



# Contribuições à CP MME 129/2022

*Proposta Conceitual das Diretrizes para  
Valoração dos Custos e Benefícios da  
Microgeração e da Minigeração Distribuída –  
MMGD*

27/06/2022

---



## Contribuições da Neoenergia

1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	3
2. MMGD X POSTERGAÇÃO DE INVESTIMENTOS	4
3. REFLEXOS EM PERDAS TÉCNICAS	10
4. SOBRETENSÕES NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E CONDIÇÕES ADVERSAS DE OPERAÇÃO DA REDE	14
5. ASPECTOS RELACIONADOS À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E DO MONTANTE DO USO DE TRANSMISSÃO	16
6. CONCLUSÃO	17

## 1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Consulta Pública (CP) nº 129/2022 foi aberta pelo MME, em 23/06/2022, cujo objetivo é uma proposta conceitual das diretrizes para valoração dos custos e benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída – MMGD, conforme disposto no §2º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

O grupo Iberdrola, do qual a Neoenergia faz parte, é referência mundial na luta contra as mudanças climáticas, tendo advogado em importantes fóruns mundiais pela inserção de fontes renováveis como estratégia para o seu enfrentamento. Ademais, a própria companhia adota há mais de quinze anos uma estratégia de investimento centrada em fontes de geração renovável, tornando-se o principal investidor em energia eólica do mundo.

A Neoenergia possui 4 GW de capacidade instalada em geração, sendo 88% de energia renovável, e está implementando mais 0,7 GW com a construção de novos parques eólicos e solar. Em transmissão, são 2,3 mil km de linhas em operação e 4,3 mil km em construção. Além disso, a empresa possui cinco concessionárias de distribuição, Neoenergia Coelba, Neoenergia Elektro, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Brasília, atendendo mais de 15,8 milhões de clientes.

O grupo Neoenergia, por atuar em todos os segmentos da cadeia de valor do setor elétrico brasileiro, entende que a inserção de MMGD é positiva, devendo ocorrer de maneira equilibrada e sustentável de forma a não prejudicar seu desenvolvimento no longo prazo ou clientes/outros agentes no curto prazo. Dessa forma é necessário que os estudos os quais embasam a regulamentação futura do tema sejam bem fundamentados, onde pesquisas que deram suporte às referências bibliográficas, sobretudo experiências internacionais, sejam reproduzidas internamente e que sejam evitadas sinalizações sem confirmações baseadas em estudos prévios. Por fim, deve-se evitar simplificações que venham a incorrer em sinais errôneos, exaurir simulações quantitativas que sejam reproduzíveis e primar

pela transparência dos processos. Face ao exposto, a Neoenergia vem apresentar suas contribuições sobre a referida Consulta Pública, conforme tópicos a seguir.

## 2. MMGD X POSTERGAÇÃO DE INVESTIMENTOS

A Neoenergia avaliou o sistema de Subtransmissão das distribuidoras do grupo, observando o período que contempla todo o ano de 2021, de forma a tentar identificar picos de carga para os transformadores (subestações) e de forma generalizada no sistema da distribuidora como um todo.

Avaliando uma curva de geração típica, partiu-se para a divisão do dia em 4 grupos de acordo com a faixa horária e a expectativa de injeção de geração em cada um, conforme disposto a seguir:

**Tabela 1** – Classificação definida para os patamares adotados na análise de carga máxima.

PATAMAR	FAIXA HORÁRIA	DESCRIÇÃO
PICO SOLAR	10 - 13	GERAÇÃO ELEVADA
SOLAR +	8 - 10 / 13 - 16	GERAÇÃO MÉDIA
SOLAR -	6 - 8 / 16 - 18	GERAÇÃO BAIXA
S/ SOLAR	0 - 6 / 18 - 24	SEM GERAÇÃO

Ao analisar o cenário anual e não coincidente, a maior parte das subestações da Neoenergia Cosern, Neoenergia Coelba e Neoenergia Brasília apresentam pico de carga máxima fora do pico de geração elevada, conforme tabela abaixo:

**Tabela 2** – Participação das demandas máximas registradas nos transformadores das distribuidoras em cada patamar definido para o ano de 2021.

