou centrais geradoras fotovoltaicas que são despachadas centralizadamente (Tipo I – caso venha a existir –, II-B e II-C) ou conjunto de centrais geradoras fotovoltaicas considerados na programação do ONS.
- **Ocorrência de constrained-off:** Somente será considerado como eventos de constrained-off aqueles que tenham sido originados nas instalações externas às centrais geradoras, sendo consideradas como tais as instalações da Rede Básica de Demais Instalações de Transmissão – DITs no âmbito da distribuição.

Com isso, estão excluídas do conceito as instalações de uso de interesse restrito do agente gerador, exclusivo ou compartilhado, operadas pelo agente gerador ou por terceiros.

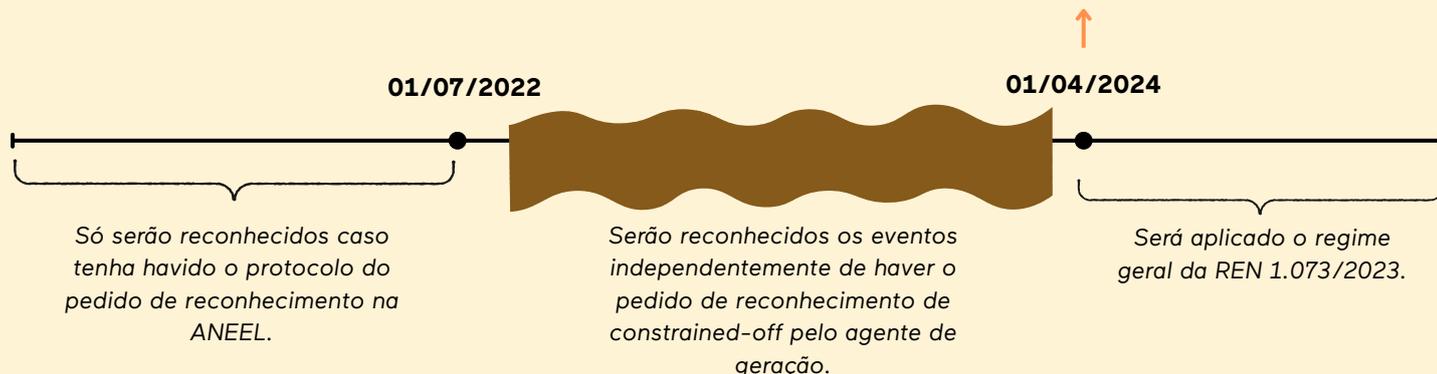
- **Classificação dos eventos de constrained-off:** A regulamentação estabeleceu que o ONS deve classificar os eventos de restrição de operação por constrained-off de acordo com o evento que lhe ocasionou, podendo ser classificados em: (1) **razão de indisponibilidade externa:** indisponibilidades de linhas de transmissão, transformadores, disjuntores e instalações de subestações em geral; (2) **razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica:** razões de confiabilidade elétrica que não tenham origem em indisponibilidades de equipamentos do sistema de transmissão e; (3) **razão energética:** impossibilidade de alocação de geração na carga.
- **Ressarcimento por constrained-off:** Somente haverá o ressarcimento nos casos classificados como razão de indisponibilidade externa e caso as ocorrências venham a superar 30 horas e 30 minutos no espaço de 01 (um) ano civil.
- **Referência da frustração da geração de energia:** Considerando que a ocorrência do constrained-off implica na frustração da geração de energia, a regulamentação estabelece parâmetros de como será efetuado pelo ONS o cálculo do montante de energia esperado, mas não gerado pela usina. Entretanto, no cálculo da geração frustrada, o ONS deverá desconsiderar restrições operativas anteriormente indicadas nos Pareceres de Acesso das centrais geradoras. O cálculo da função de produtividade da central geradora será estabelecido pelo ONS e considerará medições de geração e variáveis meteorológicas, revisadas anualmente. Para tanto, foi fixado que “enquanto detiver

outorga vigente, o agente de geração deverá disponibilizar acesso ao ONS, em tempo real, dos registros das medições de geração e das variáveis meteorológicas para fins solarimétricos e apresentar as disponibilidades das unidades geradoras da Central Geradora Fotovoltaica desde a data de entrada em operação comercial, em conformidade com critérios técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.” Inclusive, caso haja o desatendimento do quesito, o agente gerador não fará jus ao pleito de ressarcimento. Enquanto não for possível fixar a função de produtividade com base unicamente nas medições da central geradora, será utilizado de forma complementar a garantia física. A Resolução Normativa nº 1.073/2023 também estabelece outros parâmetros transitórios de fatores que poderão ser utilizados de forma complementar no cálculo da função de produtividade.

