

ESTUDOS ELÉTRICOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO COM INSERÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA

STUDIES ON THE ELECTRICAL TRANSMISSION SYSTEM WITH THE INSERTION OF A PHOTOVOLTAIC POWER PLANT

Cledson Henrique Siqueira de Holanda Vasconcelos

cledson_henrique@hotmail.com

Fábio Xavier Lobo

fabio.lobos@pesqueira.ifpe.edu.br

RESUMO

A crescente inserção de usinas fotovoltaicas no sistema de transmissão exige estudos sobre seus impactos na estabilidade elétrica. Este trabalho analisa a influência da geração solar nas linhas de transmissão, considerando variações de tensão e suporte reativo. Através de simulações no software ANAREDE, foram avaliados três diferentes cenários de penetração fotovoltaica, para observar o comportamento das linhas de transmissão com o crescimento do nível de potência ativa e reativa. O estudo reforça a importância de analisar a interação entre geração renovável e o sistema elétrico, garantindo segurança operacional e eficiência energética.

Palavras-chave: Usinas fotovoltaicas, sistemas de transmissão, estabilidade elétrica, ANAREDE

ABSTRACT

The increasing insertion of photovoltaic plants in the transmission system requires studies on their impacts on electrical stability. This work analyzes the influence of solar generation on transmission lines, considering voltage variations and reactive support. Through simulations in the ANAREDE software, three different scenarios of photovoltaic penetration were evaluated, to observe the behavior of transmission lines with the growth of the active and reactive power level. The study reinforces the importance of analyzing the interaction between renewable generation and the electrical system, ensuring operational safety and energy efficiency.

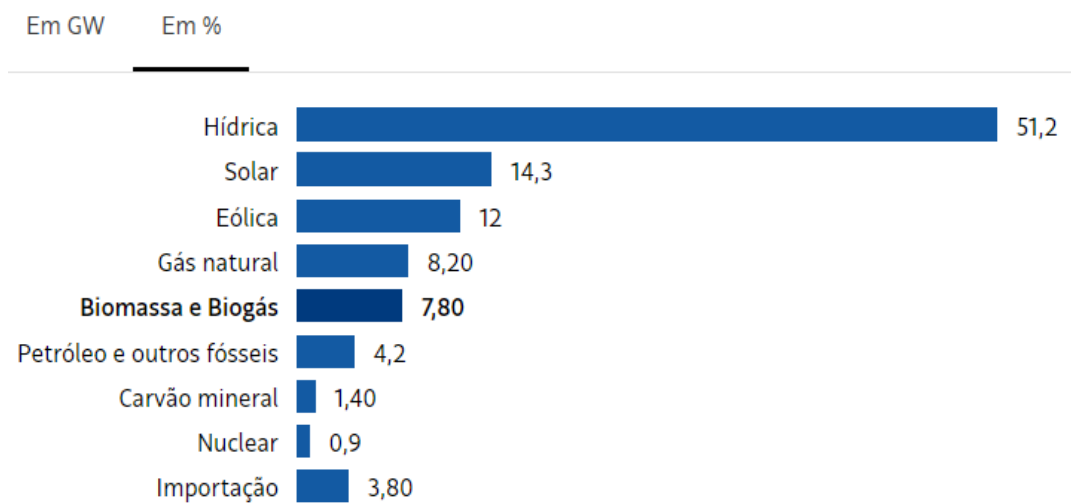
Keywords: Photovoltaic power plants, transmission systems, electrical stability, ANAREDE

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira é composta por diversas fontes de geração de energia, com características distintas e impactos variados no meio ambiente e na sociedade. Tradicionalmente, o Brasil tem se destacado mundialmente pela sua matriz elétrica predominantemente renovável, com uma grande participação da energia hidrelétrica. No entanto, ao longo dos anos, houve uma diversificação gradual, incorporando outras fontes, como térmicas a gás natural, eólicas, solares e biomassa.

A hidroeletricidade continua sendo a principal fonte de geração de eletricidade no país, representando cerca de 52% da capacidade instalada, como pode ser visto na Figura 1. No entanto, apesar de ser uma fonte renovável, a construção de represas pode ter impactos significativos nos ecossistemas locais e nas comunidades indígenas, além de estar sujeita às variações climáticas e às secas, como as que têm ocorrido recentemente.

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira 2023



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2023)

É crucial considerar as questões ambientais atuais, que merecem toda atenção dos governantes e também da população em geral. Um desses tópicos é o desmatamento, que no ano de 2022 teve 1553 km² de área desmatada apenas no estado do Amazonas onde está localizada a floresta Amazônica (GREENPEACE,

2022). Tal fato tem o poder de afetar diretamente a disponibilidade de recursos hídricos e a regulação climática, impactando na geração de energia hidrelétrica, que ainda é a maior fonte de geração elétrica do Brasil.

Em 1997, foi assinado o protocolo de redução de emissão de gases de efeito estufa, na cidade japonesa de Kyoto. O tratado refere-se ao comprometimento de vários países industrializados a reduzirem as emissões em 5,2%, em relação aos níveis de 1990, no período de 2008 a 2012 (GREENPEACE).

Após esse período, no final de 2015 ocorreu o Acordo de Paris, onde os países signatários da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima regiram medidas para a redução de emissão de dióxido de carbono a partir de 2020, fortalecendo a resposta contra a ameaça da mudança do clima e reforçar a capacidade dos países para lidar com os impactos gerados por essa mudança. Neste acordo, o principal intuito é manter o aumento da temperatura bem abaixo dos 2°C em comparação aos níveis pré-industriais, aumentando esforços para limitar o aumento em até 1,5°C (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES, 2020).

Conforme dados da Agência GOV (2023) o Brasil se comprometeu em atingir o valor de 48% em redução de emissão de gases de efeito estufa até 2025 e que o país está cada vez mais voltado para uma transição energética rumo a uma matriz mais limpa e sustentável.

As energias eólica e fotovoltaica tem crescido rapidamente nos últimos anos, impulsionadas por avanços tecnológicos, políticas de incentivo e uma maior conscientização sobre os benefícios ambientais. O Brasil possui um imenso potencial nesses setores, com vastas áreas de terra e condições climáticas favoráveis para a instalação de parques eólicos e usinas fotovoltaicas. Essas fontes oferecem uma energia limpa e renovável, contribuindo para a redução das emissões de carbono e para a diversificação da matriz energética.

A partir dessa premissa mundial, a energia solar fotovoltaica tem sido uma das escolhidas para liderar essa revolução energética rumo ao crescimento da expansão de energias limpas e renováveis. Essa energia é gerada através da luz do sol. Pode ser captada e convertida em eletricidade por meio de painéis solares fotovoltaicos, como pode ser visto na usina apresentada na Figura 2.

Figura 2 – Parque Solar em Ituverava - Bahia



Fonte: [Solarvolt Energia](#) (2022)

Com o avanço da tecnologia implementada na pesquisa e construção desses módulos fotovoltaicos, o valor do produto tende a cair. Segundo Bastos (2024), o principal motivo por trás dessa diminuição considerável nos preços é o aumento da capacidade de produção chinesa, que produz 90% dos painéis solares disponíveis no mercado, portanto, mais pessoas podem ter acesso a esse tipo de geração, contribuindo para o incremento da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

Caso as previsões sejam confirmadas, as usinas solares de grande porte ocuparão uma fatia significativa da matriz elétrica brasileira. Esse tipo de geração fotovoltaica, dependendo do nível de tensão, (tensões iguais ou maiores a 230 kV) serão ligadas nas linhas de transmissão, (tensões entre 34,5 kV e 138 kV) serão ligadas na área de subtransmissão e (tensões abaixo de 34,5 kV) são ligadas no setor de distribuição. (MARTINS apud LOBO, 2022).

Como pode ser visto em Lobo (2022), a inserção massiva de energias renováveis como solar e eólica, trará fenômenos completamente novos para as linhas de transmissão, o que pode alterar o modelo operativo do sistema. Sendo assim, é necessário realizar estudos para entender como esses fatores ocorrem e se antecipar a eles, evitando que problemas de grandes proporções atinjam todo o sistema elétrico. Alguns desses problemas são:

- Variação de tensão nos barramentos em regime permanente;

- Suporte insuficiente de reativo para controle de tensão;
- Proximidade dos limites operacionais seguros de transmissão;

Essas ocorrências podem prejudicar de forma definitiva as linhas de transmissão, trazendo enormes prejuízos tanto para as concessionárias, quanto para os consumidores finais.

