

AVALIAÇÃO DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO PROVENIENTES DO AUMENTO DA INSERÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE TRANSMISSÃO: ESTUDO DE CASO USINA COREMAS-PB

Fábio Xavier Lobo – fabio.lobo@ufpe.br

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear

Igor Cavalcante Torres – igor.torres@ceca.ufal.br

Universidade Federal de Alagoas, Campus de Engenharia e Ciências Agrárias

Gustavo Fernandes Negreiros – gustavo.negreiros@gmail.com

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear

Chigueru Tiba – tiba@ufpe.br

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear

Resumo. *Este trabalho tem por objetivo evidenciar e analisar os impactos causados na rede de transmissão decorrentes aumento da inserção de geradores FV (fotovoltaico) centralizados na rede de transmissão. Foi analisada uma rede de transmissão real de alta tensão (AT), funcionando dentro dos padrões normativos e considerando alguns ajustes no ambiente de simulação, como por exemplo, a substituição de dados de geração médios por dados instantâneos, para que os resultados pudessem ser mais realistas. O estudo foi realizado com o programa ANAREDE, considerando o sistema em regime permanente para a demanda de carga e da geração fotovoltaica. Foi utilizado o método estático de avaliação da estabilidade de tensão. O sistema simulado foi submetido a um patamar de carga média e os geradores FV estavam injetando a potência correspondente ao caso base (70.6 MW de geração fotovoltaica já operacional) e como incremento de 100% do total previsto (270 MW) a ser acrescentada ao complexo fotovoltaico no futuro. Através dos resultados foi possível verificar que a partir de pequenas perturbações nas condições de operação normal e em contingência ocorreu a instabilidade de tensão na rede. Além disso, ficou evidenciado que o complexo FV contribuí para uma melhora da estabilidade da tensão em regime permanente, refletindo em melhores respostas nas barras próximas a inserção dos sistemas FV. No entanto, quanto maior for a distribuição e mais elevada a potência proveniente da geração FV, maior é a contribuição nas atenuações nos perfis de tensão, ao longo do sistema de transmissão.*

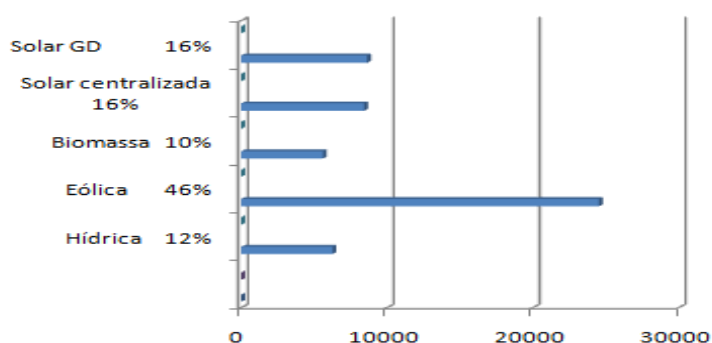
Palavras-chave: Regime Permanente, Geração Fotovoltaica Centralizada, Variação da Tensão.

1. INTRODUÇÃO

A energia solar FV é uma realidade técnica e comercial no mundo. Em fins de 2020 havia cerca de 627 GW instalado de forma acumulada onde cerca de 2/3 era de geração centralizada (IEA 2020). De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2020), no Banco de Informações de Geração (BIG) a parcela da geração hidrelétrica na matriz energética brasileira em maio de 2020, era de 62,66%, mas no passado o parque hidrelétrico chegou a representar 90% da capacidade instalada (ANEEL, 2008).

O Brasil tem uma excelente disponibilidade de recursos de energia solar (Pereira et al., 2017) e com o declínio dos custos dos equipamentos fotovoltaicos, a energia solar FV está nivelando os custos de implantação com os preços de geração eólica, hidrelétrica e outras fontes de energia renovável. Conseqüentemente, o governo brasileiro e empresas de eletricidade começaram a avaliar e considerar as usinas fotovoltaicas da forma centralizada, como um grande contribuinte para a diversificação eficiente da matriz de energia elétrica brasileira.

Conforme Plano decenal 2029 (EPE, 2019), estima-se cerca de 8400 MW de geração elétrica FV centralizada, serão incrementadas na matriz brasileira. A Fig.1 mostra a expansão da geração de energia elétrica brasileira proveniente de fontes renováveis, no período de 2019-2029. A geração solar fotovoltaica representará mais de 30% do total dessa expansão, onde pouco mais da metade será na forma centralizada.



Fonte: EPE (2019).

Figura 1- Expansão da Capacidade Instalada (MW) de eletricidade até 2029, com fontes renováveis

A geração eólica, assim como a geração solar FV é estocástica, ou seja, não é possível determinar com certeza a geração de energia em um instante futuro. Então, essa característica estocástica, provoca efeitos nos parâmetros elétricos da transmissão do sistema elétrico. Outro fator determinante é desafio para perceber toda a energia solar FV e a necessidade de acomodar a carga líquida em mudança (carga normal menos geração de fontes variáveis solares) associada à alta geração FV do meio-dia e baixa demanda de eletricidade.

