

Brasília, 14 de julho de 2022

1. O **INEL** – Instituto Nacional de Energia Limpa e Sustentável é **um centro de inteligência para apoiar os esforços em prol das fontes de energia limpa** e sustentável, com a finalidade de promover a democratização do acesso à energia limpa e mais barata, a toda a sociedade. Em função da determinação da Lei 14.300/22, que o Conselho Nacional de Pesquisas Energéticas – CNPE seria responsável por elaborar as diretrizes para que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL quantificasse os custos e benefícios da Geração Distribuída – GD no Brasil, houve, por parte do MME, a decisão de instaurar uma Consulta Pública – CP, para colher subsídios junto aos agentes e sociedade. No seu sítio, o MME disponibilizou a Nota Técnica 14/2022/SE e uma série de contribuições prévias da Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE, do Operador Nacional do Sistema ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Nesta NT, o MME faz uma proposta de diretrizes oriundas da NT 11/2022/SE anterior, onde há uma diretriz para apontar possíveis custos da GD. Seguindo como guia este conjunto de diretrizes inicialmente propostas pelo MME e uma estrutura de análise proposta pelo *Rock Mountain Institute* (RMI) para a GD solar (Figura 1), o **INEL** apresenta suas considerações iniciais.

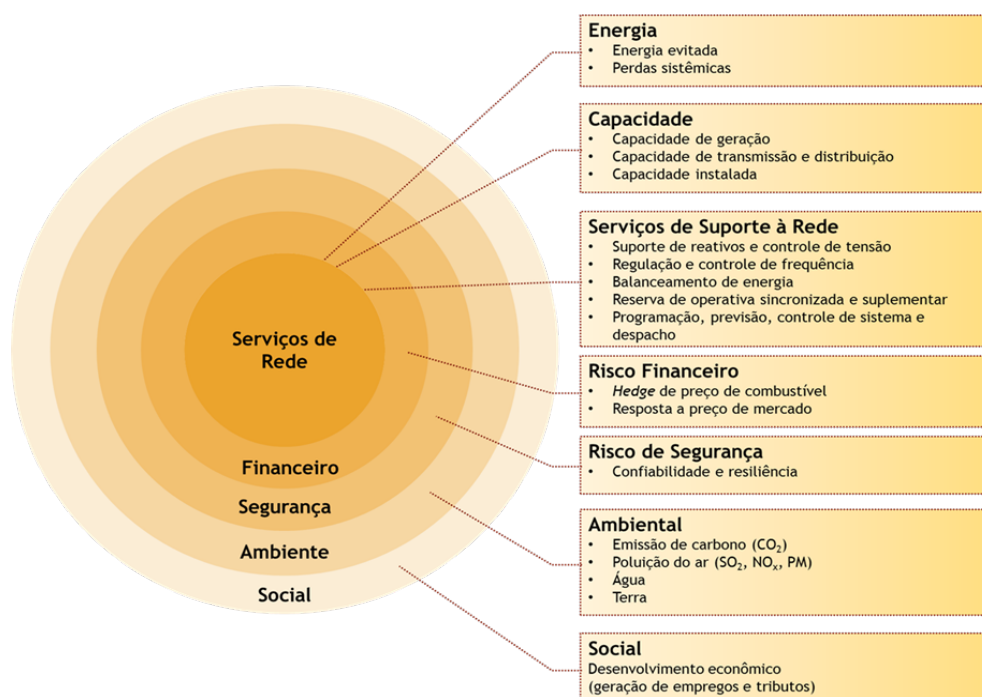


Figura 1.1: Estrutura de análise de custo e benefício da GD

2. A partir da estrutura desenhada, podemos identificar três grandes blocos de atributos: **elétricos, financeiros e socioambientais**. É interessante observar que a Lei 14.300/22 retirou da análise os atributos socioambientais e parte dos financeiros. No entanto, em se tratando do CNPE, onde congregam os Ministérios de Meio Ambiente, Ministério da Economia, Ministério de Infraestrutura, Ministério de Desenvolvimento Regional, Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, Casa Civil entre outros, entendemos que a referida Lei, ao chamar um órgão que define políticas públicas associadas ao setor energético, deveria tratar também dos atributos socioambientais e não apenas dos elétricos. No âmbito de políticas públicas, seria interessante realizar uma análise de custos e benefícios (ACB) conforme consta do Guia Prático de ACB de Projetos de Investimento em Ministério de Infraestrutura (SDI/ME) onde as externalidades associadas a estes atributos seriam computadas. Apesar de a GD não se caracterizar como um projeto específico de Ministério de Infraestrutura, ela não deixa de ser uma política pública, pois concorre com projetos na área de geração, transmissão e distribuição que sofrem a atuação direta do governo. A própria REN 482/12, quando estabelecida