



O impacto da geração distribuída no cálculo de perdas técnicas: Um estudo baseado em metodologias aplicadas pela distribuidora

Tema: Planejamento da Expansão

Autores: Igor Moreira Dias

Co-Autores: Eduardo Dutra Da Silva, Gustavo Caus Santos, André Gusson Nogueira

Empresa: EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

Resumo

O presente artigo apresenta os estudos relacionados aos resultados das simulações das perdas técnicas explorando diferentes metodologias de modelagem da energia injetada pelas Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) com fonte fotovoltaica em níveis de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT). A ferramenta utilizada é o PertecPlus e foram consideradas as redes sob concessão pela distribuidora de energia EDP Espírito Santo (EDP ES). Os resultados obtidos demonstram os impactos de cenários variados e reforçam a importância de uma abordagem metodológica para o cálculo do indicador, promovendo maior aderência às condições reais do sistema.

1. Introdução

A geração distribuída fotovoltaica tem desempenhado um papel crucial na transformação energética global, sendo uma das fontes de energia renovável que mais cresce nos últimos anos. O Brasil, país com alta incidência solar, somado ao avanço da tecnologia, os incentivos regulatórios, e a maior conscientização sobre sustentabilidade energética, tem se destacado na adesão de novas usinas fotovoltaicas.

No entanto, o crescimento exponencial da geração distribuída fotovoltaica em níveis de MT e BT tem imposto desafios significativos às distribuidoras de energia elétrica. A integração dessas usinas à rede de distribuição, originalmente projetada para fluxos unidirecionais de energia, podem gerar impactos que variam a depender da quantidade de unidades conectadas, da potência total instalada e de sua distribuição geográfica. Entre os desafios, destaca-se a ocorrência de fluxos reversos, que podem causar distorções nas grandezas elétricas, comprometendo a qualidade do fornecimento, a operação dos equipamentos de proteção, e na alteração das perdas técnicas.

Este trabalho tem como objetivo demonstrar os resultados do cálculo das perdas técnicas considerando diferentes metodologias de modelagem da energia injetada pelas unidades de microgeração e minigeração distribuída (MMGD) conectadas aos níveis de MT e BT. Serão analisados os resultados das perdas técnicas para os segmentos que compõem o indicador e avaliado o impacto em três grandes regiões com características distintas de geografia, energia passante, potência de geração total e topologia de rede. Assim, o estudo busca subsidiar uma abordagem de cálculo mais aderente com as condições reais da rede sob a influência da geração distribuída fotovoltaica, e contribuir para o aperfeiçoamento do cálculo das perdas técnicas com os parâmetros das distribuidoras.

2. Desenvolvimento

A geração fotovoltaica é o processo de geração de energia que consiste na conversão direta da luz solar em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas. Essas células são desenvolvidas a partir de materiais semicondutores, sendo o silício monocristalino mais utilizado e conhecido no mercado atual, que quando em contato com a luz solar, as partículas de luz, chamadas fótons, colidem com os átomos do material semicondutor liberando elétrons do material e como consequência, geram a corrente elétrica.

Esse tipo de geração se destaca por ser renovável e abundante, sendo a tecnologia de energia renovável que mais cresce e vem desempenhando um papel cada vez mais importante na transformação energética global (The International Renewable Energy Agency (IRENA), Disponível em: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>).

De acordo com a EPE – Empresa de Pesquisa Energética, a matriz elétrica brasileira é composta, em sua grande parte, por energias renováveis (Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>). Essa característica da matriz se deve principalmente à geração hidráulica, contribuindo com 58,9%, eólica com 13,2%, e solar com 7%, de acordo com os dados do ano de 2023.

1. Cenário Atual da Geração Distribuída

Com os avanços tecnológicos reduzindo os custos de produção de implantação dos sistemas fotovoltaicos, somados à modularidade desses sistemas que permitem sua aplicação em diferentes escalas, desde residências de BT até grandes usinas de geração solar, tem-se observado um crescimento exponencial da geração distribuída solar pelo Brasil. Ademais, a crescente conscientização ambiental, e as políticas públicas de incentivo, como subsídios e regulamentações específicas para a geração distribuída, também contribuem para esse crescimento.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) disponibiliza em seu website um painel com as informações de conexão dos empreendimentos de microgeração e minigeração distribuída (MMGD). No painel é possível verificar as conexões MT e BT de geração distribuída com fonte de energia solar. Na Figura 1 é observado que a partir de 2019 a quantidade de conexão por ano cresceu de maneira exponencial e manteve patamares elevados a partir de 2022. Para novembro de 2024 é totalizado um acumulado de conexões de mais de 3 milhões, totalizando uma potência instalada de aproximadamente de 33,3 GW em todo território nacional.