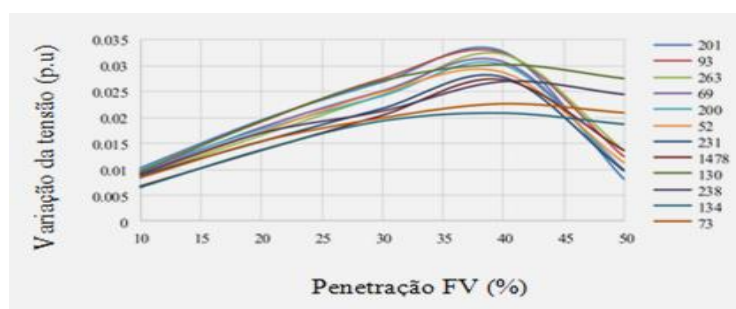
A substituição dos geradores síncronos convencionais por geradores fotovoltaicos pode levantar novas questões de estabilidade tais como falta de inércia, níveis de tensão, inversão do fluxo padrão de transmissão, frequência, ajuste da proteção e harmônicos, que podem comprometer a confiabilidade de toda a rede. Essas situações impactam negativamente na estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Então, os sistemas FV centralizados de grande porte quando inseridos na rede de transmissão, provocam fenômenos e novos desafios e por isso necessitam de estudos específicos.

2. PROBLEMAS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO

2.1 Variações de tensão em regime permanente e perdas totais

A integração de FV em vários níveis de penetração pode ter impacto significativo nas tensões de barramento do sistema de transmissão. É necessário conhecer as magnitudes das mudanças na tensão de estado estacionário nas barras do sistema elétrico, para identificar as barras mais sensíveis e evitar condições adversas que podem ocorrer com aumentos de penetração FV. De acordo com Zhang (2010) e Mensah-Bonsu (2010), a integração de sistemas FV pode ser benéfica bem como prejudicial, dependendo do seu nível de penetração e ponto de interconexão.

A estabilidade de tensão está associada à capacidade do sistema de potência em manter um perfil de tensão adequado, tanto em condições normais de operação quanto no caso de ocorrência de perturbações severas. Segundo a (EPE, 2002), embora o fenômeno de instabilidade de tensão seja um processo dinâmico, as análises estáticas baseadas em levantamentos de curvas ($P \times V$) e ($V \times Q$), que representam curvas de potência ativa (W) por tensão (V) e de tensão (V) por potência reativa (VAr), respectivamente, têm sido adotadas internacionalmente para avaliação da estabilidade de tensão. Na Fig. 2 está apresentado o resultado de simulações que usaram modelos realistas baseados em dados públicos semelhantes para os sistemas de transmissão reais, onde está representado o comportamento do nível de tensão para diferentes barras do sistema simulado. O sistema completo que foi simulado era composto por 2000 barras ou nós, que representam pontos de conexão elétricos e fazia parte da região do Texas. A rede era composta por três níveis de tensões (345/115/13,8kV) e o sistema era projetado com um pico de capacidade de demanda de 49,7 GW, enquanto a carga máxima poderia atingir até 28 GW.



Fonte: Dhivya et al. (2019).

Figura 2 - Variação de tensão por barra do sistema simulado, em diversos níveis de penetração FV.

As variações de tensão das barras de 115 kV do sistema de transmissão simulado, com vários níveis de penetração de FV são mostradas na Fig.2 (Dhivya, et al., 2019). Este tipo de comportamento da tensão é observado quanto mais cargas estão sendo alimentadas com a geração fotovoltaica mais próxima, levando a menos exigência de energia reativa proveniente da geração convencional, que fica mais distante dos centros de cargas. Após 40% de penetração de FV, ocorre o fluxo reverso de energia ativa pelas linhas no sentido inverso das cargas, resultando em um aumento constante no fluxo de potência reativa e diminuição nas magnitudes de tensão do barramento. A instabilidade de tensão está fortemente associada à deficiência no suporte de reativos do sistema.

2.2 Alteração de parâmetros elétricos em situação de contingência

Os métodos de avaliação da estabilidade de tensão podem ser divididos em estáticos e dinâmicos. Os métodos estáticos baseiam-se na análise de sistemas de equações algébricas obtidas a partir do modelo de fluxo de potência. Os métodos dinâmicos, em geral, baseiam-se em soluções no tempo de sistemas de equações diferenciais e algébricas representando o desempenho dinâmico dos componentes do sistema.

O fenômeno da instabilidade de tensão pode ser iniciado de duas maneiras: grandes perturbações no sistema provocadas, por exemplo, por curtos-circuitos, desligamentos de linhas de transmissão, etc. Neste caso, a instabilidade de tensão pode se manifestar imediatamente (poucos segundos) após a perturbação, de forma similar ao problema de instabilidade angular (instabilidade de tensão transitória), ou decorrido algum tempo (vários minutos) após a perturbação, por meio da degradação lenta do perfil de tensões (instabilidade de tensão de longo prazo). Outro motivo seria pequenas perturbações causadas pela variação normal da carga. Este tipo de fenômeno é normalmente tratado como um problema de estabilidade de tensão estática. A instabilidade de tensão causada por pequenas perturbações, por sua vez, está associada aos limites de máxima transferência de potência no sistema de transmissão e à insuficiência de geração de potência reativa na área afetada.

Embora o fenômeno da instabilidade de tensão seja essencialmente dinâmico, os métodos estáticos são importantes pela sua eficiência computacional e pelas informações que produzem com relação a sensibilidades, graus de instabilidade e margens de estabilidade. Os métodos estáticos são adequados para os estudos relacionados à instabilidade causada por pequenas perturbações, nos quais o objetivo principal é a determinação dos limites máximos de transferência de potência e reforços no suporte de reativos visando aumentar esses limites.

Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De acordo com a ANEEL (2021), avalia-se se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem aos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede do operador nacional do sistema (ONS), em seu submódulo 2.3. No sistema brasileiro, os acessantes da rede de transmissão básica devem atender aos requisitos das faixas de tensão classificadas de acordo com critérios definidos nos Procedimentos de Rede do ONS, em seu submódulo 2.3, através dos valores limites de tensão que são aplicados aos mais diferentes níveis, no ponto de conexão, tendo como referência os valores para alta tensão, expressos na Tab. 1.