pela ANEEL, não deixou de ser uma política visto que o *net-metering* pode ser considerado um incentivo à GD conforme sugerido pelo Tribunal de Contas da União – TCU. O §3º do Art. 17º da Lei 14.300/22 diz que o CNPE deverá considerar na formulação das diretrizes os benefícios da MMGD compreendendo as componentes de **geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição**, ou seja, especifica quais seriam estes benefícios, **não mencionando os benefícios socioambientais**. Esta contribuição pauta basicamente sobre os atributos elétricos, mas não deixa ao final de enfatizar os atributos socioambientais.

3. Considerações sobre **ENERGIA EVITADA** (itens “a” e “c” da NT 14)

Das diretrizes propostas na NT 14, podemos elencar o item a) no que tange à expansão da geração no seu aspecto de energia e o item c) específico para as perdas técnicas nas redes de transmissão e distribuição.

A GD, em termos de matriz de geração de energia, concorre com as usinas centralizadas existentes, como também com a expansão centralizada. Pode, em muitas ocasiões, deslocar geração mais cara durante a operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, ou seja, **participa como um gerador barato na composição do Custo Marginal de Operação (CMO)**. Nos países do hemisfério norte, a GD desloca geração térmica a carvão, óleo combustível, diesel e gás natural que pode ser precificado diretamente, onde há um claro incentivo às renováveis devido à diretriz

Contribuições à Consulta Pública MME Nº 129 DE 23/06/2022, sobre a **Valoração da Geração Distribuída**, pelo Instituto Nacional de Energia Limpa – INEL



Brasília, 14 de julho de 2022

de descarbonização que podemos considerar como uma externalidade ao setor. No caso brasileiro, o benefício deste deslocamento pode ser quantificado utilizando os programas computacionais disponíveis como o NEWAVE, DECOMP e DESSEM. **É importante mencionar que a simples não cobrança da compensação pela energia (componente TE) não incorpora estes benefícios ao proprietário da GD, sendo os mesmos alocados a todos os consumidores.** Como exemplo, a recente crise hídrica poderia ter sido amenizada se o nível de penetração de GD fosse maior não necessitando de compras de energia cara que oneram a tarifa final do consumidor, através das bandeiras tarifárias, que vêm sofrendo aumentos constantes de custos, em R\$/MWh.

Para que seja simples consideração da diminuição do CMO, o INEL calculou, no início de 2021, que o Valor Presente Líquido (VPL) da GD, entre 2020 e 2035 é maior que R\$50 bilhões, ou: R\$3,50 a cada R\$100, como mostra a figura abaixo:

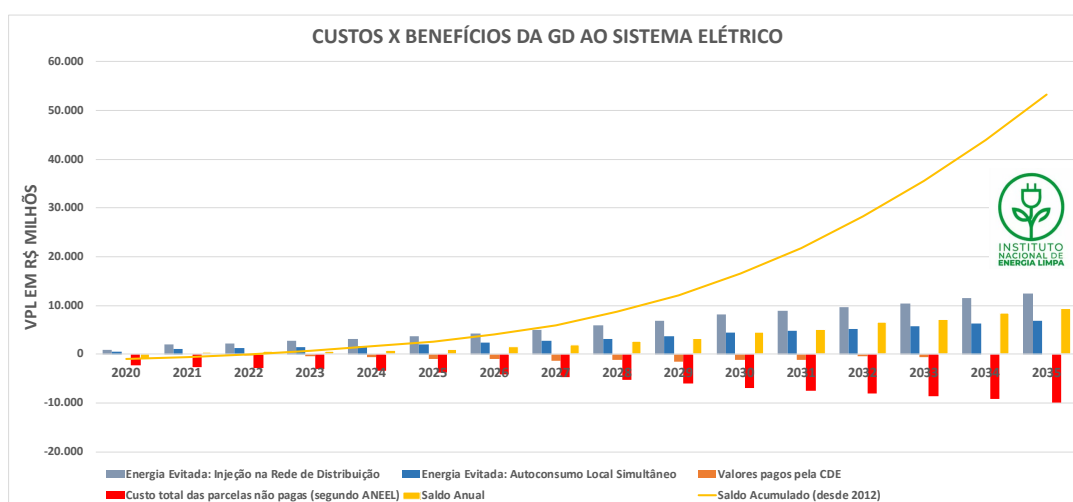


Figura 3.1 VLP da GD entre 2020 e 2035

Assim, deve-se:

/ Considerar os ganhos de deslocamento de energia térmica mais cara nos cálculos dos benefícios.

4. Considerações sobre **PERDAS TÉCNICAS** (itens “c”, “d” e “f” da NT 14)

A GD local é a que mais diminui as perdas na distribuição e transmissão, pois efetivamente tem o efeito de diminuir o consumo direto a nível de alimentador de distribuição. Já a GD remota diminui efetivamente perdas na transmissão, porém, no

caso da distribuição, pode depender da existência de carga na vizinhança do empreendimento. É neste sentido que uma análise caso a caso se faz necessária estabelecendo benefícios em função da localização conforme apontado nos itens “d” e “f” da NT 14.

A ANEEL realizou o cálculo das perdas técnicas nas redes MT e BT por ocasião das revisões tarifárias das distribuidoras. Ela oficializou o uso do *OpenDSS* (EPRE) e todas as distribuidoras são obrigadas a disponibilizar, no Banco de dados da GD – BDGD, os dados elétricos para simulação destas perdas. Como se trata de um cálculo exaustivo, a ANEEL deve simplificar as simulações destes ganhos considerando alimentadores típicos e curvas de carga típicas oriundas das campanhas de medição. A partir destas simulações, é possível estabelecer uma relação de forma mais geral possível das perdas em função do alimentador típico, das cargas (comercial, residencial e industrial) e do grau de penetração de GD. É importante frisar que a ANEEL já simula todos os alimentadores de todas as concessionárias desta forma, bastando incluir a GD e identificar diminuições e aumentos nas perdas. Essas sugestões estão de acordo com as premissas de simplificação e reprodutibilidade dos cálculos dos benefícios.

Como o efeito nas redes AT das distribuidoras e na Rede Básica é mais disperso, é possível identificar de forma mais geral os ganhos regionais considerando os níveis de penetração através de programas de fluxo de potência, como o ANAREDE.

Assim, deve-se:

/ Calcular os aumentos e diminuição de perdas nos alimentadores através de procedimentos já rotineiramente realizados pela ANEEL durante as revisões tarifárias periódicas das distribuidoras.

/ A partir do efeito agregado da GD nas curvas típicas de carga dos transformadores AT/MT, calcular para cada região (ou concessão) os ganhos em perdas nas redes AT e RB.

5. Considerações sobre **CAPACIDADE** (item “a” da NT 14)

Os custos e benefícios da GD relativos à capacidade (potência) advindos ao sistema dependem da característica da GD. Se a GD é despachável, como a biomassa, ela pode contribuir significativamente na diminuição de capacidade, pois pode modular a sua geração em função da curva de carga da região. Como boa parte da GD é oriunda de sistemas fotovoltaicos, é importante analisar o seu efeito frente à curva de carga da região. A contribuição do ONS (documento disponibilizado na CP 129/22) menciona o

benefício da GD na capacidade de transmissão, onde o mesmo raciocínio utilizado pode ser aplicado à geração e distribuição.

É importante que os benefícios e custos da GD sejam estratificados em função do tipo de geração. Como sugestão, tem-se a subdivisão entre fontes despacháveis e não despacháveis, estimulando, inclusive, o uso de sistemas de armazenamento ou híbridos.