PATAMAR	PARTICIPAÇÃO (%)		
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Cosern	Neoenergia Brasília
PICO SOLAR	6%	2%	19%
SOLAR +	6%	25%	22%
SOLAR -	4%	12%	7%
S/ SOLAR	84%	61%	52%

O estudo verificou que alguns transformadores apresentam picos diários de potência máxima no patamar de 'Pico Solar' em determinados períodos do ano, porém o pico anual de potência máxima ocorre fora dele. Deve ser observado que o critério para planejamento do sistema visualiza o pior caso, dessa forma é considerado o valor anual registrado.

A análise coincidente dos dados de medição, por regional político, realizada para Neoenergia Coelba e Neoenergia Pernambuco, atesta que o pico de carga máxima ocorre predominantemente no patamar 'S/ SOLAR', conforme tabelas abaixo, havendo poucos casos de incidência no patamar 'Pico Solar'. Ainda é possível constatar que a distribuição da participação do pico de carga máxima permanece sem alterações significativas ao se comparar as medições de 2018 e 2021.

**Tabela 3** - Participação das demandas máximas registradas em cada PSU da Neoenergia Coelba em cada patamar definido para os anos de 2018 e 2021.

PATAMAR	PARTICIPAÇÃO 2018 (%)	PARTICIPAÇÃO 2021 (%)
PICO SOLAR	9%	7%
SOLAR +	11%	5%
SOLAR -	4%	5%
S/ SOLAR	76%	83%

**Tabela 4** - Participação das demandas máximas registradas em cada PSU da Neoenergia Pernambuco em cada patamar definido para os anos de 2018 e 2021.

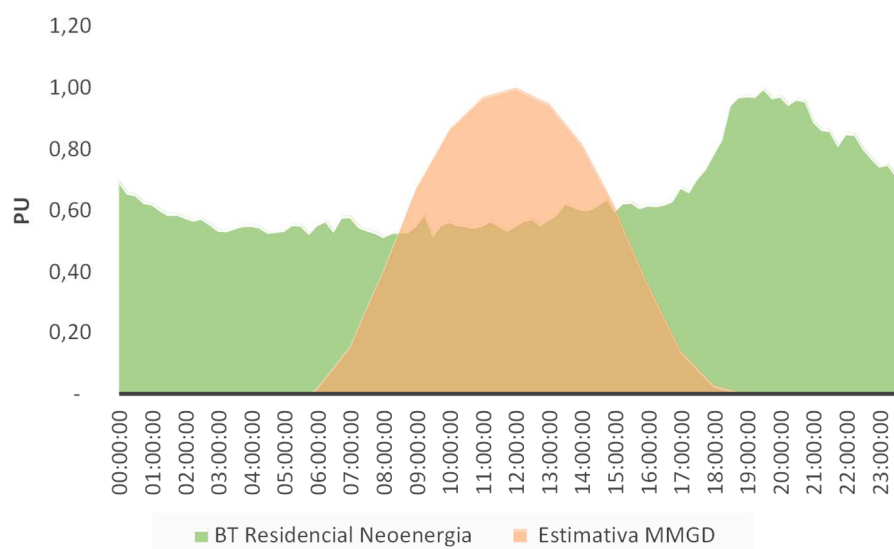
PATAMAR	PARTICIPAÇÃO 2018 (%)	PARTICIPAÇÃO 2021 (%)
PICO SOLAR	6%	0%
SOLAR +	12%	10%
SOLAR -	0	0%
S/ SOLAR	82%	90%

Dessa forma, constatou-se que os patamares máximos de carga, no sistema de distribuição, ocorrem predominantemente em horários nos quais não há geração fotovoltaica, ou ainda, quando a mesma está reduzida. Uma vez que o planejamento é realizado com vistas a preparação da rede de distribuição para o atendimento do mercado nas situações de máxima carga, na prática, não há postergação de

investimentos devido às gerações conectadas, visto que conforme exposto não há coincidência entre as mesmas.

Ademais, ao se observar a curva de carga típica de clientes BT residencial disponibilizadas no relatório de Tipologia de Carga das últimas campanhas de medidas das distribuidoras do Grupo Neoenergia que subsidiaram as respectivas revisões tarifárias em comparação com o que seria uma curva típica de geração fotovoltaica, observa-se que as curvas possuem ponta em horários distintos não contendo simultaneidade nos horários de pico, conforme apresentado na figura abaixo:

Figura 4 – Curva de carga típica de clientes BT residencial e curva típica de geração fotovoltaica.