Tabela 1- Tensão admissível entre fases a 60 Hz

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Condição operativa normal		Condição operativa sob contingências	
	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
< 230	–	0,95 a 1,05	–	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: ANEEL (2021).

Os dados apresentados na Tab. 1 representam a tensão admissível a ser observada nos estudos elétricos para as condições operativas normais e sob contingências. As configurações do sistema elétrico podem ser alteradas, inclusive aumento nos níveis de penetração FV ou retirada de um equipamento regulador (contingências), simulando assim perturbações pequenas. As alterações nos parâmetros seriam tratadas como um problema de estabilidade de tensão estática. Cenários podem definir as melhores condições para que o sistema sob perda de estabilidade tenha um comportamento satisfatório quanto aos critérios exigidos.

3. MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA

3.1 Modelo do sistema fotovoltaico

Na Fig. 3, 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 coatora 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 FV 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.

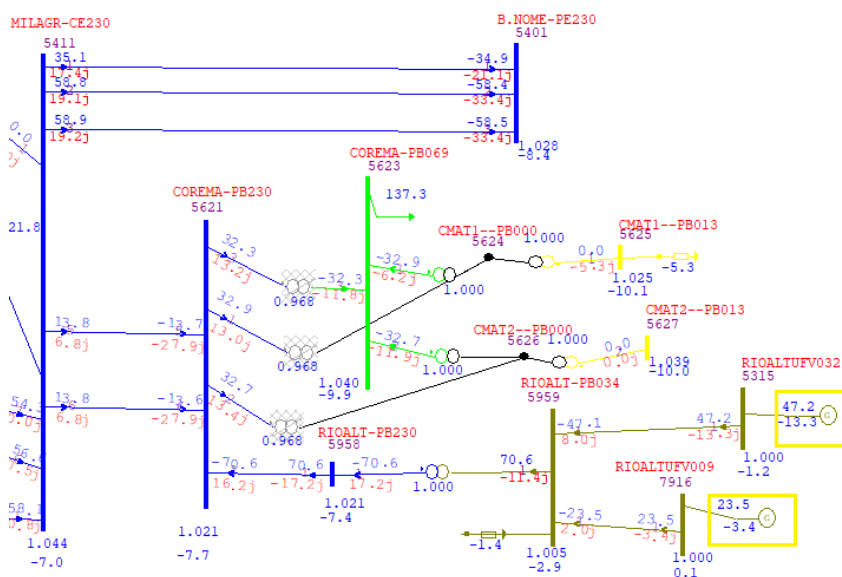


Figura 3 - Diagrama com trecho do sistema simulado contendo a geração FV.

Fonte: Autoria própria

O fator de potência dos geradores FV 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.

3.2 Transformador

O modelo do transformador usado para a simulação no ANAREDE no cálculo de fluxo de potência foi o seu equivalente de sequência positiva. As perdas de potência no transformador são apenas perdas reativas. Os taps variáveis sob carga podem ainda ter a atuação contínua ou discreta. Na versão do programa usada nesta simulação, os transformadores defasadores possuem ângulos fixos. A Tab. 2 mostra os principais transformadores do circuito elétrico estudado.

Tabela 2- Dados de entrada dos transformadores do sistema

Transformador	R	X	B	Capacidade	Relação de transformação
	(%)	(%)	(Mvar)	(Mva)	
5408 (MILAGR-CE500)- 5411 (MILAGR-CE230)	0	0.096	0	600	500/230KV
5621 (COREMA-PB230)- 5623 (COREMA-PB069)	0	13.19	0	100	230/69KV

Fonte: Chesf (2021).

3.3 Linha de transmissão

As LTS apresentam quatro parâmetros que influenciam o seu funcionamento e consequentemente a capacidade de transportar energia que são: resistência, reatância em série, condutância e susceptância shunt. No entanto, geralmente a condutância é desprezada já que seu efeito sobre a linha é considerado muito pequeno. A Tab. 3 mostra as principais linhas de transmissão do circuito elétrico estudado.

Tabela 3. Parâmetros das linhas de transmissão

Linha de transmissão	R	X	B	Capacidade
	(%)	(%)	(MVAr)	(MVA)
5428 (QUIXAD-CE500)- 5408 (MILAGR-CE500)	0.26	2.97	399.02	2070
5050 (L.GONZ-PE500) - 5740(OLINDI-BA500)	0.31	3.1	324.34	1306
5001 (PAFONS-BA500)- 5740(OLINDI-BA500)	0.21	2.68	272.76	2165
6300 (SOBRAD-BA500) - 5050(L.GONZ-PE500)	0.29	3.99	411.44	2165
5050 (L.GONZ-PE500) - 5408 (MILAGR-CE500)	0.21	2.57	343.26	2186
6500 (JUAZEI-BA500) - 5050 (L.GONZ-PE500)	0.25	3.2	327.32	1732
6640 (CURRAL-PI500) - 5408 (MILAGR-CE500)	0.155	2.231	356.98	1992
5570 (S.J.PI-PI500 - 6640 (CURRAL-PI500)	0.134	1.92	279.9	1992
5577 (SJ-SB2CAP500) - 6300 (SOBRAD-BA500)	0.153	2.272	327.32	1732
6300 (SOBRAD-BA500) - 6500 (JUAZEI-BA500)	0.04	0.48	47.043	2165
6500 (JUAZEI-BA500) - 5050 (L.GONZ-PE500)	0.25	3.2	327.78	2165
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