Diferente dos países do hemisfério norte, onde a intensidade do sol e a temperatura são menores, os países tropicais têm vivenciado temperaturas elevadas durante o dia aumentando o consumo de energia no verão. A carga de refrigeração e climatização no Brasil (país tropical) vem se elevando continuamente devido ao maior acesso aos aparelhos de ar-condicionado como também ao efeito das mudanças climáticas que provocam maior aquecimento. Como consequência, a ponta horária e sazonal do sistema tem se deslocado para o período diurno e no verão. Apesar da geração solar ficar restrita ao período diurno, ela acaba ajudando a minimizar a ponta do sistema visto que é no verão e neste período do dia que a geração solar é intensificada aliviando a necessidade de capacidade adicional do sistema. **Existe, portanto, de maneira geral, uma correlação positiva entre o aumento de carga e o aumento da geração (GD solar) diminuindo o carregamento nas redes de transmissão e distribuição que suprem determinada região.** Há um ponto desfavorável à GD quando ocorre a incidência de nuvens que limitam a geração solar. No entanto, é importante lembrar que neste caso a temperatura diminui e as cargas que ocasionam o pico também. É necessário, portanto, calcular estatisticamente o efeito regional da GD solar no pico de potência do sistema utilizando métrica como o ELCC (*Effective Load-Carrying Capacity*).

Um exemplo, apresentado na Figura 2, é o caso da Fronteira Oeste do Estado do Rio Grande do Sul. A contribuição da GD, particularmente a fotovoltaica, é expressiva na área de concessão da RGE no RGS, tendo em vista que o pico de demanda da carga, seja no período de safra (outubro a março) ou entressafra, ocorre à tarde entre as 13:00 e as 16:00.

Brasília, 14 de julho de 2022

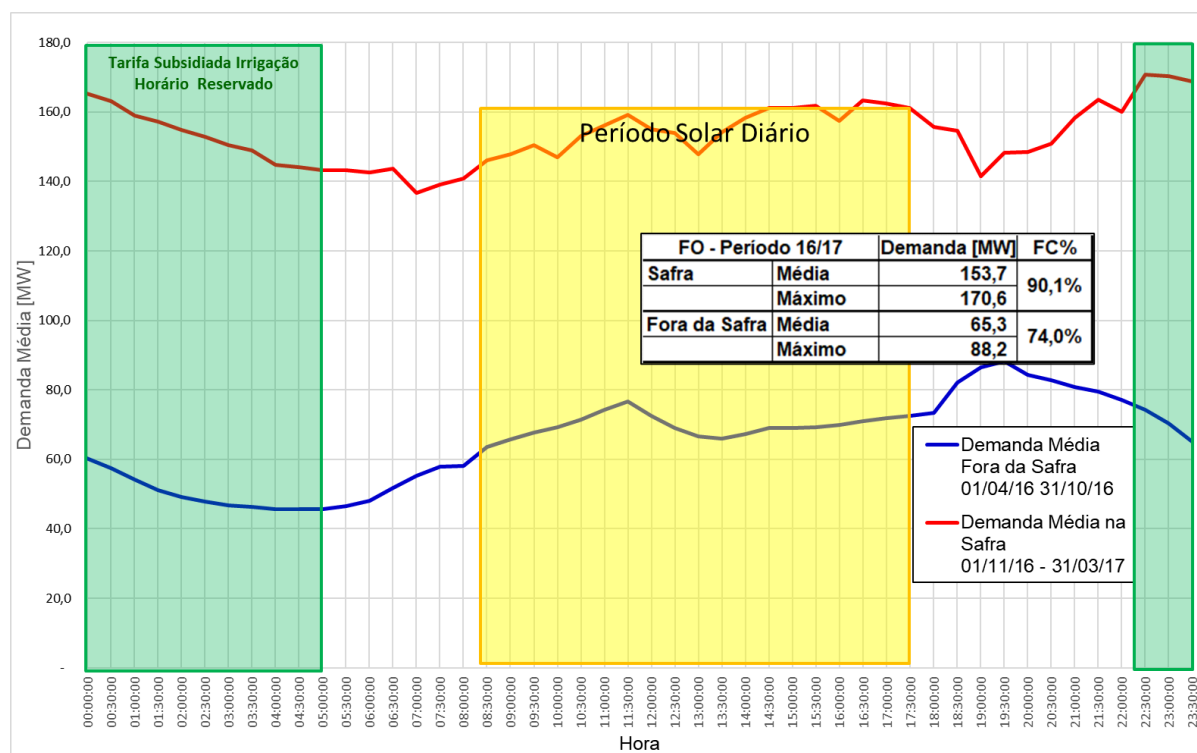


Figura 5.1: Impacto da Carga de Irrigação Mecanizada na Fronteira Oeste do Estado do RGS: Carregamento dos Transformadores de Alegrete 2, Maçambará, Uruguiana 5 e São Borja 2

