

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 129/2022

PROPOSTA CONCEITUAL DAS DIRETRIZES PARA VALORAÇÃO
DOS CUSTOS E BENEFÍCIOS DA MMGD



Sumário

| | |
|---|-----------|
| 1. Sumário Executivo..... | 3 |
| 2. Contribuições do Grupo CPFL Energia..... | 6 |
| 2.1.1. <i>Do percentual de Simultaneidade entre Consumo e Geração e Energia Autoconsumida</i> | <i>8</i> |
| 2.1.2. <i>Energia Evitada</i> | <i>9</i> |
| 2.1.3. <i>Efeito da capacidade máxima do sistema</i> | <i>11</i> |
| 2.1.4. <i>Efeito de Perdas na Distribuição</i> | <i>12</i> |
| 2.1.5. <i>Efeito de Perdas na Transmissão</i> | <i>17</i> |
| 2.1.6. <i>Do Riscos de Contratação do MUST – Subcontratação e Sobrecontratação.....</i> | <i>18</i> |
| 3. Considerações finais..... | 21 |
| ANEXO I – P&D de Tarifa Moderna – Impactos na carga de Baixa Tensão..... | 22 |
| ANEXO II – P&D Telhados Solares – Capacidade da Rede de Distribuição e Impactos Técnicos da MMGD (sobretensão, carregamento e oscilação de tensão) | 24 |
| ANEXO III – Motivo da Elevação de Tensão..... | 42 |

1. Sumário Executivo

Em 23/06/2022, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) instaurou a Consulta Pública nº 129/2022 (“CP 129/2022”) no intuito de colher subsídios sobre a 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 CPFL Energia enaltece a possibilidade de ampla discussão do tema dada sua relevância e importância para toda sociedade, em especial, dado a promulgação da Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que instituiu o marco legal da Microgeração e da Minigeração Distribuída (“MMGD”), o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”) e o Programa Nacional de Política Energética (“PERS”).

O referido dispositivo legal atribuiu competência ao Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”) para estabelecer as diretrizes a serem utilizadas para valoração dos custos e benefícios da MMGD em até 6 meses e que essa valoração seja realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) em até 18 meses, ambos expedientes têm seus prazos contados a partir da publicação da Lei.

Visando subsidiar a preparação do material a ser disposto em Consulta Pública junto à sociedade, órgãos públicos, associações, entidades representativas, empresas e agentes do setor elétrico, o MME recebeu importantes considerações e contribuições preliminares da Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) e Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

Do histórico das discussões sobre o tema somado as contribuições preliminares, o MME apresentou para contribuições a proposta conceitual das referidas diretrizes de valoração dos custos e benefícios de MMGD, conforme apresentado a seguir:

- a) Considerar os efeitos relativos à necessidade de expansão da distribuição; da transmissão; da geração centralizada nos aspectos de energia e potência; e, dos serviços ancilares de que trata o § 10 do art.1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- b) Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão;
- c) Considerar os efeitos relativos às perdas nas redes elétricas de transmissão e de distribuição;

- d) Considerar os efeitos relativos ao valor locacional no que diz respeito ao ponto de conexão à rede de transmissão ou distribuição;
- e) Considerar os efeitos relativos ao valor decorrente da sazonalidade e da variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia;
- f) Contemplar as diferenças de efeitos entre as modalidades de autoconsumo local e remoto;
- g) Considerar os efeitos de exposição contratual involuntária decorrente de eventual sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD;
- h) Considerar os efeitos nos Encargos Setoriais e nas tarifas atribuídas aos demais consumidores;
- i) Garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios;
- j) Primar pela eficiência, baixa complexidade, economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias; e
- k) Garantir transparência, publicidade e divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos da MMGD, incluindo informações relativas aos efeitos nos Encargos Setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores.

Ressalta-se que o Grupo CPFL Energia vem participando ativamente das discussões e amadurecimento do tema, em especial, na Consulta Pública ANEEL nº 025/2019 (“CP025”) que apresentou para discussão a Revisão das regras aplicáveis à Micro e Minigeração Distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012 (“REN482”), fruto da evolução das discussões ocorridas na da Audiência Pública ANEEL nº 001/2019 (“AP001”) e Consulta Pública ANEEL nº 010/2018 (“CP010”). Desta forma, o Grupo possui propriedade para inferir que as diretrizes propostas são robustas e estão alinhadas com as expectativas sobre o tema, bastando apenas uma pequena adequação na diretriz que trata dos efeitos relativos da necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão e uma proposta de inclusão de diretriz à proposta original.

Assim, no que trata da **diretriz que visa considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão (diretriz “b” desta CP 129/2022)**, o Grupo CPFL Energia solicita a **inclusão das instalações de Distribuição, visto que a inserção de grandes quantidades de clientes MMGD, gerando e injetando energia na rede, causam impactos técnicos, e que conseqüentemente também dispendem investimentos por parte da**

Distribuidora para manter o nível de qualidade do sistema e entrega do serviço, como será demonstrado ao longo do documento.

Ademais, o **Grupo CPFL Energia solicita a inclusão de uma nova diretriz, que deve tratar da mensuração dos custos e benefícios na qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica prestado pelas distribuidoras, de forma a avaliar todo o impacto de segurança e operação nos processos atuais do ONS, além de adaptações necessárias resultante da nova realidade de MMGD que abordam os requisitos técnicos e atributos dos inversores dos dispositivos.**

Assim, as contribuições de alteração textual propostas pelo Grupo CPFL Energia nas diretrizes apresentadas na CP MME nº 129/2022 são:

- ✓ Adicionar as instalações de Distribuição nas diretrizes dos efeitos de relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos;
- ✓ Considerar nova diretriz de avaliação de custos e benefícios referentes a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica;

Ainda sobre as diretrizes propostas, o Grupo CPFL Energia considera salutar pontuar a importância de que a diretriz de busca pela eficiência, baixa complexidade e economicidade dos critérios e metodologias, a serem utilizados para valoração dos custos e benefícios da MMGD, levem em consideração o limite mínimo de uma apuração realista dos cenários existentes, nunca deixando de lado aspectos que podem ser significativos aos resultados.

Por fim, para evitar que conceitos pretéritos de valoração dos custos e benefícios sejam replicados sem maiores considerações na atualidade, o Grupo CPFL Energia traz a luz desta CP 129/2022 importantes ponderações que até o momento, não foram consideradas da melhor forma, ou simplesmente não foram consideradas na valoração dos custos e benefícios da MMGD. São eles:

- ✓ Premissas acerca do percentual de simultaneidade entre consumo e geração e energia autoconsumida;
- ✓ Premissas acerca da energia evitada;
- ✓ Premissas acerca do efeito da capacidade máxima do sistema;
- ✓ Premissas acerca do efeito de Perdas na Distribuição;
- ✓ Premissas acerca do efeito de Perdas na Transmissão;

- ✓ Premissas acerca da sobrecontratação de energia;
- ✓ Premissas acerca dos riscos de Contratação do MUST – Sub e Sobrecontratação.

2. Contribuições do Grupo CPFL Energia

No que tange as diretrizes apresentadas na presente consulta pública, o Grupo CPFL Energia possui as seguintes considerações:

- **Os impactos do aumento de conexões de MMGD não limita os impactos de melhorias, reforços ou substituição de equipamentos apenas para o sistema de transmissão, mas também para o sistema de distribuição,** conforme detalhado nos estudos de P&D Tarifa Moderna e P&D Telhados Solares, anexos 1 e 2, com sobretensão, oscilação e perdas.

Assim, sugere-se adequação textual conforme apresentado a seguir:

| TEXTO PROPOSTO NA CP | PROPOSTA DE ADEQUAÇÃO |
|--|--|
| (b) Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão. | (b) Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão e distribuição. |

- **Faz-se necessário considerar uma diretriz adicional, referente a qualidade do serviço nas diretrizes da valoração dos custos e benefícios,** de forma a avaliar todo o impacto de segurança e operação nos processos atuais do ONS.

Tal proposta de inclusão é pautada na minuta de contribuição do ONS (CTA-ONS DGL 0301/2022), compartilhando da prudência no que se refere a expansão de GD no sistema, de que deve ser reproduzida com tecnologia atual de inversores, incluindo retaguarda de armazenamento de baterias para não degradar a segurança do sistema. Isso ocorre porque a dificuldade de controle envolve a variação de frequência e tensão, que pode ter a conexão de GD contribuindo no afeto de energia, mas também com a regulação do sistema.

Ocorre que se houver uma degradação da segurança sistêmica na região de uma distribuidora, podem acontecer desligamentos afetando a qualidade do sistema. Porém, da forma como o regulamento funciona hoje, não há como rastrear os desligamentos ocasionados pela inserção de MMSGD, e ainda assim, é contabilizado como se fosse uma degradação da qualidade do serviço da distribuidora, gerando risco de penalização da distribuidora.

Diante do exposto, fica evidenciadas a necessidade de se considerar o ponto de atenção do ONS ao que se trata em receber informações mais detalhadas de GD para auxiliar o despacho do ONS, bem como a implantação de uma metodologia que identifique a causa de desligamentos que ocorrem na rede, de forma que a concessionária não seja penalizada quando ocasionada por saídas forçadas, provocadas pela conexão de GD, conseqüentemente afetando a tarifa dos consumidores.

Assim, sugere-se a inclusão textual conforme apresentado a seguir:

| TEXTO PROPOSTO NA CP | PROPOSTA DE INCLUSÃO |
|----------------------|---|
| | <p><i>K) (...)</i></p> <p><i>L) Considerar a qualidade do serviço nas diretrizes da valoração dos custos e benefícios, de forma a avaliar todo o impacto de segurança e operação nos processos atuais do ONS, além de adaptações necessárias resultante da nova realidade que abordam os requisitos técnicos e atributos dos inversores dos dispositivos.</i></p> |

2.1.1. Do percentual de Simultaneidade entre Consumo e Geração e Energia Autoconsumida

O Grupo CPFL Energia entende que o percentual de simultaneidade entre consumo e geração não deve ser considerado como equivalente a uma simples ação de eficiência energética, bem como a energia autoconsumida deve ser considerada para mensuração dos efeitos de quantificação de efeitos nos encargos setoriais e nas tarifas atribuídas aos demais consumidores (item “h” das diretrizes propostas), perda de receita para os agentes de distribuição, investimentos em melhoria de rede (itens “a” e “b” das diretrizes propostas) e impactos contratuais na gestão do portfólio de energia (item “g” das diretrizes propostas).

A energia gerada pela unidade prosumidora com MMGD se constitui de duas componentes: (i) energia injetada na rede e (ii) energia gerada de forma simultânea ao consumo (ou energia autoconsumida), sendo os conceitos e premissas, adotados para a simultaneidade entre consumo e geração, essenciais para determinar os impactos da MMGD instalada na distribuição.

Ressalta-se que a energia injetada na rede e a energia autoconsumida incorrem em custos para os consumidores que não instalam MMGD, de forma que a parcela adotada no sistema de compensação gera um subsídio cruzado que resulta em repasse para a tarifa de todos os consumidores e em perda de faturamento de Parcela B pelas distribuidoras.

Já a redução dos custos da distribuidora não ocorre na mesma proporção que a redução do seu mercado, visto que mesmo em cenários onde se verifique alguma redução de consumo por parte do prosumidor, permanecem todas as responsabilidades e custos da distribuidora, tanto no que concerne a Parcela A quanto à Parcela B das Distribuidoras.

A não ocorrência de redução custos na mesma proporção de mercado ocorre devido ao prosumidor não se desconectar da rede, o que poderia resultar em alguma redução de custos comerciais. Pelo contrário, a gestão e operacionalização deste novo agente, representa elevação da complexidade e dos custos de gestão, tanto comerciais quanto de operação da distribuidora. Contudo, **a grande maioria dos custos da distribuidora são dependentes de seu mercado de referência**, sejam custos econômicos ou financeiros, bem como a formação da receita faturada nos últimos 12 meses.

O Grupo CPFL Energia entende que a **energia autoconsumida não deve ser equiparada às medidas de eficiência energética**, uma vez que as reduções de mercado provenientes de medidas de eficiência energética possuem perenidade e continuidade, e modificam o padrão de consumo do consumidor refletindo em alívio de carga para a rede de distribuição.

Por outro lado, sistemas de MMGD possuem uma característica completamente estocástica, constantemente requerendo da rede total esforço e capacidade, tal como se MMGD não existisse (como se observa em dias chuvosos ou nublados).

O sistema de distribuição deve estar dimensionado tanto para receber a máxima energia gerada pela MMGD quando a energia consumida em períodos sem produção pelo prosumidor. Ademais, uma tecnologia que imputa a rede de distribuição a característica de “bateria virtual”, sem qualquer referência posta pelo seu contrato de concessão, não deve, de forma alguma, se equiparar como medida de eficiência energética.