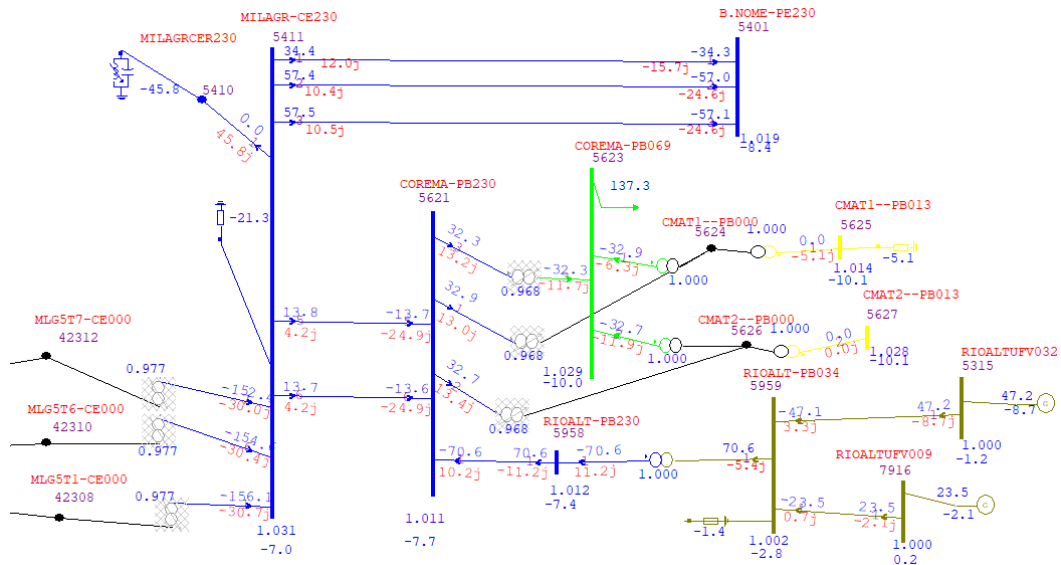
Fonte: Chesf (2021).

3.4 Descrição do sistema

Os parâmetros elétricos dos equipamentos do sistema simulado já foram apresentados nas subseções 3.1, 3.2 e 3.3. Nesta subseção, são apresentados os principais circuitos do trecho do sistema simulado. Serão representados graficamente os dados elétricos de parte do sistema norte Eletrobrás-Chesf a ser estudado.

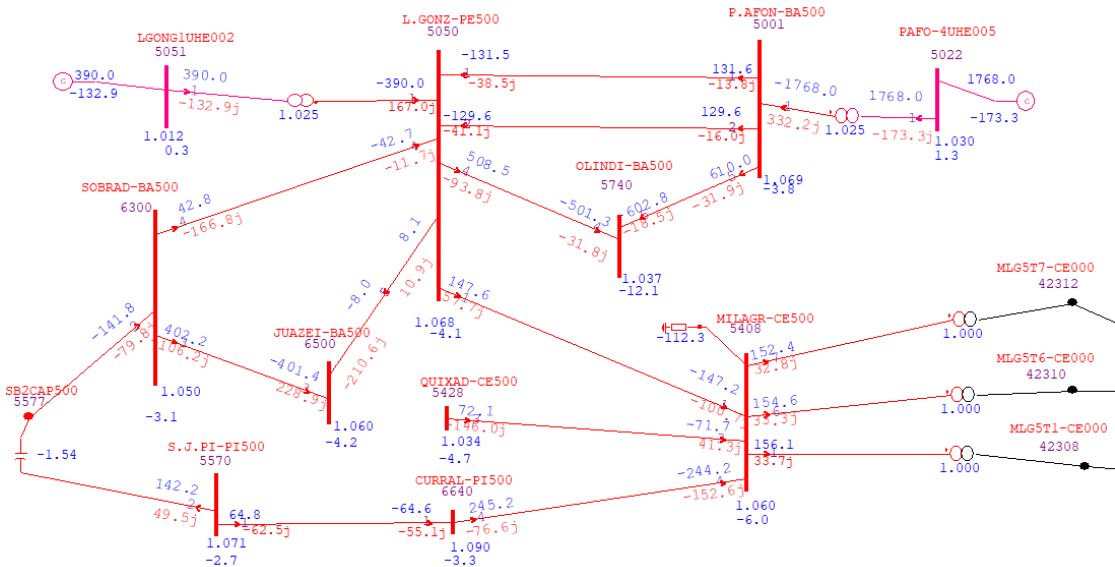
As Figuras 4 e 5 apresentam as características elétricas da rede de transmissão modelada no programa ANAREDE a partir de um diagrama unifilar simplificado, onde está representada a subestação de Coremas, as subestações adjacentes, as linhas de transmissão que as conectam e os geradores tradicionais do trecho que foi realizado o estudo. Além disso, pode-se observar que o circuito possui em sua totalidade 11 LT's de 500kV e 3 LT's de 230kV, 15 barras, das quais, 8 são com níveis de tensão de 500kV, três de 230kV, uma de 69kV e três de 34kV.

Entre os equipamentos totais, existem os equipamentos que realizam o controle do fluxo de potência na rede elétrica, são eles, três transformadores com relação de transformação de 500/230kV, três transformadores de 230/69kV, um reator shunt de 500kV, um compensador estático de 230kV e um reator shunt de 230kV. Vale salientar que todas as cargas conectadas a rede elétrica em estudo, possuem cargas modeladas com potência constante e o sistema fotovoltaico foi conectado a barra (5621 COREMAPB-230) injetando potência ativa e reativa.