- **Cálculo do ressarcimento:** O cálculo do ressarcimento a ser pago via Encargo de Serviço de Sistema – ESS será apurado pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD do submercado da central geradora no período de comercialização e terá por base o montante de frustração de geração da central geradora.

• **Disposições transitórias das regras de constrained-off:**

Eventos de constrained-off só serão considerados para fins de ressarcimento a partir dessa data.



Legenda

- Usinas operantes no ACL;
- Usinas operantes no ACR.

05

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO E BATERIAS

O Ministro de Minas e Energia – MME, Alexandre Silveira, deu declarações recentes informando que pretende incluir sistemas de armazenamento no leilão de reserva de capacidade que ocorrerá em agosto de 2024, nos termos da Portaria Normativa nº 57/GM/MME/2022.

Apesar do anúncio representar um avanço importante para o setor elétrico brasileiro, é preciso lembrar que os sistemas de armazenamento de energia elétrica ainda carecem de regulamentação pela ANEEL.

Em outubro de 2023, no âmbito da instauração da Consulta Pública nº39/2023, as áreas técnicas da Agência identificaram que o atual arcabouço normativo era insuficiente para valorar adequadamente os benefícios dos sistemas de armazenamento.

Por esse motivo, foi aberta a Consulta Pública em referência, com o objetivo de receber contribuições dos agentes acerca da regulamentação dos sistemas de armazenamento, o que ocorreu entre 19/10/2023 e 18/12/2023.

Sendo assim, considerando que ainda não houve a apreciação da ANEEL acerca das contribuições recebidas, é preciso ressaltar que a proposta endereçada pela Agência no âmbito da abertura da Consulta Pública ainda pode sofrer alterações, motivo pelo qual deve-se acompanhar o desenrolar do tema.

No âmbito da **Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 01/2023** que acompanhou a abertura da Consulta Pública foram apresentados os seguintes aspectos:

Consulta Pública nº 39/2023

Necessidade de definição das condições de acesso do CUSD/D e da metodologia tarifária da TUSD/D: As Regras de Transmissão e os Procedimentos de Rede não concedem tratamento ao sistema de armazenamento para fins de definição do montante e da precificação do uso da rede.

Sobre a questão, foi ponderado que o sistema de armazenamento possui um caráter híbrido, pois tanto haveria o perfil de consumo, com a absorção de potência nos momentos de armazenagem da energia, quanto haveria o perfil de geração, com a injeção da energia armazenada na rede elétrica.

Assim, nos termos da regulamentação existente, há fundado receio de que as usinas de geração com sistemas de armazenamento se sujeitem à dupla cobrança, pela inadequabilidade dos instrumentos contratuais aos ciclos de carregamento e descarregamento desses sistemas.



Alternativas analisadas: (1) a eleição da aplicação da TUSD/T Consumo ou da TUSD/T Geração para todo o montante contratado; ou (2) a aplicação da tarifa correspondente ao desempenho do sistema de armazenamento, ou seja, seria aplicada a TUSD/T Consumo para a parcela de absorção de potência e a TUSD/T Geração para a parcela de geração.

Em relação à definição da forma de contratação, propõe-se: (1) contratação individualizada para o sistema de armazenamento; ou (2) associação do montante do sistema de armazenamento ao CUSD/T da usina geradora.

No que se relaciona à definição do MUSD/T a ser contratado, sugere-se: (1) incluir o sistema de armazenamento na faixa de potência do empreendimento; (2) desconsiderar o sistema de armazenamento como montante adicional; ou (3) reduzir o montante do sistema de armazenamento da faixa de potência.