Especificamente quanto ao percentual de simultaneidade, o Grupo CPFL ressalta que é importante observar **que o percentual de simultaneidade entre o consumo e a geração da carga depende do perfil de consumo do prosumidor com MMGD e da capacidade instalada**.

Tal questão já foi abordada no P&D Telhados Solares (**ANEXO II deste documento**) no âmbito de valoração dos impactos da MMGD, que apurou para uma amostra de prosumidores o percentual de simultaneidade entre consumo e a geração dos painéis fotovoltaicos.

Pelo exposto, é de entendimento do Grupo CPFL que o percentual de simultaneidade não deve ser considerado como equivalente a uma simples ação de eficiência energética, bem como a energia autoconsumida deve ser considerada para efeitos de quantificação de subsídios cruzados implícitos, elevação tarifária para os demais consumidores, perda de receita para os agentes de distribuição, investimentos em melhoria de rede e impactos contratuais na gestão do portfólio de energia.

2.1.2. Energia Evitada

O Grupo CPFL Energia entende **que para garantir que se considere os corretos efeitos relativos à necessidade de expansão da distribuição e que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios da MMGD (itens “a” e “i” das diretrizes propostas), é necessário ficar claro no**

detalhamento das premissas de mensuração que não existem ganhos por redução na energia adquirida pelas distribuidoras para atendimento ao mercado regulado (energia evitada).

Ocorre que a regulamentação do Setor de Energia Elétrica Brasileiro, consubstanciada pela Lei 10.848, de 2004, e pelo Decreto 5.163, de 2004, se baseia nos pilares da segurança do abastecimento de energia, da modicidade tarifária e da universalização. Assim, **as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a contratar 100% da carga em contratos de longo prazo firmados com 5 anos de antecedência, por meio de leilões regulados, com cobertura da contratação eficiente que observa 5% como limite de flexibilização, proibindo-se às mesmas a possibilidade de compra ou venda de energia por meio de contratos livremente negociados.**

Desta forma, face obrigação regulatória submetida à concessionária e a própria natureza estocástica¹ dos eventos de consumo, simultaneidade e injeção dos prosumidores com sistemas de MMGD instalada, não há o que se cogitar quanto à possibilidade de redução na energia adquirida pela distribuidora para atendimento ao mercado regulado. Tornando inócuo e equivocada qualquer prática ou tentativa de valoração de uma energia injetada na rede, que apesar de em algum sentido poder resultar em uma mínima redução de necessidade de despacho energético, com certeza precisará continuar sendo contratada pela distribuidora e subsidiada financeiramente pelos demais consumidores.

Outro entendimento que deve ser afastado da atual mensuração é o entendimento de que a energia gerada pelos sistemas de MMGD seria completamente antevista pelos órgãos responsáveis pelo planejamento setorial, resultando em elevação da oferta de energia e alívio de demanda do sistema. Fato é que ainda é pouco provável ou crível que as empresas de distribuição ou demais órgãos responsáveis pelo planejamento setorial possam antever alívios de oferta e demanda advindos da injeção de energia dos sistemas de MMGD. Tal afirmação possui como justificativa, a inexistência de dados confiáveis de medição para que esta extrapolação seja minimamente confiável.

A incerteza de dados confiáveis é perceptível em próprias manifestações do órgão regulador sobre o tema, constatando sempre que **a evolução da micro e minigeração tem se dado em patamares superiores aos projetados pela ANEEL em suas projeções mais otimistas.** Há também de se levar em conta que o período de transição da Lei 14.300/2022 irá causar uma grande corrida para instalação de

¹ Cujos resultados ou conclusões são determinados pelas variáveis aleatórias, segundo as leis da probabilidade; aleatório.

MMGD nos próximos anos e uma redução da curva de crescimento no longo prazo, o que agrega maior incerteza sobre projeção de dados.

Ademais, **para fins de segurança energética, entende-se ainda que o conceito de Carga Global que exclui a autoprodução clássica deva ser aplicado**, assim como é feito pela EPE nas projeções para os Planos Decenais de Expansão de Energia. Resguardando as devidas proporções atuais, as prospecções de MMGD logo alcançarão a autoprodução clássica.

Como já salientado anteriormente, as redes elétricas e usinas de geração são planejadas para atendimento de máxima carga do sistema e **a fonte solar não fornece lastro de potência ou confiabilidade de geração firme**. Assim, **não parece razoável que esta oferta volátil e incerta deva significar postergação ou eliminação de investimentos**.

Face ao exposto, o Grupo CPFL, no que concerne à variável Energia Evitada, considera que não deveriam ser considerados quaisquer efeitos ou benefícios de uma possível, mas inócua, previsão de energia evitada advinda dos sistemas de MMGD.

2.1.3. Efeito da capacidade máxima do sistema

O Grupo CPFL entende que a inserção de sistemas de MMGD nas redes das distribuidoras representará elevação dos investimentos em ativos elétricos para suportar e atender aos requisitos da energia injetada pelos prosumidores, bem como garantir o fornecimento de energia com qualidade e segurança. Tais pontos serão valorados nas diretrizes “a” e “b” propostas nesta consulta pública.

Apenas para garantir que as premissas para a existência destas diretrizes estejam bem balizadas, é importante que elas se atentem que a energia elétrica é um produto não armazenável, cuja garantia de fornecimento de energia e demanda aos consumidores requer um complexo sistema de geração, transmissão e distribuição.

A demanda de energia deve ser atendida de forma instantânea, respeitando os requisitos de engenharia quanto à capacidade disponível dos sistemas, níveis de tensão de energia, fluxo de reativos, controle de estabilidade, controle de efeitos subtransitórios, proteção dos equipamentos, entre outros. Além disso, o sistema elétrico de potência deve possuir capacidade instalada suficiente para o atendimento da máxima demanda agregada do sistema.

Com relação à capacidade de fornecer energia firme, por depender da insolação diária, os sistemas de MMGD são caracterizados por uma geração intermitente de energia e apresentam alta incerteza, pela dificuldade de previsão de seu insumo, e elevada variabilidade, com alterações rápidas e significativas em função das condições meteorológicas e transitórias de nuvens.

Tais considerações são importantes para desqualificar a **hipótese de que ocorreria uma redução da capacidade máxima do sistema de distribuição advinda da instalação de sistemas de MMGD, conforme estudos apresentados no anexo II desta CP. Para que isto ocorresse, seria preciso que estes sistemas de MMGD, necessariamente, se proliferassem na rede de distribuição de maneira igualitária e otimizada, ocupando sistematicamente e de maneira uniforme as diversas localidades geoeletricas de uma área de concessão, o que não é uma realidade.**

Por outro lado, mesmo que houvesse um sistema otimizado, próximo de resultar em uma redução da capacidade máxima, postergando, então, investimentos, ainda seria necessário que todos os sistemas de MMGD possuíssem sistemas de armazenamento de energia agregados ou ainda que se garantisse que nunca existiria um dia chuvoso ou nublado.

Como o custo de sistemas de armazenamento de energia ainda é um fator proibitivo para utilização em larga escala, em hipótese alguma deve ser considerada uma premissa de “dias ensolarados perfeitos” na valoração dos custos e benefícios a ser realizada.

Diversamente, o que se espera é uma elevação de investimentos em rede de distribuição. Na realidade, como já salientado anteriormente, os sistemas de MMGD são instalados de maneira não otimizada, concentrados em condomínios de alto padrão ou, ainda, em áreas isoladas da rede onde o preço dos terrenos é baixo e se viabilizam as “plantas” de Minigeração Distribuída.

Pelo exposto, o Grupo CPFL entende que a valoração dos custos e benefícios deverá levar em conta premissas factíveis, que levem em consideração a realidade posta, evitando premissas para “cenários perfeitos”, que sequer possuem dados suficientes para estimativas.

2.1.4. Efeito de Perdas na Distribuição

Como bem previsto nas diretrizes propostas nas CP 129/2022, é necessário considerar os efeitos relativos às perdas nas redes elétricas de transmissão e de distribuição.

No que diz respeito a este tema, pode-se tratar como consenso a afirmação de que a **MMGD, quando ainda em baixas taxas de inserção e próxima do centro da carga, colabora para uma melhora das perdas nas redes elétricas**, isto porque, o caminho percorrido entre a energia injetada e o consumo é reduzido. Por esta razão, são inúmeros os estudos que propõem métodos ótimos de alocação e despacho da MMGD para fins de redução das perdas técnicas, fenômeno inerente ao funcionamento dos sistemas elétricos.

Contudo, é de suma importância que as premissas a serem utilizadas para valoração dos itens previstos nesta diretriz sejam aprofundados, verificando sua razoabilidade, principalmente quando se considera a característica de crescimento desordenado, bem como o **grau de incerteza envolvido em sua projeção e localização dos pontos** da MMGD.

Diversas contribuições na literatura sobre o tema, mostram pontos de reflexão e ressalvas quanto a expectativa da redução de perdas por inserção de MMGD, principalmente quando se trata de cenários reais de crescimento, no qual a disposição das instalações não ocorre de forma otimizada. Por exemplo, no artigo *“Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation”*, é comentada necessidade de ampliar e aprofundar as avaliações acerca deste item.

“Overall, few studies properly investigate the energy loss minimization problem (as single or multiple objectives) considering time-varying demand and generation. Additionally, the potential advantages of adopting real-time control and communication systems as part of the future Smart Grid for loss reduction have been largely neglected.”

É extremamente relevante que a busca pela baixa complexidade na valoração dos custos e benefícios, prevista na diretriz “j” desta CP 129/2022, não se sobreponha a necessidade de mensuração de importantes fatores quanto aos impactos da instalação desses sistemas de MMGD à rede das distribuidoras. Abaixo registra-se alguns impactos importantes, relevantes que devem ser considerados na estimativa de custos e benefícios da MMGD.

i. Inversão de Fluxo

Elevados níveis de penetração de MMGD podem ocasionar situações em que a energia injetada na rede supera a carga do sistema, uma vez que as curvas de carga e injeção podem não ser

coincidentes ou, ainda que sejam, não atingem valores necessários para que toda a energia injetada seja consumida localmente.

Esse fato pode parecer óbvio do ponto de vista de minigeração, posto que os montantes gerados são maiores e muitas vezes direcionados para suprir, virtualmente, unidades consumidoras localizadas em pontos distantes, físico e eletricamente. Porém, o mesmo poderá se tornar comum para microgeração se considerado que há um padrão do perfil de consumidor que adota esse tipo de solução, logo é intuitivo imaginar que ocorrerá também maior concentração de geração em algumas áreas, onde o consumo não absorverá o montante total injetado.

Tal risco é sinalizado no estudo da *National Renewable Energy Laboratory*, NREL, onde se citam que casos de elevada penetração da MMGD poderão levar a acréscimo de perdas de energia:

“Because DGPV is typically placed close to the load, it can avoid losses in the T&D system, thus enhancing its value. However, in some situations, such as very high penetration levels where solar production is considerably greater than the original load, the reverse flow of power generated by DGPV could result in increased losses. As a result, when quantifying energy and capacity benefits and costs it is important to account for losses properly.”

ii. Máxima Demanda

Outro ponto de grande importância a ser discutido é a questão de que a MMGD, quando pensada em nível de unidades prosumidoras de baixa tensão, está associada majoritariamente à fotovoltaica, ou seja, com o pico de geração durante o dia. No entanto, para tais prosumidores, o pico de demanda do sistema ocorre em faixa horária distinta. Isto é, como as perdas de energia tem relação quadrática com a corrente, pode-se assumir que o momento de máxima corrente permanece inalterado, logo é possível associar que, as reduções em perdas de energia nos circuitos tipicamente residenciais seriam marginalmente alteradas.

Em outras palavras, ainda que possa haver benefícios da MMGD para redução da energia circulante e, conseqüentemente, às perdas de energia no momento em que há concomitância de carga e injeção de energia, esse efeito não pode ser generalizado. Abaixo é apresentada na **Figura 1** uma curva de carga típica de baixa tensão (Campanha de Medidas da CPFL Piratininga), que reforça a alegação da dissimilitude em relação às curvas típicas de geração fotovoltaica.