Fonte: autoria própria

Figura 4- Diagrama unifilar simplificado do sistema do trecho 1



Fonte: Autoria própria

Figura 5 - Diagrama unifilar simplificado do sistema do trecho 2

4. METODOLOGIA

Foram utilizados os parâmetros elétricos fornecidos pelo ONS e carregados no programa ANAREDE, versão 15.5.4. O fluxo de potência foi realizado utilizando-se o método de Newton-Raphson (ferramenta NEWT do ANAREDE). 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, para o mês de janeiro de 2021. Os dados elétricos de parte do sistema norte Eletrobrás-Chesf, foram representados graficamente, conforme demonstrado nas figuras 4 e 5, com objetivo de verificar o comportamento dos níveis de tensões nas barras do sistema elétrico de alta tensão, para situações de contingência.

Os dados de geração fornecidos pelo ONS são dados médios, ou seja, dados que não retratam uma geração máxima proveniente do complexo fotovoltaico em determinado horário do dia. Para as simulações, foram considerados os dados de geração FV com um nível de injeção de potência “máximo” em determinados horários do dia, ou seja, foram carregados dados instantâneos no programa para que fosse possível realizar a simulação com características de geração máxima. Para o caso base, foram considerados os dados de geração do mês de janeiro, que historicamente é um mês com maior geração FV.

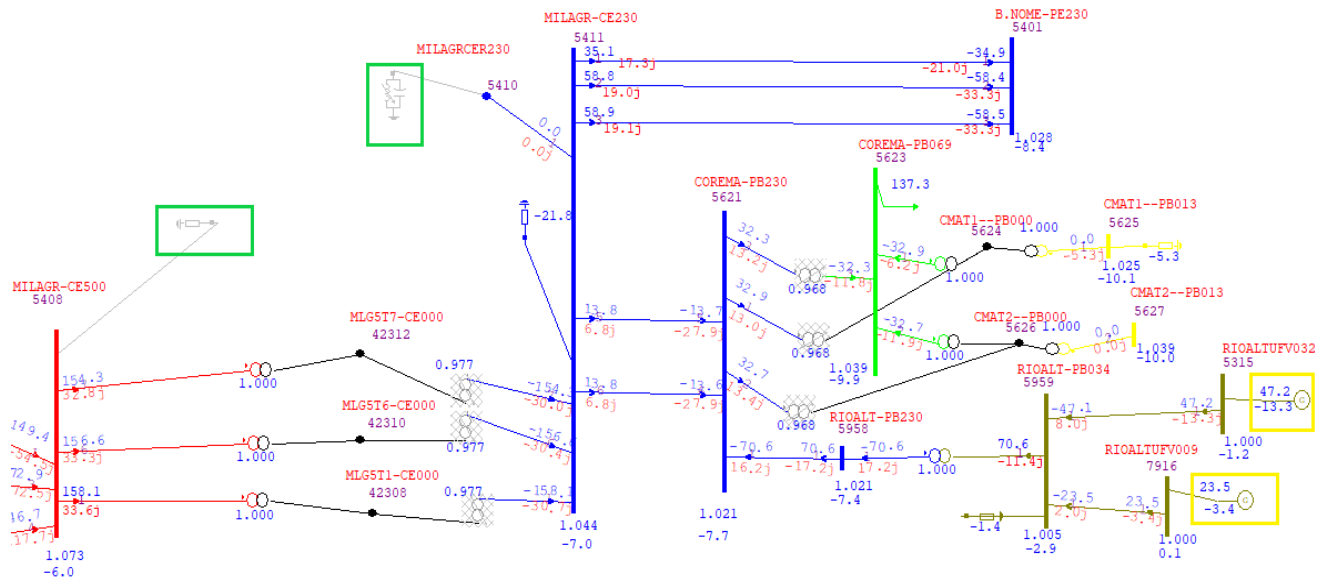
Foi simulado o sistema para um valor de geração de potência ativa máxima de 70.6MW e potência reativa mínima de -23MVar e máxima de +23MVar. A usina FV de Coremas foi modelada com duas unidades de geração

diretamente ligadas a SE-Coremas, com uma geração de potência ativa de 70.6 MW. No entanto, conforme já outorgado pelos agentes de regulação, foi aprovada uma ampliação na geração total e com devido a isso, também foi simulada a contribuição do complexo FV considerando um incremento de 100% do total previsto para ser ampliado, ou seja, uma geração máxima de 270MW.

4.1 Descrição dos cenários e resultados

Cenário 1- Análise de contingência com a geração FV mínima

Para o cenário 1 foi simulada a contribuição em regime permanente do sistema FV nos limites de geração elétrica atual (injeção máxima de 70.6MW de potência ativa e de 23MVar de potência reativa), numa condição normal de operação e em contingência. A contingência ocorreu com o desligamento do reator shunt 5408(MILAGR-CE500), que está conectado à barra de milagres de 500kV e do compensador estático 5410 (MILAGRCER230) conectado à barra de milagres de 230kV. O diagrama unifilar representado pela Fig. 6 mostra os equipamentos do sistema que serão desligados, destacados em verde e também mostram os geradores FV, destacados em amarelo.



Fonte: Autoria própria

Figura 6 - Trecho do Sistema elétrico real modelado e simulado no software ANAREDE

Conforme mencionado anteriormente, foi simulada a retirada do reator shunt 5411(MILAGR-CE230) e do compensador estático 5410 (MILAGRCER230). Esses dois equipamentos controlam boa parte do reativo do trecho onde está diretamente inserido o complexo FV em estudo. Para o primeiro cenário foi analisado a influência da geração FV nos parâmetros de energia na condição de caso base, ou seja, na condição de geração atual antes e depois das contingências descritas. A cada cenário proposto, foi possível verificar e analisar alterações nos níveis de tensão das seguintes barras:

- 5621(COREMA-PB230);
- 5411(MILAGR-CE230);
- 5401(BOM NOME-PE230);
- 5959(RIOALT-PB034);
- 5623 (COREMA-PB069);
- 5408(MILAGR-CE500), que são barras próximas a conexão FV e nas barras:
- 5050(L.GONZ-PE500) e 5001(P.AFON-BA500), que são barras próximas às gerações convencionais hidroelétricas).