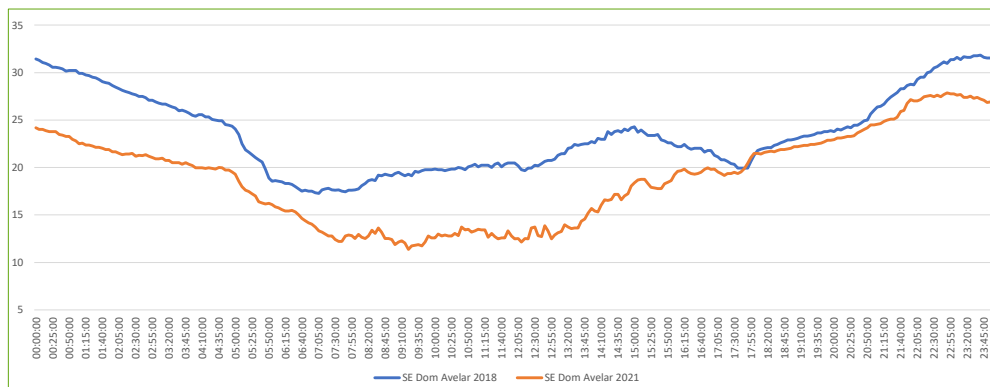


Adicionalmente ao estudo apresentado, ocorre que na distribuidora Neoenergia Pernambuco verifica-se que em 87% dos pontos de contratação de MUST, a demanda noturna ou é a máxima coincidente ou é menos que 5% inferior a máxima coincidente, fato que reforça que a geração fotovoltaica não influencia positivamente em postergações de investimentos, já que não influenciará nos instantes de maior demanda do sistema de distribuição e para o qual deverá está dimensionado.

Como exemplo, na região do Sertão do São Francisco em Pernambuco foram analisadas as curvas de carga diárias típicas de 2018 e 2021 da SE Dom Avelar,

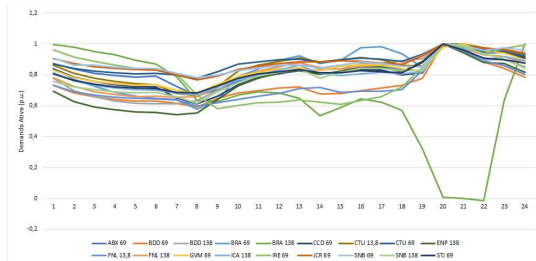
onde até 2018 havia 1494 GDs instaladas totalizando 8355 kW pico. Já em 2021 passaram-se a ter 2431 GDs instaladas, totalizando 17129 kW pico de potência ativa instalada. Embora seja contabilizado um aumento de 100% no montante de potência de geração instalada em MMGDs na região, verifica-se pela imagem abaixo que o pico de carga máxima em 2018 e 2021 permanece no horário noturno, embora tenha ocorrido contribuição das GDs no período diurno, além da diminuição do patamar da curva de carga.

Figura 2 – Curva diária típica de carga da SE Dom Avelar 2018 x 2021.

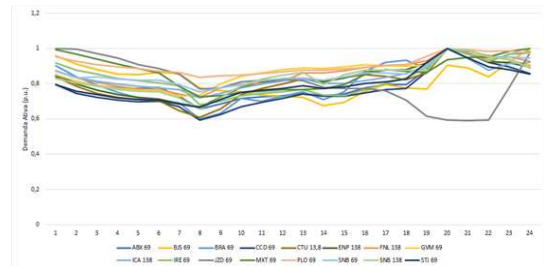


Complementarmente, na Neoenergia Coelba foram analisadas as curvas típicas médias dos anos de 2018 e 2021 para cada regional político. Nas figuras abaixo, consegue-se visualizar a predominância do pico de carga ocorrendo fora do horário de influência das gerações solares, com concentrações após as 19h. Com isso, verifica-se que não há contribuição de geração fotovoltaica para as máximas cargas desses regionais da distribuidora.