O modelo de geração fotovoltaica pode ser dividido em três tipos de acordo com o nível de potência, são elas: microgeração, minigeração e grandes usinas (geração centralizada). Em definição dada pela ANEEL (2023), a microgeração distribuída corresponde as centrais de geração elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW. A minigeração engloba uma central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, conforme a Resolução Normativa nº 1.031/2022, conectada na rede de distribuição de energia elétrica, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a:

- 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis; ou
- 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis.

Na minigeração, todas as instalações são enquadradas como Grupo A, enquanto as instalações listadas como microgeração podem ser instaladas como Grupo B ou Grupo A.

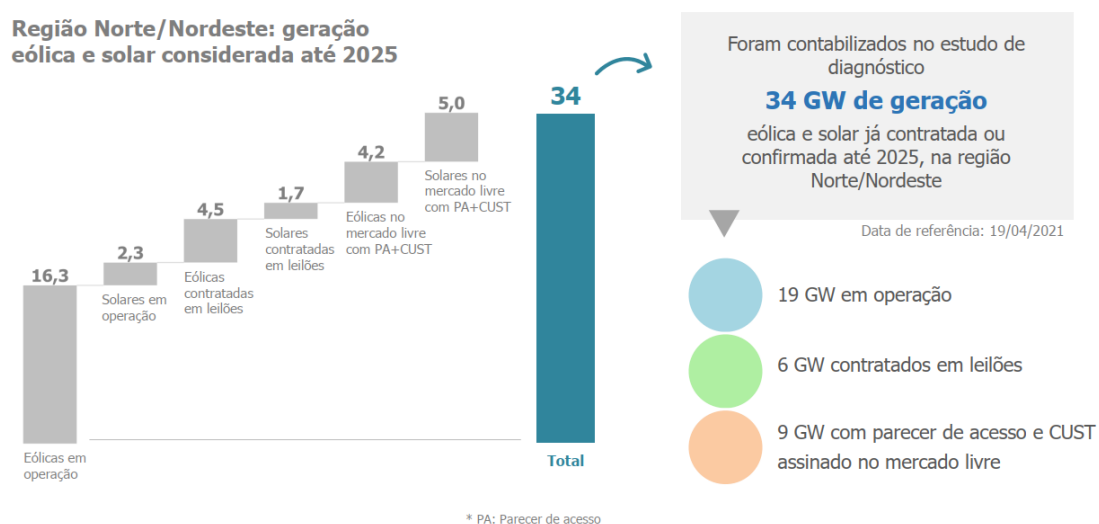
Em relação às grandes usinas, são instalações que possuem potência acima de 5 MW e também são conhecidas por geração centralizada. Nesse tipo de usina, a ligação com a rede de corrente alternada, é feita através de subestações que se conectam diretamente nas linhas de transmissão, devido ao seu alto valor de potência.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

De acordo com previsão feita pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é evidente o aumento na utilização de energia fotovoltaica para o ano de 2025. Nesse estudo, foram incluídas várias formas de usinas como solares e eólicas já em operação, contratadas em leilões ou no mercado livre de energia. As regiões Norte e Nordeste irão atingir uma geração em torno de 34GW, onde 9GW virão da inserção

de grandes usinas fotovoltaicas nessas áreas do país, como pode ser visto na Figura 3.

Figura 3 – Previsão de Geração Eólica e Solar até 2025

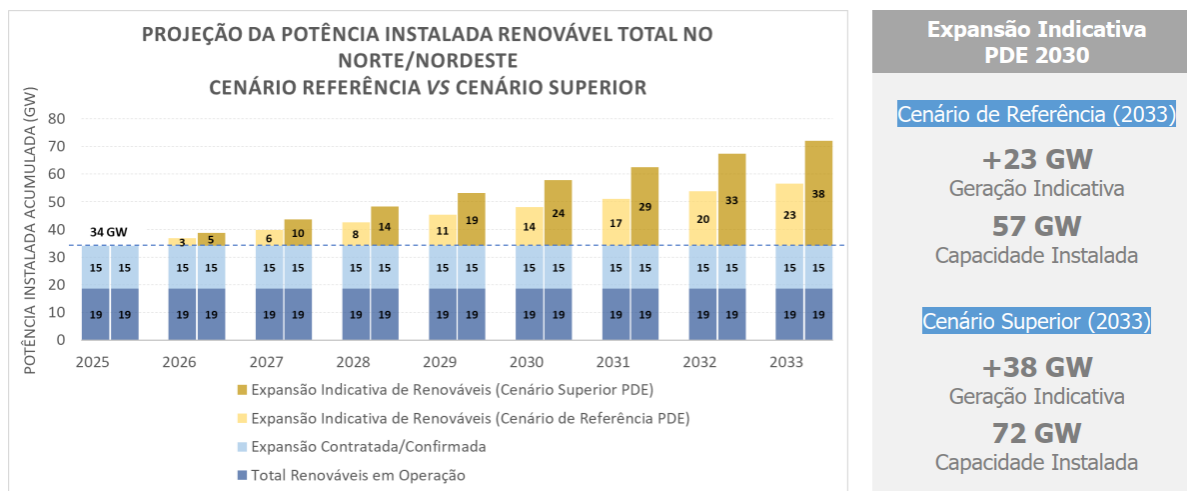


Fonte: EPE (2023)

Aproveitando esse estudo, a EPE lançou uma Projeção da Potência Instalada Renovável no Norte e Nordeste, para o ano de 2033, que possui o cenário de referência (mais provável de acontecer) e o cenário superior (menos provável de acontecer). Dessa forma, pode-se verificar o crescimento constante da inserção de energias renováveis nessas regiões, com foco para o crescimento das usinas FV de grande porte, que serão a tônica desse tipo de geração na região, tanto pelo espaço disponível, quanto pela potência que será demandada pelas unidades consumidoras nos anos vindouros.

Caso a projeção se confirme, a capacidade de potência instalada referente a geração renovável ficará entre 57GW e 72GW, nos cenários de referência e superior, respectivamente. Esses números mostram que o Brasil tem seguido um caminho muito seguro em direção a descarbonização e também da utilização dos recursos naturais renováveis que o país dispõe, como a ótima irradiação solar no Norte e Nordeste, além das ótimas correntes de vento presentes de ponta a ponta da nação. Tais dados podem ser observados a seguir, na Figura 4.

Figura 4 – Projeção da Potência Instalada Renovável no Norte/Nordeste



Fonte: EPE (2023)

Segundo a EPE, no início de 2024 foi verificado o aumento do consumo de energia elétrica em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), elencando os principais motivos para esse aumento, entre eles está a onda de calor que fez com que o consumo residencial aumentasse 8% em fevereiro, em comparação com o mesmo mês em 2023. No Nordeste houve avanço de 7.018 GWh, representando uma elevação de 7,6%. O aumento de indústrias na região também elevou o consumo para níveis maiores, portanto, os indicadores mostram que a introdução de novas fontes de energia será necessária na região, assim como mostrou o estudo anterior feito pela EPE, da projeção de geração no Nordeste, que caminha lado a lado com a expansão econômica.

A energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma alternativa viável e promissora, especialmente em regiões de grande potencial solar, como o Nordeste brasileiro, Silva (2022) nos mostra que a região apresenta o maior potencial solar do Brasil, com um valor médio diário de irradiação global horizontal total de 5,49 kWh/m² e uma componente direta normal de 5,05 kWh/m², o que retrata um local propício ao avanço e consolidação desse tipo de geração.

Aproveitando o aumento da geração fotovoltaica, este trabalho analisará a inserção desse tipo de geração e sua influência nas linhas de transmissão, utilizando o software ANAREDE, desenvolvido pela Eletrobras/CEPEL, onde podem ser realizados estudos utilizando fluxo de potência, análise de curvas e outros estudos elétricos.

2.1 Requisitos para conexão de usinas FV na rede básica

As grandes usinas produzem uma quantidade elevada de potência, portanto, para que haja a conexão delas à rede, o local onde está instalada deve existir a disponibilidade para essa ligação. Em geral, as opções para conexão são as redes de distribuição, rede básica ou Demais Instalações de Transmissão (DIT). O tipo de rede escolhido varia de acordo com a potência que será injetada e o nível de tensão. A depender do nível de tensão, o sistema elétrico pode ser classificado como:

- Transmissão (tensões iguais ou maiores que 230 kV);
- Subtransmissão (tensões entre 34,5 kV e 138 kV) e
- Distribuição (tensões inferiores a 34,5 kV) (MARTINS, 2019).