Foram comparados os níveis de tensão nas barras selecionadas para condições de não contingências (com os equipamentos de regulação conectados ao sistema) e para a situação de contingência (perda dos equipamentos de regulação). A Figura 7 apresenta um gráfico comparativo de crescimento da tensão em todas as barras verificadas no estudo, com destaque para as duas barras de COREMAS (5621 e 5623).

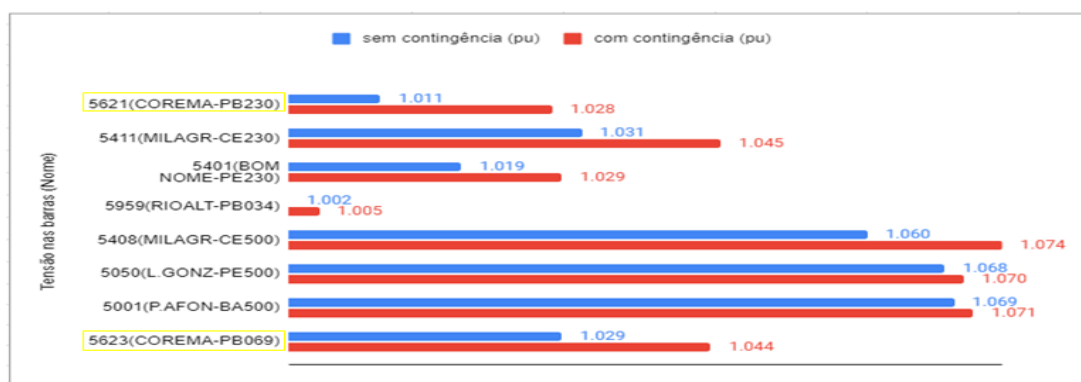


Figura 7- Representação quantitativa dos níveis de tensões por barra antes e depois da contingência nas condições previstas para o primeiro caso (caso base).

Fonte: Autoria própria

É possível verificar que houve aumento nos níveis de tensão nas barras em relação ao cenário sem contingência, ocasionados pela retirada dos equipamentos de controle de reativo. Ocorreu um aumento significativo nos níveis de tensões das barras 5621(COREMA-PB230) e 5623 (COREMA-PB069), elevando a tensão de 1.011 pu para 1.028 pu e 1.029pu para 1.044pu, respectivamente. Essas duas barras compõem a SE-COREMAS na qual está conectado o complexo FV onde houve um crescimento significativo da tensão, que possui limite superior normativo de 1.05pu.

Todas as barras tiveram um aumento no nível de tensão quando o sistema perdeu os dois equipamentos de controle. Nos pontos mais afastados dos elementos de controle e próximos a geração tradicional (hidrelétrica), como as barras 5050 (L.GONZ-PE500) e 5001 (P.AFON-BA500), não houve praticamente variação de tensão. Já nos pontos mais próximos aos elementos de controle de reativo e afastado dos geradores, como por exemplo, a barra 5408(MILAGR-CE500), ocorreu uma variação significativa da tensão passando de 1.06pu para 1.074pu. Esse crescimento da tensão é esperado devido à retirada do reator shunt 5411(MILAGR-CE230) e do compensador estático 5410 (MILAGR-CE230), que são elementos de controle de reativos no sistema de transmissão e que na condição simulada estão absorvendo reativo.

A absorção de reativos traz como consequência uma queda de tensão em regime permanente, visto que, aumenta o fluxo de reativo ao longo das LTS. No sistema de transmissão a tensão elétrica é muito sensível ao fluxo de potência reativa. Então, um aumento de transporte de reativo provoca uma queda de tensão ao longo dos terminais das LTS. Outro destaque seria a barra 5959 (RIOALT-PB034), cujo nível de tensão é 34KV e onde o complexo FV está conectado. A referida barra teve uma pequena variação de tensão em regime permanente, passando de 1.002pu para 1.005pu. Podemos atribuir esses aumentos de tensão nas barras mais afastadas da geração tradicional, ao fluxo de reativo pelas LTS que interligam as referidas barras que diminuiu com a retirada dos equipamentos que absorvem reativo do sistema. Outro fator seria a característica das LTS quando transportam potência ativas inferiores a sua capacidade de transmissão, que é o caso das linhas que conectam a barra próxima da geração FV ao sistema, contribui no fornecimento de reativo ao sistema, diminuindo o fluxo de reativo proveniente da rede, que resulta em um aumento de tensão na barra. Essa contribuição é devido ao modelo das LTS com níveis altos de tensão como 230kV e 500kV, que apresentam altos valores de susceptância no seu parâmetro shunt.

Então, caso o fluxo de reativo proveniente da geração no sentido da barra seja menor, teremos um aumento da tensão nessas barras. Se a barra tiver muito próxima à geração, que controla reativo, terá seus módulos de tensão com menores variações em regime permanente, como é o caso das barras 5050 (L.GONZ-PE500) e 5001 (P.AFON-BA500). Apesar da barra 5959(RIOALT-PB034) possuir nível de tensão 34KV, também é sensível a variação de fluxo de reativo proveniente das LTS que a conecta ao sistema, apresenta uma pequena variação de tensão, pois está conectada ao complexo FV que controla o reativo.