**Figura 3** – Curvas típicas selecionadas para o ano de 2018 que possuem demanda entre 60% e 90% entre 10 e 14 horas.



**Figura 4** – Curvas típicas selecionadas para o ano de 2021 que possuem demanda entre 60% e 90% entre 10 e 14 horas.



Outro ponto a ser observado é que a característica de baixa eficiência energética da fonte fotovoltaica (entre 15 e 20%), se traduz em projetos que exigem disponibilidades 5 a 6 vezes maiores que seus MW médios, os quais rapidamente provocam esgotamentos das instalações de distribuição originalmente dimensionados para atendimento às demandas de carga.

Assim, as regiões dos sertões nordestinos que são propícias as implantações de projetos de MMGD, principalmente na modalidade de autoconsumo remoto, tem características de baixo consumo local e portanto a implantação dos projetos de MMGD provocam necessidades de reforços e/ou reconstruções de redes com maiores capacidades, substituição de equipamentos por superação de suas capacidades de condução e conseqüentemente esgotamento das capacidades de escoamento destes sistemas de distribuição.

Ou seja, o que se verifica hoje nos sistemas, é na verdade a necessidade de investimentos adicionais em virtude da conexão das gerações, haja vista as concentrações de MMGD em pontos do sistema que provocam inversões de fluxo e variações de tensão que muitas vezes não são suportadas pela estrutura atual de rede, sendo portanto necessário a realização de ajustes, obras e instalação de equipamentos para adequação da qualidade do produto. Nos casos mais extremos, a conexão de novas Mini GDs já tem gerado necessidade de investimentos adicionais no sistema de subtransmissão, pois sua conexão fica condicionada a

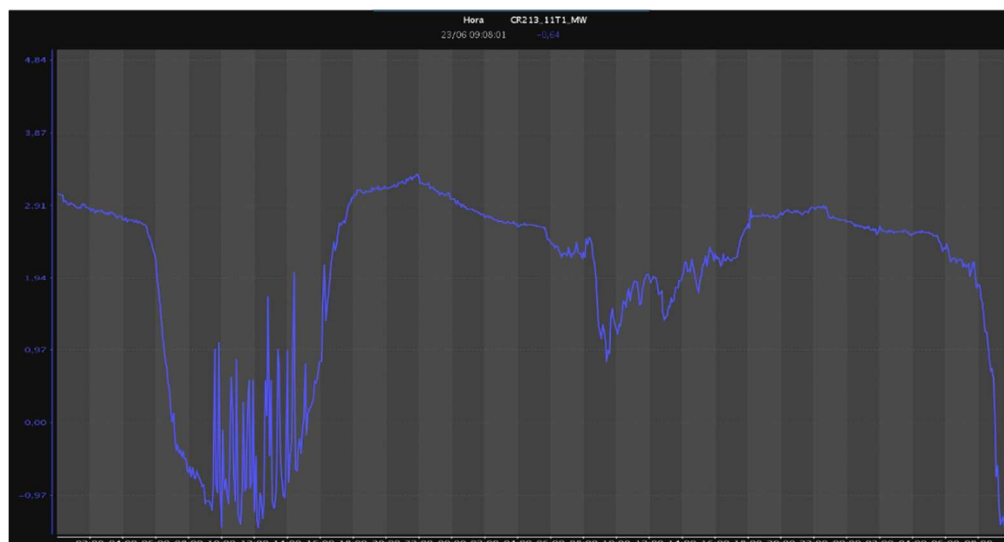


obras de troca de transformadores ou de ampliação de barramentos para implantação de novas entradas de linha com prazos que podem ser superior a três anos.

O grupo Neoenergia destaca ainda que o planejamento do sistema de distribuição visa garantir a operação de fornecimento contínuo do sistema e, em termos de geração via usinas de MMGD, não há previsibilidade da disponibilidade (a saber: por decisão do próprio consumidor a geração pode ser desligada por um período, desativada sem aviso prévio à distribuidora, além da intermitência inerente às fontes). Portanto, ainda não é prudente propor uma base na operação da MMGD para atendimento às cargas de distribuição.

Complementarmente, o grupo Neoenergia apresenta, na forma do gráfico abaixo, a medição na barra de uma subestação da Neoenergia Cosern, a qual apresenta em alguns momentos do dia fluxo reverso. Por ele, é possível visualizar:

- (i) a imprevisibilidade da injeção (no primeiro dia temos fluxo inverso de até 1MW e no seguinte já não) e;
- (ii) a alta taxa de variação da demanda da rede dentro do intervalo de 1h.