As linhas que fazem parte dos sistemas de transmissão transportam a energia elétrica por distâncias mais longas e com maiores níveis de potência, geralmente da ordem de 200MW. Entretanto, as linhas de subtransmissão e de distribuição transportam energia elétrica por distâncias e potências menores, quando comparadas à rede de transmissão. Com isso, os geradores FV (de pequeno porte) podem ser conectados às redes de subtransmissão e distribuição, e geradores (de grande porte) ou usinas FV com potência instalada da ordem de 100MW (ou maiores) são, normalmente, conectados à rede de transmissão (CUSTÓDIO, 2013).

Para estabelecer os requisitos técnicos necessários e assegurar o acesso irrestrito às instalações de transmissão, a execução das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, a gestão de serviços de transmissão de energia elétrica, a proposição de expansões e melhorias para a Rede Básica e para as DITs, assim como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN, foram desenvolvidas a partir de um conjunto de normas técnicas, nomeadamente, os Procedimentos de Rede.

Segundo o ONS (2021), consta em um de seus documentos – os Procedimentos de Rede –, no submódulo 2.10, os requisitos técnicos são estabelecidos para a conexão de uma usina FV. Esse documento, composto por 9 módulos em vigor, em seu módulo 2 define como deve ser realizada a conexão de geradores nos sistemas de transmissão de energia; nele há estipulações de alguns critérios mínimos relacionados à qualidade da energia elétrica, operação e proteção do sistema elétrico.

2.1.1 Níveis de tensões limites

Quando o Sistema Elétrico de Potência (SEP) sofre desligamentos, ou saídas repentinas, de componentes do sistema elétrico dá-se o nome de contingências. Ao ocorrerem mudanças na configuração do SEP seja por meio de manobras, ou acidentalmente, tais como quedas de linhas, variações nos taps dos transformadores, desligamento de unidades geradoras, ou desligamento de unidades compensadoras de reativos; as correntes que fluíam nas linhas são redistribuídas através da rede e causam mudanças no ponto de operação. Elas podem ser: simples, conhecida como critério (N-1), em que apenas um componente do sistema sai de operação; múltiplo critério (N-2), para a saída de dois componentes; (N-3), para a saída de três componentes e, assim, sucessivamente (COÊLHO, 2018).

O desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos nos procedimentos de rede, e não haja necessidade de corte de carga provocado pela ocorrência de contingências múltiplo critério (N-2) (OLIVEIRA, 2019). Um dos parâmetros que determina o ótimo desempenho do sistema é o nível de tensão nas barras e pode variar dentro de valores estabelecidos sem prejuízos para o sistema. A tensão admissível a ser observada, nos estudos elétricos, para as condições operativas normal e sob contingências, definida no submódulo 2.3 do Procedimentos de Rede, encontra-se na Tabela 1.

Tabela 1 - Tensão admissível entre fases no sistema de transmissão a 60 Hz

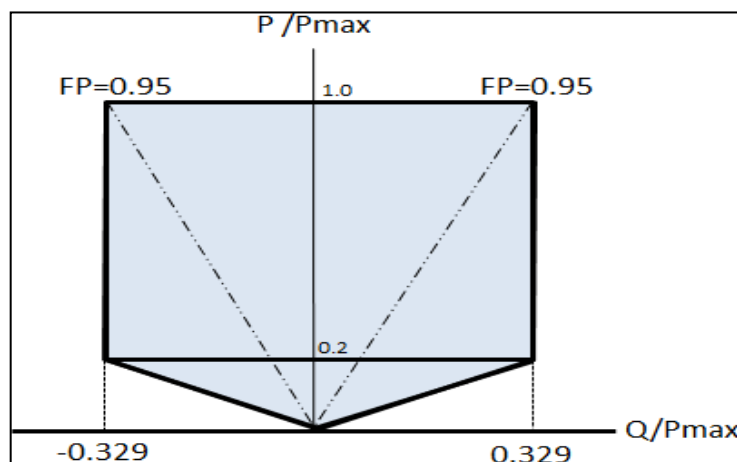
Tensão nominal de operação (kV)	Condição operativa normal/Condição operativa sob contingências)
<230	$(0.95 \leq TL \leq 1.05)/(0.90 \leq TL \leq 1.05)$
230	$(0.95 \leq TL \leq 1.05)/(0.90 \leq TL \leq 1.05)$
345	$(0.95 \leq TL \leq 1.05)/(0.90 \leq TL \leq 1.05)$
440	$(0.95 \leq TL \leq 1.046)/(0.90 \leq TL \leq 1.046)$
500	$(1.00 \leq TL \leq 1.10)/(0.95 \leq TL \leq 1.10)$
525	$(0.95 \leq TL \leq 1.048)/(0.90 \leq TL \leq 1.048)$
765	$(0.90 \leq TL \leq 1.046)/(0.90 \leq TL \leq 1.046)$

Fonte: ONS (2020).

2.1.2 Geração/absorção de potência reativa

Nas condições em que os geradores não estiverem produzindo potência ativa, segundo consta no submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, a central de geração fotovoltaica deverá ter recursos de controle para disponibilizar ao SIN sua capacidade de geração/absorção de potência reativa, observando o requisito mínimo para propiciar injeção/absorção nula no ponto de conexão. Na conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora, a central geradora deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo. Como demonstrado na Figura 5, os geradores devem ser capazes de manter, no ponto de conexão, um fator de potência entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo, a partir do controle de injeção, ou absorção de potência reativa no sistema.

Figura 5 – Geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão



Fonte: ONS (2020).

Nos estudos, os limites de todos os equipamentos, como transformadores, linhas de transmissão, compensadores estáticos e reatores shunt foram respeitados, tais como os limites de geração, ou absorção de potência reativa das máquinas e dos compensadores síncronos (geração tradicional).

3 MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA

3.1 Modelagem do sistema fotovoltaico no software ANAREDE

Na Figura 6 está ilustrada a representação gráfica dos equipamentos da simulação, utilizado para realizar a modelagem do sistema fotovoltaico no software ANAREDE. A usina fotovoltaica (UFV) é constituída de dois circuitos, em 34,5 kV, de uso exclusivo que se conectam a uma subestação coletora elevadora de 34,5/230 kV - 120 MVA, denominada SE Rio Alto, compartilhada entre a UFV Coremas I, UFV Coremas II e UFV Coremas III, que se conectam a uma linha de transmissão da Chesf de 230 kV, com cerca de sete quilômetros e quinhentos metros de extensão, que por sua vez se conecta ao sistema de transmissão a partir da subestação de Coremas-PB.

Os geradores fotovoltaicos integram o complexo FV de Coremas-PB e estão conectados nas barras (RIOALTUFV032-5315 e RIOALTUFV009-7916). A representação do gerador FV é feita através do modelo de potência constante, ou seja, o modelo não expressa a dinâmica de transição dos estados de alta ou baixa incidência solar. Então, como o programa ANAREDE expressa o sistema elétrico em regime permanente, o efeito nos parâmetros elétricos provocados pela variação da geração solar, só é possível quantificar após cada interação resolutive do programa.

No diagrama da Figura 6, é possível identificar a subestação de Coremas, juntamente com as subestações adjacentes, as linhas de transmissão que as conectam a outras subestações do sistema de transmissão. Vale ressaltar que o circuito em questão representa a partir dos gráficos, como linhas de 230 kV, linhas de 34 kV, transformadores de 230/69 kV e algumas barras que conectam esse sistema. Contudo o sistema possui todos os dados elétricos do sistema real, refletindo na simulação os efeitos de toda a rede nas regiões de contorno.

Dentre os equipamentos representados graficamente que fazem parte do sistema, há dispositivos responsáveis pelo controle do fluxo de potência na rede elétrica, são eles: transformadores com relação de transformação de 500/230 kV, transformadores de 230/69 kV, 34,5/230 kV, reator shunt de 500 kV, compensador estático de 230 kV e reator shunt de 230 kV. É importante destacar que todas as cargas conectadas à rede elétrica em estudo foram modeladas com potência

constante, e o sistema fotovoltaico foi conectado à barra (5621 COREMAPB-230), injetando potência ativa e reativa.

Essa representação detalhada dos equipamentos e características do sistema elétrico permite uma análise mais precisa do fluxo de potência, da estabilidade e de outros aspectos relevantes no estudo realizado. A modelagem correta dos dispositivos de controle e a consideração das características das cargas e do sistema fotovoltaico são fundamentais para obter resultados confiáveis e embasar tomadas de decisão no âmbito da operação e planejamento da rede elétrica.

Na utilização do método de análise estática, as curvas P-V e Q-V são utilizadas nos estudos de operação e planejamento de sistemas elétricos. Logo estes índices da análise estática têm sido utilizados para realizar estimativas da proximidade do sistema à instabilidade de tensão com o objetivo de evitar a ocorrência de um colapso de tensão.