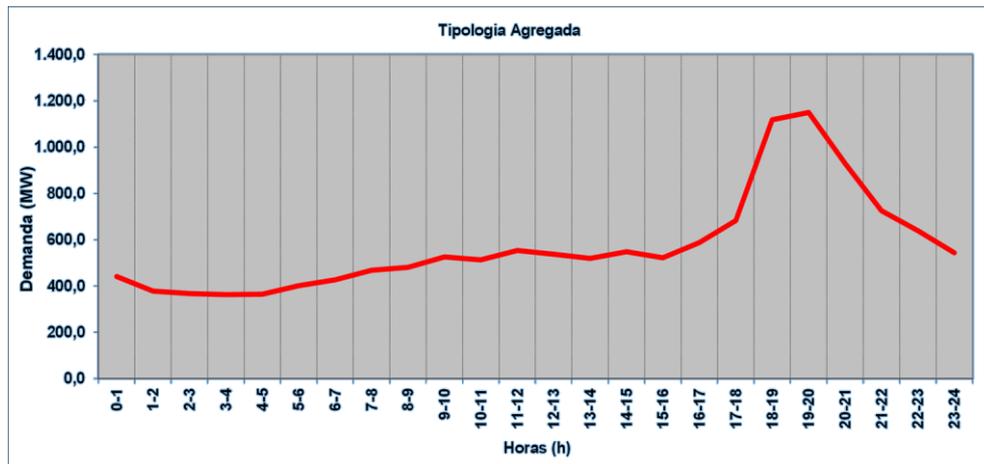


Figura 1 – Curva Carga típica Consumidor BT

Novamente, podemos citar o estudo do NREL como exemplo, pois este ponto também é ressaltado em sua análise:

“This is because increases in time-varying resistive losses—which dominate marginal losses—are proportional to the square of the increase in power. Thus, losses are considerably higher during peak load periods. If DGPV is more highly correlated with these peak loads, its avoided loss rate can be much higher than the average loss rate. In other systems, such as those with winter evening peaks, DGPV might be less correlated with peak, suggesting a lower loss rate that may be above or below the average.”

iii. Conexão longe da carga

Casos de minigeração instalada em localidades distantes do centro de carga, embora possam ser avaliados no que tange aos custos de conexão, deverão ser considerados também do ponto de vista das perdas de energia. Tal alegação se embasa no fato de que as instalações desse porte se tornam mais viáveis em regiões de menor densidade de carga e por consequência, com estrutura de rede de distribuição não tão robusta quanto a existente em grandes centros de consumo, podendo impactar negativamente as perdas, já que levaria a um incremento na energia circulante em locais em que a rede não é tão forte, por questões óbvias de prudência em investimentos.

iv. Correntes harmônicas

É intuitivo associar à entrada massiva da MMGD uma inserção numerosa de equipamentos conversores no sistema de distribuição. Como sabido, tais equipamentos, dada suas características construtivas, introduzem correntes harmônicas aos sistemas de distribuição, sendo estas correntes responsáveis por um incremento nas perdas técnicas. Embora o modelo de cálculo atual empregado pela maior parte das distribuidoras e pelo próprio regulador não capturem essa condição, tal ponto poderia ser avaliado com mais profundidade e clareza.

O artigo *“Impacto das correntes de compensação no cálculo das perdas técnicas na distribuição”*, apresentado no Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI) de 2018, trouxe uma reflexão sobre este ponto, mensurando inclusive os potenciais impactos da desconsideração das perdas ocasionadas pelas correntes harmônicas. No trecho abaixo, retirado do referido artigo, é evidenciado que o modelo atual considera apenas a corrente fundamental:

“As perdas inerentes à distribuição da energia elétrica são classificadas como perdas técnicas e seu cálculo é regulamentado pelo Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição. Neste documento, são apresentadas as principais instruções quanto ao cálculo do montante de perdas técnicas por meio do fluxo de potência para o SDBT, SDMT e ramais de ligação. Contudo, apesar desse documento amparar a inclusão das correntes harmônicas no estudo, o cálculo de perdas técnicas realizado pelas distribuidoras tem incluído apenas a componente de corrente fundamental.”

Por fim, a partir de tais pontos, **busca-se por meio desta contribuição demonstrar que ainda existem lacunas não discutidas adequadamente, o que pode direcionar a conclusão sobre o tema para um cenário equivocado.** Soma-se aos pontos abordados nesta contribuição o fato de que boa parte dos estudos atuais não levam em conta a realidade brasileira, em termos de sistema elétrico e, em campo mais subjetivo, mas não menos importante, das próprias características culturais e comportamentais tão peculiares ao nosso país. Ficando clara a necessidade de aprofundamento robusto para melhor entendimento e conclusões a respeito do comportamento das perdas de energia em cenários de penetração de MMGD.

É importante ressaltar que a rede elétrica da distribuidora não é capaz de comportar a inserção ilimitada de geração fotovoltaica sem obras de reforço ou melhoria. Desta maneira, não se pode perder

de vista os impactos na operação e em investimentos necessários para contrapor os impactos técnicos da MMGD nas redes de distribuição (sobretensão, carregamento das redes, oscilação de tensão etc.).

Pelo exposto, o Grupo CPFL reforça que há de se considerar que a penetração de MMGD produz efeitos positivos e negativos à serem melhor quantificados nos impactos das perdas de energia nos sistemas de distribuição, a depender da sua expectativa de crescimento e localidade.

2.1.5. Efeito de Perdas na Transmissão

O Grupo CPFL, entende que a elevação dos sistemas de MMGD contribuirá para a elevação do carregamento das redes e das perdas de energia nos sistemas de transmissão, destacando a importância de que os estudos técnicos mais robustos permitam melhor quantificar os reais impactos da MMGD na Rede Básica (item “c” das diretrizes propostas). Adicionalmente, os anexos I, II e III desta contribuição detalham melhor os aspectos técnicos ocasionados pelo aumento da capacidade instalada de MMGD no sistema. Nesse sentido, o grupo solicita prudência nas premissas que serão utilizadas nas diretrizes aqui valoradas, uma vez que existem pontos positivos e negativos a curto e longo prazo.

Inicialmente, é preciso ponderar sobre a inexistência de estudo técnico robusto que indique ou comprove que para o SEB ocorreria redução das perdas técnicas na Rede Básica em virtude da instalação de sistemas de MMGD. Entretanto, a partir de uma rápida análise bibliográfica é percebido a existência de uma grande variedade de artigos técnicos demonstrando o contrário.

Pela análise acadêmica é possível determinar locais da rede onde seria possível instalar geradores distribuídos e ainda atingir objetivos de redução de carregamento das redes de transmissão e perdas de energia. Porém, a realidade da localização destes empreendimentos não segue padrões acadêmicos de localização ótima. Pelo contrário, os sistemas de geração distribuída são normalmente instalados de maneira concentrada e considerando critérios econômicos, em áreas onde se concentram consumidores de maior poder aquisitivo, quando da geração distribuída local e distante das cargas, onde os terrenos são mais baratos e as redes são menos robustas, na geração distribuída remota.

Com o marco da GD, regulamentada pela Lei 14.300/2022, o art. 8º que trata das responsabilidades financeiras, não faz tratamento ou direcionamento quando necessidade eventuais melhorias ou de reforços no sistema de transmissão, em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída pelo carregamento das redes, mas direciona o tratamento para perdas de forma

abrangente no sistema pelo art. 17º, com atenção da vigência deste tratamento a partir de 2046, conforme descrito abaixo no “§ 3º:

*“§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, **perdas elétricas**, transmissão e distribuição.”*

Diante do exposto, o Grupo CPFL reforça o entendimento de que o carregamento na rede de transmissão em decorrência da conexão de MMGD potencializa os efeitos de perdas, contribuindo para sua elevação.

2.1.6. Do Riscos de Contratação do MUST – Subcontratação e Sobrecontratação

O Grupo CPFL Energia entende que os critérios vigentes para contratação do uso do sistema de transmissão não ensejam redução dos montantes de uso da Rede Básica em função da instalação da MMGD, bem como defende a realização do estudo para o aprimoramento regulatório sobre a contratação do montante de uso do sistema de transmissão (MUST) a ser contratado nas fronteiras com a Rede Básica, de forma a mitigar o risco de contratação frente ao aumento da capacidade instalada da geração distribuída e sua respectiva volatilidade (impacto nos itens “d” e “e” quanto ao valor locacional do ponto de conexão à rede de Distribuição e Transmissão das diretrizes propostas).

A contratação do MUST é regulada pela Resolução Normativa ANEEL nº 666/2015 (REN 666/2015), que regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão e estabelece nos parágrafos § 4º e 6º de seu Art. 2º, as condições contratadas por ponto de conexão:

“§ 4º Os MUST contratados por unidades consumidoras e por distribuidoras deverão ser os máximos montantes anuais de demanda de potência elétrica, por ponto de conexão e horário de contratação.

(...)

§ 6º Os MUST contratados por distribuidoras deverão atender as máximas demandas de unidades consumidoras, de autoprodutores, de produtores independentes e de outras distribuidoras conectadas em seu sistema de distribuição.”

Ainda, a mesma regulamentação determina penalidades de ultrapassagem para a distribuidora, caso a máxima demanda verificada no mês seja superior a 110% da demanda contratada. Por outro lado, há também uma penalidade de sobrecontratação caso a máxima demanda verificada no ano não atinja 90% da demanda contratada.

Quanto as regras vigentes na REN 666/2015, a inserção de MMGD tem ocasionado impactos relevantes que necessitam de atenção quanto as repercussões de aspecto técnico na rede, dado pelo aumento de participação da MMGD da capacidade instalada.

Quando a MMGD é de origem solar fotovoltaica, o impacto de sua produção é percebido durante o dia, quando há irradiação solar e o perfil de carga líquido da distribuidora muda significativamente com o crescimento desta fonte, como mostrado na **Figura 2**. Logo, um efeito da geração distribuída a ser considerado é seu impacto sobre o **MUST**. Este efeito ficou conhecido como a “curva do pato”, quando o operador do sistema da Califórnia (CAISO) publicou um artigo² tratando do tema, que já havia sido previsto pelo laboratório americano NREL³ em 2008. Em 2019, os efeitos previstos por aqueles artigos já puderam ser vistos nas curvas da operação em tempo real do Operador do Sistema da Califórnia, a exemplo da **Figura 3**.

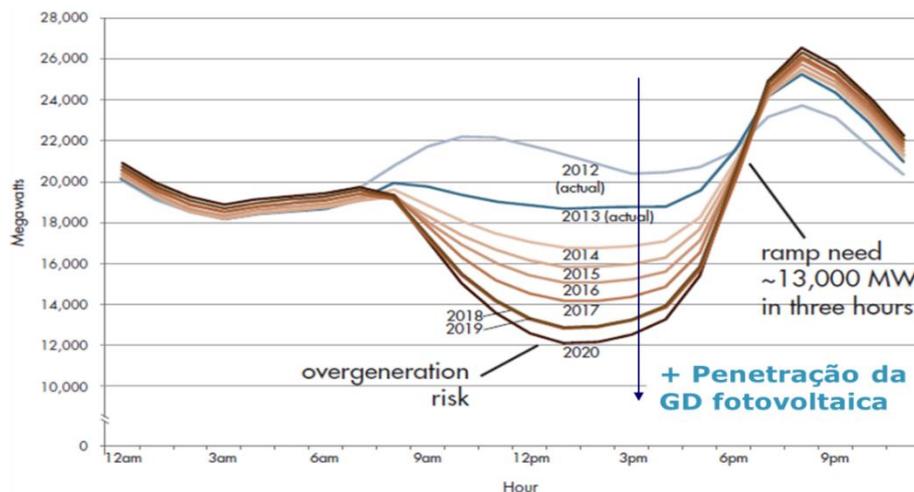


Figura 2 – Efeito no perfil de carga devido à geração distribuída fotovoltaica – “curva do pato”⁴

² Visitado em: https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf

³ Visitado em: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42305.pdf>

⁴ Fonte: California Independent System Operator.