Uma outra métrica, já divulgada por associações do setor, em virtude de Consulta Pública 25, de 2019 da ANEEL sobre o tema, é a análise do SIN de maneira global, onde percebe-se claramente o benefício da energia solar na diminuição da ponta do sistema. Segue trecho, destacado na íntegra, da contribuição da Associação Baiana de Energia Solar:

“Há de se analisar também que, apesar de o **pico de demanda do Brasil** ([SIN, 2018, ONS](#)), se dá no mês de dezembro e entre 13 e 15h. Caso a energia solar chegue a 14 GW de inserção na matriz brasileira (ou seja, aproximadamente 17% do pico do SIN, ou mais de 10x o que temos hoje), **simulações utilizando o [software SAM, do National Renewable Energy Laboratory – NREL, instituto ligado ao Departamento de Energia dos EUA](#)**, citado pela Aneel 7 vezes na AIR da AP001/2019 e 4 vezes na AIR da CP25/2019, **mostram que haveria uma diminuição na ponta do sistema em 6,7 GW** (redução de 84,9 para 78,2 GW) nesse mês. Para tal consideração, foi utilizada uma média ponderada dos dados horários dos [Anos Meteorológicos Típicos \(TMY, em inglês\)](#) das cinco cidades Brasileiras com maior potência de MMGD, segundo a Aneel. A figura abaixo mostra o resultado da análise.

Brasília, 14 de julho de 2022

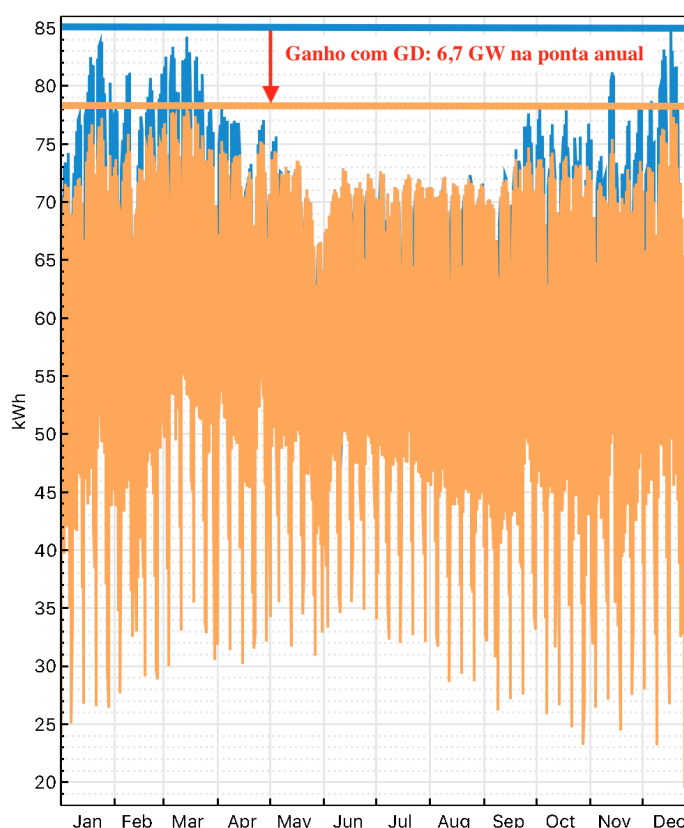


Figura 5.2 - Diminuição na carga do SIN, devido à inserção de MMGD a um nível de 14 GW de potência de GD Fotovoltaica instalada. Em azul, a carga do SIN (2018). Em laranja, a carga com a GD.

6. Considerações sobre **GERAÇÃO**

A necessidade de capacidade na geração é importante para prover um melhor controle sobre o balanço carga-geração e atuar na frequência do sistema. Com o incremento das fontes renováveis intermitentes, o controle da potência do sistema tem sido uma preocupação do ONS. Apesar da GD não estar conectada diretamente ao sistema sob a supervisão do Operador, a carga regional e total do sistema já tem tido variações em relação a previsão tradicional que pode ser justificada por esta geração. Com o aumento da penetração da GD, esta variação deve aumentar, ocasionando rampas de tomada e retirada de carga que afetam os despachos de geração das usinas centralizadas e o controle da frequência do sistema. Este assunto será mais bem detalhado no item de suporte à rede.