Nesse sentido, o Grupo Neoenergia entende que deve ser analisado o real impacto nas redes de distribuição, observando assim que:

- I. não há efetivamente a postergação de investimentos tendo em vista o demonstrado no estudo das distribuidoras;
  - II. não há coincidência significativa entre o pico de carga máxima e do pico de geração que propicie o deslocamento ou postergação de investimentos;
  - III. há variabilidade dos impactos da inserção da MMGD, tendo em vista suas condições operativas, sua localização e do perfil de carregamento do alimentador; e
- (i) a intermitência e a imprevisibilidade da disponibilidade da MMGD repercutem em exigência das redes para atendimento de sua carga máxima.

### 3. REFLEXOS EM PERDAS TÉCNICAS

Apesar dos estudos em desenvolvimento e da crescente necessidade de se averiguar o impacto da instalação de mini e microgeração no comportamento das perdas técnicas na distribuição, a incerteza ainda é a única conclusão alcançada. Não é correto afirmar que haverá uma redução das perdas técnicas em função da instalação de mini ou microgeração, e nem um crescimento. O mercado de MMGD ainda está em evolução e os fatores que controlam a influência das instalações sobre as perdas técnicas não são profundamente conhecidos.

De fato, em observações gerais realizadas no sistema elétrico de distribuição, consegue-se perceber por vezes uma redução da perda técnica em alimentadores com entrada de MMGD. Este aspecto ocorre principalmente devido ao impacto na redução de energia suprida pelo fluxo de potência que sai das subestações para as cargas, entretanto existem os vários casos contraditórios a este comportamento. Dito isto, ocorrências em que a MMGD instalada provocou aumento das perdas técnicas existem. Nestas análises, aspectos como o tipo de instalação, a localização do ponto de geração em relação às cargas e a intensidade (potência da instalação) são determinantes no comportamento das perdas técnicas, indicando a necessidade de se avaliar casos especificamente.

O próprio sistema de compensação, pelo seu conceito, indica que haverá duplo uso da rede, num momento pela parcela injetada, em outro momento pelo consumo, assim, podendo, inclusive, haver incremento das perdas técnicas, decorrente do maior fluxo de energia no sistema. Como fator expressivo deste impacto, vemos a dependência da evolução e localização do mercado, pois geralmente a instalação de MMGD fica distante dos centros de carga, não sendo planejados nem localizados com o propósito de otimizar o sistema de distribuição.

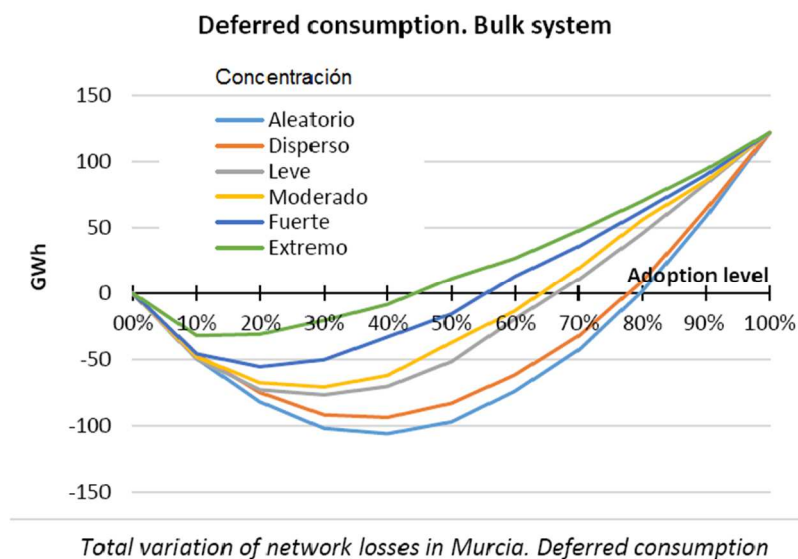
Ademais, do ponto de vista elétrico, outro aspecto a ser analisado é que, no que tange à geração solar, mesmo no momento de uso simultâneo, o nível de tensão entre a geração e a exigência da carga não são compatíveis. A motivação é dada pelas características intrínsecas à geração solar como intermitência e volatilidade, e às cargas instantâneas e picos de demanda, implicando na necessidade de manutenção do uso da rede de distribuição mesmo nesse período de geração.