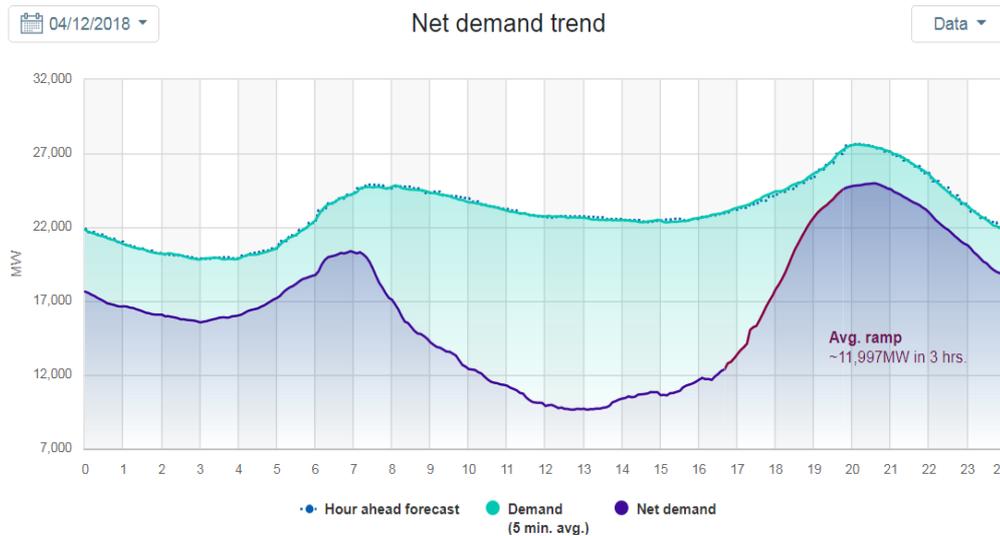


Figura 3 – Curva de carga bruta e líquida no estado da Califórnia em 12.04.2018⁵

Atualmente, existem usinas de pequeno e médio porte inseridas na rede de distribuição, e que reduzem a demanda líquida percebida nos pontos de conexão, o que poderia levar a uma penalidade por sobrecontratação para a distribuidora. **A REN 666/2015 prevê, em seu parágrafo § 7º do Art. 19, o expurgo dessa penalidade no caso da geração despachada centralizadamente pelo ONS⁶:**

“§ 7º Não será aplicada a parcela de ineficiência de que trata o inciso II, quando a sobrecontratação for ocasionada por efeitos das condições operativas estabelecidas pelo ONS.”

Contudo, não há previsão para o caso da MMGD, que não é despachada pelo ONS e tampouco pela distribuidora. Portanto, a distribuidora estaria sujeita a riscos de sobrecontratação em um cenário de elevada concentração de capacidade instalada de geração distribuída numa região atendida por determinado ponto de conexão da distribuidora junto ao sistema de transmissão.

Outro ponto importante, **a exemplo de um dia de clima desfavorável com grande cobertura de nuvens e baixa irradiação solar, poderia levar a uma forte redução na produção da MMGD de origem solar fotovoltaica. Isto faria com que o consumo fosse atendido pela geração do SIN, aumentando o uso do sistema de transmissão. Logo, a depender do montante contratado (MUST) e da produção da**

⁵ Fonte: California Independent System Operator (<http://www.aiso.com/TodaysOutlook/Pages/default.aspx>)

⁶ Item corroborado pelo parágrafo 166 da Nota Técnica nº 161/2014-SRT/ANEEL de 02-06-2014

MMGD, poderia haver uma ultrapassagem de demanda, fazendo com que a distribuidora fosse penalizada por um fator que não está sob a sua gestão.

Adicionalmente, a REN 666/2015 determina que as distribuidoras contratem seus montantes de uso da transmissão em um horizonte de 4 anos. De forma análoga à contratação de energia, a distribuidora deverá contratar no longo prazo um montante de uso de transmissão que estará sujeito a flutuações que vão para além de seu risco de mercado, e que dependem de fatores tão voláteis como climatologia, dentre outros já mencionados. **Em última análise, a distribuidora estaria assumindo um compromisso cujos meios de ação dependem de seus consumidores e não possui instrumentos para transferir, ainda que parcialmente, esta responsabilidade.**

Face ao exposto, ainda que sejam possíveis e desejáveis alternativas para neutralização da exposição das distribuidoras na contratação do MUST, frente à volatilidade imposta aos sistemas de distribuição pela elevada inserção de MMGD nas redes, o Grupo CPFL Energia entende que estes impactos devem ser avaliados em conjunto com os demais custos advindos da MMGD.

3. Considerações finais

O Grupo CPFL Energia reconhece o esforço da MME em promover, por meio da presente Consulta Pública nº 129/2022, propostas conceituais de diretrizes para valoração de custos e benefícios de MMGD. Ademais, entende também que são necessários aprofundamentos conceituais que evitem a consideração indevida de premissas para valoração de custos ou benefícios da MMGD.

Por fim, entende-se salutar o ambiente de discussão metodológica que possibilita que as contribuições oferecidas sejam avaliadas e consideradas para o aprimoramento legislativo e regulatório, na medida em que tais propostas trazidas para discussão levam em consideração diferentes aspectos da cadeia do setor elétrico brasileiro, condição essencial para o aprimoramento contínuo do setor.

ANEXO I – P&D de Tarifa Moderna – Impactos na carga de Baixa Tensão

O P&D de Tarifa Moderna aprofundou análises de impacto da Geração Distribuída na rede de média e baixa tensão por meio de fluxo de potência nos alimentadores para um período de 12 meses, cujos resultados possuem correlação com alguns itens da proposta conceitual referente as diretrizes para valoração de custos e benefícios da MMGD.

O relatório final, disponibilizado no P&D de Tarifa moderna, apresentou as perdas de energia em 02 estudos de caso, com e sem MMGD, com equivalência de 10% da carga total da baixa tensão do alimentador impactado, de forma que a presença de MMGD resultou em alterações nos níveis mensais de perdas, podendo fazer diferença na operação da rede para alguns alimentadores com impactos direcionados a localização da rede em que estão inseridos. A solução para este alimentador seria de adotar equipamentos controláveis que possam apoiar a manutenção da tensão dentro de limites operativos perto do local da MMGD.

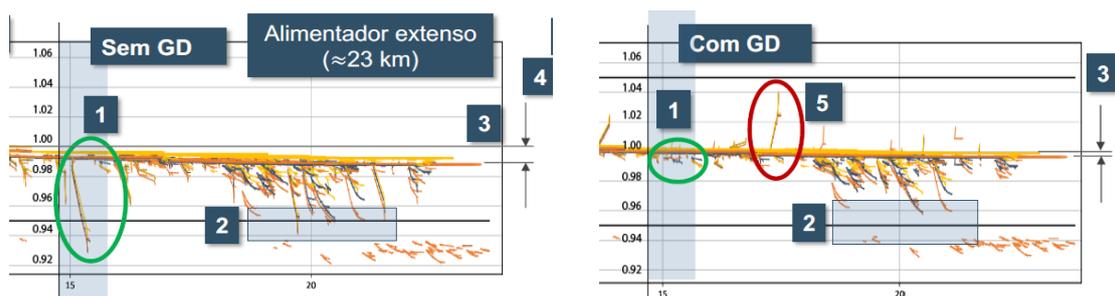


Figura 1 – Caso Inserção GD – Avaliação da Rede de Distribuição⁷

Os 02 estudos de caso analisados tiveram **efeitos positivos**: **1-** Efeito local: com a redução da carga líquida em uma ramificação do alimentador, soluciona subtensão. **2-** Efeito na vizinhança: com a redução da carga líquida à montante, há melhora do perfil de tensão a jusante. **3-** Melhora regulação de tensão, com uma menor queda de tensão no final do alimentador. E, **efeitos negativos**: **4-** A regulação de tensão prejudicada considerando a geração da MMGD. Como esta pode ser intermitente, é possível uma maior variação de tensão no alimentador. **5-** Sobretensões no ponto de conexão.

Isso ocorre porque os diferentes níveis de penetração de MMGD e sua localização trazem diferentes efeitos na rede de distribuição ao longo dos dias, de forma que se observou variações de

⁸ Fonte: Relatório final do P&D Tarifa Moderna

importação/exportação com a Rede Básica ocasionando potenciais problemas com o MUST contratado da Distribuidoras, **como inversões de fluxo nos dias de baixa demanda nos sábados e domingos a vista que os resultados agregados de perdas podem esconder o aumento de perdas em alimentadores** com inversão de fluxos, e também o perfil de tensão ao longo dos alimentadores varia de acordo com a localização e penetração de MMGD.

Em complemento, identificou-se que a diminuição da ponta com a MMGD não significa postergação de investimentos, uma vez que a mesma pode ter uma geração estocástica e o sistema deve estar preparado para uma possível falta do sistema de geração, seja por falha na própria MMGD ou ainda por variância de clima.

ANEXO II – P&D Telhados Solares – Capacidade da Rede de Distribuição e Impactos Técnicos da MMGD (sobretensão, carregamento e oscilação de tensão)

Antevendo o potencial de inserção da geração distribuída, a CPFL deu início em 2014 a um projeto de inserção massiva de microgeração solar fotovoltaica nas redes de distribuição de baixa tensão. O projeto conhecido como “Telhados Solares”, que teve duração de 4 anos (de novembro de 2014 a outubro de 2018) e foi realizado de forma estratégica, em parceria com as entidades UNICAMP e CPqD, objetivava avaliar os impactos da microgeração fotovoltaica nas redes de distribuição de baixa tensão.

No âmbito do projeto de P&D Telhados Solares, foram realizados diversos estudos para determinar, baseado em simulações e em medições, os impactos técnicos que o crescimento da microgeração solar fotovoltaica pode causar nas redes de distribuição da CPFL Paulista.

No que diz respeito às simulações, como não se sabe a priori quais as unidades consumidoras que possuem sistema de microgeração solar, realizou-se uma análise probabilística, utilizando-se o método de Monte Carlo, para definir as unidades consumidoras que iriam ter unidades geradoras. Em cada cenário analisado, uma determinada porcentagem de consumidores considerados candidatos à instalação de microgeração foi selecionada com um sistema de microgeração apropriado, que lhe garantia na média anual o pagamento da tarifa mínima de consumo. Metodologia semelhante pode ser encontrada em referências internacionais como em CHEN, P. et al, (2012).

No que diz respeito às medições, foram instaladas 231 microgerações fotovoltaicas, envolvendo um total de 3.386 painéis solares instalados, com potências variando entre 2kWp e 50kWp, num total de 850 kWp instalados. Importa salientar que os estudos e análises não ficaram limitados somente à região onde foram instalados os painéis fotovoltaicos. A seguir se apresenta um breve resumo com os principais diagnósticos e resultados do projeto:

- As simulações computacionais avaliaram os seguintes aspectos: adequação da tensão de atendimento aos consumidores em redes de baixa tensão com presença de microgeração solar fotovoltaica, desequilíbrio da tensão de atendimento aos consumidores, carregamento de cabos e transformadores, alteração nos perfis de perdas elétricas, elevação da distorção harmônica (qualidade de energia), distúrbios transitórios de tensão (qualidade de energia), distúrbios associados à transitórios de passagem de nuvens (qualidade de energia), fluxos de correntes durante curtos-circuitos (proteção) e alterações nas curvas de carga (balanço energético).

- As medições realizadas no âmbito do projeto puderam verificar as previsões das simulações nos seguintes aspectos: adequação da tensão de atendimento aos consumidores em redes de baixa tensão com presença de microgeração solar fotovoltaica, desequilíbrio da tensão de atendimento aos consumidores, carregamento de cabos e transformadores, elevação da distorção harmônica (qualidade de energia) e alterações nas curvas de carga (balanço energético).
- O aspecto “alterações nas curvas de carga (balanço energético)” e “alteração nos perfis de perdas elétricas”.
- Os aspectos “distúrbios transitórios de tensão (qualidade de energia)”, “distúrbios associados à transitórios de passagem de nuvens (qualidade de energia)” e “fluxos de correntes durante curtos-circuitos (proteção)” não puderam ser avaliados por meio de medições e foram analisados apenas por simulações.

A1. Principais Impactos Técnicos

É ponto pacífico que o controle de tensão é um fator importante no projeto de sistema de distribuição, tanto que é um requisito regulamentado em muitos países inclusive no Brasil. Mais do que apenas sua magnitude, outros fatores como continuidade e nível de harmônicos também são de suma importância. A manutenção de cada um desses parâmetros dentro dos limites admissíveis tem implicações de custo para a distribuidora.

Tradicionalmente, controle de tensão em sistemas de distribuição consiste principalmente em reguladores de tensão distribuídos estrategicamente na rede para evitar subtensão nos finais de alimentadores. Quando necessário, estes são reforçados por capacitores para aumentar a tensão.

No entanto, de maneira diferente em relação ao comportamento das cargas, a geração distribuída tem uma tendência a aumentar a tensão onde a mesma se inserir. Por mais que em casos pontuais este efeito possa ser aproveitado para contribuir para o controle de tensão, de acordo com O'GORMAN (2005), onde o gerador não puder ajudar, seu impacto deve ser gerenciado para garantir uma tensão aceitável nos barramentos de todos os acessantes.

As simulações realizadas para diversas redes secundárias da CPFL Paulista corroboram com as referências bibliográficas internacionais e indicam que os seguintes aspectos são potencialmente impactados pela presença de microgeração solar fotovoltaica:

- Adequação da tensão de atendimento aos consumidores em redes de baixa tensão com presença de microgeração solar fotovoltaica;
- Desequilíbrio da tensão de atendimento aos consumidores;
- Carregamento de cabos.

