



Estudo de caso do impacto da MMDG no SEP do norte da EDP Espírito Santo

Tema: Planejamento da Expansão

Autores: Gustavo Caus Santos

Co-Autores: João Marcus Ramos Bacalhau, Douglas Figueiredo Vasconcelos, Vinícios Aparecido Rosa Ferreira

Empresa: EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A

Resumo

A transição energética tem acelerado a integração de recursos energéticos distribuídos (RED), com destaque para a micro e minigeração distribuída (MMDG), cujo expressivo crescimento no Brasil é impulsionado pela busca por economia e soluções energéticas mais sustentáveis. Nesse contexto, este estudo examina os impactos da MMDG no sistema elétrico da região norte da área de concessão da EDP Espírito Santo, concentrando-se nos subsistemas de 69 kV, que apresentam expansão acelerada, especialmente de usinas solares. Essa dinâmica tem alterado a curva de carga devido ao descasamento entre geração e consumo, aumentando a complexidade na operação do sistema. Além disso, são abordados desafios como sobrecarga de transformadores, inversão de fluxo, sobretensões e maior dependência de comutadores automáticos de tensão (OLTC). Também são discutidas soluções técnicas, como reforços estruturais e lógica dinâmica de controle de tensão, visando mitigar os impactos. Por fim, conclui-se que, embora a MMDG traga potencial para benefícios operacionais e econômicos, sua integração exige planejamento criterioso, um arcabouço regulatório sólido e adaptação constante das práticas operacionais. Este estudo destaca a importância de estratégias para garantir a confiabilidade e eficiência do sistema elétrico frente à crescente penetração de geração distribuída a partir da discussão de casos práticos.

1. Introdução

A transição energética está intrinsicamente ligada à integração de recursos energéticos distribuídos (RED) na infraestrutura das distribuidoras e permissionárias de energia. Esse processo enfrenta desafios significativos que perpassa pela integração de tecnologias, como sistemas de baterias e veículos elétricos, bem como pela necessidade de possibilitar a conexão de grandes volumes de geração renovável, especialmente solar e a eólica (Yiyang & Akihisa, 2024).

Esse novo paradigma das redes de distribuição, com fluxos reversos, dinâmica de carga de veículos elétricos e armazenamento de energia, impõe desafios consideráveis, sobretudo, às áreas de planejamento, proteção e operação dos sistemas de distribuição de alta (SDAT) e média tensão (SDMT) (Tan, Shah, Dao, Sultanova, & Islam, 2024). Além disso, exige avanços constantes no arcabouço regulatório, a fim de acompanhar a dinâmica do setor e assegurar que a expansão dos RED, em especial a geração distribuída, ocorra de maneira ordenada, eficiente e respeitando a modicidade tarifária (BRASIL, 1995).

No Brasil, a micro e minigeração distribuída (MMGD) tem registrado um crescimento exponencial nos últimos anos (Aneel, 2024), impulsionada principalmente pela busca dos consumidores em reduzir os custos com energia elétrica e pela redução de custos de implementação de usinas solares fotovoltaicas (Pillai, 2015). Nesse contexto, na área de concessão da EDP Espírito Santo (EDP ES), destaca-se a região norte. A região norte do Espírito Santo apresenta uma economia diversificada, com destaque para a produção agrícola, abrangendo culturas como café conilon, pimenta-do-reino, mamão, maracujá e cana-de-açúcar, além da pecuária, tanto leiteira quanto de corte. O setor industrial também é significativo, com atividades voltadas para a produção de celulose, fabricação de móveis, exploração de petróleo e gás, e extração de rochas ornamentais. O turismo complementa a dinâmica econômica da região, consolidando sua relevância no cenário estadual (INCRA, 2021). Nos últimos anos, acompanhando a tendência nacional, a região tem registrado um aumento expressivo nas solicitações de conexão de MMGD de fonte solar. Esse crescimento é impulsionado pela disponibilidade de extensas áreas de terra com relevo pouco acidentado. É importante destacar que a região apresenta características peculiares de demanda energética, com picos de carga ocorrendo à noite e na madrugada, predominantemente devido ao consumo residencial e às operações de irrigação nas áreas rurais, como será detalhado nas próximas sessões.

Neste contexto, este artigo explora, além das principais mudanças no arcabouço regulatório nos últimos anos, os impactos do crescente volume de conexões de MMGD na EDP ES, em especial nos subsistemas de 69 kV da região norte. A análise aborda variações nas curvas de carga, os desafios da “corrida do ouro”, o aumento no número de comutações de OLTC e os reflexos no dia a dia da operação do sistema da distribuidora. Por fim, o artigo apresenta conclusões e perspectivas futuras, considerando as recentes mudanças regulatórias, como o Manual de Fluxo Inverso (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2024).

1.1. Evolução da regulamentação e legislação MMGD

A regulamentação da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Brasil teve início com a Resolução Normativa nº 482 (REN 482), que estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). A resolução marcou o setor ao definir as condições de acesso à rede de distribuição, promovendo a adesão de novos consumidores e incentivando o uso de energia renovável em pequena escala para utilização no próprio local de consumo (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2012).

Em 2015, a Resolução Normativa nº 687 (REN 687) alterou a REN 482 para possibilitar a utilização da energia gerada remotamente, com a reunião de consumidores por meio de consórcios/cooperativas com o propósito de gerar a própria energia, empreendimento de múltiplas unidades consumidoras e de autoconsumo remoto. Esse marco contribuiu para impulsionar ainda mais o crescimento da capacidade instalada anual, que saiu de 20 MW em 2015 para quase 5 GW no ano 2021 (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2015).

Em 2021, a Resolução Normativa nº 1000 (REN 1000) consolidou e atualizou as regras de prestação do serviço pelas distribuidoras de energia. Unificou normas anteriores e aprimorou a regulamentação da MMGD, promovendo maior clareza e eficiência (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2021).

A Lei nº 14.300/2022, também conhecida como Marco Legal da MMGD, garantiu a continuidade do SCEE para sistemas instalados até o final de 2022 e implementou transições graduais para a cobrança de tarifas de componentes tarifárias sobre o montante de energia injetado. A legislação estabeleceu o subsídio à MMGD custeado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e introduziu uma flexibilização da geração compartilhada. Buscou estabilidade das regras por um período para proteger investimentos, fortalecendo a segurança jurídica.

A Lei ainda estabeleceu um prazo de até 7 de janeiro de 2023 para que os projetos que fossem apresentados nas distribuidoras de energia fossem enquadrados na regra anterior (GDI). Caso contrário os projetos seriam enquadrados nas regras de transição (GDII e GDIII). Esse marco regulatório incentivou uma “corrida

do ouro” em busca da manutenção do regulamento aplicável a projetos vigentes, impulsionando ainda mais a capacidade instalada durante os anos de 2022 e 2023 (Brasil, 2022).