O fator de potência dos geradores fotovoltaicos deve ser variável e seguir os critérios de injeção máxima e mínima de reativos, conforme definido no item 5.2 do submódulo 2.10, contido nos Procedimentos de Rede do ONS. Então, a capacidade de fornecimento máxima e mínimas de controle de reativo pelas centrais geradoras FV tem que ser ajustadas conforme esses critérios.

3.2 Modelagem do transformador

O modelo utilizado para a simulação do transformador no ANAREDE, no cálculo de fluxo de potência, foi o equivalente de sequência positiva. Contudo, é importante ressaltar que as perdas de potência consideradas nesse modelo são apenas perdas reativas. Além disso, os *taps* variáveis sob carga podem ter atuação contínua ou discreta, dependendo da configuração específica.

Na versão do ANAREDE utilizada nesta simulação, os transformadores defasadores possuem ângulos fixos, ou seja, não há variação dinâmica nesses ângulos durante o processo de simulação.

A Tabela 2 apresenta os principais transformadores do circuito elétrico estudado, fornecendo informações relevantes sobre suas características e parâmetros utilizados na modelagem. Esses transformadores desempenham um papel indispensável na distribuição e regulação da tensão ao longo do sistema elétrico, garantindo o fornecimento correto de energia aos diversos pontos de consumo. A tabela a seguir traz alguns dados dos transformadores representados graficamente.

Tabela 2: Dados de entrada dos transformadores do sistema

Transformador	R (%)	X (%)	B (Mvar)	Capacidade (Mva)	Rel. de Transformação
5621 (COREMA- PB230)- 5623 (COREMA-PB069)	0	13,19	0	100	230/69kV
5959 (RIOALT- PB024) – 5958 (RIOALT- PB220)	0	11,48	0	120	34/230kV
5411 (MILAGR- CE230) – 5408 (MILAGR- CE500)	0	1,856	0	600	500/230kV

Fonte: Chesf (2021)

Vale salientar que a escolha adequada dos transformadores e a correta representação de suas características são fundamentais para obter resultados precisos e confiáveis nos estudos elétricos realizados no software.

3.3 Linha de transmissão

As linhas de transmissão (LT) possuem quatro parâmetros que desempenham um papel importante em seu funcionamento e, conseqüentemente, na capacidade de transporte de energia. Esses parâmetros são: resistência (R), reatância em série (X), condutância (G) e susceptância shunt (B). No entanto, geralmente a condutância é desprezada, uma vez que seu efeito sobre a linha é considerado muito pequeno em relação aos demais parâmetros.

A Tabela 3 apresenta as principais linhas de transmissão que foram representadas graficamente e fazem parte do circuito elétrico estudado, trazendo informações relevantes sobre esses parâmetros e a capacidade de cada linha. A resistência e a reatância em série influenciam nas perdas de potência ativa e reativa ao longo da linha, ao mesmo tempo que a susceptância shunt influencia nas correntes de magnetização.

Tabela 3: Parâmetros das linhas de transmissão

Linhas de Transmissão	R (%)	X (%)	B (MVar)	Capacidade (MVA)
5411 (MILAGR - CE230) - 5621 (COREMA-PB230)	2,2	11,64	20,3	291
5411 (MILAGR - CE230) - 5401 (BOM NOME - PE230)	1,09	4,83	25,02	400
5621 (COREMA-PB230) - 5958 (RIOALT - PB230)	0,1466	0,7	1,287	210
5421 (MILAGR-CE230 – BANABU-CE230)	4,05	21,89	38,24	174

Fonte: Chesf (2021).

É importante ressaltar que a correta modelagem e consideração dos parâmetros das linhas de transmissão são essenciais para obter resultados precisos e confiáveis nos estudos elétricos realizados no ANAREDE, permitindo avaliar o desempenho do sistema elétrico e identificar possíveis pontos críticos ou necessidades de reforço na rede de transmissão.

4 METODOLOGIA

Foram utilizados os parâmetros elétricos fornecidos pelo ONS e carregados no programa ANAREDE, versão 15.5.4, através do arquivo de dados definido como caso base. O fluxo de potência foi realizado utilizando-se o método de Newton-Raphson

(ferramenta NEWT do ANAREDE). Esse método é indicado para sistemas de grande porte devido à sua elevada taxa de convergência e à precisão nos resultados.

O cálculo de fluxo de potência tem como objetivo determinar os valores das tensões (módulo e ângulo) em cada barra do sistema, bem como os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão. Os dados carregados no programa representam todos os parâmetros dos equipamentos do sistema e também as médias de geração e perfil de carga associados ao patamar de carga média do sistema elétrico.

O caso base inicialmente carregado será considerado que não haverá geração FV naquele trecho do sistema. A usina FV de Coremas foi modelada em duas unidades de geração diretamente ligadas a SE-Coremas. Serão definidos cenários com incrementos de geração FV, conforme já outorgado pelos agentes de regulação, restando aprovada uma ampliação na geração total e devido a isso, foi considerado um incremento de até 100% do total previsto para ser ampliado, ou seja, uma geração máxima de 270MW.

A cada cenário mostrado, será possível verificar e analisar a alteração nos níveis de tensão e curvas operacionais de barras dos sistemas que serão especificadas.

4.1 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS E RESULTADOS

Serão analisados 3 cenários com níveis diferentes de inserção fotovoltaica, para que sejam observadas as contribuições de cada um. Para se obter os resultados, serão observadas e comparadas as curvas $Q \times V$ e a tensão obtida em cada barra definida.

4.1.1 Cenário 1 (Base) - Sistema de transmissão real sem a geração fotovoltaica atual

Nesse cenário foram carregados os dados elétricos do patamar de carga média do sistema elétrico. Os dados do caso base foram do mês de janeiro, visto que, historicamente é um dos meses com maior geração FV, para a região estudada. A representação gráfica de parte do sistema real em análise, definido como caso base, está representada na Figura 7 com a contribuição de potência oriunda dos geradores fotovoltaicos – RIOALTUFV032-5315 e RIOALTUFV009-7916 – com o objetivo de verificar o comportamento do sistema elétrico de alta

tensão, bem como, formar através dos resultados obtidos, um caso base de referência para comparações posteriores. As barras de parte do sistema elétrico representado graficamente e que foram analisadas, são:

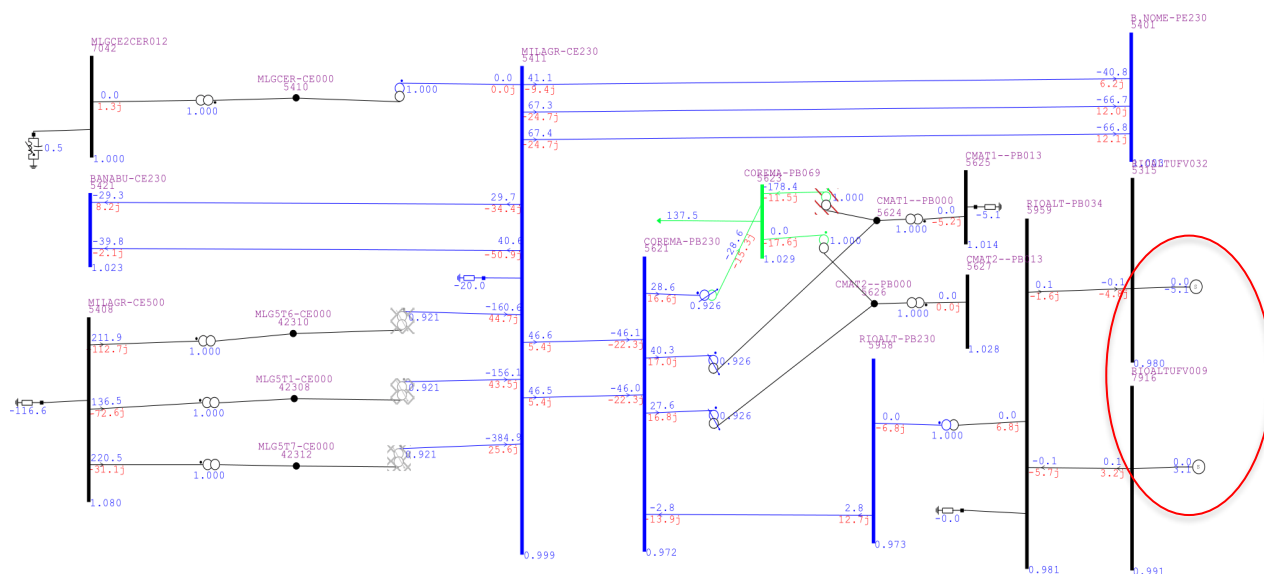
- 5621(COREMA-PB230);
- 5411(MILAGR-CE230);
- 5401(BOM NOME-PE230);
- 5623 (COREMA-PB069);
- 5408(MILAGR-CE500), que são barras próximas a geração fotovoltaica.