Cenário 2- Análise de contingência com a geração FV sob condições de 100% de incremento de geração FV

Para o segundo cenário, foi analisada a contingência no trecho do sistema estudado, onde foi simulada a contribuição em regime permanente do sistema FV nos limites de geração elétrica definido para condição de 100% do incremento de geração FV previsto para o complexo FV. Assim, a geração FV passou a fornecer 270MW de potência ativa. Também foi ajustado o limite de inserção de potência reativa (MVar) do complexo FV para o valor de 55MVar. A alteração no limite de potência reativa foi realizada para manter o fator de potência do complexo FV no intervalo de 0.95 indutivo ou capacitivo, conforme definido no submódulo 3.2 dos Procedimentos de Rede. Como no primeiro caso, também foi considerada como situação de contingência, o desligamento do reator shunt 5408 (MILAGR-CE500), que está conectado à barra de milagres de 500KV e do compensador estático 5410 (MILAGR-CE230) conectado à barra de milagres de 230kV.

Então, foram analisadas as alterações nos níveis de tensões das mesmas barras definida para o cenário 1, através da nova configuração FV para situação com e sem contingência. Foram determinadas as variações em regime

permanente das tensões nas barras selecionadas nas condições de não contingências (com os equipamentos de regulação conectados ao sistema) e de contingência (perda dos equipamentos de regulação).

Inicialmente quando comparamos o cenário 1 e cenário 2 ainda na condição normal de operação, é possível observar uma diminuição das tensões das barras próximas a geração FV. Esse fato acontece, pois, como aumentou consideravelmente a geração proveniente do complexo FV (relacionado ao cenário 2), gerou um fluxo reverso de energia ativa pelas linhas no sentido inverso das cargas, resultando em um aumento constante no fluxo de potência reativa (consumida pela reatância série das LTS) e diminuição nas magnitudes de tensão do barramento. Outras barras mais próximas a geração tradicional (distantes da geração FV e próximas à geração tradicional), tiveram um leve aumento da tensão, mesmo com uma diminuição de potência ativa (suprida pela geração FV), pois tiveram um controle efetivo do fluxo de potência reativa feito pelos geradores síncronos. Outro destaque na comparação inicial seria a barra 5959 (RIOALT-PB034), cujo nível de tensão é 34KV e onde o complexo FV está conectado. Podemos observar que houve uma queda de tensão inicial mais relevante, isso se deve ao fato dessa barra ser conectada ao sistema através de LTS com menores tensões nominais, e por isso possuem baixa susceptância (parâmetro shunt), então são muito sensíveis ao fluxo de potência ativa, que no caso foi gerada com o aumento da contribuição FV. Contudo, o sistema FV consegue atenuar esse efeito de queda de tensão, através do controle de reativo na barra.

Em relação à análise comparativa dos níveis de tensões nas barras na condição normal e em condição de contingência definidas para o cenário 2, apesar de ter havido um aumento nos níveis de tensões das barras 5621(COREMA-PB230) e 5623 (COREMA-PB069), subindo de 1.011 pu para 1.002pu e 1.008pu para 1.019pu, respectivamente, foi uma variação menor do que evidenciado com pouca geração FV (cenário1). Essa pequena variação garantiu que o perfil das tensões fosse mantido longe dos limites superiores de 1.05pu. A Figura 8 traz um comparativo de crescimento da tensão em todas as barras verificadas no estudo, com destaque para as duas barras de COREMAS, na qual a geração FV está conectada.

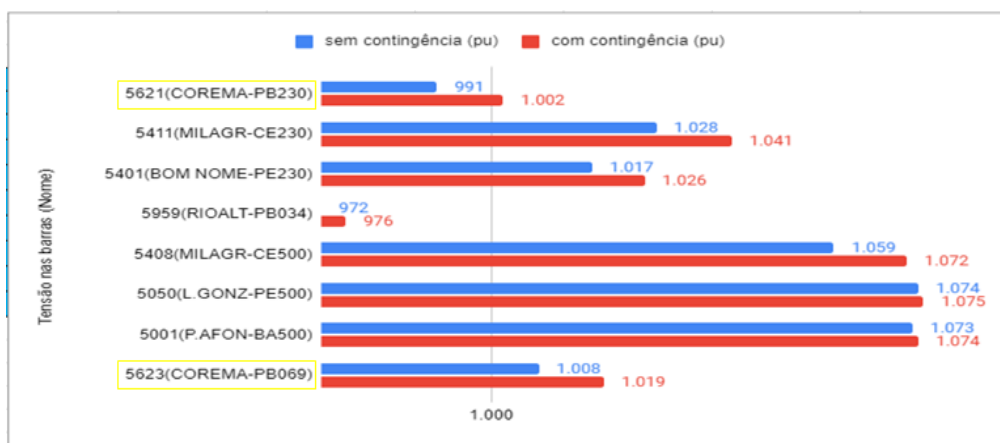


Figura 8- Representação quantitativa dos níveis de tensões por barra antes e depois da contingência nas condições previstas para o segundo caso (incremento de 100%).

Fonte: Autoria própria

Analisando o gráfico da Fig. 8, assim como o cenário 1, é possível inferir que todas as barras tiveram um aumento no nível de tensão quando o sistema perdeu os dois equipamentos de controle. Nos pontos mais afastados dos elementos de controle e próximos a geração tradicional (hidrelétrica), como as barras 5050 (L.GONZ-PE500) e 5001 (P.AFON-BA500), mais uma vez, não houve praticamente variação de tensão. Já nos pontos mais próximos aos elementos de controle de reativo que foram desligados e afastados do complexo FV, como por exemplo, a barra 5408 (MILAGR-CE500) houve uma variação significativa da tensão passando de 1.059pu para 1.072pu, porém, uma variação menor do que ocorreu no cenário 1 (com pouca geração FV). Todas as barras próximas ao complexo FV tiveram variações nos níveis de tensões menores, comparadas ao primeiro caso. Essa variação menor é resultado da diminuição do reativo proveniente da geração FV (controle de reativo), fazendo com que novamente aumente o fluxo de reativo nas barras próximas e compensem a diminuição de reativo, devido à retirada dos equipamentos de absorção de reativo.