Em 2023, a Resolução Normativa nº 1059 (REN 1059) complementou as regras da REN 1000, detalhando procedimentos para conexão e faturamento de energia. Trouxe ajustes ao SCEE refletindo as alterações da Lei 14.300/2022, além de atualizar outras resoluções normativas. Essas mudanças visaram dar maior clareza jurídica e simplificação de processos. Por fim, implementou a necessidade das distribuidoras apresentarem nos estudos de conexão opções viáveis que eliminem a inversão de fluxo (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2023).

Finalmente, em 2024 foram detalhados os procedimentos técnicos para serem avaliados pelas distribuidoras na conexão de sistemas de geração distribuída à rede buscando eliminar os impactos da inversão de fluxo (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2024).

1.2. Evolução e perspectivas de penetração MMGD na área de concessão da EDP ES

Conforme mencionado anteriormente existem diversos fatores que levaram a um acelerado crescimento da penetração de MMGD a nível nacional e, não diferente, para a área de concessão da EDP ES. Desta forma, como pode ser observado na Figura 1, houve expressivo avanço no montante de potência instalada na EDP ES, na modalidade MMGD, principalmente a partir de 2020. Neste ano, face à demanda máxima realizada no sistema EDP ES, a capacidade instalada representava cerca de 4%. Com dados de 2024, cujo montante já atingiu mais de 800 MW, tal relação já corresponde a quase 40% da demanda máxima de pico do mesmo ano.

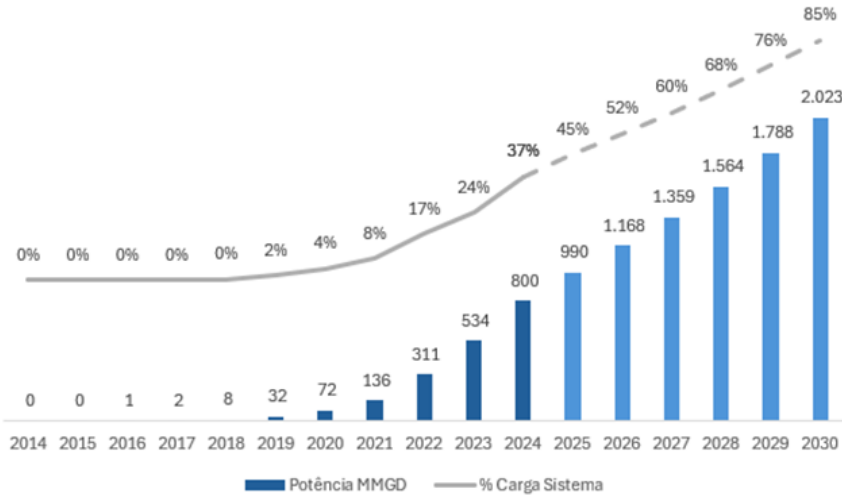


Figura 1 - Evolução da potência instalada, em MW, e representatividade da potência instalada face à demanda máxima coincidente do sistema da EDP ES. Fonte: Elaborado pelos autores.

Uma consequência direta desse avanço é a mudança de comportamento da curva de carga resultante da distribuidora, que historicamente possuía suas máximas concentradas no patamar da tarde às 15h, e foi deslocado para dois horários: 17h, quando da saída em massa da geração da MMGD; e 23h, associado, principalmente, a entrada de cargas de refrigeração domésticas e cargas de irrigantes, que possui representatividade na região norte do estado. A Figura 2 demonstra a mudança da curva de carga típica, amplamente conhecida no setor como curva de pato (*duck curve*) (National Renewable Energy Laboratory, 2018).

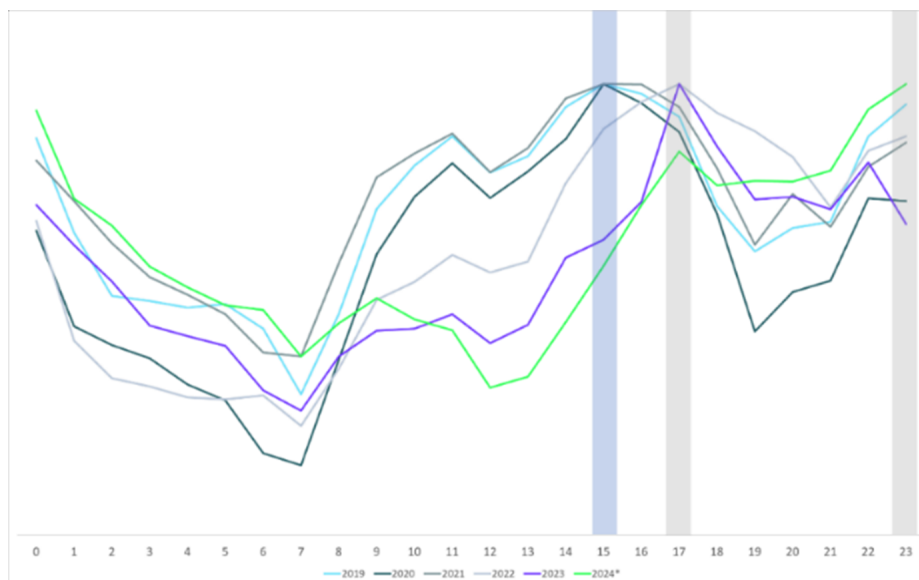


Figura 2 - Curvas de carga horária dos dias das máximas globais da EDP ES, entre os anos 2019 e 2024, considerando dados até out/24. Fonte: Elaborado pelos autores.

Contudo, a métrica de capacidade instalada MMGD em relação à carga máxima do sistema pode dar uma falsa sensação de equilíbrio. Na prática, considerando a extensão da área de concessão, verifica-se diferentes níveis de atratividade, motivado por diferentes níveis de insolação e custos de implantação, que pode ser ratificado a seguir.

A Figura 3 ilustra a representatividade de potência instalada MMGD em relação à potência nominal do transformador de subestação a qual ela está vinculada. Observa-se que a média da EDP ES é de 30% de ocupação do transformador. Quando se avalia as regiões isoladamente, observa-se que as regiões Centro e Sul estão alinhadas com a média, com 30 e 31% respectivamente, que são regiões com presença de relevos. Como era de se esperar, a Grande Vitória tem uma ocupação mais baixa que a média, de 17%, consequência de potências maiores de transformadores e uma maior concentração de usinas de pequeno porte instaladas nos telhados das edificações. Por fim, a região norte, área de interesse deste trabalho, mostra uma ocupação média de 46%, sendo a região com maior concentração de usinas de grande porte. Verifica-se também que apenas na região norte é possível observar transformadores cuja ocupação está próxima ou até maior que 100%, para um caso. Ainda, dos 5 transformadores com maior ocupação face à potência nominal, 4 são da região norte. Sob outro prisma, observou-se que 24 transformadores já haviam registrado fluxo inverso até outubro de 2024, aproximadamente 12% do total. Dentre os 24 equipamentos, 14 (58%) se encontram na região norte do estado.