Dado que uma capacidade é necessária para aumentar a segurança do sistema frente às perturbações no sistema de geração e na carga, é importante avaliar o benefício da

GD através do *ELCC*, ou seja, observar a variação líquida da carga. Os programas utilizados pelo ONS para definir capacidade necessária ou reserva de potência não incorporam o efeito das correlações existentes entre a gerações eólicas, solares e a carga.

Dessa forma, deve-se:

/ Avaliar os ganhos de capacidade adicional no sistema devido à GD a partir de métricas como o *ELCC*.

7. Considerações sobre **TRANSMISSÃO**

Como a transmissão é necessária para escoar a geração em direção à carga, existe, de forma concomitante à capacidade de geração, a necessidade de transmissão para atender a potência demandada. Desta forma, os requisitos necessários para a geração se tornam presentes para a transmissão. A diferença básica é que se deve avaliar as necessidades de capacidade de forma regional, ou seja, com granulação diferente da geração.

Neste caso, as curvas de carga e a influência da GD na diminuição do pico nas barras de fronteira entre a distribuidora e a Rede Básica - RB deve ser avaliada e identificar os ganhos na diminuição do pico. Esta diminuição se reflete na postergação de investimento em redes de transmissão, o que representa um ganho de longo prazo para os consumidores. A identificação de um *ELCC* regional neste caso é importante para identificar os benefícios principalmente porque no caso brasileiro, conforme já mencionado, existe uma correlação positiva entre a carga e a geração solar.

Dessa forma, deve-se:

/ Avaliar os ganhos de potência para postergação de investimentos em transmissão utilizando métrica similar ao *ELCC* de forma regional

8. Considerações sobre **DISTRIBUIÇÃO**

Dado que, na distribuição, a característica local é mais marcante e muito dependente do perfil de carga do alimentador, o cálculo dos custos e benefícios deve ser feito com menor granularidade. Em geral, os ganhos são efetivos em alimentadores com predominância de carga comercial, visto que a ponta se dá no período diurno. Procedimento similar ao que foi sugerido para cálculo das perdas deve ser feito verificando a curva do alimentador com e sem as GDs presentes.

A diferença entre os picos de potência deve ser usada para precificar as postergações de obras.

Dessa forma, deve-se:

/ A partir da mesma estrutura de dados utilizada para as perdas nos alimentadores, avaliar o deslocamento de ponta e seu efeito quando da presença da GD.

9. Considerações sobre **SERVIÇOS DE SUPORTE À REDE** (item “b” da NT 14)

Com a segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição, ocorrida na década de 1990, com o intuito de introduzir a descentralização do setor elétrico, atividades essenciais, que antes estavam integradas nas empresas verticalizadas, passaram a ser separadas. Os serviços de suporte à rede ou serviços ancilares necessários à integridade do sistema passam a ser precificados, apesar de, muitas vezes, ser difícil de serem segregados diretamente.

O ONS alerta que em função da GD não possuir controle de despacho, há necessidade de intensificar o sistema com serviços ancilares principalmente se o grau de penetração é elevado o que incorre em custos adicionais ao sistema. Abaixo são elencados os principais serviços.

a. **CONTROLE DE TENSÃO E SUPORTE DE REATIVOS**

Para o caso da GD solar, variações de geração ao longo do dia, devido à incidência de nuvens, às rampas de aumento e diminuição da geração no início e final do dia, podem ocasionar variações nas tensões. Muitas vezes, em função do montante de geração, as distribuidoras não permitem a conexão. No entanto, há casos em que os inversores podem prover um amortecimento destas oscilações provocadas pela própria variação de potência da GD ou até fornecer o serviço de controle de tensão através da potência reativa injetada, onde há um benefício da GD às redes MT e AT que deve ser precificado.

Desta forma, deve-se:

/ Avaliar, junto aos agentes provedores de GD, a possibilidade de atuar no controle de tensão minimizando o seu próprio impacto na rede e até prover adicionalmente este serviço ancilar. Isto pode ser feito através dos inversores de potência que podem assegurar o controle de tensão, o que já é tecnologicamente viável.

b. CONTROLE DE FREQUÊNCIA E RESERVA DE POTÊNCIA

Conforme já mencionado, a introdução de elementos não despacháveis tende a dificultar o balanço geração-carga, o que induz a necessidade de provimento do serviço ancilar de controle de frequência. Quando o grau de penetração da GD é pequeno, as grandes usinas hidráulicas ou termelétricas amortecem as variações de frequência. Hoje, por exemplo, este amortecimento é bastante utilizado para as usinas eólicas da região nordeste.