Os resultados do estudo da capacidade de acomodação de microgeração solar fotovoltaica, em mais de 78.000 redes secundárias da CPFL Paulista, apontam que o aspecto mais restritivo é a sobretensão de regime permanente, seguida pelo carregamento de cabos e pelo desequilíbrio de tensão, conforme indicado na **Figura 1**.

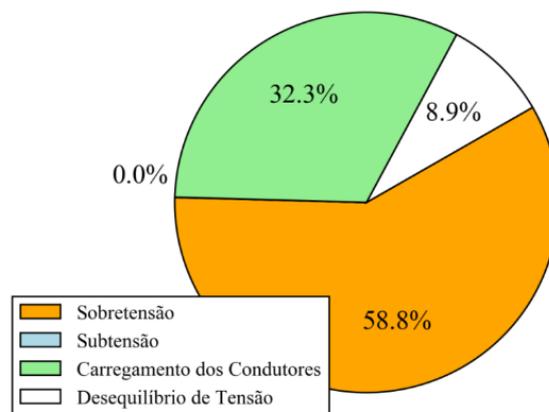


Figura 1 – Aspecto técnico mais restritivo à conexão de microgeração solar fotovoltaica nas redes secundárias da CPFL Paulista

O resultado é consonante aos de outras pesquisas realizadas internacionalmente. Segundo TORQUATO, R. (2018), a sobretensão é considerada o impacto mais restritivo da integração fotovoltaica. Já conforme EBE, F. (2017) de acordo com a alta taxa de instalação de geradores distribuídos (GDs) no sistema de distribuição, podem ser observadas violações de tensão e sobrecarga de componentes da rede. Adicionalmente, ISMAEL, S. et al. (2019) alerta que a penetração excessiva de GD pode afetar negativamente o desempenho do sistema e levar a sérios problemas de sobretensão.

Também entre os aspectos mais afetados pela proliferação da microgeração solar fotovoltaica, o desequilíbrio da tensão de atendimento aos consumidores pode melhorar ou piorar com a conexão de sistemas de microgeração solar fotovoltaica. Eventuais deteriorações nos indicadores de qualidade referentes a este aspecto, contudo, são solucionáveis mediante a redistribuição dos consumidores entre as fases da rede secundária após a realização de estudos de balanceamento de carga e de geração.

A2. Simplificação do Conceito Elétrico sobre a Elevação de Tensão Devido à Geração

O efeito da elevação de tensão é o que mais ocorre nas redes de distribuição quando uma unidade consumidora instala uma geração distribuída.

Para compreender este efeito, é importante entender que a distribuidora deve entregar aos seus consumidores um nível de tensão dentro de limites bem definidos pela ANEEL. Se o valor de tensão estiver fora desta faixa, a distribuidora tem a obrigação de corrigir este problema e trazer a tensão novamente para dentro da faixa aceitável, conforme estabelecido pela mesma agência.

Por exemplo, em uma localidade onde a tensão de entrega é de 127 V, a tolerância permitida pela agência é uma variação entre 117 V e 133 V.

Quando um cliente instala uma unidade geradora (seja esta unidade fotovoltaica, hidráulica, térmica, ou qualquer outra) e deseja que a energia excedente seja absorvida e contabilizada pela distribuidora, é necessário que ocorra o fluxo da energia produzida do consumidor para a rede. Este fluxo ocorre somente quando o nível de tensão da unidade consumidora está superior ao nível de tensão da distribuidora. Por isso, ocorre uma elevação da tensão em seu ponto de entrega.

De modo simplista, em um cenário em que diversas unidades consumidoras instalam geradores e injetam energia em um mesmo circuito da concessionária, a elevação de tensão em cada unidade geradora causará, de forma geral, uma elevação do nível de tensão em todo o circuito ao qual estão conectados. O efeito atinge todos os clientes da rede, inclusive aqueles que não possuem geração.

Portanto, a depender da quantidade de clientes gerando energia e do montante de energia injetada na rede, o nível de tensão poderá ultrapassar o limite regulatório. Neste caso, a distribuidora deverá identificar as transgressões e interferir diretamente na rede para manter o nível de tensão nos valores aceitáveis. Assim, estas intervenções serão subsidiadas, via tarifa de energia, por todos os clientes da área de concessão, inclusive aqueles que não instalaram unidades geradoras em suas residências.

A3. Consequência das Transgressões dos Limites de Tensão

A penetração massiva da geração distribuída levará a uma piora da qualidade do produto entregue a todos acessantes e conseqüente deterioração dos indicadores de qualidade do fornecimento.

Medições foram realizadas com analisadores de qualidade de energia em cerca de 50 diferentes pontos dos alimentadores BGE09 e BGE10, da subestação Barão Geraldo, em Campinas/SP. As mesmas

aconteceram em pontos de atendimento à consumidores com sistemas de microgeração e nos terminais de baixa tensão de alguns transformadores de distribuição que atendem as redes secundárias envolvidas nas instalações. Tais medições não apontaram evidências de que a concentração de sistemas de microgeração tenha impactado o desequilíbrio de tensão e a distorção harmônica de tensão além dos limites estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST.

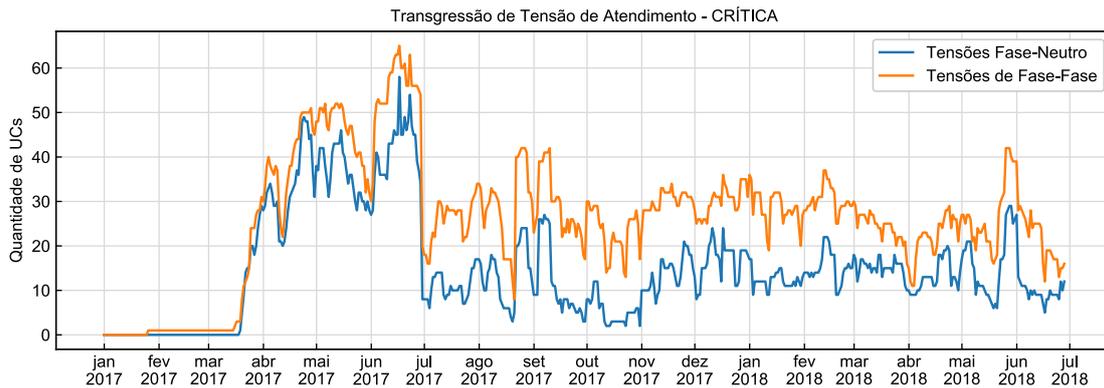


Figura 2 – Evolução da quantidade de UCs participantes do projeto Telhados Solares com tensão de atendimento crítica

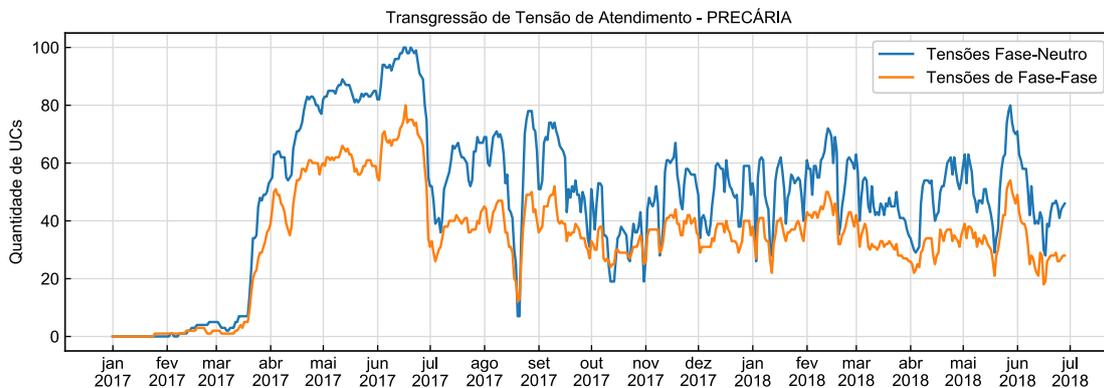


Figura 3 – Evolução da quantidade de UCs participantes do projeto Telhados Solares com tensão de atendimento precária

Por outro lado, o monitoramento dos 231 sistemas de microgeração aponta que, no último ano, de 10 a 20 dos 231 consumidores apresentaram tensão de atendimento crítica (ou seja, $DRC > 0,5\%$) e de 40 a 60 dos 231 consumidores apresentam tensão de atendimento precária (ou seja, $DRP > 3,0\%$), conforme apresentado na **Figura 2** e na **Figura 3**.

Por fim, ressalta-se que o P&D Telhados Solares concluiu que a elevação do perfil de tensão em regime permanente é o aspecto mais afetado pela conexão de sistemas de microgeração nas redes de baixa tensão da CPFL Paulista, sendo que a solução para tais problemas requer a atuação da distribuidora no reforço da rede (recondutoramento, troca de equipamentos existentes) ou na instalação de equipamentos distribuídos de controle de tensão.

A4. Hosting Capacity

O termo *Hosting Capacity* tem ganhado notoriedade nos dias atuais dentro do contexto de geração distribuída. Segundo TORQUATO, R. (2018), o *Hosting Capacity* é definido como “o nível mais baixo de penetração FV que causa violação de pelo menos um limite técnico”.

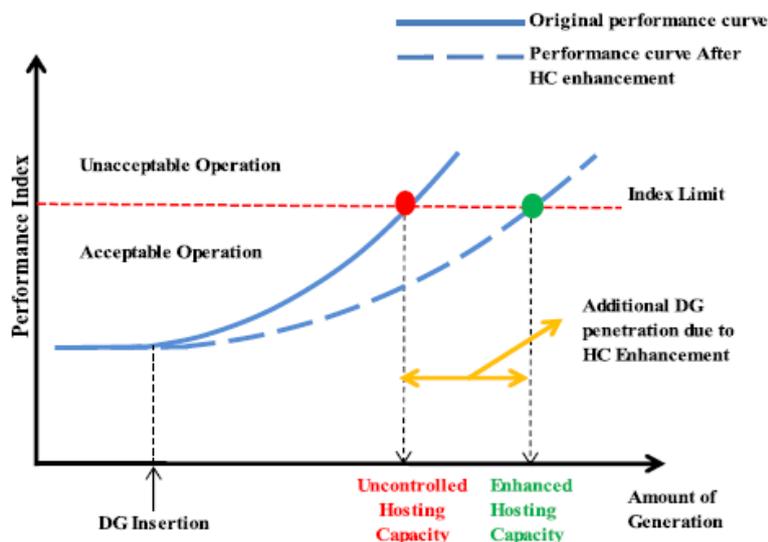


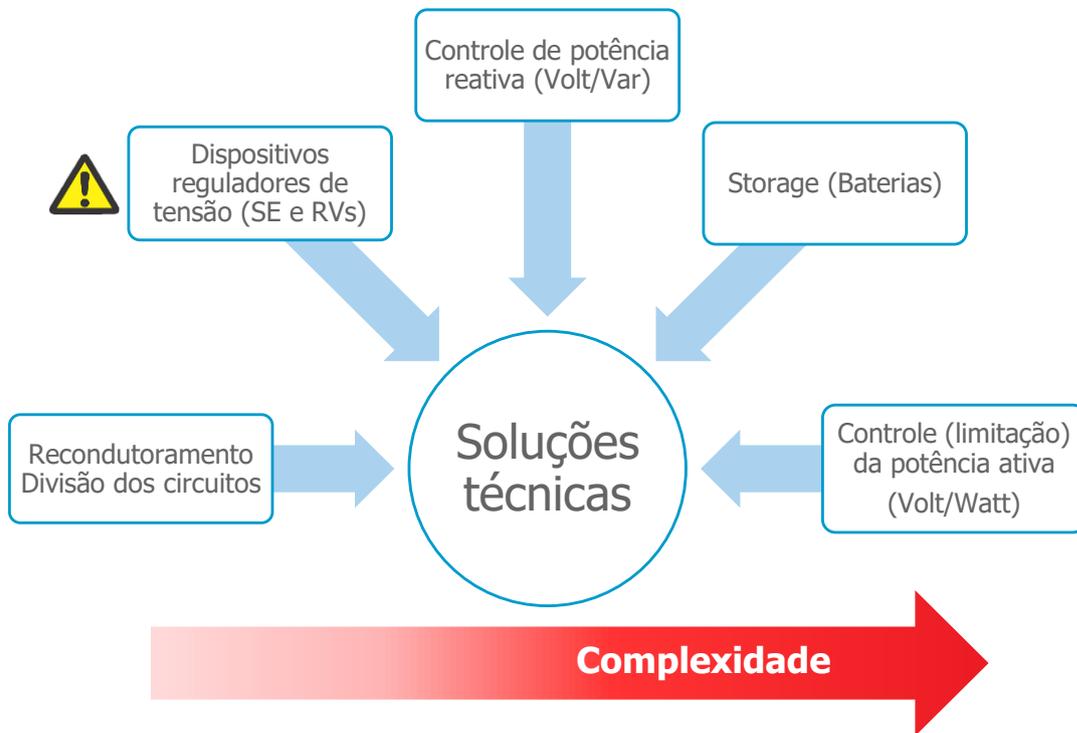
Figura 4 – Hosting Capacity e consequências de reforços e melhorias do sistema

Fonte: ISMAEL, S. et al. (2019)

Outra definição, dada por BOLLEN, M. (2011), é que *Hosting Capacity* é a quantidade máxima de unidades de GD que podem ser integradas ao sistema de energia, momento em que o desempenho do sistema se torna inaceitável acima dessa quantidade de penetração.