Sumarizando, esta sessão teve por objetivo demonstrar o crescimento da MMGD na área de concessão da EDP ES, sua representatividade face à demanda máxima do sistema, e sua concentração na região norte, principalmente quando se avaliam conexões de média tensão de maior porte.

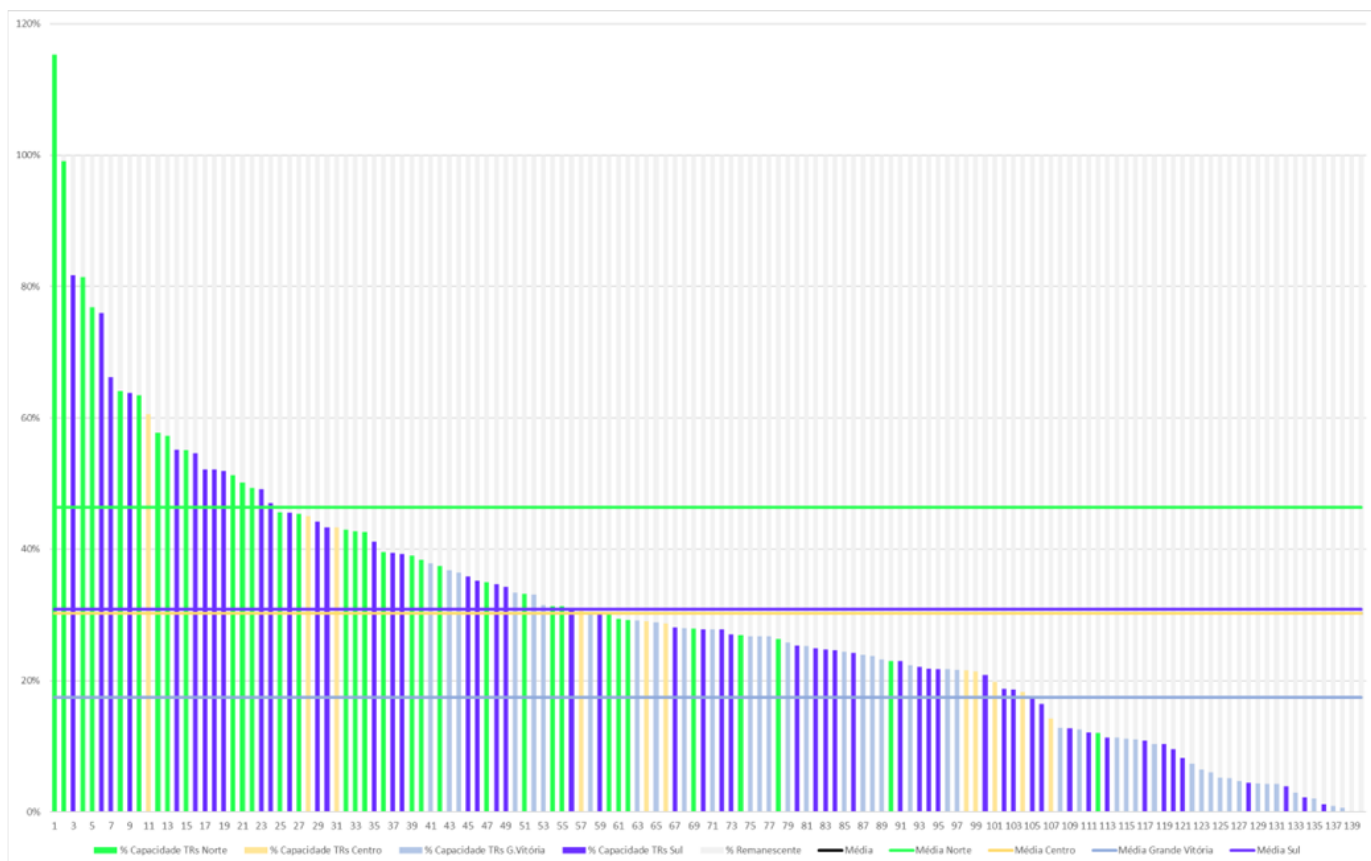


Figura 3 - Representatividade da potência instalada MMGD (MT+BT) em relação à potência nominal do transformador e média de representativa geral e por região. Fonte: Elaborado pelos autores.

2. Desenvolvimento

2.1.1. Dinâmica da relação carga e geração de subestações no norte da EDP ES

Talvez um dos maiores benefícios esperados para incentivar a geração distribuída é a concomitância da geração e consumo de energia, incorrendo em postergação de investimentos de expansão da capacidade de rede e, por consequência, modicidade tarifária e outros benefícios de ordem técnica, como redução de perdas técnicas, carregamentos e comutação de equipamentos de controle de tensão.

Nesse contexto, o descasamento carga e geração se configura como um dos principais desafios para a integração eficiente de fontes renováveis no sistema elétrico. A geração de energia solar, por exemplo, se concentra no período diurno, atingindo seu pico entre o final da manhã e o início da tarde, quando a incidência solar é mais intensa. No entanto, os perfis de consumo nem sempre coincidem com esse padrão, especialmente em regiões como o norte do Espírito Santo, onde a demanda é bastante influenciada por cargas de irrigação que se concentram em horário específico.

Na região é verificado frequentemente que os picos de demanda de carga ocorrem no período noturno, muitas vezes alcançando valores máximos por volta das 23h, quando, naturalmente, a geração solar é nula. Essa discrepância resulta em um comportamento peculiar no fluxo de potência ativa na rede de distribuição, com montantes elevados de inversão de fluxo no período diurno, com pouca carga local para consumir a geração, e montantes elevados de cargas noturnas, sem nenhuma geração para suprir a carga.

Para muitos desses casos, motivado pela alocação de usinas eletricamente distantes da subestação, onde a infraestrutura não estava preparada para uma inversão dessa magnitude, pela baixa ou ausência de carga, verificou-se conexões de MMGD onerosas, incidindo em construções e reforços de grandes extensões de rede, principalmente para os casos de usinas de MT de maior porte, entre 1 e 3 MW. Tais conexões consumiram recurso de investimento e de capacidade de execução, considerando o caráter obrigatório e com prazo regulado que esse tipo de obra possui, divergindo, à princípio, do objetivo de eficiência dos recursos.