Para simular com maior certeza a contribuição da geração FV no trecho do sistema analisado, foram congelados os controles automáticos de *taps* de dois grupos de transformadores:

- 5408 (MILAGR-CE500) - 5411 (MILAGR-CE230),
- 5621 (COREMA-PB230) - 5623 (COREMA-PB069).

Além de terem sido congelados o compensador estático 7042, e os reatores shunt 5408 e 5411.

Figura 7 – Representação gráfica da área com os geradores FV desligados



Fonte: Autoria própria (2024)

4.1.2 Cenário 2 – Sistema de transmissão real com a geração fotovoltaica com 50% de incremento previsto de geração de potência ativa.

Neste cenário, será adicionado ao caso base um incremento de 50% da geração fotovoltaica total prevista para entrar em operação na região. O valor de entrada para a geração ativa será de 135MWac. Foram ajustados os limites de potência reativa para 44,37MVar máximo, calculado através do triângulo de potências, para que o fator de potência do complexo FV seja mantido entre 0,95 indutivo ou capacitivo, conforme definido no normativo dos Procedimentos de Rede. Foram obtidas a partir das simulações, as curvas Q x V e as tensões das mesmas condições de restrições operacionais que foram especificadas no caso 1.

4.1.3 Cenário 3 - Sistema de transmissão real com a geração fotovoltaica com 100% do incremento previsto de geração de potência ativa.

Neste cenário, será adicionado ao caso base um incremento de 100% da geração fotovoltaica total prevista para entrar em operação. O novo valor adicionado será de 135MW para que a geração total de potência ativa do complexo FV seja de 270MW. Também foi preservado o ajuste no limite de potência reativa, com o intuito de manter o fator de potência do complexo FV dentro do intervalo de 0.95 indutivo ou capacitivo, o valor limite encontrado foi em torno de 88,74MVar conforme definido no normativo dos Procedimentos de Rede.

Foram obtidas a partir das simulações, as curvas Q x V e as tensões nas mesmas condições de restrições operacionais especificadas nos cenários 1 e 2.

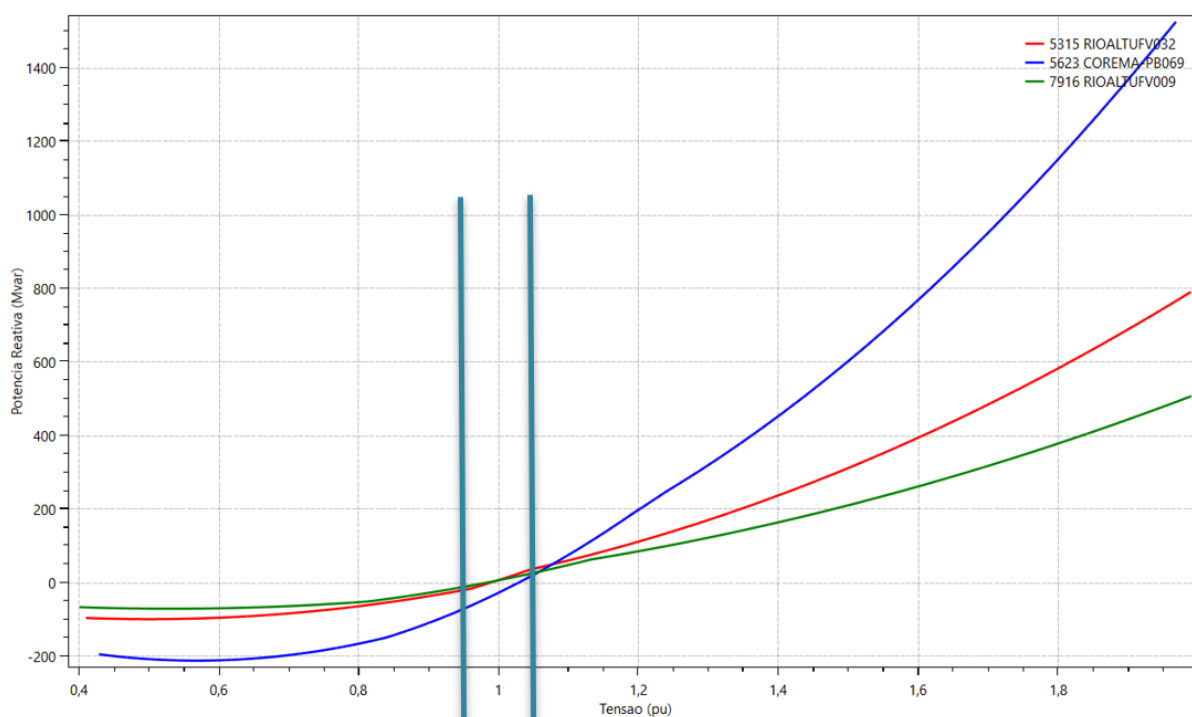
5 RESULTADOS E ANÁLISE

5.1 Resultados do cenário 1 (base)

Através da análise das curvas de potência reativa versus tensão (Q x V) entre as barras 5315 e 7916, que possuem gerador FV acoplado, e outras barras mais distantes, foi obtido o gráfico comparativo da influência de geração entre elas. Neste cenário, a geração fotovoltaica foi desligada, portanto os gráficos a seguir mostram a relação das barras, sem influência da geração fotovoltaica. As barras utilizadas nesta comparação no cenário base foram 5315, 7916 e 5623, como mostrado na figura 8.

No gráfico, apenas foi feita a análise da barra 5623, que é de 69 kV, para verificarmos o desempenho dela sem a comparação com barras de tensões mais elevadas.

Figura 8 – Curva Q x V no cenário base sem geração FV



Fonte: Autoria própria (2024)

Simultaneamente também foi gerado o gráfico para verificar a influência da geração nula nas demais barras delimitadas para o estudo. Na figura foram delimitados os limites de tensões mínimas e máximas para as barras analisadas.

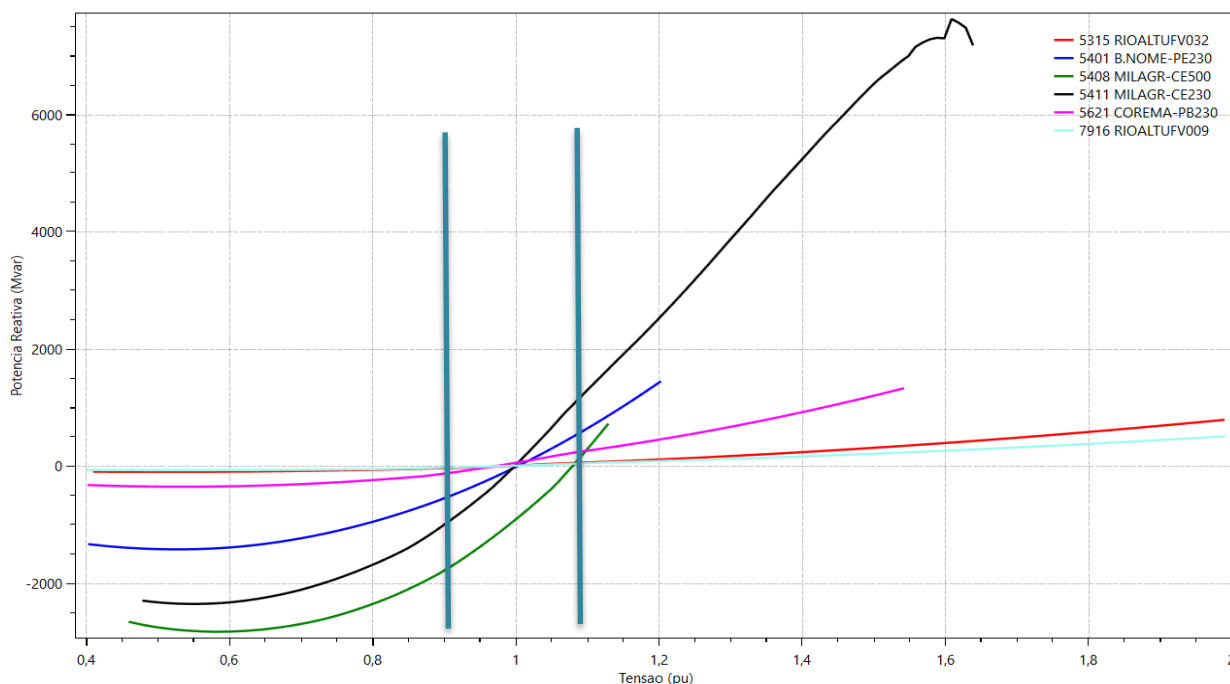
A curva Q-V possibilita obter informações a respeito da margem de carregamento e a quantidade de compensação reativa necessária para alcançar um determinado valor de tensão. Observando barra de 69 kV representada pela curva azul, possui uma maior inclinação dentro dos limites de tensões aceitáveis, indicando uma capacidade maior de fluxo de reativo por essa barra sem atingir limites inferiores ou superiores de tensão.