Quando da ocorrência de alguma violação dos limites operativos, a distribuidora deverá implementar melhorias estruturais, de modo a reduzir as restrições e permitir, por sua vez, um aumento da capacidade de hospedagem de geração distribuída por esta rede. A **Figura 4** ilustra este entendimento.

Tais melhorias poderão se tornar cada vez mais complexas a medida que a penetração de geradores aumentar. A **Figura 5** exemplifica parte das soluções em um nível crescente de complexidade.



Dispositivo regulador não é solução para sistemas de alta penetração de geração (efeito de sombreamento de nuvem – sub e sobretensão transitória)

Figura 5 – Soluções técnicas à conexão de geração distribuída

A5. Correlação com a realidade CPFL

Outro ponto importante para o Grupo CPFL Energia com o P&D Telhados Solares foi a identificação da capacidade de hospedagem das suas redes BT. As Simulações mostraram que 85% dos circuitos BT estudados não sofreram violação dos limites operacionais enquanto a potência injetada pelos geradores fotovoltaicos foi menor que 20% da potência nominal do transformador de distribuição ao qual estavam conectados, para as configurações típicas das redes de baixa tensão da CPFL Paulista. A **Figura 6** apresenta a curva estimada de *Hosting Capacity* para a CPFL Paulista, nas condições de simulação consideradas na pesquisa.

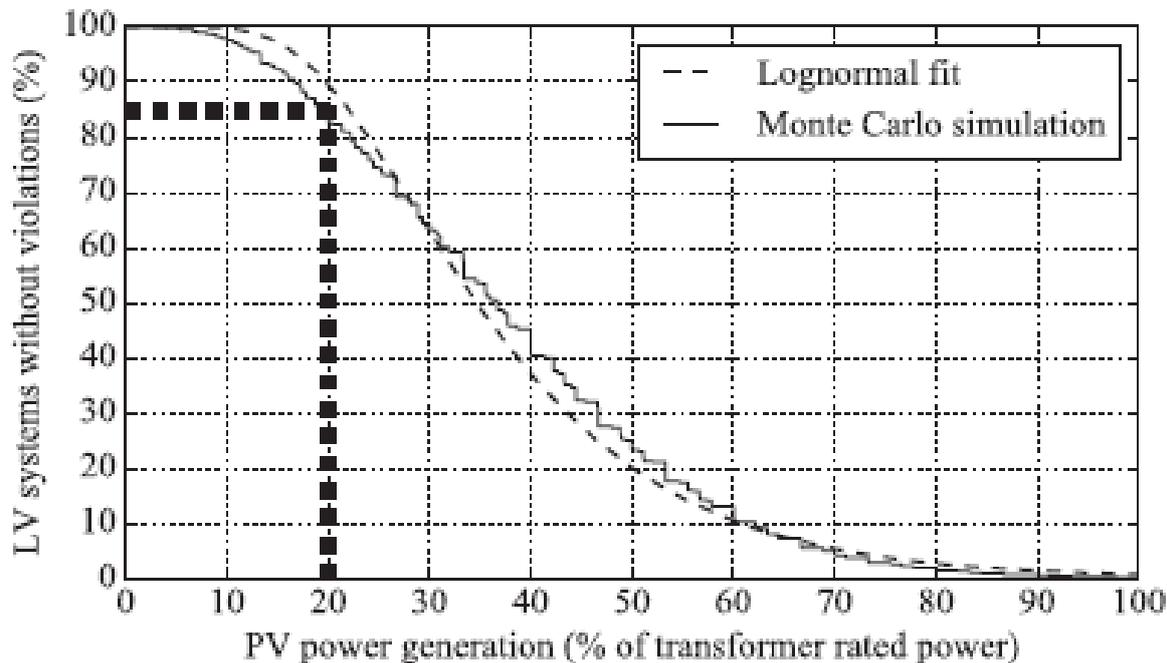


Figura 6 – Curva de Hosting Capacity da CPFL Paulista - Fonte: TORQUATO, R. (2018)

Com base nos resultados da **Figura 6**, a probabilidade de haver alguma violação dos limites técnicos é muito baixa quando a máxima potência de geração a ser instalada em qualquer transformador da distribuidora é de 10% da potência nominal. Isso significa que, para um transformador de 30 kVA, gerações de até 3 kWp terão uma alta probabilidade de não infringir nenhum dos limites operativos. De acordo com levantamento realizado nas empresas do Grupo CPFL Energia, temos situações diferentes para cada empresa, conforme **Figura 7**. Na imagem “Pg” indica a potência nominal de geração e “Ptr” a potência nominal do transformador de distribuição ao qual a geração está conectada.

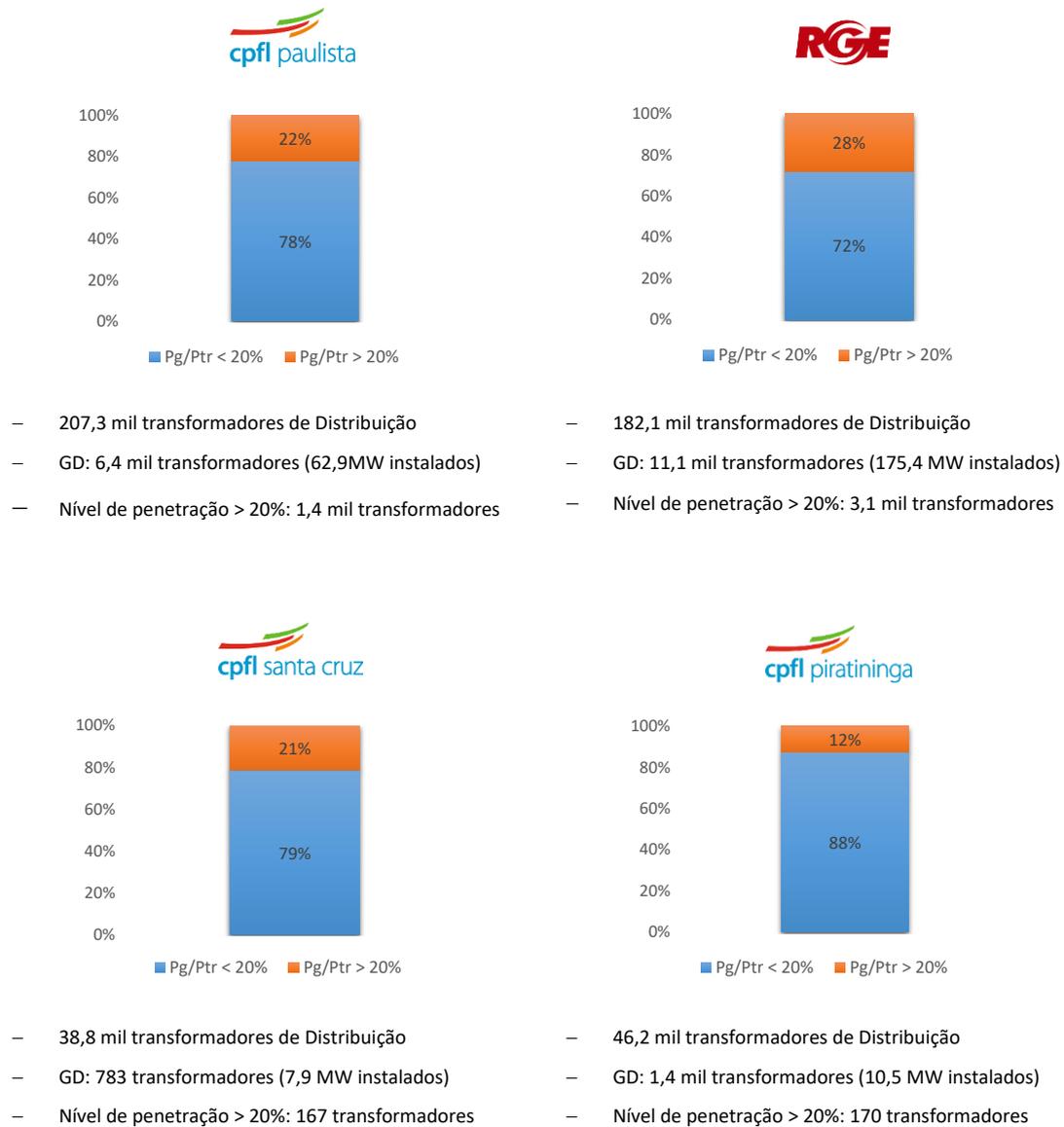


Figura 7 – Penetração de GD maior que 20% em relação ao total de transformadores com GD

A6. Casos Reais com Potenciais Impactos da GD nas Redes do Grupo CPFL Energia

O P&D Telhados Solares constatou que o volume de penetração de geração nos circuitos das distribuidoras do Grupo CPFL Energia que já apresentam unidades fotovoltaicas é preocupante. Aprofundando na análise da CPFL Paulista, CPFL Santa Cruz e RGE, dos circuitos com microgeração distribuída, mais de 20% apresentam potência instalada de geração maior que 20% da capacidade nominal do transformador de distribuição ao qual as gerações estão conectadas.

Um cenário preocupante, pois indica que diversos circuitos com geração podem estar operando fora dos limites técnicos e regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Face às preocupações apresentadas, foi realizado levantamento de reclamações de nível de tensão na área concessão da CPFL em circuitos de baixa tensão que possuam geradores.

Em 100% dos casos avaliados a reclamação partiu espontaneamente do cliente, disparando o processo de atendimento às reclamações de nível de tensão. O processo já consolidado na distribuidora, transcorreu em acordo com o disposto no Módulo 8 do PRODIST e regulamento específico. Ao final do processo, houve constatações de sobretensão nas medições de 168 hrs (1008 amostras integralizadas a cada 15 minutos) realizadas pela CPFL.

Caso 1 - Unidade Consumidora 3081741133

O cliente apresentou um projeto de microgeração distribuída fotovoltaica de 12kW para conexão no Transformador de Distribuição de número 1013316 com 45kVA conectado ao alimentador CAS15. O início da geração se deu em 14/01/2019, sendo o único cliente gerador deste circuito transformador.

Percebe-se que, ao conectar 12kW de geração no transformador de 45kVA, assumiu-se que teríamos aproximadamente 31% de penetração da geração distribuída neste transformador.

Em 26/02/2019 o próprio consumidor passou a registrar reclamação, alegando sobretensão no circuito que lhe atendia, registrando junto à concessionária uma Reclamação de Nível de Tensão, registrada sob número 820620796.

Ao realizar uma das medições 168 horas, visando aferir a qualidade de energia no cliente, a curva de tensão da **Figura 8** foi registrada.

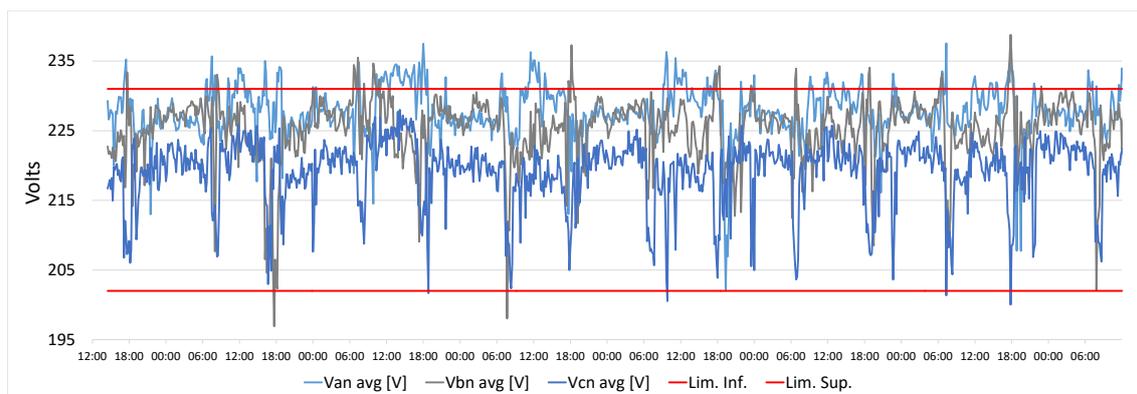


Figura 8 – Medição de 168 horas na UC 3081741133

Nota-se a tensão elevada registrada em praticamente todos os horários (onde o limite inferior é de 202 V e o superior de 231 V). Importa notar que no pico de consumo e ausência de geração (final da tarde e noite) o cenário de subtensão permanece como um desafio à distribuidora.