Figura 4 - Demanda média ativa de dias úteis, de 2019 a 2024, dos transformadores das subestações

Pinheiros (a), Pedro Canário (b), Ponto Belo (c) e Rio Quartel (d). Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 4 ilustra o comportamento médio de dias úteis para quatro subestações da região. Constatase que existe predominância média do consumo concentrado no período da noite, concentrado por volta das 23h. Tal comportamento é mais intenso nos períodos de estiagem, quando a irrigação toma proporções ainda maiores, aumentando ainda mais a variância da curva. Outro ponto importante a ser observado é que com o aumento da penetração de MMGD o efeito da curva do pato ficou mais evidente. Por fim, de forma contraintuitiva, percebe-se o aumento do consumo fora do período de geração. Esse comportamento pode estar relacionado à política de compensação de créditos de energia vinculados à modalidade MMGD ou, talvez, ao crescimento vegetativo da região, que apresenta características de maior consumo noturno. Com base no demonstrado nesta sessão, verifica-se que a penetração MMGD, principalmente associada às usinas de maior porte, não trouxeram, à priori, postergação de investimentos para os subsistemas de distribuição em questão, não aliviando as cargas nos momentos das máximas, e, talvez, até incentivando o consumo por conta do regime de crédito.

2.1.2. Esgotamento em subsistema de 69 kV

Motivado pelas janelas de transição determinadas na Lei 14.300, distribuidoras de todo o Brasil receberam uma vasta quantidade de pedidos de análise para conexão de geração distribuída, a conhecida “corrida do ouro da MMD”, que teve maior intensidade entre o fim de 2022 e início de 2023, quando se fechou a primeira janela.

Neste contexto, uma grande quantidade de pedidos se concentrou em locais chave, que, quando considerados de forma cumulativa, apresentaram restrições para alguns subsistemas, seja por esgotamento local, de alimentadores e transformadores de subestação, ou estruturante, com impacto a nível de alta tensão. Nesta sessão, são abordados dois exemplos dessas restrições na região norte da área de concessão da EDP ES: 1) subestação Pedro Canário; e 2) subestações Montanha, Vinhático e Ponto Belo. Ambos os exemplos fazem parte do subsistema denominado Pinheiros, subsistema de 69 kV com origem na subestação Pinheiros, mais especificamente no transformador AT/AT, 138/69 kV. No barramento 69 kV desse transformador estão conectadas 2 linhas e Pinheiros - Pedro Canário, Pinheiros - Montanha - Vinhático - Ponto Belo, Figura 5.

Vale ressaltar que outros subsistemas no norte, e até mesmo um caso no sul da área de concessão, tiveram problemática e tratativa análoga aos casos aqui apresentados e, por isso, não são explorados neste artigo.

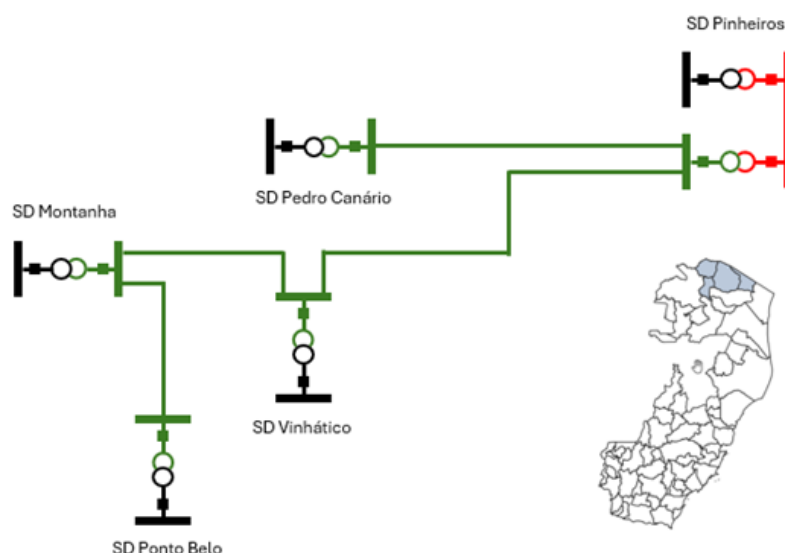


Figura 5 - Diagrama unifilar do subsistema de 69 kV Pinheiros. Fonte: Elaborado pelos autores.

A região atendida pela subestação Pedro Canário foi uma das que mais recebeu pedidos. Os pedidos totalizaram cerca de 30 MW de potência instalada solicitada. Considerando que a subestação conta com um transformador de 12,5 MVA, é evidente que sua capacidade não seria suficiente.

Por isso, no processo de análise técnica de fluxo de potência para viabilidade de conexão, vários processos tiveram como conclusão, solução tecnicamente viável de menor custo global, a necessidade de instalação de um novo transformador.

Já na região atendida pelas subestações Montanha, Vinhático e Ponto Belo observou-se problemas mais complexos. Em função das impedâncias envolvidas, mesmo antes do esgotamento da potência instalada dos transformadores com fluxo reverso, deparou-se com sobretensão em 69 kV, conforme ilustra a Figura 6.

Ao constatar a possibilidade de transgressão dos níveis de tensão em 69 kV, conforme estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2021), concluiu-se que a instalação de potências superiores a um determinado limite, considerando a distribuição de carga entre as

subestações do subsistema e somando as potências de geração, exigiria a conexão em 138 kV, diretamente no barramento da subestação Pinheiros, a mais próxima. Dessa forma, a solução de conexão em 69 kV para novos geradores mostrou-se tecnicamente inviável devido aos problemas de sobretensão gerados nesse subsistema.

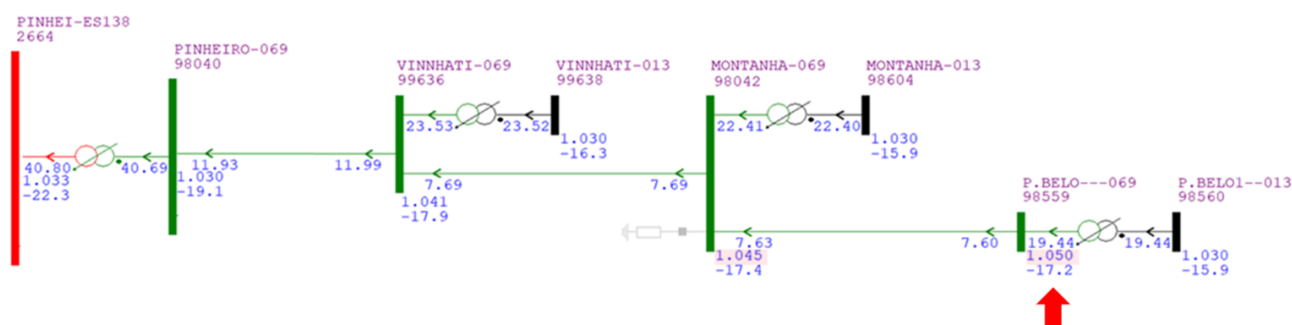


Figura 6 – Simulação ANAREDE do subsistema 69 kV Pinheiros - Vinhático - Montanha - Ponto Belo. Fonte: Elaborado pelos autores.