Nesse recorte, foram agrupadas as barras que possuem tensões entre 230 kV e 500 kV para que fosse possível realizar a comparação entre barras com nível de tensão semelhante e assim entender qual barra possui o maior nível de estabilidade de tensão, que está relacionado com a capacidade da barra absorver potência reativa dentro do próprio sistema e mantê-lo estável, sem que haja interrupções no fornecimento devido alterações que possam ocorrer. Para o teste também houve o desligamento do compensador estático, para que os resultados fossem obtidos de uma maneira livre.

A barra 5411 apresentou uma curva bastante acentuada para cima, o que significa que ela possui uma suportabilidade para variação de tensão maior em relação às demais.

O gráfico com as curvas de cada barra analisada pode ser observado na figura 9.

Figura 9 – Curva Q x V no cenário base sem geração FV



Fonte: Autoria própria (2024)

Observando a barra de 230 kV representada pela curva preta, ela possui uma maior inclinação dentro dos limites de tensões aceitáveis, indicando uma capacidade maior de fluxo de reativo por essa barra sem atingir limites inferiores ou superiores de tensão. A barra de 500 kV, na cor verde, possui capacidade de suporte de reativos maior do que as barras de tensão 34 kV.

Nesse cenário, sem presença de geração fotovoltaica, as barras estão atuando apenas com as outras formas de geração que também estão ligadas em áreas próximas, portanto alguns valores são registrados nas tabelas seguintes.

Dentro desse mesmo cenário base, ao ser feito o fluxo de potência, obteve-se os valores individuais de módulo, ângulo, geração, carga e resistência shunt de cada barra estudada, como podemos ver na tabela 4.

Tabela 4: Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 1.

Barras	Módulo (pu)	Ângulo (°)	Geração		Carga		Shunt	Tipo	Estado
			(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	0,978	-14,2	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1,007	-11,2	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1,009	-13,1	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1,089	-10,0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1,028	-17,4	43,9	0	137,5	41,5	0	PQ	Ligado

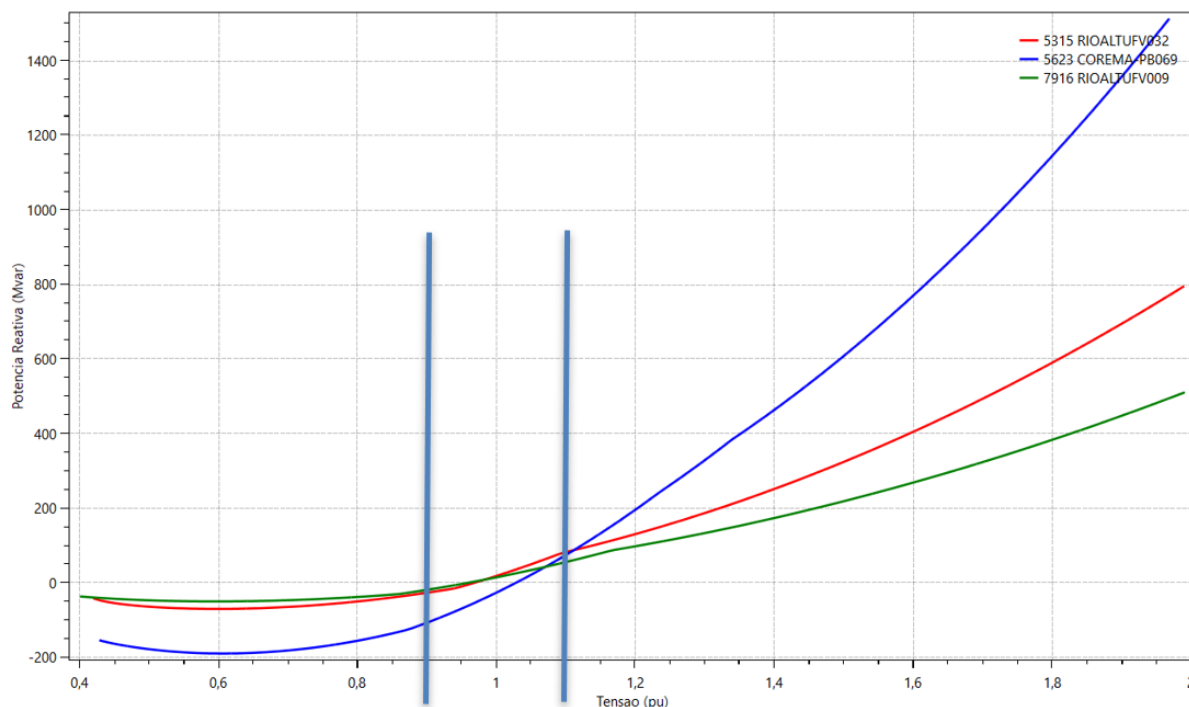
Fonte: Autoria própria (2024).

Após visualização da tabela, é importante notar que o módulo das tensões retratados em pu (por unidade), respeitaram os limites inferior e superior dos Procedimentos de Rede, trazidos anteriormente na Tabela 1. Nos cenários, os limites usados são referentes às situações de contingência, como a anulação da participação do compensador estático e dos reatores shunt, o que configura uma contingência, representada pela ausência de atuação desses componentes. Os dados mostram que apesar das tensões não estarem com valor de tensão nominal, estão dentro dos limites operacionais aceitáveis e foram comparados como os cenários 2 e 3.

5.2 Resultado do Cenário 2

Para o presente cenário, utilizou-se as mesmas configurações de comparação de barras para a formação dos gráficos. Inicialmente temos as barras 5315 e 7916, acopladas aos geradores, com 50% da capacidade de injeção FV, é observado o comportamento da barra 5623, o gráfico está pode ser visualizado na figura 10.

Figura 10 – Curva Q x V no cenário 2 com 50% de geração FV



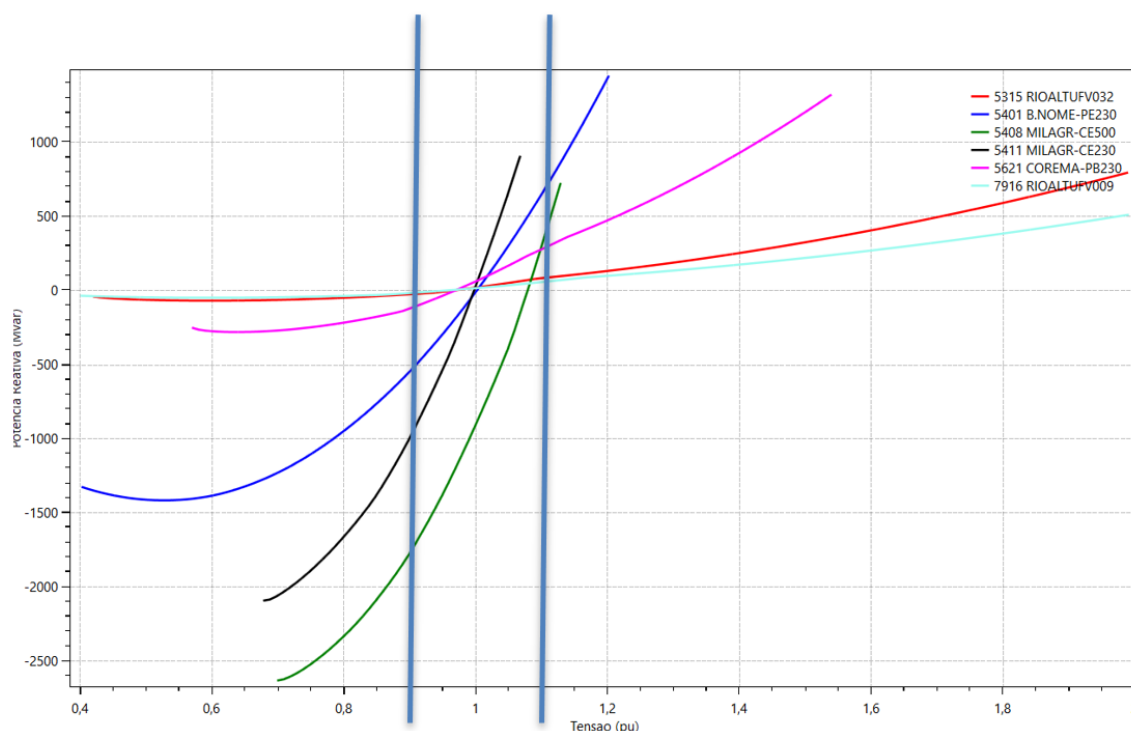
Fonte: Autoria própria (2024).