Necessidade de regulamentação das outorgas de geração: Partindo do pressuposto de que as outorgas de geração são parametrizadas pela garantia física dos empreendimentos, a impossibilidade de definição da garantia física para os sistemas de armazenamento ocasiona uma celeuma para a regulamentação das outorgas das usinas que incorporam esse tipo tecnologia.



Alternativas analisadas: (1) promover alteração das características técnicas de outorgas existentes para adicionar o sistema de armazenamento; (2) não emitir ato autorizativo específico; (3) emitir outorga e/ou registro, com regramento específico para os sistemas de armazenamento.

Remuneração dos sistemas de armazenamento: Considerando a possibilidade de acionamento da descarga dos sistemas de armazenamento, avalia-se a remuneração do ativo como produto específico.



Alternativas analisadas: Para tanto, o sistema de armazenamento poderá ser um produto por quantidade ou por disponibilidade, que será remunerado por estar apto ao acionamento, podendo ou não ser ofertado e/ou contratado juntamente com a geração da usina. Com isso, avalia-se a possibilidade de ofertar os produtos de geração e do sistema de armazenamento por empilhamento ou de forma individualizada.

Discute-se, ainda, a necessidade de definição de subsídios e/ou subvenções para o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, a exemplo da aplicabilidade do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI.

Inserção dos sistemas de armazenamento no desenvolvimento do setor elétrico: Com o objetivo de incentivar a inserção dos sistemas de armazenamento na matriz nacional, avalia-se a possibilidade de (1) realização de projetos-pilotos ou sandboxes regulatórios; ou (2) realização chamada pública estratégica dentro da agenda de P&D..

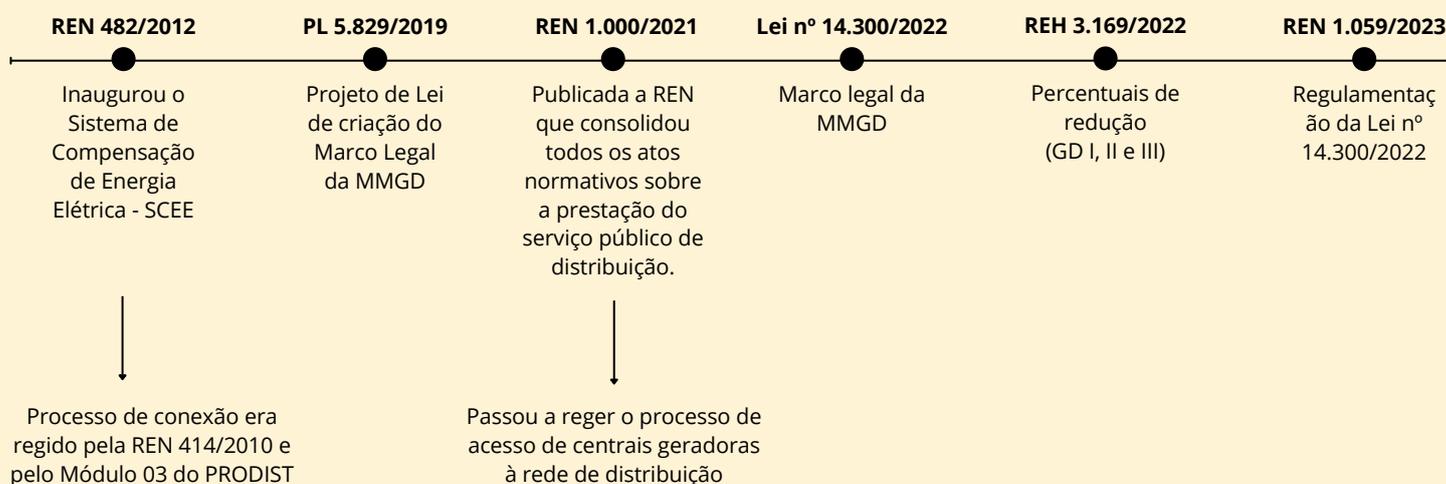
CONEXÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA: MECANISMO DE INVERSÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE foi inaugurado no Brasil em 2012, através da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que sofreu sucessivas alterações.