O grande quantitativo de pedidos de conexão concomitantes na mesma região, que desviou do comportamento normal, tornou clara a necessidade de um tratamento diferenciado a nível sistêmico e uma avaliação mais cautelosa e abrangente. Na ocasião foi elaborada uma força tarefa da equipe de análise de média e alta tensão com objetivo de avaliar o impacto somado de todas essas conexões, incluindo aquelas cuja conclusão foi de viabilidade apenas em sistemas AT, a fim de determinar a proximidade do limite global da região e de impactos a nível de transmissão, para verificar a necessidade de envolvimento de avaliação por parte do ONS – Operador Nacional do Sistema, conforme preconiza Art. 75 da REN 1000 (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2021).

Nesse sentido, cabe mencionar a relevância que a implementação do conceito de inversão de fluxo. O Art. 73 da REN 1000 (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2021) estabelece que:

Art. 73. A distribuidora deve, se necessário, realizar estudos para:

I - avaliação do grau de perturbação das instalações do consumidor e demais usuários em seu sistema de distribuição; II - avaliação dos impactos sistêmicos da conexão; III - adequação do sistema de proteção e integração das instalações do consumidor e demais usuários; e IV - coordenação da proteção em sua rede de distribuição e para revisão dos ajustes associados, incluindo o ajuste dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão, de frequência e dos sinais estabilizadores. § 1º Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão, [...]. (Grifo nosso)

Tal conceito afastou, à priori, o risco de colapso sistêmico de tensão e sobrecarga de linhas e transformadores, pois, no limite, o sistema vai para uma condição de carga líquida nula, o que não é suficiente para causar um problema de tensão. Evidentemente, como a implementação desse conceito foi posterior à “corrida do ouro” e outras análises anteriores, alguns transformadores já operam com alguma inversão de fluxo.

Por fim, conforme mencionado, diversas restrições complexas, a nível de esgotamento de transformador de subestação e até mesmo de sistemas AT foram verificadas durante as análises da “corrida do ouro”. Os estudos de acesso foram extremamente criteriosos buscando equilíbrio entre a viabilidade do acesso e o risco sistêmico.

Quase dois anos depois a maioria das usinas de MMGD de maior porte, entre 1 e 3 MW, da região norte da área de concessão da EDP ES que seguiram com celebração de contrato se encontra energizada e não

foi verificada até a data nenhuma sobrecarga em transformadores de subestação oriunda de fluxo inverso, tendo os piores casos de inversão atingindo picos da ordem de 50% da potência nominal; nenhuma sobretensão em regime normal em sistemas AT; e/ou necessidade de intervenção a nível do ONS ou Centro de Operação da EDP ES, no sentido de ajustar a tensão da fronteira ou dos transformadores AT/AT, o que reforça a assertividade dos estudos técnicos de conexão da época.

2.2. Impactos na operação do sistema

2.2.1. Impactos na comutação automática de equipamentos

Conforme estabelece a Tabela 2 do Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica do PRODIST – Procedimentos de Distribuição (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2021), tensões em pontos de conexão inferiores a 1,05 pu e superiores a 0,93 pu, em MT, e 0,95 pu, em AT, são consideradas adequadas. Uma das principais ferramentas do SEP para atingir essa faixa de tensão são os comutadores de *tap* automáticos, *OLTC – On-load tap changer*, de transformadores. Esse acessório é responsável por alterar eletromecanicamente a relação de espiras entre o primário e secundário do transformador de modo a regular a tensão.

Em um regime tradicional de distribuição de energia, a geração é centralizada e o fluxo de potência ativa segue dos níveis de alta tensão para os de média e baixa tensão. Uma das consequências do fluxo de corrente elétrica pelas impedâncias do sistema é a queda de tensão. Nesse contexto os *OLTC* operavam, conforme sazonalidade, de modo a variar a relação de transformação durante os períodos de carga alta, a fim de compensar a queda de tensão, e no caminho inverso para os períodos de carga baixa.

Com a evolução da penetração da MMGD, a direção do fluxo de potência passou a ser mais complexa, a depender da relação carga e geração daquele conjunto de geradores e consumidores. Isso fez com que o setor revisitasse uma série de paradigmas de análise de fluxo de potência, planejamento da rede, filosofia de proteção e de operação, e aumentando ainda mais a importância dos *OLTC* para manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites regulatórios.

A subestação Conceição da Barra, por exemplo, recebeu uma quantidade elevada de potência instalada MMGD, que resultou em uma radical mudança da curva de carga da subestação. A Figura 7 (a) e (b) ilustram, respectivamente, a curva horária e de carga média anual entre 2019 e 2024, em que é possível perceber inversão horário a partir de 2022 e impactos claros na curva média anual. Já a Figura 7 (c) e (d) demonstra a correlação direta entre a evolução da potência instalada MMGD e o aumento da variância da curva de carga média, distância entre o pico e o vale.