Além disso, se num primeiro momento pode haver redução de carregamento no sistema em função do consumo simultâneo, num outro momento a evolução de mercado desse tipo de sistema e a falta de coincidência e comportamento da curva de geração com a curva de carga, em dados momentos, implicará em aumento do uso da rede, eventualmente, que supere o consumo, em toda uma região, rede ou alimentador, de forma que implique em aumento de carregamento e, portanto, elevação das perdas técnicas.

As ocorrências de fluxo reverso de energia em alimentadores pela presença da MMGD tem sido relatadas e podem estar correlacionadas a outros problemas de cunho técnico. Um ponto importante se desenvolve quanto à influência nos reativos na rede de distribuição e seu impacto para o controle de tensão e consequente diminuição das perdas técnicas, principalmente quando esta se conecta em extremidades da rede onde há escassez de fontes de tensão e reativos.

Como referência, citamos um estudo internacional, feito pela UPV - Universidad Pais Vasco, que analisou o comportamento sobre as perdas do sistema de mini e microgeração para autoconsumo, em área da Murcia na Espanha, o qual chegou a

conclusões que as perdas técnicas podem ter reduções quando a implantação dos sistemas está numa fase inicial com baixa adesão, mas caso haja disseminação e forte adoção, ocorre justamente o contrário, ou seja, uma tendência passa a ser um cenário de elevação das perdas técnicas.



Fonte: UPV/EHU - GEDISPER Project - Final Report - 2016

A figura mostra a variação das perdas anuais de energia em toda a rede de Murcia quando o autoconsumo de instalações fotovoltaicas é projetado de acordo com o caso de consumo diferido. Nesta situação, as perdas de energia diminuem entre uma situação de 10% de adoção com grau extremo de concentração e de 40% de adoção com grau aleatório, mas tendem a aumentar até um nível de +25% com a elevação da adoção. Ou seja, há uma forte influência da concentração geográfica e do nível de adoção. O autoconsumo mais concentrado ocorre na rede de Murcia, no qual a influência negativa sobre as perdas é maior. De toda forma, com um maior nível de adoção as perdas começam a aumentar.

No Brasil, ainda não temos histórico para avaliar tais comportamentos empiricamente, os quais possivelmente passarão a ser objetos de campanhas de medidas e análise de tipologias, então, nesse momento não deveria ser convertido

como vantagem, nem considerado nas simulações, e nem ser estabelecido tratamento diferente dos demais usuários da distribuição. Havendo redução ou aumento das perdas técnicas, pelas regras atuais, será capturada na Revisão Tarifária a favor ou desfavor de todos os usuários da rede.

Embora entendamos que não deve ter tratamento ou dedução específica, é importante lembrar que, numa evolução natural da metodologia de cálculo das perdas técnicas (PRODIST) deve ser considerada a existência desses sistemas de geração, a qual inclusive verifica a localização geográfica (geo-rede) das injeções e cargas, das redes, dos equipamentos, calculando o efeito das perdas técnicas em função das particularidades existentes em cada área de concessão. Assim, de forma natural, eventual efeito da mini e microgeração serão conhecidos e refletidos em cada revisão dos níveis das perdas técnicas regulatórias.

Mas embora possa vir a ter algum impacto, certamente não deveria ser convertido em vantagem ou desconto específico para o mini ou micro gerador, uma vez que o sinal tarifário atualmente utilizado para a alocação de perdas técnicas na tarifa não diferencia os tipos de atendimento, ou seja, no repasse às mesmas são rateadas igualmente, por grupos de nível de tensão, para todos os usuários do sistema.

Ainda não são conclusivos os impactos da MMGD nas perdas técnicas de distribuição. Existem indicativos de redução em um primeiro momento, ainda dependente dos níveis de concentração, e elevação após determinado patamar de crescimento de mercado.