As simples medidas de ajuste no circuito e no transformador não surtiram efeito e foi necessário providenciar uma obra de melhoria da rede, visando a regularização da tensão no circuito.

A obra foi concebida de forma a instalar um novo transformador para atender ao cliente, seccionando o circuito. Foi concluída em 04/06/2019 com um custo realizado total de R\$ 65.925,80 e conseguiu regularizar os níveis de tensão para o cliente gerador e também para todos os demais clientes afetados no circuito elétrico.

Caso 2 - Unidade Consumidora 4002234878

Apresentou um projeto de microgeração distribuída fotovoltaica de 23kW para conexão no Transformador de Distribuição de número 671900, com 30kVA conectado ao alimentador PAM13.

O início da geração se deu em 29/06/2019, sendo o único cliente gerador deste circuito transformador até o presente momento.

Percebe-se que, ao conectar 23kW de geração no transformador de 30kVA, assumiu-se aproximadamente 77% de penetração da geração distribuída neste transformador.

Em 19/07/2019 o próprio consumidor passou a registrar reclamação alegando sobretensão no circuito que lhe atendia, registrando junto à concessionária uma Reclamação de Nível de Tensão registrada sob número 822348382.

Ao realizar uma das medições 168 horas, visando aferir a qualidade de energia no cliente, a seguinte curva de tensão foi registrada:

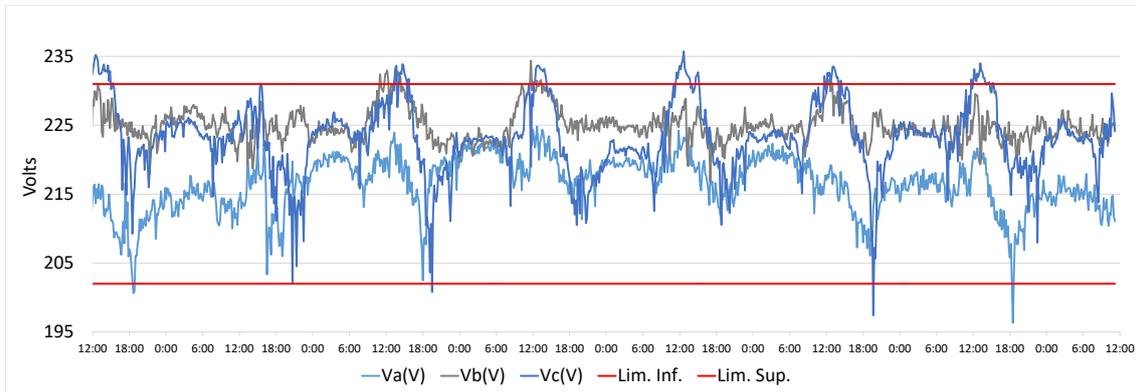


Figura 9 – Medição de 168 horas na UC 4002234878

Nota-se a tensão elevada registrada diariamente no momento de máxima injeção de potência por parte do microgerador transgredindo o limite superior de 231 V.

Foi necessário providenciar uma obra de melhoria na rede, visando a regularização da tensão no circuito.

A obra foi concebida de forma a substituir o transformador para atender ao cliente, reduzindo assim o percentual de penetração da geração distribuída. Foi concluída em 11/11/2019 com um custo realizado total de R\$ 17.474,25.

Caso 3 - Unidade Consumidora 3082290080

Apresentou um projeto de microgeração distribuída fotovoltaica de 5kW para conexão no Transformador de Distribuição de número 1024250 com 15kVA conectado ao alimentador LVA15.

O início da geração se deu em 23/04/2019 sendo o único cliente gerador deste circuito transformador.

Percebe-se que, ao conectar 5kW de geração no transformador de 15kVA, assumiu-se que teríamos aproximadamente 33% de penetração da geração distribuída neste transformador.

Em 05/08/2019 o próprio consumidor passou a registrar reclamação alegando sobretensão no circuito que lhe atendia, registrando junto à concessionária uma Reclamação de Nível de Tensão registrada sob número 822502430.

Ao realizar uma das medições 168 horas, visando aferir a qualidade de energia no cliente, a seguinte curva de tensão foi registrada:

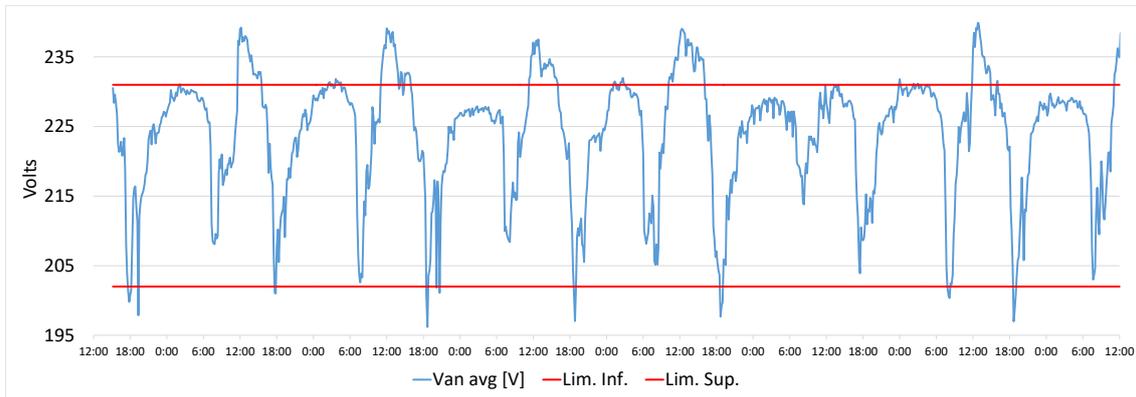


Figura 10 – Medição de 168 horas na UC 3082290080

Nota-se a tensão elevada registrada diariamente no momento de máxima injeção de potência por parte do microgerador, transgredindo o limite superior de 231 V. Importa destacar que no pico de consumo e ausência de geração (final da tarde e noite) o cenário de subtensão permanece como um desafio à distribuidora.

As simples medidas de ajuste no circuito e no transformador não surtiram efeito e foi necessário providenciar uma obra de melhoria do circuito, visando a regularização da tensão.

A obra foi concebida de forma a substituir o transformador para atender ao cliente, reduzindo assim o percentual de penetração da geração distribuída. Foi concluída em 28/10/2019, com um custo realizado total de R\$ 34.932,30.

Caso 4 - Unidade Consumidora 3085240205

Apresentou um projeto de microgeração distribuída fotovoltaica de 16,75kW para conexão no Transformador de Distribuição de número 659671 com 75kVA conectado ao alimentador GVA12.

O início da geração deste cliente se deu em 12/08/2019 sendo que no momento da conexão já existia um outro cliente com geração distribuída no circuito. Os dois clientes juntos totalizaram 20,71kW de geração, ou seja, aproximadamente 27,6% de penetração da geração no transformador de 75kVA.

Em 21/08/2019, outro cliente iniciou a geração neste mesmo circuito transformador, agora totalizando 28,21kW com uma penetração total de aproximadamente 38% do transformador.

Em 22/08/2019 o cliente **3085240205**, com a maior geração dentre os 3 clientes conectados neste circuito transformador, passou a registrar reclamação alegando sobretensão no circuito que lhe atendia,

registrando junto à concessionária uma Reclamação de Nível de Tensão registrada sob número 822780614.

Ao realizar uma das medições 168 horas, visando aferir a qualidade de energia no cliente, a seguinte curva de tensão foi registrada:

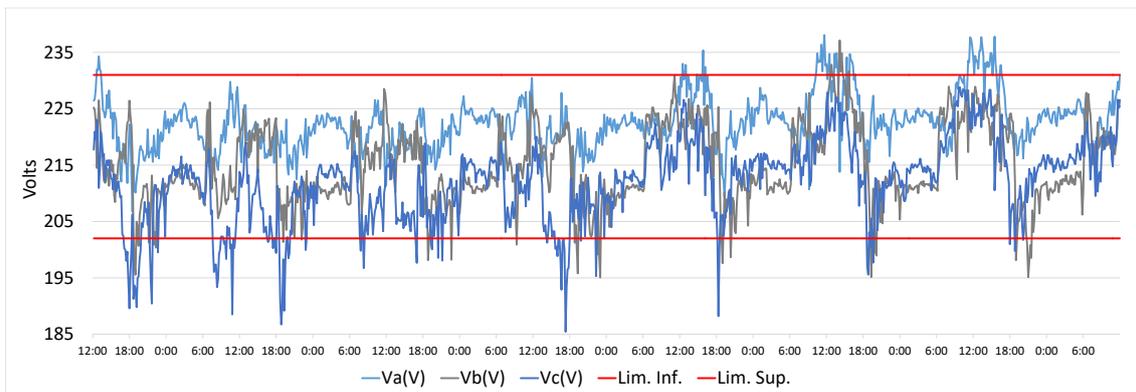


Figura 11 – Medição de 168 horas na UC 3085240205

Nota-se a tensão elevada registrada principalmente no Sábado e Domingo (onde o limite inferior é de 202 V e o superior de 231 V), possivelmente devido à situação onde a carga está baixa e a geração está em seu maior potencial.

As simples medidas de ajuste no circuito e no transformador não surtiram efeito e foi necessário providenciar uma obra de melhoria do circuito, visando a regularização da tensão no circuito.

O projeto previu a divisão do circuito em 2 partes, com a instalação de um novo transformador no trecho da rede onde está conectado o cliente reclamante.

A7. Análise Geográfica

Uma vez que a potência acumulada de geração não se aproxima de corresponder sequer à 1% da capacidade de transformação dos transformadores de distribuição da concessionária e, por outro lado, mais de 20% dos transformadores com geradores distribuídos possuem potência de geração superior à 20% da potência nominal do transformador. É evidente que a geração distribuída não está pulverizada entre estes transformadores.

Aprofundando a análise das redes do Grupo CPFL Energia, nota-se que a penetração de microgeração no sistema elétrico se dá de maneira regionalizada, que é desproporcionalmente maior em

bairros de maior poder aquisitivo. Regiões menos favorecidas não têm um incremento de geração distribuída na mesma proporção, devido ao elevado investimento necessário para realizar a aquisição do sistema.

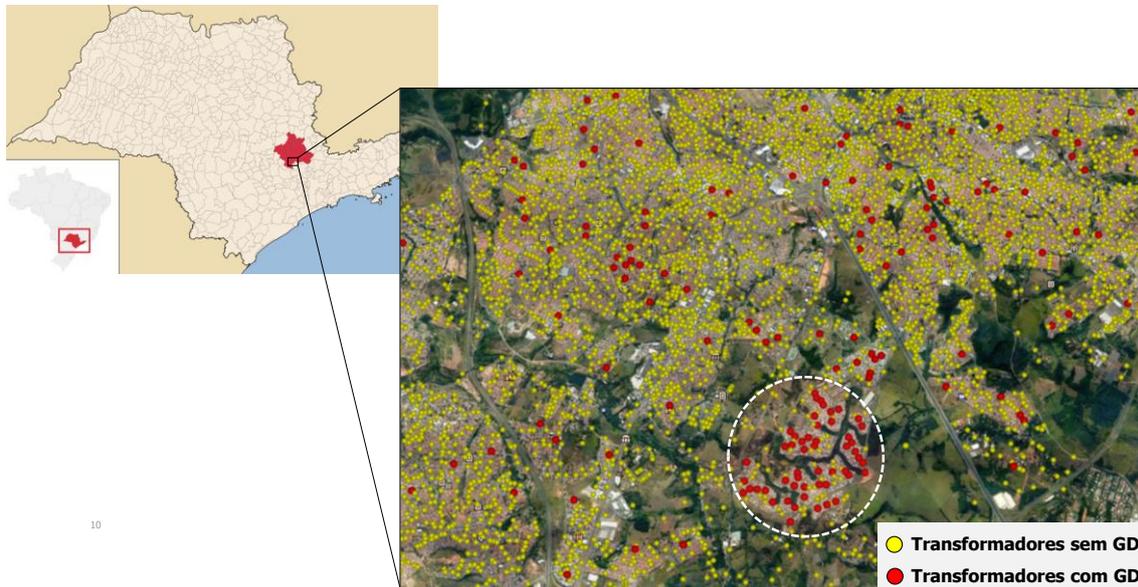


Figura 12 – Região de Campinas – Transformadores com microgeração em destaque

Na **Figura 12** é apresentada uma região de Campinas onde, no destaque, podemos perceber elevada concentração de transformadores de distribuição com geradores distribuídos instalados. Não coincidentemente, esta região é composta de diversos condomínios de alto padrão e moradores de elevado poder aquisitivo.