É possível observar que as barras analisadas no cenário com tensão até 69 kV não houve variação entre os cenários das curvas, indicando que a penetração FV no grau simulado não influenciou na suportabilidade das barras ao fluxo de reativo. Então as barras mantiveram a sua capacidade de limites de fluxo de reativo sem extrapolar os limites aceitáveis de tensão.

A influência da geração fotovoltaica também foi observada na figura 11, que contém o gráfico onde são representadas as barras com tensão de 230 kV e 500 kV, nela conseguimos observar as barras 5408 e 5411, que estavam com a inclinação mais elevada, mostrando assim sua maior capacidade de suportabilidade da tensão em caso de contingências, em relação as outras barras que também estando fazendo parte desse recorte.

Quando o valor da tensão, em pu, é de 1 unidade, as barras 5315, 5621 e 5411 praticamente se tocam, obtendo um valor nulo de potência reativa.

Figura 11 – Curva Q x V no cenário 2 com 50% de geração FV



Fonte: Autoria própria (2024).

Para as barras com maiores tensões (230 kV e 500 kV), é possível observar que as barras com maiores tensão têm maior suportabilidade ao fluxo de reativo e que em relação ao cenário sem geração fotovoltaica, também não houve mudança na suportabilidade ao fluxo reativo, reforçando que mesmo com o aumento da participação FV o comportamento da área estudada manteve-se dentro dos limites aceitáveis de funcionamento.

Após realização do fluxo de potência sem a presença do compensador estático e dos reatores shunt, foram obtidos os valores registrados nas barras que foram selecionadas no estudo, como pode ser visto na tabela 5.

Tabela 5: Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 2.

Barras	Módulo	Ângulo	Geração		Carga		Shunt	Tipo	Estado
	(pu)	(°)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	0,977	-8,4	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1,007	-8,6	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1,009	-10,6	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1,089	-7,6	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1,037	-11,6	0	0	137,5	41,5	0	PQ	Ligado

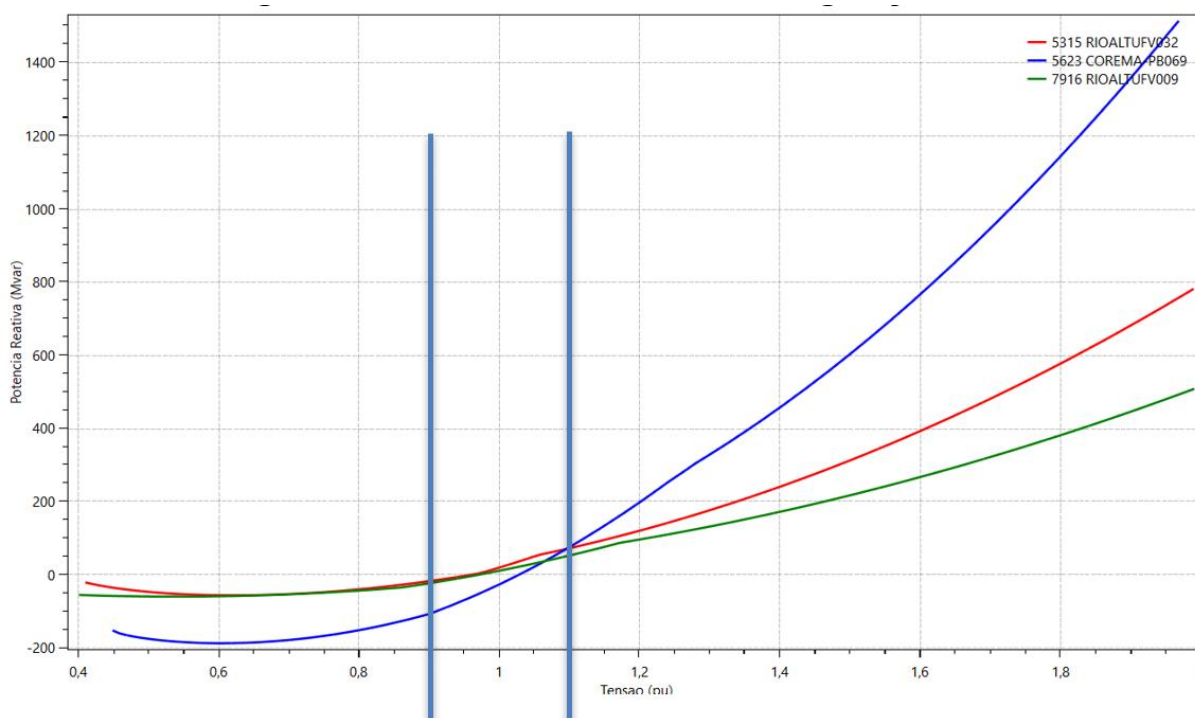
Fonte: Autoria própria (2024).

Após análise da tabela acima, constatou-se que os valores de tensão nas barras estudadas, permaneceu bem próximo aos registrados no cenário 1, onde não havia a geração fotovoltaica, significando uma boa suportabilidade das barras quando recebem uma adição de potência ativa, representada pela geração FV a 50% da capacidade. Em relação ao valor da tensão na barra de 69 kV, que é a barra de menor tensão em relação as outras, houve um aumento na tensão ao comparar com o valor obtido no cenário base, um aumento de aproximadamente 0,88%, passando de 1,028pu para 1,037pu, evidenciando que apesar de suportar a adição de potência, a tensão se aproximou do limite superior que é de 1,05 pu. Nesse recorte, mesmo com o aumento da injeção de potência ativa, e com a ausência de elementos de controle de reativo como os reatores shunt e do compensador estático, não houve ultrapassagem dos limites de tensão devido a capacidade do controle de reativo do gerador FV.

5.3 Resultado do Cenário 3

No último cenário, agora com 100% da geração FV, foi gerado o primeiro gráfico com as barras junto dos geradores e barra 5623, e o gráfico não teve alteração em comparação com o cenário anterior, como pode ser observado na figura 12.

Figura 12 – Curva Q x V com 100% de geração FV

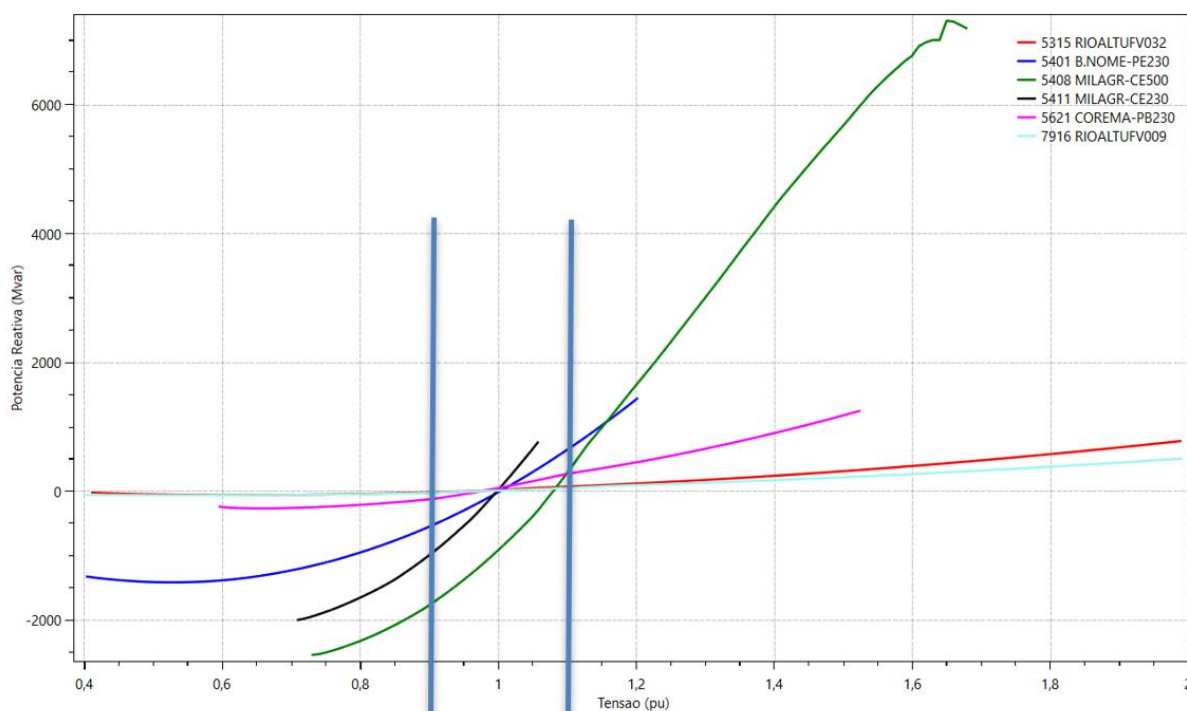


Fonte: Autoria própria (2024).