Um problema apontado pelo ONS se refere à necessidade de previsibilidade da GD para que seja possível preparar o sistema para amortecer as variações de geração. Também neste caso, pode-se fazer uso dos inversores para controle da potência ativa e suavizar as rampas.

A previsibilidade da incidência do sol e da temperatura aliado ao conhecimento dos respectivos efeitos na geração e carga podem auxiliar significativamente para minimizar os desvios de frequência.

Dessa forma, deve-se:

/ Avaliar os benefícios da correlação carga-GD na diminuição da reserva de potência;

/ Avaliar junto aos agentes o provimento de controle através do inversor para diminuição de rampas.

É importante que sejam avaliados os sistemas de GD de forma a considerar a característica da geração, pois uma GD solar com baterias tende a ter um impacto, na rede, ainda mais positivo do que uma GD sem baterias.

Não é somente a questão da geração distribuída, mas a reformulação das metodologias e técnicas de planejamento e gestão da distribuição que também deverá ser descentralizada.

c. RISCO E SEGURANÇA

Em função do grau de imprevisibilidade da geração renovável de uma forma geral, existe um aumento do risco de não-atendimento à carga. O ONS comenta que com o aumento de penetração da GD, existe a possibilidade de ocorrência de *blackouts* quando não for possível amortecer rampas, ou mesmo devido a

desligamentos em cascata de inversores. Faz-se necessária a introdução de elementos adicionais na rede para minimizar estes efeitos inclusive o uso de armazenamento.

Os problemas levantados já acontecem com a energia eólica, que é mais intensiva no uso das redes elétricas, devido a ela tender a ser mais centralizada e ter alta intermitência. A GD pode ocasionar problemas restritos a uma região ou mesmo ao alimentador não perturbando a rede básica neste nível. Pode-se adiantar que a solução com elementos locais como armazenadores (baterias, por exemplo) tendem a trazer maior segurança e resiliência ao sistema elétrico.

10. Considerações sobre **DIFERENCIAÇÃO DA GD LOCAL E REMOTA** (item “f” da NT 14)

A utilização da geração em outra localidade ou em outro horário através do sistema *net-metering* inclui o uso da rede e de armazenamento virtual que deve ser precificado. Podemos dividir a geração em duas parcelas: a que é utilizada simultaneamente no local e a que é utilizada fora do local. Somente a segunda demanda os serviços da rede. Neste caso, é importante explorar as condições de absorção desta geração na vizinhança, ou seja, o uso da rede é maior quanto menos carga houver na vizinhança da GD. A análise pode ser feita com o OpenDSS observando inversões de fluxo ao longo do alimentador. A inversão pode ultrapassar as fronteiras da rede MT. A precificação dos serviços de rede deve levar em consideração a localização da GD, a configuração da rede e as cargas no entorno da GD.

Dessa forma, deve-se:

/ Avaliar o uso da rede observando a inversão de fluxo nos segmentos da rede MT ao longo do dia, tendo como custo apenas os segmentos do alimentador onde realmente a GD interfere negativamente.

/ Nos demais segmentos e nas redes a montante, deverão ser avaliados os benefícios na postergação de investimentos já mencionados.

11. Considerações sobre **EXPOSIÇÃO CONTRATUAL DAS DISTRIBUIDORAS** (item “g” da NT 14)

A exposição das distribuidoras é consequência do modelo atual de contratação regulada, imposta pelo governo desde a Lei 10848/04. As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% da sua previsão quinquenal da carga. Com a GD, o erro de previsão

para menor tende a aumentar. No entanto, o consumidor é livre para decidir quanto consumir e quanto quer gerar a sua própria energia. É notório que existe a necessidade de rever o modelo atual do ACR conforme já em andamento através da PL 414. É necessário, portanto, que os leilões de compra de energia sejam seriamente revistos e que as distribuidoras possam aprimorar os seus processos de previsão de incremento de carga.

Por outro lado, os agentes devem estar cientes que a liberdade na contratação impõe riscos que deverão ser avaliados, mas não impor um passivo à GD que não lhe é devido.