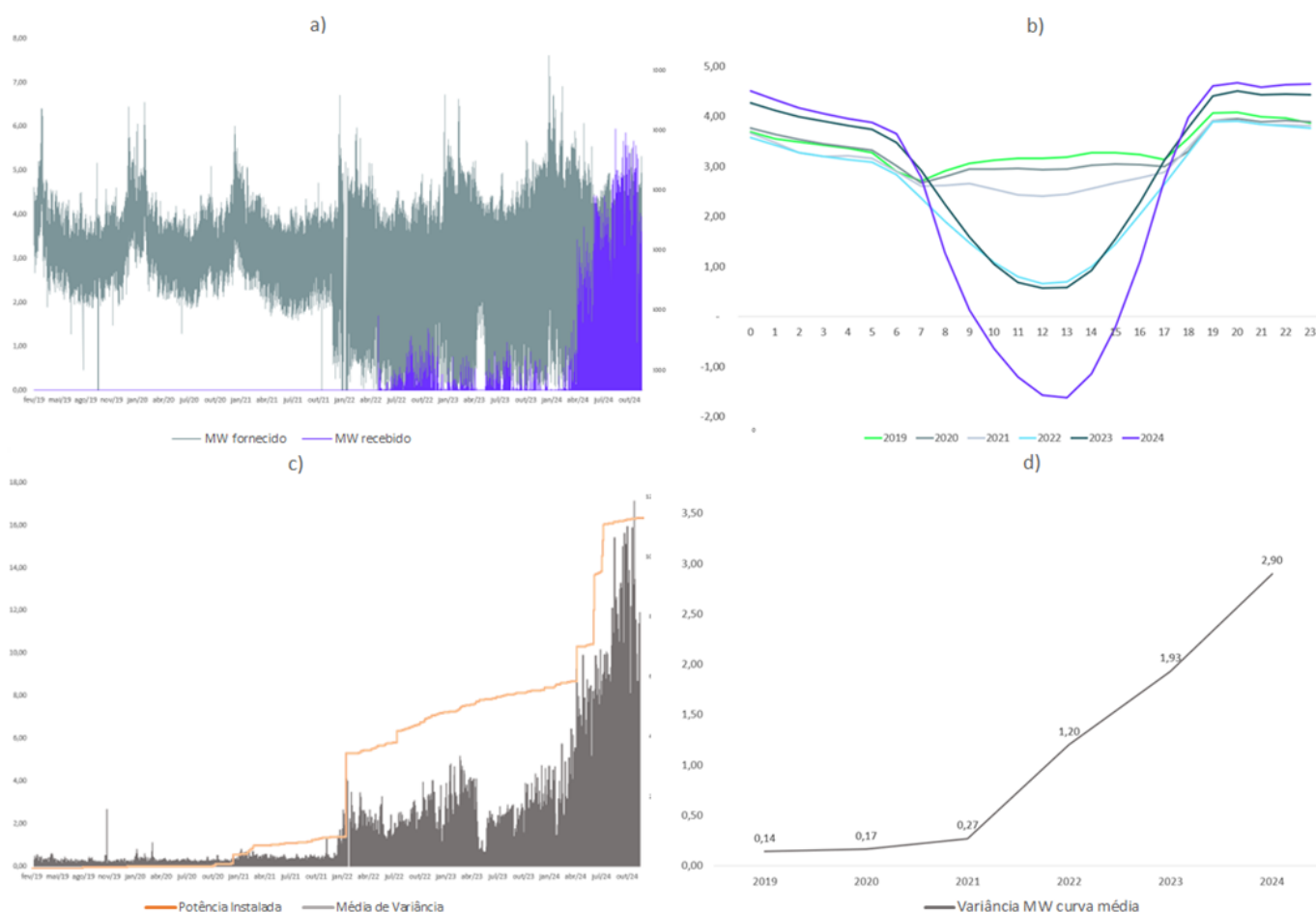


Figura 7 - a) Demanda ativa enviada e recebida horária; b) Demanda média de dias úteis; c) Potência instalada MMGD e média da variância da demanda líquida; d) Variância da demanda líquida — média anual; do transformador que atende a subestação Conceição da Barra entre 2019 e 2024. Fonte: Elaborado pelos autores.

Adicionalmente a análise do aumento da variância da carga em virtude do aumento da penetração de geração distribuída, a Tabela 1 apresenta — fluxo de potência — a posição dos *taps* dos OLTC em função de três cenários de relação carga e geração. Estes cenários são respectivamente carga e geração nulas, 80% da capacidade da transformação sentido carga e 80% da capacidade da transformação sentido fonte. Além disso, é mostrado o módulo da potência de curto-circuito trifásico simétrico, em MVA, dos barramentos de alta dessas subestações.

Característica		Posição do tap					
Subestação	Curto circuito	Triásico Simétrico MOD (MVA)	0% Carga / 0% Geração	80% Geração	80% Carga	▲ Geração	▲ Carga
SD Linhares	2300		1,00	1,01	1,09	0,01	0,09
SD Rio Quartel	1689		1,00	1,00	1,05	0,00	0,05
SD Pinheiros	575		1,00	1,00	1,13	0,00	0,13
SD Conceição da Barra	207		1,00	1,00	1,06	0,00	0,06
SD Vinhático	132		1,00	0,99	1,07	0,00	0,07
SD Pedro Canário	131		1,00	0,99	1,08	-0,01	0,08
SD Montanha	106		1,00	0,99	1,09	-0,01	0,09
SD Ponto Belo	81		1,00	0,97	1,13	-0,02	0,13

Tabela 1 - Comportamento do OLTC de transformadores de distribuição frente três cenários de relação carga e geração e suas respectivas potências de curto nos barramentos de alta. Fonte: Elaborado pelos autores.

Nesse contexto, o comportamento — já esperado — mostra que subestações com menores potências de curto, cuja máxima é no período da noite e ou madrugada, são mais susceptíveis a grandes variações de *tap* em virtude do aumento da variância decorrente do aumento da penetração de MGD.

Outra reflexão relevante, principalmente para as áreas de Operação e Manutenção, é o possível desgaste precoce dos contatos dos comutadores dos transformadores de distribuição. Os contatos dos comutadores apresentam vida útil correlacionada ao número de comutações e tendo em vista o aumento da variância da carga e consequentemente da tensão dos barramentos, entende-se que seria relevante o aprofundamento no tópico para investigar possíveis impactos da alta penetração na vida útil desses equipamentos.

2.2.2. Impactos na filosofia de operação de subestações

Com o aumento da presença da geração distribuída as áreas de operação das distribuidoras precisaram se adaptar a novos desafios em suas rotinas diárias. Novos perfis de curva de carga, incertezas quanto à precisão da carga bruta e líquida e dificuldades nas programações de desligamentos ou intervenções são algumas das consequências. Outro ponto de atenção é o aumento na complexidade para execução de atividades de manutenção ou obras na rede motivado pela existência de fontes de geração disseminadas pelos trechos dos alimentadores.

Uma das maiores preocupações de cunho técnico é a ocorrência de sobretensão nas redes, que tomou proporção mais relevante, ante ao problema de subtensão que ora era mais frequente quando da inexistência ou pouca relevância da MGD. Nesse aspecto, e considerando os períodos de sol pleno, as distribuidoras tiveram que adotar outras abordagens pois o controle da faixa tensão adotadas historicamente nos barramentos das subestações deixara de atender os critérios preconizados no PRODIST em algumas condições específicas, como foi abordado na sessão anterior e, notadamente, uma das maiores preocupações no período de análise técnica de acesso.

Além de eventuais violações ao longo da rede, alguns integradores de usinas alegam sobretensões que por vezes ocasionam desligamento de sua geração. Excluindo os problemas nas configurações dos integradores, configurações de inversores de frequência e ajustes de proteção equivocados por exemplo, há, de fato, uma pequena parcela que pode ter origem na configuração da rede da concessionária. Para acomodar essa nova realidade as distribuidoras buscaram novas abordagens para equacionar essas questões.