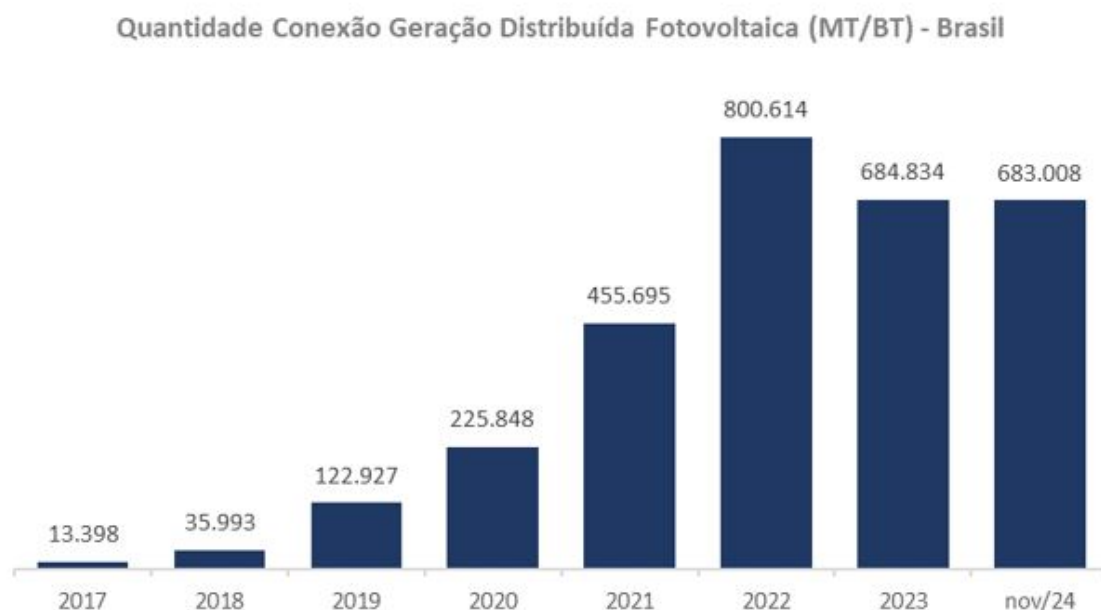


Figura 1 - Informações de conexão de microgeração e minigeração distribuída no Brasil (ANEEL).

A EDP ES ocupa, em sua concessão de distribuição de energia elétrica, uma área de 41,4 km² do território do estado do Espírito Santo. O estado possui em sua característica geográfica áreas planas, principalmente na região Norte, que, somados à alta incidência de radiação solar, típica de regiões tropicais, proporciona condições favoráveis para a viabilidade econômica e eficiência dos sistemas de geração solar.

A Figura 2 apresenta o crescimento das conexões de geração distribuída, com fonte de energia solar, na concessão da EDP ES. Atualmente, tem-se um acumulado de 58 mil conexões, totalizando uma potência instalada de 769 MW.

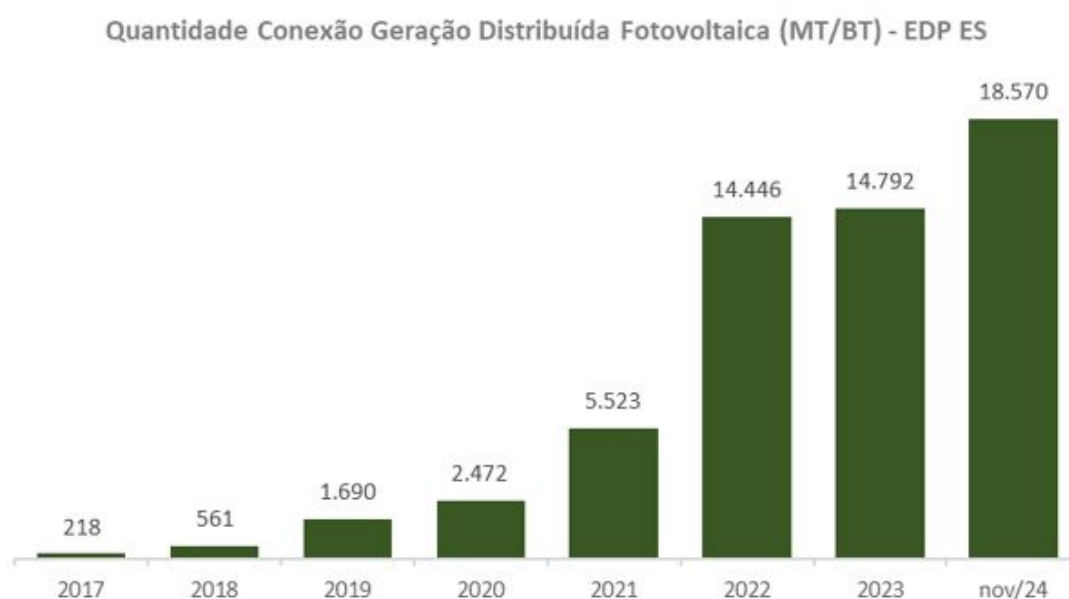


Figura 2 - Informações de conexão de microgeração e minigeração distribuída na EDP ES (ANEEL).

A distribuição das conexões na rede da EDP ES, quando relacionadas ao Grupo de Tensão, estão distribuídas conforme *Tabela 1*, de modo a representar que dos 769 MW de potência instalada de MMGDs, 81%

estão conectadas na BT e 19% na MT. Já para a quantidade de usinas, tem-se 99% dessas conectadas na rede de BT.