Dessa forma, deve-se:

/ Melhorar a previsão de carga líquida nas redes de distribuição aprimorando inclusive os sistemas de medição;

/ Viabilizar a participação das distribuidoras no ACL para escoar a energia excedente devido ao incremento de GD.

12. Considerações sobre EFEITOS DOS ENCARGOS SETORIAIS NOS DEMAIS CONSUMIDORES (itens “h” e “k” da NT 14)

A cobrança pelo uso efetivo da rede é justa e deve considerar os aspectos locacionais e temporais já referidos. No entanto, imputar ao consumidor um passivo na nova tarifa acima do razoável não é justo. O consumidor de GD, ao gerar benefícios para todos os consumidores, inclusive não mensurados, como ambientais e sociais, a partir de investimento próprio, não deve contribuir com encargos setoriais da mesma forma que um consumidor comum. Não é dado aos agentes mecanismos de contestação sobre a compra de energia adicional, sobre a expansão da transmissão etc. A necessidade de transparência conforme apontado no item “k” é essencial e sempre que possível deve-se divulgar a racionalidade das tarifárias para que o consumidor possa também ter uma participação mais efetiva.

13. Considerações sobre a NÃO PREMISSÃO DA DUPLA CONTAGEM E PRIMAR PELA EFICIÊNCIA (itens “i” e “j” da NT 14)

Entendemos que estas premissas são básicas para qualquer regulação econômica tanto no aspecto do nível como na estrutura tarifária.

14. Considerações sobre ATRIBUTOS SOCIOAMBIENTAIS

É inquestionável que a geração distribuída propõe um desenvolvimento social mais robusto do que a geração centralizada. O cuidado com o meio ambiente segue a máxima da preservação, onde as obras necessárias para o bem-estar social tenham o mínimo de intervenção possível com a fauna, flora, terra, ar e água. Grandes centrais geradoras dependem de grande movimentação de terra, torres de transmissão demandam a perfuração do solo em série. O resfriamento de centrais de geração de energia nuclear, a partir da água do mar, desestabiliza a fauna marinha. Contrário a tudo isso e outros exemplos de impacto ambiental advindos da construção de grandes centrais geradoras e de suas longas linhas de transmissão, a geração distribuída oferece intervenção mínima, com placas solares instaladas, na maioria das vezes, próxima ao ponto de consumo e sobre locais já construídos, como telhados.

Entrando na esfera social e política, está em curso um movimento de descentralização global, forte e irreversível. A democratização do capital e das ações da sociedade tendem a uma melhor harmonização e captura de valor menos desigual. Para harmonizarmos este movimento com a geração de energia no Brasil, o cidadão brasileiro precisa que o estado incentive e lhe garanta o direito de gerar a sua própria energia – fato que só é possível hoje em dia a partir da tecnologia fotovoltaica.

15. Colaboração técnica

- . Prof^o. José Wanderley Marangon Lima, Secretário de Pesquisa e Desenvolvimento – INEL;
- . Eng^o MSc Tássio Barboza, Secretário-Adjunto de Geração Distribuída – INEL;
- . Prof^o. José Wagner Maciel Kaehler;
- . Prof^a. Natalia Braun Chagas;
- . Renato Zimmermann, secretário de apoio aos integradores.

16. Grupo de trabalho – Coordenadores Regionais, por estado;

.Afonso Alcantara	AL
.Allan David Silva da Costa	RN
.Carlos Jardim Sena	ES
.Cibele Marques	SP
.Danilo A. Franco	PR
.Danilo Dutra	TO
.Dyego Sampaio	MA
.Flávio Soares	CE
.Gerson Sampaio	BA

Contribuições à Consulta Pública MME Nº 129 DE 23/06/2022, sobre a **Valoração da Geração Distribuída**, pelo Instituto Nacional de Energia Limpa – INEL



Brasília, 14 de julho de 2022

.Gisele Cristiane Castro	RO
.Gustavo Lacerda	GO
.Heitor Bruno	PI
.Jean Costa	PB
.José Kenedi	AC
.Maécio Gomes	PE
.Marcos Pedro Ferreira	SE
.Michel Sednaoui	RJ
.Pedro Gabriel	PA
.Renan Farias da Silva	SC
.Fernando Alievi Mari	RS
.Sérgio Henrique	MG
.Vinicius Lima	RJ
.Wellison Malveira	AM
.Werner Deimling Albuquerque	AM