Nesta sessão é abordado um exemplo prático de necessidade de intervenção que aconteceu na subestação Pedro Canário, já mencionada diversas vezes neste artigo, após a integração de diversas usinas.

Para mitigar o problema de sobretensão no período diurno na região de Pedro Canário foi implementada uma lógica no sistema supervisor de controle dinâmico de tensão no barramento. De forma sucinta, essa lógica bloqueia o relé controlador de tensão da barra MT do transformador promovendo um controle da tensão média na barra com valores 1% mais baixos que os valores convencionais. Essa lógica é habilitada às 08h da manhã e desabilitada às 16h, de forma automática, devolvendo o controle para o relé do transformador que mantém as faixas de tensão nos valores convencionais.

A Figura 8 ilustra o perfil de tensão nas barras de MT entre os meses de março e novembro de 2024. Nela é possível verificar que o comportamento médio da tensão é impactado pela energização de usinas de grande porte para a região, com aumento da tensão média, e, após implementação da lógica, há uma redução da tensão média no barramento.

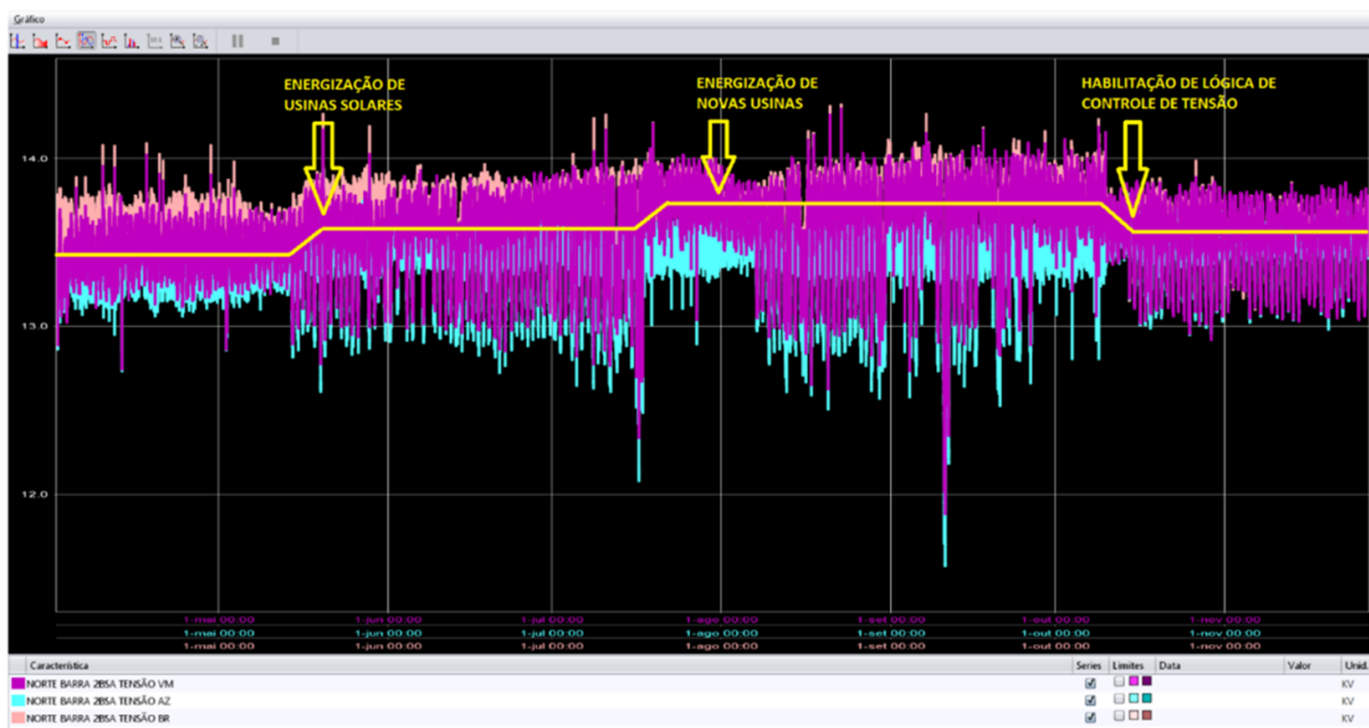


Figura 8 – Perfil tensão nas barras de MT da subestação Pedro Canário durante o período de março até novembro de 2024, tensões por fase e tensão média.

A adoção de faixa de tensão sazonal em algumas instalações se mostrou uma solução de curto prazo interessante, permitindo acomodar as possíveis sobretensões dentro da faixa adequada e proporcionar prazos suficientes até a conclusão de obras estruturantes na rede a fim de não demandar mais esse tipo de intervenção.