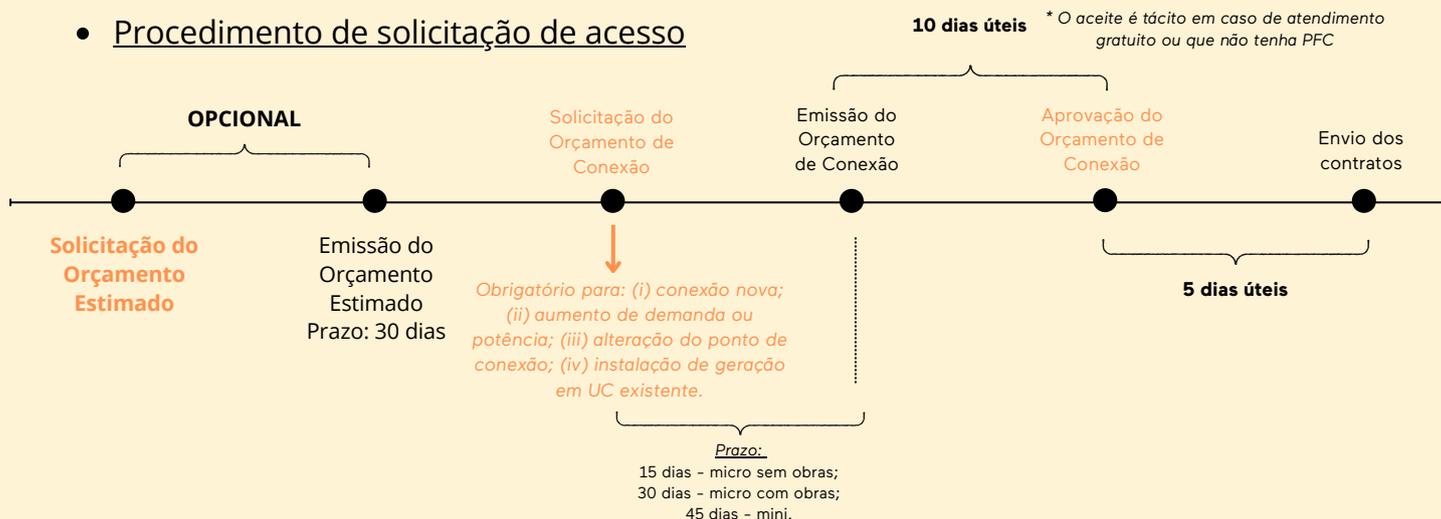
Com a publicação da Lei nº 14.300/2022 e a criação de um marco legal para o regime da micro e minigeração distribuída no Brasil, foi editada a Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023 para adequar, dentre outros temas, o procedimento de conexão à rede de distribuição desses empreendimentos às previsões legais, através da promoção de adequações na Resolução Normativa nº 1.000/2021.

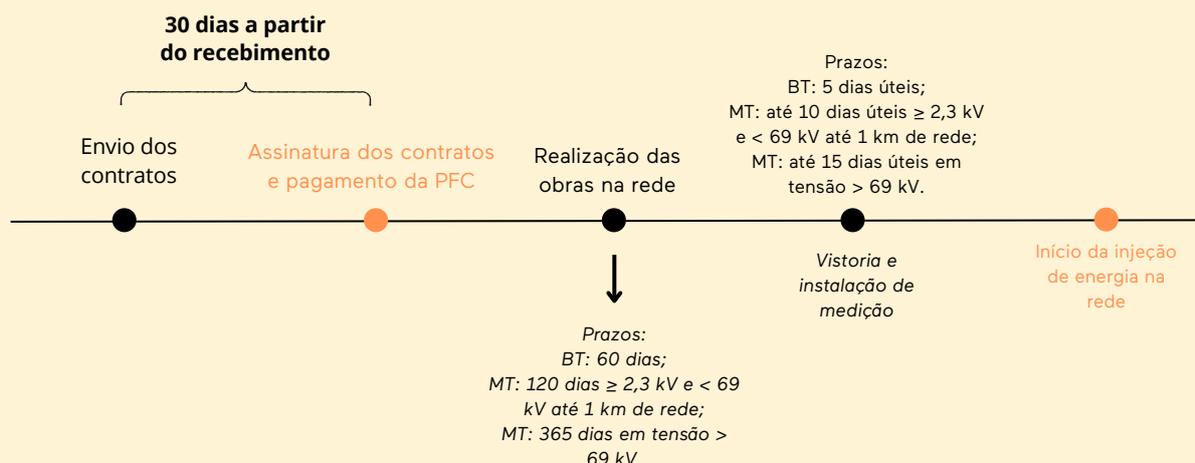
Conexão de Micro e Minigeração Distribuída