Tabela 1 - Distribuição das conexões de MMGD na concessão da EDP ES pelo Grupo de Tensão.

Grupo de Tensão	Distribuição Unidades MMGD	Potência Instalada [kW]
BT	99%	81%
MT	1%	19%

2. Cálculo de Perdas Técnicas

O crescente número de conexões de MMGD, principalmente com fontes fotovoltaicas, traz consigo a necessidade de adaptação das distribuidoras de energia elétrica. Essas adaptações são necessárias para a operação do sistema, que é impactado por fluxos bidirecionais de energia, equilíbrio técnico da rede, controle de tensão e necessidade de adequações nas proteções do sistema de distribuição. Além disso, torna mais complexo o planejamento das redes de distribuição para considerar as diversas novas fontes de injeção nos circuitos elétricos e na necessidade de atualização das metodologias de cálculo das perdas técnicas para considerar os efeitos em ferramentas de fluxo de potência.

A inserção de sistemas de MMGD altera significativamente o comportamento técnico da rede elétrica devido às mudanças nos fluxos de energia e na utilização dos componentes da rede durante o dia. Essa alteração de comportamento pode resultar em valores menores de perdas técnicas, quando há a redução da necessidade de energia fornecida pelo sistema tradicional (saídas das subestações), ocorrido principalmente em circuitos elétricos onde existe uma proximidade das maiores cargas com os pontos de geração distribuída mais relevantes. No entanto, o efeito inverso também pode ocorrer em situações de injeção de energia excedente para a rede, no qual a energia gerada precisa ser transportada a pontos de cargas relevantes mais distantes, aumentando os fluxos e, consequentemente, as perdas em redes MT e BT.

A concessão da EDP ES foi segmentada, neste estudo, em três grandes regiões: Norte, Centro e Sul. Essa divisão tem como objetivo facilitar as análises dos impactos que a geração distribuída pode ocasionar nas perdas técnicas, considerando as particularidades da topologia da rede e os fluxos de energia passante. A Figura 3 ilustra a concessão subdividida nessas regiões, atribuindo a cada uma um percentual de relevância para os indicadores apresentados na legenda. Pela figura, pode-se concluir rapidamente que o Norte é a região com maior potência de MMGD instalada e maior quilometragem de rede de MT, já a região Centro possui maior energia distribuída para o mercado de MT e BT, e maior quilometragem de rede de BT.

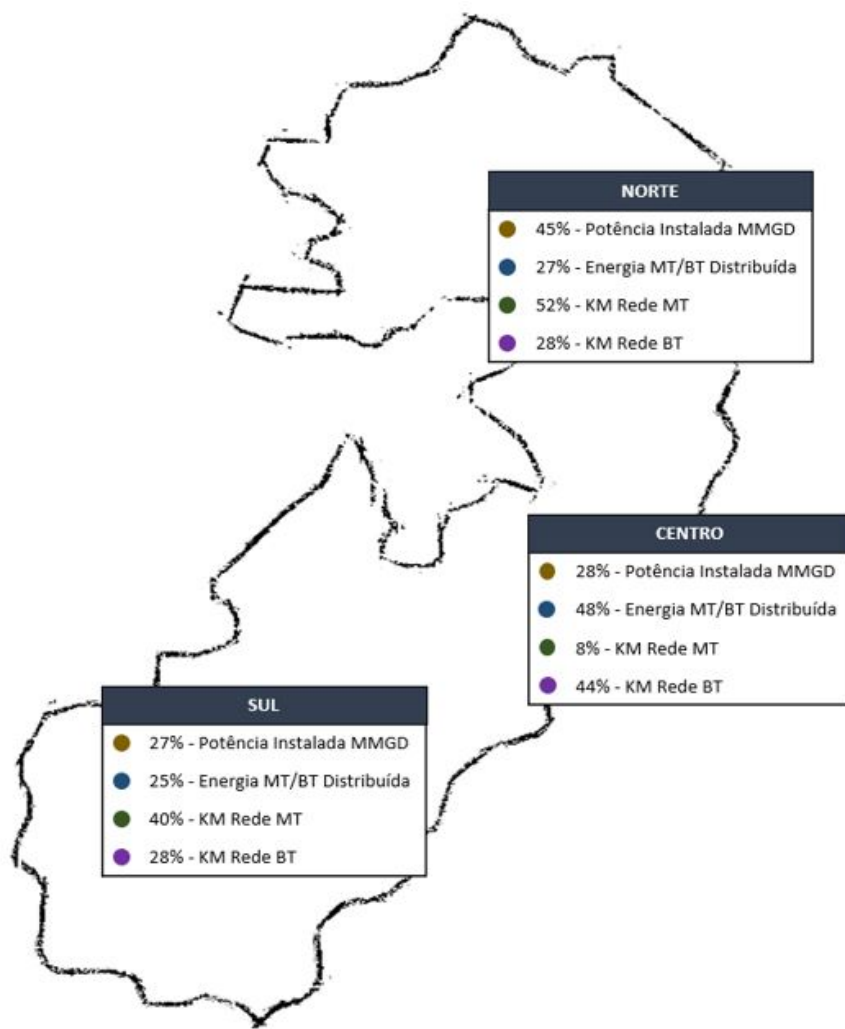


Figura 3 - Divisão da concessão da EDP ES em regiões (Norte, Centro e Sul).