#### 4. SOBRETENSÕES NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E CONDIÇÕES ADVERSAS DE OPERAÇÃO DA REDE

No que toca a observação dos principais pontos que são alvos de solicitação de conexões das minigerações de maior porte, o sertão nordestino, devido a condições técnicas (incidência solar) e economicamente favoráveis (terrenos a baixo custo) para implantação de projetos de MMGD, principalmente na modalidade de autoconsumo remoto, apresentam em suas características regionais a baixa densidade demográfica que implica em baixo nível de consumo, e ainda, redes de distribuição predominantemente radiais de capacidades limitadas. Esses pontos se constituem no grande desafio operacional para os sistemas de distribuição e em um grande potencial de problemas operacionais, principalmente as sobretensões.

A ocorrência de sobretensões sustentadas provocadas pela injeção de potência ativa, sem que haja mecanismos de obrigatoriedade para que o controle da tensão seja realizado em conjunto entre a Distribuidora e os projetos de Geração para “auto consumo remoto” que, em sua totalidade operam efetivamente como geradores conectados, poderiam controlar a tensão através da absorção de energia reativa, a qual é sabidamente danosa ao sistema.

Nessas situações, como inclusive de acordo com o disposto no Prodist modulo 8, item 41, para UC do grupo A, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00, não cabendo a indicação específica de um valor dentro da faixa, não é possível a utilização de técnicas para controle de nível de tensão por meio da absorção de reativos, o que resulta na necessidade de outras estratégias para mitigação de possíveis sobretensões no sistema. Dentre as mais comuns, há a alternativa da redução da impedância entre o ponto de conexão das solicitações e o barramento das subestações de distribuição, isto é, a implementação de obras em que se substitui o condutor existente por outro mais robusto com o objetivo de redução da influência de sobretensões oriundas do fluxo entre o ponto de injeção e a subestação de distribuição. Contudo, é necessário destacar que, a depender da criticidade do caso, pode haver a necessidade de

indicação dessas conexões em novas subestações de distribuição e até mesmo o atendimento em tensões de operação em níveis superiores (SDAT).

As conexões ainda causam risco de inobservância aos limites do Fator de Potência nos pontos de fronteira das distribuidoras com a Rede Básica, onde exige-se FP superiores a 0,95, tendo em vista que os projetos de MMGD vão basicamente suprir os consumos de energia ativa deixando toda energia reativa requerida ser suprida pela Rede Básica, fazendo com que o FP atinja valores muito baixos. Agravando esta condição, problemas de sobretensões sustentadas devido a injeção de potência ativa pelas MMGD impedirão a operação de bancos de capacitores ou exigirão a implantação de Bancos de Capacitores em Alta Tensão e um modo de operação da rede de distribuição complexo e mais instável.

Esses efeitos de elevação de tensão podem ainda ser refletidos no sistema de distribuição em alta tensão. Conforme exposto, muitas das solicitações de conexão recebidas acontecem em áreas mais remotas, com pouca carga. Essas regiões geralmente são atendidas por circuitos radiais, de consideráveis extensões. Nesse sentido, é natural que a carga reduzida, associada a entrada de gerações, que reduzem ainda mais a carga percebida, quando não ocasionam fluxo inverso, amplificam o efeito capacitivo das linhas de distribuição que contribuem ainda mais para a elevação de tensão no sistema. Estas situações têm provocado a necessidade da proposta de novos investimentos na rede com a instalação de bancos reatores para neutralizar esses efeitos.

Esta situação torna-se ainda mais complexa para redes derivadas de subestações de distribuição que não tem dispõem de equipamentos para regulação de tensão no secundário dos transformadores. Para solucionar o caso, a solução mais simples seria a alteração do tape do transformador, de modo a reduzir a tensão no lado de baixa. Porém, devido a maior parte das usinas serem fotovoltaicas, geralmente há o descasamento entre os patamares de geração máxima (diurno) e de carga máxima (noturno), o que inviabiliza a alteração dos tapes, tendo em vista que haveria queda de tensão, além do aceitável, nos momentos de carga elevada.

## 5. ASPECTOS RELACIONADOS À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E DO MONTANTE DO USO DE TRANSMISSÃO

### Sobrecontratação Involuntária

Um dos efeitos oriundos do sistema de MMGD listados para análise nessa consulta pública são os “eventuais custos de sobrecontratação involuntária”.