• Histórico normativo



• Procedimento de solicitação de acesso





Legenda

- Etapa de responsabilidade do consumidor
- Etapa de responsabilidade da Distribuidora

Mecanismos de inversão de fluxo de potência

Com a aprovação da REN 1.059/2023, nos casos em que os estudos da Distribuidora identifique inversão de fluxo de potência, esta passou a ser obrigada a aplicar medidas de tratamento que eliminem a inversão. O §1º do art. 73 da REN 1.000/2021 traz um rol exemplificativo das alternativas que podem ser aplicadas: (i) reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga; (ii) definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída; (iii) conexão em nível de tensão superior; (iv) redução da potência injetável de forma permanente; (v) redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica.

Mecanismo de inversão do fluxo de potência

Em 06/02/2024 a Diretoria Colegiada da ANEEL determinou a abertura da Consulta Pública 03/2024, com prazo de contribuições encerrado em 23/02/2024 e cujo objetivo era receber contribuições dos agentes setoriais acerca do aprimoramento da regulamentação em relação ao mecanismo de inversão do fluxo de potência em MMGD e da regulamentação para a aplicação de MMGD no bojo do Programa Minha Casa, Minha Vida.

Em 26/04/2024, foi juntado ao processo administrativo nº 48500.003729/2023-28 a Nota Técnica nº 32/2024 – STD/STR/ANEEL, em que as áreas técnicas da ANEEL apresentaram a análise das contribuições recebidas no âmbito da CP 02/2024.

Em síntese, em relação à proposta de aprimoramento do mecanismo de inversão do fluxo de potência, foram sugeridos os seguintes pontos:

a) Realização de estudos de inversão de fluxo pela distribuidora: Foi proposta a publicação de um Manual de Instruções para a elaboração e apresentação de estudos de inversão de fluxo de potência pelas distribuidoras, com o objetivo de promover clareza e acessibilidade às informações apresentadas pela distribuidora em documentos dessa natureza.

Foi previsto também que a análise de inversão de fluxo deverá ser realizada **(1)** somente no nível de tensão superior, no caso de conexão do Grupo B, por meio de transformador exclusivo; e **(2)** somente no transformador da subestação, no caso de conexão do Grupo A por meio de alimentador exclusivo.

b) Dispensa da realização do estudo de inversão do fluxo de potência: Haveria a dispensa nas seguintes situações: (1) microgeração e minigeração distribuída que não injete na rede de distribuição de energia elétrica; e (2) microgeração distribuída que se enquadre nos critérios de gratuidade dispostos no §3º do art. 104, no §2º do art. 105 e no parágrafo único do art. 106 e que a potência de geração distribuída seja compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período da geração.

Com isso, foi prevista metodologia de cálculo para a determinação da potência de GD que seja compatível com o consumo durante o período de geração da MMG de fonte fotovoltaica. Foi destacado que não há prejuízo para que, futuramente, a metodologia de cálculo seja ampliada para abarcar outras fontes de energia em MMGD.

c) Solicitação de avaliação ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS: Foi previsto que (1) o consumidor teria o direito ao acesso à consulta da distribuidora ao ONS e à resposta obtida do Operador, mediante solicitação do consumidor; (2) discriminar que nos casos em que a resposta do ONS indicar a inviabilidade da conexão e da ausência de solução planejada, havendo inexistência de solução no sistema de distribuição para viabilizar o acesso, o consumidor deverá ser devidamente comunicado, com a apresentação fundamentada dos dados em questão.

d) Disponibilização de estudos ao consumidor e demais usuários: A proposta apresentada foi no sentido de que após o recebimento do Orçamento de Conexão o consumidor poderá requerer, dentro do prazo de validade do Orçamento de Conexão, a apresentação dos estudos de conexão, inclusive do estudo de inversão de fluxo de MMGD.