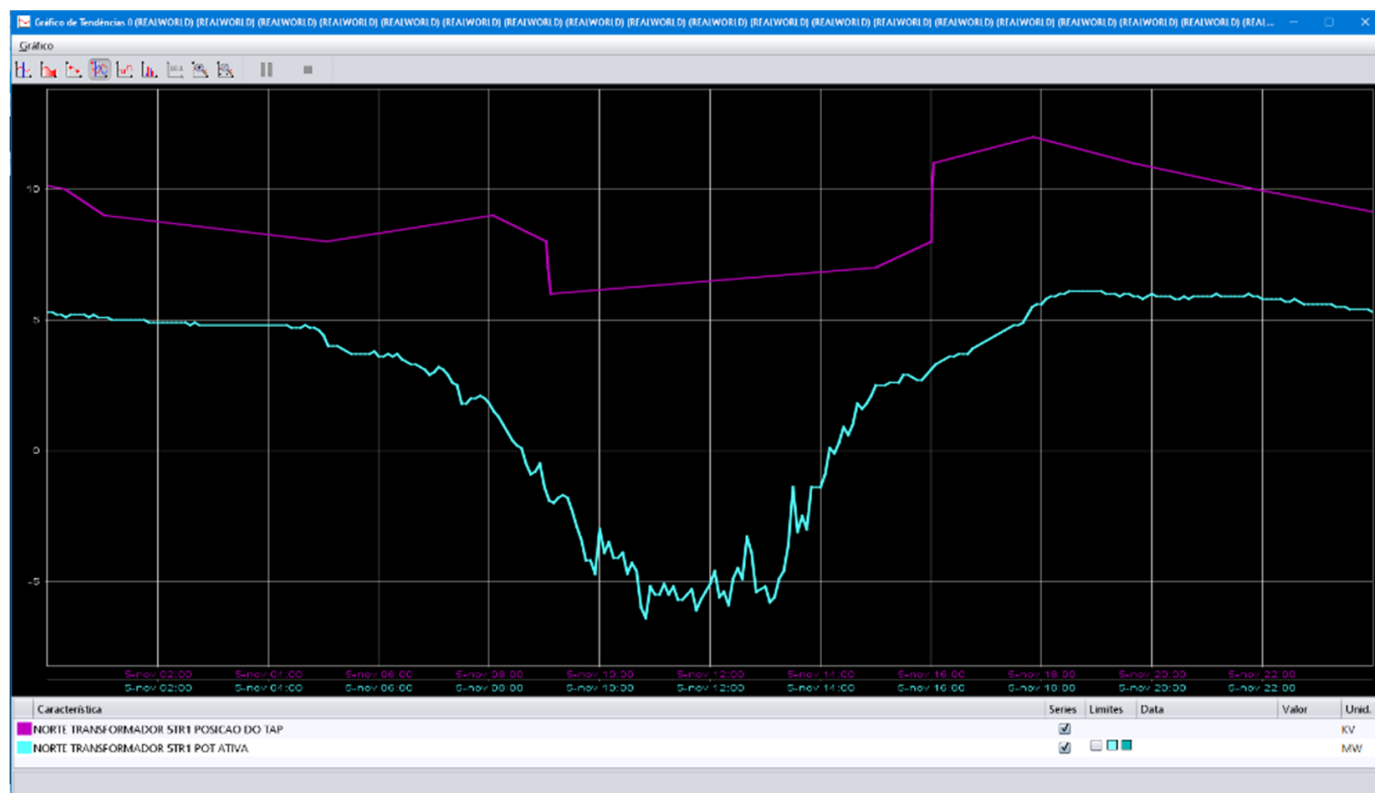


Figura 9 – Potência, em MW, do transformador de Pedro Canário (ciano) e *tap* do comutador deste (magenta).

A Figura 9 ilustra a excursão do montante de potência ativa do transformador da subestação Pedro Canário, que notadamente tem uma grande influência concomitante à faixa horária de incidência de geração solar; e a posição do *tap* do comutador da mesma transformação, demonstrando o resultado da aplicação da lógica com os degraus nos horários pré-estabelecidos.

Como já abordado anteriormente, a variação na geração solar ao longo do dia pode acarretar maior ocorrência de comutações e o potencial desgaste antecipado dos contatos do comutador. Por isso, além do controle de tensão, a adoção de critérios mais flexíveis nas lógicas de controle de tensão permite limitar essas operações, buscando preservar esses equipamentos.

3. Conclusão

Este artigo apresentou o estudo de caso dos impactos da penetração de MMGD na região norte da área de concessão da EDP ES sob a ótica de planejamento do sistema elétrico e da operação.

Os resultados demonstraram que a integração de MMGD na região de interesse, especialmente de usinas de maior porte, não trouxe, à priori, os benefícios esperados na vertente postergação de investimentos, por não aliviar as cargas nos momentos de máximas dos transformadores e pela alocação de usinas eletricamente distantes da subestação, exigindo construções e reforços de grandes extensões para sua integração. Observou-se, ainda, aumento do consumo fora do período de geração, que pode estar relacionado à política de compensação de créditos de energia vinculados à modalidade MMGD ou, talvez, ao crescimento vegetativo da região.

O grande quantitativo de pedidos de conexão concomitantes na mesma região revelou a necessidade de um tratamento diferenciado a nível sistêmico e uma avaliação mais cautelosa e abrangente, a fim de determinar a proximidade do limite global da região e de impactos a nível de transmissão, para verificar a necessidade de envolvimento de avaliação por parte do ONS. Em diversos subsistemas foi necessário lançar mão de ampliações de subestações e conexões em AT, motivado por limitações de escoamento do excedente de geração.

Verificou-se que a operação do sistema foi impactada pela variabilidade da geração distribuída, exigindo mais de equipamentos que atuam na regulação de tensão, como o *OLTC* de transformadores, ficando demonstrado que quanto menor o nível de curto-circuito e maior a penetração de MMGD, espera-se aumento na dependência dos *OLTC* e incremento na quantidade de comutações.

Por fim, ainda na operação do sistema, foi apresentada a necessidade de novas abordagens para casos pontuais. Foi abordada a implementação de lógica de controle dinâmico de tensão por meio do sistema supervisor, que reduz a tensão do barramento durante o período de geração e retorna ao valor padrão nos demais horários, a qual demonstrou-se efetiva e de fácil implementação.

Conclui-se que a experiência da EDP com o tema evidenciou a importância de um planejamento criterioso e de uma adaptação contínua das práticas operacionais para acomodar a crescente penetração de geração distribuída. Os estudos e intervenções realizados até o momento têm se mostrado eficazes, mas a evolução contínua do setor elétrico exigirá monitoramento constante e ajustes nas estratégias para garantir a confiabilidade e eficiência do sistema.

4. Referências bibliográficas

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2012). *Resolução Normativa nº 482*. Fonte: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2015). Fonte: Resolução Normativa nº 687: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2021). *MÓDULO 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. Fonte: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2021). *Resolução Normativa nº 1.000*. Fonte: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2023). Fonte: Resolução Normativa nº 1.059: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (29 de Novembro de 2024). Fonte: Manual de instruções: Apresentação de estudos de inversão de fluxo – Art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021.: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20242216_2.pdf
- Aneel. (29 de Novembro de 2024). *Geração Distribuída*. Fonte: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoieY2VmMmUwN2QtYWN-FiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVh-NGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJR9>
- Brasil. (1995). Lei nº 8.987. *Lei nº 8.987*. Brasília: Presidência da República.
- Brasil. (2022). *Lei nº 14.300*. Fonte: Lei nº 14.300: https://www.planalto.gov.br/cciv-il_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm
- CEPEL. (s.d.). *ANAREDE*. Fonte: <https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>
- INCRA, I. N. (2021). *Relatório de Análise de Mercados de Terras do Estado do Espírito Santo – RAMT*. Vila Velha: Superintendência
- Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Review State on Quality and Efficiency. (2024). Fonte: <http://dx.doi.org/10.1109/iceeac61226.2024.10576324>
- Regional do Espírito Santo – SR20/ES.
- National Renewable Energy Laboratory. (2018). *Ten Years of Analyzing the Duck Chart*. Fonte: <https://www.nrel.gov/news/program/2018/10-years-duck-curve.html>
- Pillai, U. (Julho de 2015). Drivers of cost reduction in solar photovoltaics. *Energy Economics*, pp. 286-293.

Tan, N. P., Shah, R., Dao, M. N., Sultanova, N., & Islam, S. (2024). Low and medium voltage distribution network planning with distributed energy resources: a survey. *Electrical Engineering*.

Yiyang, W., & Akihisa, M. (2024). A review of dynamic changes in complementarities and transition pathways toward distributed energy resource–based electrical system. *Renewable Energy Focus*.