A8. Outros Impactos da Geração Distribuída

Dois outros aspectos não menos importantes e que merecem a atenção da regulação, ou sua evolução, são o Fator de Potência na fronteira e o Índice de Aproveitamento de Subestações.

O Fator de Potência praticado hoje em 100% das instalações de micro e minigeração distribuída é unitário, isto é, os inversores estão parametrizados para gerarem apenas energia ativa que, por um lado, maximiza o retorno do investimento dentro da lógica do mecanismo de compensação de energia e, por outro lado, não contribui com a necessária energia reativa das cargas locais, exigindo que essa energia seja suprida pela rede da concessionária.

Existem fabricantes de inversores que fornecem esses equipamentos com modos de operação Volt/VAr e Volt/Watt que permitem integrar a geração fotovoltaica a rede de distribuição minimizando o impacto na tensão da rede e colaborando com a produção de energia reativa da carga local. Esse tipo de operação, além de otimizar o fluxo de energia e contribuir para o controle de tensão, também minimiza o impacto da redução do Fator de Potência nas fronteiras de suprimento da distribuidora.

Esse é um aspecto importante porque todo o esforço da distribuidora para “compensar” o Fator de Potência causado pela redução da energia ativa na fronteira gerará custos adicionais e desnecessários para todos os consumidores.

Na mesma direção, o Índice de Aproveitamento das Subestações (IAS) é uma forma do Órgão Regulador fiscalizar a adequação dos investimentos em infraestrutura para atender a demanda futura dos consumidores atendidos por uma subestação. Desta forma, o IAS pode ser tratado como uma informação complementar à avaliação da prudência dos ativos utilizados na construção ou expansão das subestações.

As distribuidoras devem garantir que o IAS, apurado a cada Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (CRTP), esteja em 100% quando feita uma projeção de 10 anos com as taxas de crescimento da concessionária. Caso contrário, elas podem estar sujeitas à redução da Base de Remuneração Regulatória (BRR), o que afeta os montantes considerados no cálculo tarifário. Com isto, o não atendimento do IAS equivale a uma penalidade aplicada à distribuidora, decorrendo daí a relevância deste tópico no âmbito das análises da geração distribuída.

A penetração de GD pode gerar impactos no IAS de uma subestação, especialmente quando o pico de geração coincide com o pico da curva de carga dos transformadores instalados na subestação.

Quando analisada a fonte de energia solar, subestações que apresentam demanda máxima próximo ao meio dia sofrerão deslocamento deste pico de demanda para outro horário, quando não há a incidência de iluminação natural. Isso pode impactar o IAS em sistemas que possuem um comportamento de demanda máxima no horário diurno.

Para as demais fontes energéticas há a imprevisibilidade do horário de funcionamento da geração que pode ou não ser intermitente. De qualquer maneira, os impactos aqui apontados permanecem, visto que a coincidência da geração com o pico de demanda impactará diretamente o IAS da subestação.

Ao realizar o planejamento de expansão do sistema elétrico, as distribuidoras levam em consideração a demanda de potência das localidades as quais atende, aplicando taxas de crescimento que

são previstas para o seu mercado. No entanto, esta previsão não considera o incremento da geração distribuída. Assim, segundo CALDEIRÃO, L.C., casos de subestações que forem corretamente planejadas, poderão não atingir o indicador de 100% do IAS por conta da progressiva instalação de geradores distribuídos.

Desta forma, ao planejar uma nova subestação ou ampliação de subestações existentes, variáveis como a curva de carga e penetração de micro e minigeração serão avaliados.

Casos em que a distribuidora notar possível impacto na demanda e consequentes glosas devido à redução do IAS, serão mitigados por meio de ações que poderão incluir investimentos em obras para redução da capacidade de subestação, tudo isso respeitando as regras atuais para atingimento de 100% do IAS. Assim, ao invés de maior prudência nos investimentos, o efeito do IAS poderá ser contrário ao seu objetivo principal.

Não é benéfico ao setor de energia elétrica o investimento na redução da capacidade do sistema elétrico atual somente para atender uma projeção de crescimento mercado que recuou frente à entrada de novos geradores distribuídos.

A9. Conclusões sobre os Impactos Técnicos da MMGD na Rede de Distribuição

O aumento da presença de geração distribuída começou a impactar a confiabilidade das redes de distribuição. Em particular, as distribuidoras estão começando a violar os limites superiores de tensão em regime permanente durante os picos de geração.

Impactos que já estão sendo sentidos. Não se trata de uma previsão ou expectativa, é uma realidade que se repete progressivamente com tendência de acompanhar o volume de novas conexões de geradores na rede elétrica.

Considerando o alto índice de penetração que o país passará a ter nos próximos anos, tendo como base as estimativas da Agência reguladora, estes efeitos serão verificados em toda a área de concessão, especialmente nos bairros de maior poder aquisitivo.

Tendo em vista que para microgeração (exceto a geração compartilhada) a participação financeira do consumidor é nula (Artigo 5º da REN 482/2012), os custos das obras de reforço e melhoria no sistema de distribuição, sejam elas preventivas ou corretivas, em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída, serão eventualmente rateados entre todos os demais acessantes.

Este quadro agrava o subsídio cruzado dos demais acessantes em favor dos micro e minigeradores, cerne da discussão que visa rever a REN 482/2012 de modo a restaurar a sustentabilidade do crescimento do mercado de geração distribuída no Brasil.

Com a expectativa da crescente instalação de MMGD no sistema elétrico, entendemos que há a necessidade de revisar também a metodologia de cálculo do IAS.

ANEXO III – Motivo da Elevação de Tensão

Para melhor entender os motivos que levam a microgeração solar fotovoltaica à elevação do perfil de tensão em regime permanente da rede secundária, consideremos o sistema simplificado apresentado na **Figura 13**. O fluxo de potência exportado pelo painel solar (PV) em direção à rede primária é dado pela equação (1), em que V_C é a tensão no nó de carga, P , Q e I são, respectivamente, potência ativa, potência reativa e corrente exportadas do nó de carga em direção ao nó da rede primária.

$$S = P + jQ = \overline{V_C} \overline{I}^* \quad (1)$$

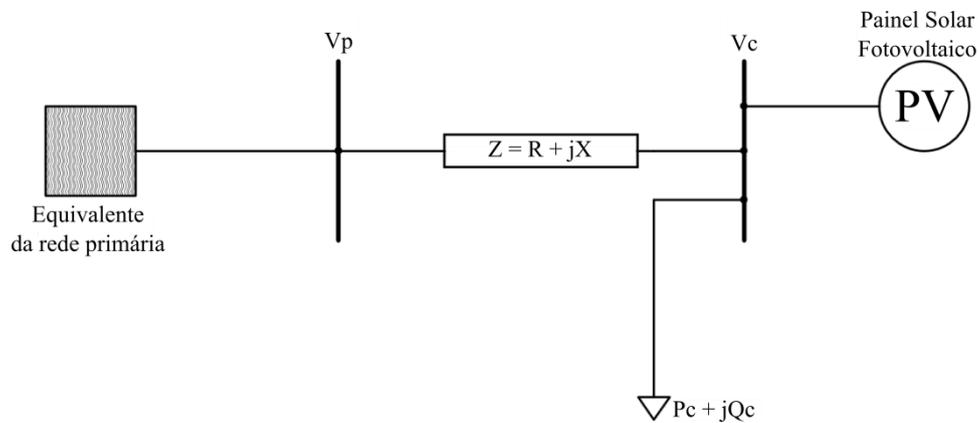


Figura 13 – Representação simplificada de um sistema de distribuição com um painel solar (PV)

Dessa forma, a corrente no ponto de conexão do PV é dada por:

$$\overline{I} = \frac{P - jQ}{\overline{V_C}^*} \quad (2)$$

sendo que, para uma corrente injetada I , a tensão no nó de carga é:

$$\overline{V_C} = \overline{V_P} + Z\overline{I} = \overline{V_P} + (R + jX)\overline{I} \quad (3)$$

Substituindo-se (2) em (3), tem-se que o aumento de tensão no nó de carga devido à conexão de um PV é dado por:

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_C - \bar{V}_P = (R + jX) \frac{P - jQ}{\bar{V}_C^*} = \frac{(RP + XQ) + j(XP - RQ)}{\bar{V}_C^*} \quad (4)$$

Como em sistemas de distribuição de baixa tensão a abertura angular entre os nós é praticamente nula, pode-se assumir a tensão no nó de carga como sendo puramente real, e desprezar-se a parte imaginária do numerador de (4). Assim a variação de tensão torna-se um número real, dado por:

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V_C} \quad (5)$$

Finalmente, as potências ativas e reativa líquidas injetadas no sistema pelo nó de carga são dadas pela diferença entre a potência gerada ($P_G + jQ_G$) e a potência consumida ($P_C + jQ_C$) neste nó, originando a expressão (6).

$$\Delta V = \bar{V}_C - \bar{V}_P \approx \frac{R(P_G - P_C) + X(Q_G - Q_C)}{V_C} \quad (6)$$

Dessa forma, analisando-se a equação (6), podem ser extraídas algumas conclusões a respeito da variação de tensão em um nó provocada pela conexão de um PV com potência pré-determinada que são resumidas em:

A potência ativa fornecida pelo painel solar possui maior impacto que a potência reativa sobre a variação de tensão no nó por duas razões principais: em redes de baixa tensão o valor de R é frequentemente maior que X e normalmente os PVs são controlados de forma a manter a injeção de potência reativa (Q_G) próxima de zero;

A variação de tensão nas redes de baixa tensão se dá majoritariamente em função da Potência Ativa (P). Num momento de exportação de energia (próximo ao meio dia para geração fotovoltaica) a rede de distribuição deverá ser capaz de suportar os efeitos da elevação de tensão enquanto que no pico de consumo (próximo ao final da tarde, início da noite) a mesma rede deverá suportar a queda de tensão. A única variável de controle da distribuidora é a Resistência do condutor (R), desta maneira os circuitos deverão ser substituídos por cabos mais robustos e, conseqüentemente, mais caros. Custo este que, nos casos de microgeração que não a compartilhada, será repassado integralmente para os demais acessantes na revisão tarifária subseqüente.

Quanto menor a potência demandada pela carga, maior será a elevação de tensão no nó;

Quanto menor o nível de curto-circuito do nó (ou seja, quanto mais longe estiver o gerador do transformador, resultando em valores maiores dos parâmetros R e X), maior será a variação de tensão no nó;

Quanto menor a magnitude da tensão no nó, maior será a variação da mesma.

Deve-se notar que as observações acima são realizadas mantendo-se os demais parâmetros da equação (6) constantes.

As medições de monitoramento dos 231 sistemas de microgeração solar fotovoltaica corroboram as indicações dos aspectos técnicos mais afetados pela presença de microgeração nas redes de baixa tensão da CPFL Paulista.

Metaforicamente

Poderíamos fazer uma analogia: um centro distribuidor de alimentos é responsável por suprir a demanda de alimentos em uma determinada região. Seu balcão e estrutura logística é dimensionado para atender à demanda de refeições da área. Em um determinado momento, os clientes começam a produzir seu próprio alimento e o excedente é escoado fazendo uso da cadeia logística do distribuidor de alimentos e é vendido no balcão em conjunto com as demais refeições. No entanto, não há coincidência entre a produção dos clientes e a demanda dos demais, ao mesmo tempo os alimentos não podem ser estocados visto que estragam com facilidade. A alternativa dada ao fornecedor é de investir no reforço do seu balcão e da sua cadeia logística para que possa escoar a produção destes clientes para outros locais no momento do pico de produção. Ao mesmo tempo, quando os clientes que agora produzem alimentos desligarem seus fornos e quiserem se alimentar, o fornecedor deverá estar presente para atender à demanda. Naturalmente, há um custo atrelado a este reforço que deverá ser repassado a todos os consumidores de refeições para manter a viabilidade do fornecimento. No entanto, justamente aqueles que produzem alimentos e provocaram esta necessidade de melhoria serão os menos impactados pelo aumento dos preços das refeições. Nesta analogia temos a seguinte correspondência entre os players:

Distribuidor de alimentos = Distribuidora de Energia Elétrica

Clientes = Unidades Consumidoras

Cliente com produção de alimento = Micro e Minigerador Distribuído

Refeição = Energia Elétrica

Balcão e estrutura logística = Condutores e equipamentos da rede elétrica