Com isso, a distribuidora poderá encaminhar os estudos solicitados e/ou solucionar a reclamação. Entretanto, após a perda da validade do Orçamento de Conexão, a eventual reclamação do consumidor ou o pedido de estudos de conexão deverá ser indeferida pela distribuidora.

e) Prazo para adequação das distribuidoras: Propõe-se que a entrada em vigor das novas disposições normativas seja imediata, na data de publicação da resolução normativa que altera a REN 1.000/21.

Entretanto, seria concedido o prazo de 60 (sessenta) dias de período de transição para a implementação da nova regulamentação pelas distribuidoras, durante o qual a distribuidora poderá manter a aplicação da regulamentação anterior, em relação à redação do art. 73 dado pela REN 1.059/2023.

f) Prazo para adequação das distribuidoras: Propõe-se que a entrada em vigor das novas disposições normativas seja imediata, na data de publicação da resolução normativa que altera a REN 1.000/21.

Entretanto, seria concedido o prazo de 60 (sessenta) dias de período de transição para a implementação da nova regulamentação pelas distribuidoras, durante o qual a distribuidora poderá manter a aplicação da regulamentação anterior, em relação à redação do art. 73 dado pela REN 1.059/2023.

Após a conclusão do período de transição, não existirá a possibilidade da distribuidora manter a aplicação das disposições anteriores. Com isso, a partir da vigência da nova normativa ou da data de implementação do período de transição para adequação dos procedimentos da distribuidora, a nova metodologia deverá ser aplicada nos seguintes casos, descritos em literalidade na Nota Técnica 32/2023:

- i. Solicitações de conexão nova ou em andamento em que o orçamento ainda não tenha sido entregue ao consumidor; e
- ii. Situações em que o estudo do art. 73 precise ser corrigido, inclusive nas tratadas no âmbito de reclamações na distribuidora, na Ouvidoria da distribuidora, na agência estadual conveniada ou na ANEEL.

O encaminhamento dado pela Nota Técnica 32/2024 – STD/ATR/ANEEL foi no sentido de recomendar à Diretoria da ANEEL, dentre outros quesitos, (1) a aprovação da Resolução Normativa nos termos propostos e (2) a aprovação da primeira versão do manual de instruções para elaboração e apresentação dos estudos de inversão de fluxo.

Nesses termos, o processo administrativo deverá ser encaminhado para a deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, que poderá requerer provimentos complementares em relação à instrução processual, motivo pelo qual se faz necessário o acompanhamento do trâmite do processo em questão.

Considerações finais

Prezado leitor,

Juntamente com o nosso convite para palestrar na **6ª Edição do Greener Summit** sobre os dilemas da conexão, fomos postos diante de um questionamento desafiador.

Como apresentar cenários de resolução técnica e regulatória para o acesso e a operacionalização de centrais geradoras diante da perspectiva da restrição de margem de escoamento e das dificuldades inerentes à expansão da rede elétrica?

Em um momento em que as soluções técnicas estão em franca expansão e a regulação de mercado vivencia profundas modificações, a resposta ao questionamento requeria uma clara apresentação do momento vivenciado pelo setor elétrico brasileiro.

No entanto, com o entendimento de que para pensarmos o futuro é necessário compreendermos, antes, o tempo presente, no Editorial elaborado em conjunto pela **Carpe Vie Engenharia**, pelo **Cortez Pimentel & Melcop Advogados** e pela **Greener** tomamos a liberdade de ir além.

Escolhemos agregar também os cenários de resolução de problemas de conexão que podem ser pensados por você, por sua empresa ou pelo seu gestor na construção do caminho da modernização e da efficientização da operação de suas centrais geradoras.

De nossa parte, continuaremos na missão de abraçar as soluções inovadoras e sustentáveis para a expansão do setor elétrico, independentemente de quão desafiadoras se apresentem.

Agradecemos ao time da Greener e ao público do Summit pela troca de conhecimentos no evento.

Atenciosamente,

Carpe Vie Engenharia

Alécio Fernandes

**Cortez Pimentel &
Melcop Advogados**

Luiza Melcop

Greener

Luiz Carlos Grossi

ACESSO AO MATERIAL:

REGULAÇÃO: TRANSFORMANDO O
OBSTÁCULO EM OPORTUNIDADE