Além dos impactos conhecidos a partir da topologia e a distribuição das cargas e gerações na rede, o comportamento dinâmico da MMGD pode causar desequilíbrios de tensão e alterações nos fatores de potência, intensificando as perdas elétricas em redes de distribuição. Portanto, para o cálculo das perdas técnicas, existem amplas discussões da metodologia adequada para consideração da energia injetada na rede a partir das usinas de minigeração e microgeração distribuída. Este trabalho propõe a comparação entre três cenários de simulação das perdas, com a variação da metodologia de consideração da energia injetada pela MMGD na rede de distribuição de MT e BT, além de avaliar os impactos nos segmentos que compõem o indicador e em diferentes regiões geográficas.

2.1 Ferramenta Utilizada e Metodologia de Curvas Líquidas

As simulações das perdas técnicas serão realizadas utilizando a ferramenta PertecPlus, desenvolvida pela Daimon Energia. De acordo com o manual do Pertec Plus v1.84.12, quando considerada a usina fotovoltaica ligada e conectada junto à sua unidade consumidora, essa ferramenta incorpora a modelagem da geração distribuída, em níveis MT e BT, baseada no conceito de Curvas Líquidas. Essas curvas são projetadas considerando a diferença ponto a ponto entre as curvas típicas de consumo e as curvas típicas de geração. Essa abordagem elimina a sobreposição entre os perfis de geração e consumo de uma mesma Unidade Consumidora (UC) dentro do mesmo patamar de carga. De maneira resumida, as Curvas Líquidas são elaboradas em *pu* da demanda média, e ajustadas para considerar o montante de energia gerada excedente e consumida no mês.

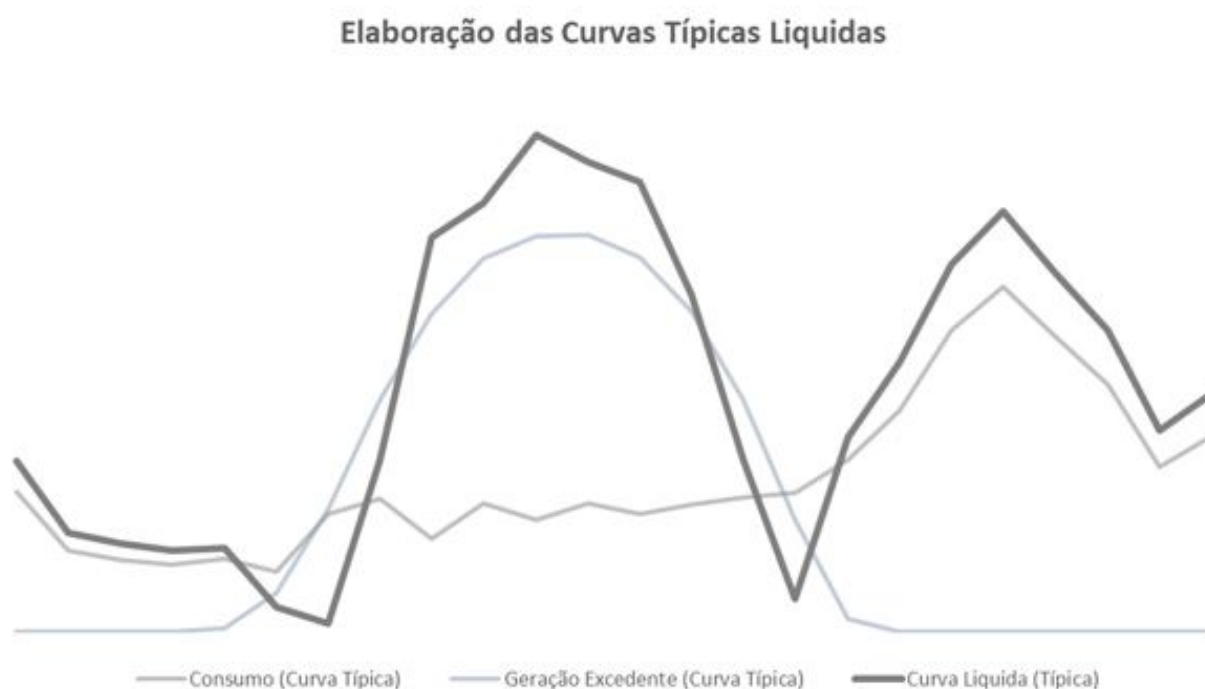


Figura 4 - Modelo resumo de elaboração da Curva Líquida (Manual do Pertec Plus v1.84.12, Daimon).

2.2 Aplicação da Energia Injetada de MMGD no Cálculo das Perdas Técnicas

Mensalmente cada unidade consumidora que possui conectada a ela uma usina solar, seja em MT ou BT, e que é classificada como MMGD, tem sua energia medida por um medidor de faturamento bidirecional. Em momentos que a energia gerada pelas células fotovoltaicas supre toda a carga da UC e seu excedente é injetado na rede, tem-se registrado a *Energia Gerada Excedente [kWh]* para aquela UC. Para quando a energia gerada não é o bastante para suprir a carga, e a rede é demandada, tem-se registrado a *Energia Consumida [kWh]*. Para compor o faturamento desses clientes, há para cada UC a energia mensal registrada nos dois sentidos do medidor.