Para o cenário 3, foi observado que as barras analisadas com tensão até 69 kV não houve variação entre os cenários das curvas, mesmo com o aumento do fluxo de potência ativa e reativa proveniente dos geradores FV, indicando que a penetração fotovoltaica no grau simulado não influenciou na suportabilidade das barras ao fluxo de reativo em relação aos valores obtidos.

Também foi verificado o comportamento das demais barras do estudo, agora com o nível máximo de geração FV. significando assim o maior nível de suporte para injeção de reativos na linha de transmissão. As curvas podem ser visualizadas na figura 13.

Figura 13 – Curva Q x V com 100% de geração FV.



Fonte: Autoria própria (2024).

É possível observar que as barras com maiores níveis de tensão, mais próximas ou mais afastadas da geração FV, também não sofreram mudanças nas suas respectivas curvas Q x V, mesmo para o cenário com maior inserção FV. Então as barras mantiveram a sua capacidade de limites de fluxo de reativo sem extrapolar os limites aceitáveis de tensão. Então esse aumento de alocação de geração mais próximas às cargas não interferiram na margem suportável de reativo das barras independentemente do nível de tensão.

Após análises das curvas, foi gerado o fluxo de potência do cenário atual e os dados obtidos foram trazidos para a tabela 6.

Tabela 6: Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 3.

Barras	Módulo (pu)	Ângulo (°)	Geração		Carga		Shunt	Tipo	Estado
			(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	0,977	-4,7	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1,003	-6,9	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1,006	-9,0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1,086	-6,0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1,032	-6,9	43,9	0	137,5	41,5	0	PQ	Ligado

Fonte: Autoria própria (2024).

Nesse último cenário, já com a geração fotovoltaica na sua capacidade máxima, notou-se que a barra de 69 kV, atingiu o valor de 1,032 pu, uma diminuição de 0,48% em relação ao valor da tensão no cenário 2, que foi de 1,037pu. Isso se deve ao fato de que ao receber o incremento de potência, a barra apresentou maior suportabilidade à inserção FV no cenário 2, onde a barra sofre uma perturbação e eleva seu nível de tensão. Já no cenário atual, ao receber todo o potencial fotovoltaico dos geradores, a tensão diminuiu, pois a barra tende a voltar ao estado de maior equilíbrio do cenário base.

Esse resultado pode ser explicado pelo fato de que com o aumento considerável da potência ativa, o gerador FV também tinha maior capacidade de controle de reativo. Contudo, em ambos os casos, a tensão manteve-se dentro dos limites estabelecidos.

As demais barras, de 230 kV e 500 kV sofreram pequenas alteração entre um cenário e outro, evidenciando também a capacidade de suportabilidade da variação de potência ativa e reativa nas barras estudadas.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados mostram que o aumento da inserção FV com injeção crescente de potência ativa e reativa, não há alteração nos graus de suportabilidade das barras, independente dos níveis de tensão e de sua localização, mais ou menos afastadas do ponto de geração FV. Nenhuma barra teve sua capacidade de receber reativo alterada, ou seja, sem extrapolar os limites de tensão. Foi verificado que a mudança geométrica de alocação de geradores de forma descentralizada, não alteraria as características das barras, o que ficou evidenciado nas curvas $Q \times V$.

Os valores de tensões registrados nas barras também conseguem apresentar resultados favoráveis, pois mostram que o aumento da inserção FV contribui para aumentar a capacidade de controle de reativo no trecho do sistema elétrico e consequentemente, melhorar os níveis de tensão principalmente nas barras mais sensíveis, mesmo com o aumento de potência ativa.

Para trabalhos futuros, recomenda-se investigar o impacto do aumento da inserção de geração fotovoltaica nas linhas de transmissão, especialmente no que diz respeito à estabilidade do sistema elétrico, à coordenação da proteção e à necessidade de reforços ou adaptações na infraestrutura existente. Outros temas relevantes incluem o desenvolvimento de modelos de previsão de geração solar mais precisos, a integração de sistemas de armazenamento de energia para mitigar a intermitência da fonte solar, bem como a análise dos efeitos da geração distribuída fotovoltaica no fluxo de potência e na confiabilidade das redes de transmissão em diferentes cenários de penetração.

7 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA BRASIL. Governo amplia para 48% a meta de redução da emissão de gases de efeito estufa até 2025. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202309/governo-amplia-para-48-a-meta-de-reducao-da-emissao-de-gases-de-efeito-estufa-ate-2025>. Acesso em: 22 jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida#:~:text=Denomina%2Dse%20microgera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADda%20a,do%20Par%C3%A1grafo%20%C3%9Anico%20do%20art.> Acesso em: 24 jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Micro e minigeração distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida#:~:text=A%20Lei%20n%C2%BA%2014.300%2F2022,de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20El%C3%A9trica>. Acesso em: 13 jul. 2024.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Dispõe sobre o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 08 jul. 2024.

BASTOS, Fernanda. Preço do painel solar cai 40% em 2023 e reduz tempo de retorno sobre investimento. Disponível em: <https://exame.com/esg/preco-do-painel-solar-cai-40-em-2023-e-reduz-tempo-de-retorno-sobre-investimento/>. Acesso em: 15 jul. 2024.

CHESF. Subestação Coremas. Dados fornecidos pela empresa, 2021. Acesso em: 27 mai. 2024.

EPE. Plano decenal de expansão de energia 2031. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2024. Acesso em: 27 mai. 2024

GODINHO, Isac. Energia limpa pode levar desenvolvimento verde ao Nordeste.

Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/seminariosfolha/2023/06/energia-limpa-pode-levar-desenvolvimento-verde-ao-nordeste.shtml#:~:text=O%20Nordeste%20%C3%A9%20respons%C3%A1vel%20por,Ag%C3%Aancia%20Nacional%20de%20Energia%20El%C3%A9trica>. Acesso em: 24 jun. 2024.

GREENPEACE. Desmatamento nos estados brasileiros. Disponível em:

<https://www.greenpeace.org/brasil/blog/desmatamento-na-amazonia/#:~:text=Desmatamento%20nos%20estados%20brasileiros&text=Entre%20os%20estados%20brasileiros%2C%20a,o%20menor%20n%C3%BAmero%20desde%202020>. Acesso em: 22 jun. 2024.

INFO MONEY. Consumo de energia elétrica no país aumenta 8%, aponta EPE.

Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/consumo/consumo-de-energia-eletrica-no-pais-aumenta-8-aponta-epe/>. Acesso em: 26 jun. 2024.

LOBO, Fábio Xavier. Impacto elétrico da inserção de uma central fotovoltaica na rede de transmissão: estudo de caso Usina Solar Coremas-PB. 2022.

LUZ SOLAR. Como funciona o sistema fotovoltaico. Disponível em:

<https://luzsolar.com.br/como-funciona-o-sistema-fotovoltaico/>. Acesso em: 22 jun. 2024.

MARTINS, T. U. Estudos elétricos para conexão à rede básica de uma central geradora solar fotovoltaica utilizando a ferramenta computacional anarede.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 19. 2019.

ORIGO ENERGIA. Energia solar no Brasil. Disponível em:

<https://origoenergia.com.br/blog/energia/energia-solar-no-brasil#:~:text=Em%202020%2C%20a%20capacidade%20de,no%20Brasil%2C%20segundo%20a%20ABSOLAR>. Acesso em: 22 jun. 2024.

PORTAL SOLAR. Como funciona a placa solar. Disponível em:

<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-placa-solar>. Acesso em: 08 jul. 2024.

SENADO FEDERAL. Protocolo de Kyoto. Disponível em:

<https://www12.senado.leg.br/noticias/entenda-o-assunto/protocolo-de-kyoto>. Acesso em: 11 jul. 2024.

SPIC BRASIL. Obras para geração de energia solar no Nordeste. Disponível em:

<https://www.spicbrasil.com.br/destaque/obras-para-geracao-de-energia-solar-no-nordeste/>. Acesso em: 15 jul. 2024.