O Art. 21 da Lei 14.300/2022 define que será considerada exposição contratual involuntária, entre outras hipóteses previstas em regulamento ou disciplinadas pela ANEEL, a sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de microgeração e minigeração distribuídas. É importante pontuar que já existe todo um regramento contido em normas e procedimentos expedidos pela Agência Reguladora acerca da apuração da sobrecontratação involuntária, inclusive com exigência da observância do princípio de máximo esforço por parte das distribuidoras. Sendo assim, qualquer ajuste na regulamentação do tema não poderia estar dissociado do arcabouço regulatório já existente.

Não obstante a preocupação com os custos involuntários para as distribuidoras oriundos da sobrecontratação causada pela MMGD seja, de fato, um incômodo pertinente e necessário ao equilíbrio econômico e financeiro dos agentes de distribuição que representam importante sustentáculo do atual modelo do setor elétrico, o assunto está em vias de discussão junto à ANEEL mediante Consulta Pública nº 31/2022 ora aberta. O citado processo tem por objeto a regulamentação tanto do artigo 21 que trata do tema em tela, quanto do artigo 24 que remete a necessidade de chamada pública para contratação do excedente de geração oriundos de projetos de microgeradores e minigeradores distribuídos.

Portanto, diante do avanço da questão junto ao órgão regulador competente, em observância do Art. 30 da Lei 14.300/2022 que delegou à ANEEL a necessidade de adequar a norma para o cumprimento das disposições contidas na lei, é



conveniente que a questão relativa aos custos de sobrecontratação involuntária sejam tratadas por meio dessa via que já está em curso.

#### Contratação do Montante de Uso da Transmissão - MUST

O aumento de potência de MMGD influencia na carga e, sob o prisma de contratação do Montante do Uso de Transmissão - MUST, em função do comportamento de geração e concentração da MMGD podem ocorrer reflexos na contratação de pontos da rede básica no horário fora de ponta, assim, é necessário que os procedimentos relacionados ao MUST sigam as evoluções normativas de MMGD. Dessa forma, é imprescindível a definição de diretrizes relativa a maior flexibilidade caso ocorra, por exemplo, necessidade de alteração de demanda contratada fora de ponta ou aumento automático da confiabilidade contratada no que tange ao aumento de MMGD e seus efeitos no MUST, inclusive àqueles relativos a eficiência na contratação do MUST devido às intermitências e efeitos não gerenciáveis pela distribuidora decorrentes da MMGD.

## **6. CONCLUSÃO**

Diante do exposto, o Grupo Neoenergia espera ter contribuído para a Consulta Pública MME nº 129/2022 trazendo indicações de aprimoramentos das diretrizes, avaliações, reflexões, necessidade de estudos e simulações dos efeitos decorrentes da MMGD.

No âmbito do sistema de distribuição, sinalizamos quatro aspectos a serem considerados, quando da disseminação da MMGD: planejamento do investimento, perdas técnicas, sobretensão/condições adversas na rede e contratação de energia/demanda (MUST).

No tocante ao planejamento, através de análise com dados reais oriundos da rede de distribuidoras, ratificados pela falta de simultaneidade de picos das curvas de geração MMGD e tipologia de carga, conclui-se que não há do que se falar em postergação de investimento. Pelo contrário, existe sinalização de investimentos

adicionais, haja vista as concentrações de MMGD em pontos do sistema que provocam inversões de fluxo e variações de tensão que muitas vezes não são suportadas pela estrutura atual de rede. Ademais, a intermitência e a imprevisibilidade da disponibilidade da MMGD repercutem em exigência das redes para atendimento de sua carga máxima.

Nos aspectos relacionados às perdas técnicas, ainda não são conclusivos os impactos da MMGD. No entanto, existem indicativos provenientes de experiência internacional que ocorrerem redução em um primeiro momento com início das instalações de MMGD e elevação após determinado patamar de crescimento desse mercado.

Questões relacionadas ao aumento da sobrecontratação involuntária das distribuidoras, decorrente da redução de carga proveniente da disseminação da MMGD, que impactam diretamente no equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras, estão sendo devidamente tratadas na Consulta Pública ANEEL nº 31/2022 ora aberta.

Por fim, não menos importante há de se considerar possíveis impactos na contratação do MUST, decorrente da possibilidade de reduções de cargas em determinados pontos de fronteiras sendo necessária a adequação da regulamentação para uma maior flexibilidade na contratação de uso da transmissão.