Em todas as simulações realizadas, a *Energia Consumida [kWh]* pelas MMGDs será alocada diretamente no ponto de conexão à rede. Para cada cenário analisado, serão consideradas variações no estado operacional das usinas (ligadas ou desligadas) e na localização da injeção da *Energia Gerada Excedente [kWh]* por essas usinas, a fim de calcular as perdas técnicas nos níveis MT e BT. Os cenários estão descritos na

Tabela 2.

Tabela 2 - Descrição dos cenários de simulação.

Cenário	Descrição
1	Todas as usinas de MMGD Fotovoltaicas desligadas.
2	Todas as usinas de MMGD ligadas e conectadas no barramento de MT da subestação fonte
3	Todas as usinas de MMGD ligadas e conectadas na respectiva Unidade Consumidora (UC)

Em resumo, o Cenário 1 desconsidera a energia gerada mensalmente pelas usinas, o Cenário 2 simplifica o processo injetando a energia gerada no barramento da subestação fonte, e o Cenário 3 considera a injeção da energia gerada na rede respeitando a localização geográfica e ponto de conexão da usina.

3. Resultados e Análise Comparativa

3.1 Resultados gerais

A base de referência, tanto para a topologia de rede quando para os dados de consumo e geração, utilizada para as simulações é o mês de outubro de 2024. A partir da Figura 4 é possível avaliar o impacto nas perdas técnicas ao considerar a *Energia Gerada Excedente [kWh]* referente às MMGDs no cálculo.

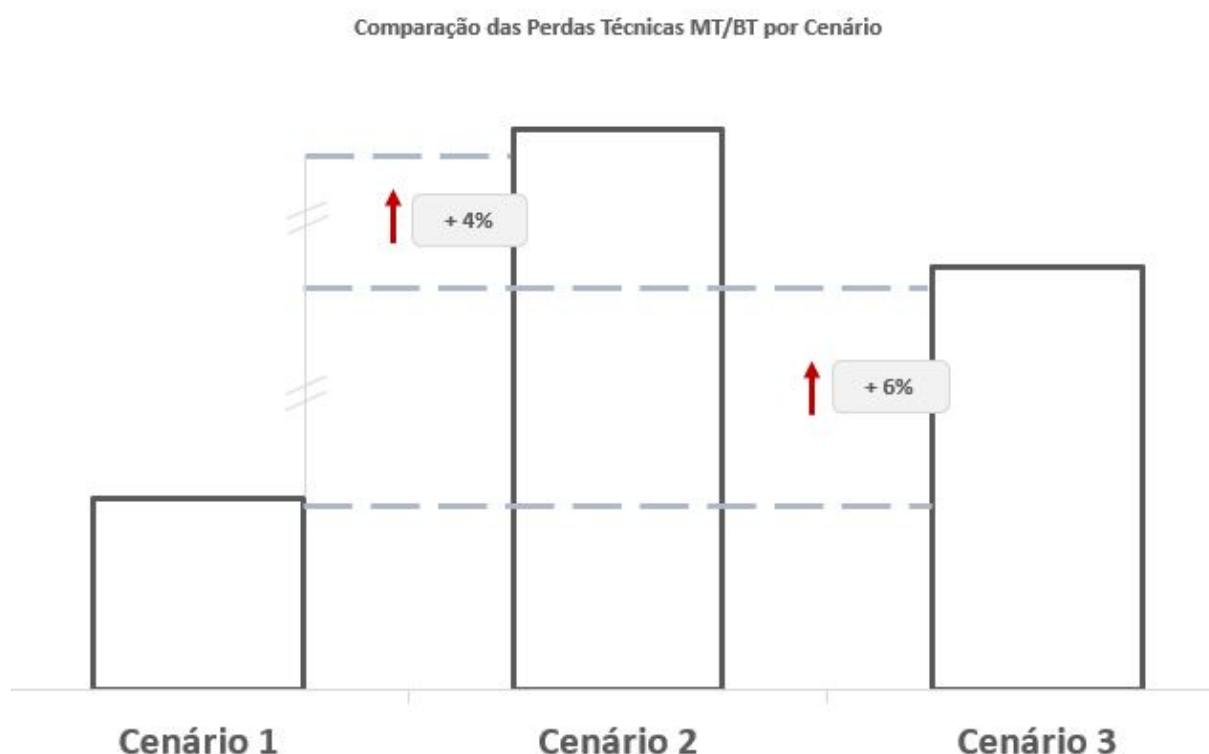


Figura 5 - Comparativo dos resultados gerais.

O *Cenário 1* foi definido como o cenário base, e verificou-se um aumento relativo de 10% para o *Cenário 2* e de 6% para o *Cenário 3*, no cálculo das Perdas Técnicas MT e BT na rede da EDP ES. A partir da *Tabela 2*, é possível verificar os segmentos de rede que apresentaram alteração no cálculo das perdas técnicas para os diferentes cenários.