5. CONCLUSÕES

O artigo abordou uma análise comparativa a partir de níveis quantitativos de inserção fotovoltaica ao sistema de transmissão, onde foram analisados, a partir de dois cenários, os perfis de tensões em algumas barras de parte do sistema norte Eletrobrás-Chesf. A análise comparativa dos perfis de tensões foi realizada, considerando o sistema numa condição normal de operação e em situação de contingência, como a perda de dois equipamentos de compensação de reativos. Para o cenário de pequena geração FV (caso base), tivemos uma grande diferença nos módulos de tensões (aumento de tensão) das barras próximas aos geradores FV, quando desligados os equipamentos que estavam absorvendo reativos do sistema, ou seja, reduzindo as tensões das barras.

Para a condição de significativo aumento na geração FV (incremento de 100%), primeiramente se obteve uma redução nos perfis de tensões das barras na condição de não-contingência, que foi gerada pelo fluxo reverso de energia ativa pelas linhas no sentido inverso das cargas, resultado do aumento de geração de potência ativa proveniente do complexo FV. Esse fluxo reverso resultou em um aumento constante no fluxo de potência reativa (consumida pela reatância série das LTS) e diminuição nas magnitudes de tensão do barramento. Nas barras mais afastadas ao complexo FV houve uma diminuição do fluxo de potência ativa, porém aumentou o fluxo de potência reativa absorvida pelas LTS e transformadores localizados no trecho próximo ao complexo FV, por consequência levou ao aumento de potência reativa proveniente da rede próxima aos geradores tradicionais, diminuindo as tensões ao longo das barras. .

Em relação ao impacto provocado pela contingência na condição de alta penetração FV, variações nos níveis de tensões das barras selecionadas próximas a geração FV, foram consideravelmente menores do que no cenário com pouca geração FV. Essa variação menor é resultado da diminuição do reativo proveniente da geração FV (controle de reativo), provocando novamente o aumento do fluxo de potência reativa nas barras próximas, compensando a redução do fluxo de reativo, devido à retirada dos equipamentos de absorção de reativo. Para as barras muito próximas a geração tradicional, não houve mudanças significativas.

Agradecimentos

Aos meus pais, Rosilda e Almir, por me apoiarem nos meus sonhos, acreditarem nas minhas conquistas e por serem minhas primeiras referências enquanto sigo o meu próprio caminho.

À meu grandioso Deus, universo e força maior que me fez perceber que tudo é possível

REFERÊNCIAS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Rede, Módulo 2 - Critérios e Requisitos, Submódulo 2.3 - Premissas, Critérios e Metodologia para estudos elétricos, Revisão 12. Resolução normativa nº 903/2020, p. 1-35, 2021.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3. Ed. Brasília, DF, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 15 fevereiro. 2021.
- Caiso (California Independent System Operator).2010. Integration of Renewable Resources: Operational Requirement sandGenerationFleetCapabilityat20%RPS.Folsom,CA:CASIO.Disponível<<http://www.aiso.com/Documents/IntegrationRenewableResourcesOperationalRequirementsandGenerationFleetCapabilityAt20PercRPS.pdf>>.
- Dhivya,S., Anurag, S., Dipti, S, Thomas, R.,2019. Stability implication of bulk Power networks with large scale PVs
- IEA PVPS, 2020. Snapshot of Global PV Markets 2020. Tech. Rep. T1-37:2020. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS). Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf.
- J. W. Resende, “Introdução a Compensação Reativa”, Apostila da Disciplina Carga Elétricas não Convencionais na Rede Elétrica, UFU.
- Stevenson, W.D.Jr.; “Elementos de Análise de Sistemas de Potência”: Ed.McGraw-Hill do Brasil, 1978.
- Zhang Y, Mensah-bonsu C, Walke P, Arora S, Pierce J. Transient over-voltages in high voltage grid-connected PV solar interconnection. In: IEEE PES general meeting, minneapolis, MN; 2010. p. 1e6.

EVALUATION OF VOLTAGE VARIATIONS FROM THE INCREASE OF PHOTOVOLTAIC INSERTION IN THE GRID TRANSMISSION: CASE STUDY USINA COREMAS-PB

Abstract. *This work aims to highlight and analyze the impacts caused on the transmission network resulting from the increase in the insertion of centralized PV generators in the transmission network. A real high voltage (HT) transmission network was analyzed, working within the normative standards, and considering some adjustments in the simulation environment so that the results could be more realistic. The study was carried out with ANAREDE software, considering the system in steady state for load demand and PV generation. The static stress stability evaluation method was used. The simulated system was subjected to an average load level and the PV generators were injecting the power corresponding to the base case (70.6 MW of PV generation already operational) and as an increase of 100% of the forecast total (270 MW) to be added to the PV complex in the future. Through the results, it was possible to verify that, from small disturbances in normal and contingency operating conditions, there was a voltage instability in the network. Furthermore, it was evidenced that the PV complex contributes to an improvement in the stability of the voltage in steady state, reflecting in better responses in the bars close to the insertion of the PV systems. However, the greater the distribution and the higher the power from the PV generation, the greater the contribution to the attenuation of the voltage profiles along the transmission system.*

Key words: *Permanent Regime, Centralized Photovoltaic Generation, Voltage Variation.*