Tabela 3 - Segmentos de rede impactados pelas simulações.

Região	Cenário 2 - 1	Cenário 3 - 1
Trecho de Rede MT	60%	27%
Transformador MT/BT	13%	16%
Trecho de Rede BT	20%	29%
Ramal de Ligação	7%	28%

Para o *Cenário 2*, o segmento que mais cresceu foi o de Trecho de Rede MT, com 60% do valor incremental. Para o *Cenário 3* os segmentos de Trecho de Rede BT e Ramal de Ligação apresentaram maiores relevância, com 29% e 28%, respectivamente, do valor total incremental.

O *Cenário 3* apresentou um aumento nas perdas técnicas em seus respectivos segmentos alinhado com as características das usinas conectadas à rede da EDP ES. De acordo com a *Tabela 1*, 81% das usinas estão conectadas ao nível de BT, e é esperado que parte da energia gerada seja consumida por outras cargas nesse mesmo nível, antes de impactar a MT. No entanto, devido à natureza das usinas fotovoltaicas, a absorção local da energia gerada nem sempre ocorre, uma vez que isso depende das características específicas das cargas e de seus respectivos perfis de consumo. Na rede da EDP ES, a distribuição de energia na BT está majoritariamente associada a classe de atividade Residencial, seguida pelas classes Comercial e Rural, conforme ilustrado na *Figura 6*.

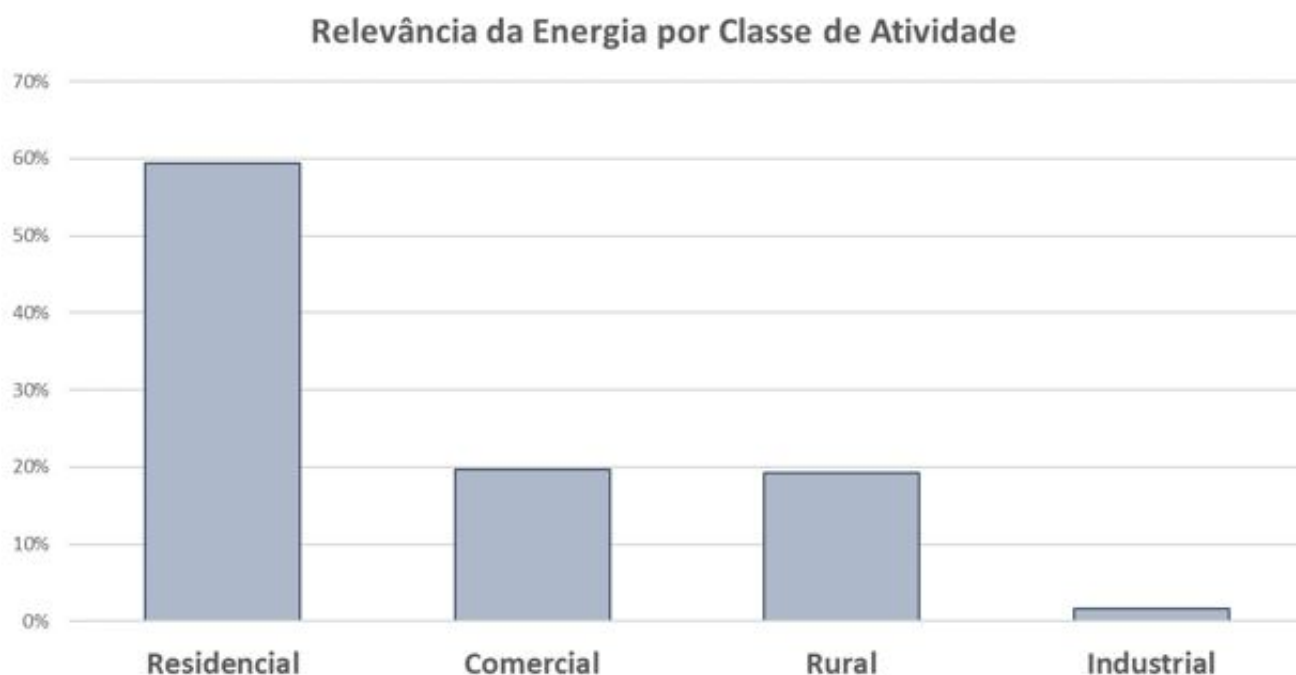


Figura 6 – Percentual de energia por classe de atividade BT.

Nas classes Residencial e Rural, observa-se, em grande parte de suas tipologias, elaboradas com base na Caracterização da Carga da EDP ES (Seção 2.2 - Caracterização da Carga e Sistema Elétrico, Prodinst Módulo 2), um perfil de consumo cujas máximas ocorrem predominantemente durante os períodos noturnos. Esse comportamento contrasta com o das usinas solares, cuja geração de energia se concentra ao longo do dia. Essa discrepância entre os perfis de carga e geração contribui significativamente para o aumento das perdas técnicas, mesmo nas condições simuladas no *Cenário 3*.

3.2 Comparativo por região

Na comparação por região, será analisado o comportamento das perdas técnicas na MT e posteriormente na BT, e desta forma, será possível entender o impacto no indicador para os dois níveis de tensão para cada característica de região.

3.2.1 Perda Técnica MT

Na análise dos resultados por região, tem-se a *Figura 7* demonstrando o comportamento da perda técnica na MT por alimentador quando comparado o *Cenário 2* e o *Cenário 3* com o *Cenário 1*.

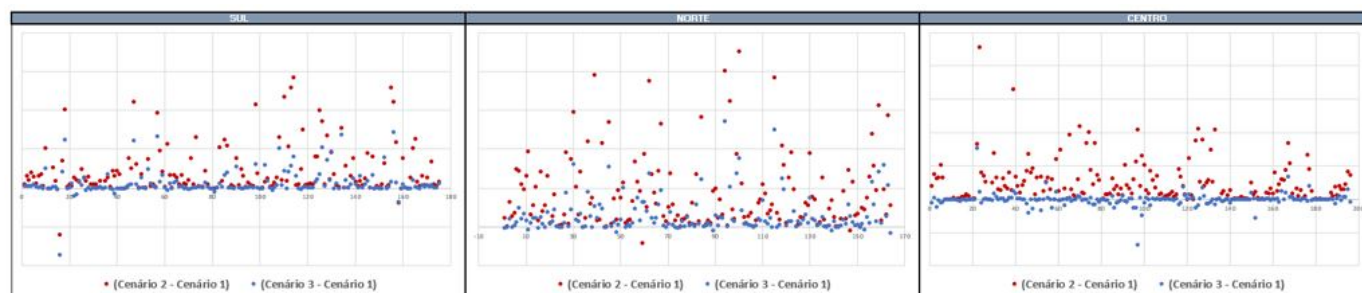


Figura 7 - Incremento de perdas técnicas MT por alimentador.

Para as regiões Norte e Sul, percebe-se que maior parte dos alimentadores tiveram um incremento das perdas técnicas MT relevante em ambos os cenários. No *Cenário 2*, as regiões Norte e Sul tiveram um incremento das perdas em 99% e 97%, respectivamente, dos alimentadores. No *Cenário 3*, o valor é de 88% e 82% para as regiões Norte e Sul, respectivamente. Na região Centro, o *Cenário 2* e *Cenário 3* não manteve uma coerência no comportamento. O *Cenário 2* se mostrou mais agressivo no incremento das perdas do que o *Cenário 3*, observado em 100% e 47% dos circuitos, respectivamente.

Em resumo, a *Tabela 4* apresenta o percentual de contribuição de cada região no incremento das perdas técnicas na MT, e pode-se perceber que a região Centro, para o *Cenário 3*, reduziu as perdas técnicas para este nível de tensão. Já a região Norte, foi a responsável pelo maior crescimento das perdas técnicas na MT para ambos os cenários.

Tabela 4 - Contribuição no incremento das perdas técnicas na MT por região.

Região	Cenário 2 - 1	Cenário 3 - 1
CENTRO	19%	-1%
NORTE	53%	69%
SUL	28%	32%

O comportamento das perdas técnicas MT para cada região se mostrou coerente quando avaliado os indicadores de topologia e energia apresentados na *Figura 3* em conjunto com os resultados apresentados neste tópico.

Para o *Cenário 3*, notou-se que a região Centro apresentou uma otimização das perdas técnicas na MT, visto que é uma região com pouca quilometragem de rede MT, alta energia distribuída MT/BT e alta potência instalada de GD. As regiões Norte e Sul, por representarem grande parte da extensão da rede de MT e uma energia distribuída e potência instalada de GD relevantes, apresentaram um crescimento nas perdas técnicas MT.

3.2.2 Perda Técnica BT

Ao analisar o incremento das perdas técnicas na BT por alimentador, observa-se que o comportamento desse aumento apresenta similaridades em ambos os cenários avaliados.

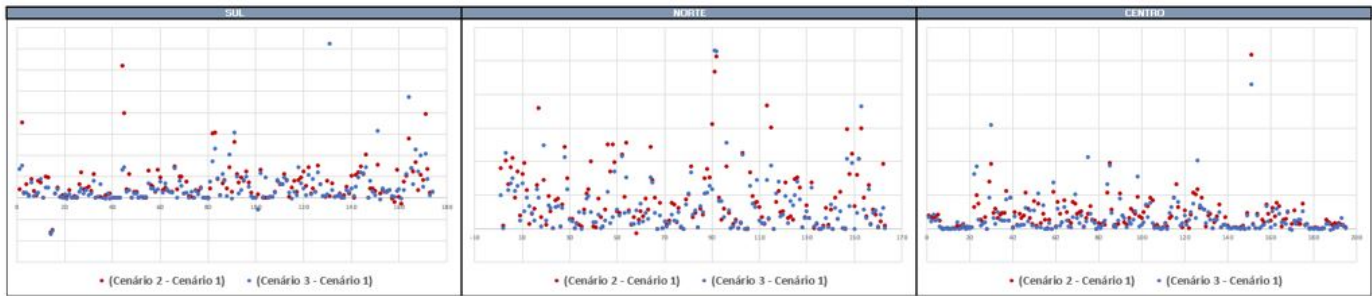


Figura 8 - Incremento de perdas técnicas BT por alimentador.

Para as três regiões as perdas técnicas na BT subiram em mais de 90% dos alimentadores para ambos os cenários, sendo um crescimento ligeiramente mais agressivo no *Cenário 2*. A *Tabela 5* demonstra que as regiões tiveram um incremento da perda técnica BT bem próximo no *Cenário 2* e *Cenário 3*, com a região Centro se destacando com o maior crescimento em ambos os cenários, visto que é a região com maior quilometragem de rede BT presente.

Tabela 5 - Contribuição no incremento das perdas técnicas na BT por região

Região	Cenário 2-1	Cenário 3-1
CENTRO	42%	39%
NORTE	34%	37%
SUL	25%	23%

O comportamento de crescimento das perdas técnicas BT em todas as regiões está diretamente associado à elevada concentração de usinas conectadas na BT, que representa 81% da potência instalada total. A grande quantidade de usinas neste nível de tensão intensifica os fluxos reversos de energia que percorrem das usinas até as cargas mais próximas.

3.3 **Recomendação de metodologia**

De forma geral, ao considerar as MMGDs conectadas e injetando energia diretamente em seus respectivos pontos de conexão na rede (*Cenário 3*), os resultados obtidos demonstraram maior aderência às características reais dos alimentadores e à configuração topológica e de mercado da região de atendimento. Conforme apresentado na *Tabela 4*, a região Norte se destacou pelo maior incremento nas perdas técnicas na MT, reflexo de um contexto caracterizado pela alta concentração de MMGDs, especialmente usinas de grande porte, além de alimentadores extensos, predominantemente com condutores monofásicos, e centros de carga situados próximos às fontes tradicionais de energia. Esse comportamento contrasta com o observado na região Centro, onde foi identificada uma otimização do fluxo de potência em MT, reduzindo as perdas técnicas para este segmento.

Adicionalmente, embora o *Cenário 3* apresente um incremento nas perdas técnicas em comparação ao *Cenário 1*, essas perdas concentraram-se nos segmentos da rede onde já eram esperados, com maior contribuição na BT em relação à MT. Esse comportamento deve-se à maior densidade de MMGDs conectadas na BT, o que amplifica os impactos nesse nível, além do perfil de consumo das cargas em relação ao perfil de geração das usinas fotovoltaicas.

Portanto, este estudo recomenda a adoção da metodologia definida no *Cenário 3*, que demonstrou maior aderência às características da rede da EDP ES, às cargas associadas e ao comportamento operacional das usinas fotovoltaicas. Além disso, essa abordagem demonstrou ser mais fidedigna ao comportamento real do sistema elétrico, refletindo o impacto da geração nas redes de MT e BT e a mudança no perfil de consumo das unidades consumidoras com usinas solares.

3. Conclusão

O cenário de conexão de microgeração e minigeração distribuída fotovoltaica na rede sob concessão da EDP Espírito Santo vem apresentando um crescimento significativo desde o ano de 2020, e atualmente possui 58 mil conexões, totalizando 769 MWh de potência instalada. Com regiões atrativas para conexão de novas usinas solares, como a região Norte e Sul do estado, devido as condições geográficas e climáticas, foi necessário a distribuidora se adaptar para consideração dessas usinas no cálculo das perdas técnicas.

Neste trabalho foi possível demonstrar os impactos que as gerações distribuídas conectadas em MT e BT, quando modeladas na ferramenta PertecPlus na rede da EDP Espírito Santo, trazem para o cálculo das perdas técnicas ao aplicar diferentes metodologias de consideração da *Energia Gerada Excedente*. Na análise comparativa dos resultados dos cenários propostos foi possível identificar a coerência dos resultados com as características reais de cada região do estado do Espírito Santo e dos alimentadores que as atendem, além de identificar os diferentes impactos nos segmentos MT e BT.

Este trabalho concluiu que o *Cenário 3* apresentou resultados que reforçam a importância de respeitar a distribuição espacial das usinas de microgeração e minigeração distribuída, as considerando exatamente nos respectivos pontos de conexão da rede.

4. Referências bibliográficas

- The International Renewable Energy Agency (IRENA), disponível em: <<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>>. Acesso em: 01 dez. 2024.
- The International Renewable Energy Agency (IRENA), disponível em: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>. Acesso em: 01 dez. 2024.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcedenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 01 dez. 2024.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWl3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 01 dez. 2024.
- Renewable energy statistics 2023, disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2023/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2023>>. Acesso em: 01 dez. 2024.
- Boyle, G. (2012). Renewable Energy: Power for a Sustainable Future. Oxford University Press.

André G. Nogueira (2024). Metodologia para Incorporação da Geração Distribuída Fotovoltaica ao Modelo de Cálculo de Perdas Técnicas por Fluxo de Potência

Website EDP Soluções, disponível em: <<https://solucoes.edp.com.br/blog/celula-fotovoltaica>>. Acesso em: 01 dez. 2024.

Manual do PertecPlus Versão 1.84.12, Daimon, disponível em: <<http://daimon.com.br/>>. Acesso em: 01 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Prodist Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_1.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Prodist Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição, disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_6.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2024.