



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS
E NUCLEARES

FÁBIO XAVIER LOBO

**IMPACTO ELÉTRICO DA INSERÇÃO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA NA
REDE DE TRANSMISSÃO: estudo de caso Usina Solar Coremas-PB**

Recife
2022

FÁBIO XAVIER LOBO

**IMPACTO ELÉTRICO DA INSERÇÃO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA NA
REDE DE TRANSMISSÃO: estudo de caso Usina Solar Coremas-PB**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba.

Recife
2022

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

L799i	Lobo, Fábio Xavier. Impacto elétrico da inserção de uma central fotovoltaica na rede de transmissão: estudo de caso Usina Solar Coremas-PB / Fábio Xavier Lobo. - 2022. 115 folhas, il., gráfs., tabs. Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2022. Inclui Referências. 1. Energia Nuclear. 2. Geração fotovoltaica centralizada. 3. Impactos na rede de transmissão. 4. Fluxo de potência. 5. Regime permanente. 6. Variação de tensão. I. Tiba, Chigueru (Orientador). II. Título. 621.042 CDD (22. ed.)	UFPE BCTG/2022-390
-------	--	----------------------------------

FÁBIO XAVIER LOBO

**IMPACTO ELÉTRICO DA INSERÇÃO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA NA
REDE DE TRANSMISSÃO: estudo de caso Usina Solar Coremas-PB**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Aprovada em: 13/05/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Chigueru Tiba (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Emerson Torres Aguiar Gomes (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Alcides Codeceira Neto (Examinador Externo)
Universidade de Pernambuco

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.

Ao meu grandioso Deus, Universo e força maior que me fez perceber que tudo é possível.

Aos meus irmãos, Murilo, Clécia e Aline, pelas conversas e horas compartilhadas e mesmo atuando em outras áreas, tiveram paciência na escuta dos meus relatos de dificuldades.

À minha esposa, Yhasminie, que entrou em minha vida e estimulou-me a seguir a gloriosa vida acadêmica.

Ao professor Chigueru Tiba pela orientação paciente durante a execução deste trabalho de dissertação.

Aos integrantes da equipe do professor Chigueru Tiba, Gustavo Fernandez de Negreiros e Igor Cavalcante Torres, por terem ajudado bastante nas discussões e revisão desta dissertação.

RESUMO

A geração fotovoltaica centralizada vem aumentando muito a sua participação na matriz de energia elétrica brasileira. Nesse contexto é importante verificar os possíveis impactos, nos parâmetros de qualidade da energia elétrica, causados pelo aumento gradativo da inserção de usinas fotovoltaicas na rede elétrica de transmissão. O estudo foi realizado com o software ANAREDE, considerando o sistema em regime permanente para a demanda de carga e da geração FV. Neste trabalho, foram analisados três cenários: o primeiro, na condição atual de operação, com (70 MW FV) já inserida; o segundo com a inserção adicional de 50% do previsto a entrar em operação (170MW) e o terceiro com 100% do previsto (270MW FV), no trecho da linha de transmissão, com o sistema norte Eletrobrás-Chesf. Adicionalmente, foram analisados dois cenários (geração de 70 MW FV e 270MW FV) do sistema em situação de contingência, utilizando o critério de segurança n-2, com a perda de dois equipamentos de compensação de reativos. Os resultados demonstraram que, na condição normal de operação, houve melhora nos perfis de tensões nas barras próximas ao complexo FV à medida que se teve um aumento da inserção FV. Em relação às barras próximas à geração convencional ocorreu um aumento nos níveis de tensão com o aumento FV descrito no cenário 2; e no cenário 3, manteve-se constante. Também houve um discreto aumento nas perdas ativas, e uma redução significativa nas perdas reativas nas linhas de transmissão (LT) mais próximas ao complexo FV. Em relação aos cenários de contingências, as variações nos níveis de tensões das barras selecionadas próximas à geração FV foram, consideravelmente, menores que no cenário 1 (caso base).

Palavras-chave: geração fotovoltaica centralizada; impactos na rede de transmissão; fluxo de potência; regime permanente; variação de tensão.

ABSTRACT

Centralized photovoltaic generation has greatly increased its share in the Brazilian electricity matrix. In this context, it is important to verify the possible impacts on the electrical energy quality parameters caused by the gradual increase in the insertion of photovoltaic plants in the electrical transmission grid. The study was carried out with the ANAREDE software, considering the system in steady state for the load demand and PV generation. In this work, three scenarios were analyzed; the first in the current operating condition (with 70 MW PV already inserted), the second with the additional insertion of 50% of the expected to come into operation (170MW) and the third with 100% of the forecast (270MW PV), in the stretch of transmission line with the northern Eletrobrás-Chesf system. Additionally, two scenarios (70 MW PV generation and 270 MW PV generation) of the system in a contingency situation were analyzed, using the n-2 safety criterion, with the loss of two reactive compensation equipment. The results demonstrate that in the normal operating condition, there was an improvement in the voltage profiles in the buses close to the PV complex as there is an increase in the PV insertion. In relation to buses close to conventional generation, there was an increase in voltage levels with the PV increase described in scenario 2 and remained constant in scenario 3. There was also a slight increase in active losses and a significant reduction in reactive losses in the lines transmission lines (LT) closer to the PV complex. Regarding the contingency scenarios, the variations in the voltage levels of the selected buses close to the PV generation were considerably smaller than in scenario 1 (base case).

Keywords: centralized photovoltaic generation; impacts on the transmission network; load flow; stationary regime; voltage variation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Célula, módulo e painel fotovoltaico.....	25
Figura 2 –	Função do inversor	25
Figura 3 –	Geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão.....	32
Figura 4 –	Trecho do sistema testado próximo à barra 1788.....	39
Figura 5 –	Modelo de uma LT longa.....	44
Figura 6 –	Diagrama unifilar após o cálculo do fluxo de potência.....	48
Figura 7 –	Relatório de barras CA do sistema.....	49
Figura 8 –	Carregamento das linhas de transmissão e transformadores.....	50
Figura 9 –	Diagrama unifilar após o cálculo do fluxo de potência.....	50
Figura 10 –	Curva de geração horária potência reativa proveniente do sistema fotovoltaico de 70,6MW já em operação.....	54
Figura 11 –	Curva de geração horária de potência reativa proveniente do sistema fotovoltaico já em operação.....	55
Figura 12 –	Localização de Coremas-PB.....	58
Figura 13 –	Distância entre o complexo e o ponto de conexão.....	59
Figura 14 –	Total diário da Irradiação solar no plano horizontal do território brasileiro.....	59
Figura 15 –	Curva típica de geração AC do gerador FV.....	60
Figura 16 –	Diagrama unifilar simplificado do sistema do trecho 1.....	66
Figura 17 –	Diagrama unifilar simplificado do sistema do trecho 2.....	67
Figura 18 –	Trecho 1 do Sistema elétrico real (base) modelado e simulado no software ANAREDE.....	71
Figura 19 –	Trecho 2 do Sistema elétrico real (base) modelado e simulado no software ANAREDE.....	72
Figura 20 –	Representação gráfica do sentido do fluxo de potência para o cenário 1.....	76
Figura 21 –	Representação gráfica do circuito duplo de LT que conectam a SE-Coremas e SE- Milagres.....	77

Figura 22 –	Trecho 1 do Sistema elétrico real (cenário 2) modelado e simulado no software ANAREDE.....	80
Figura 23 –	Trecho 2 do Sistema elétrico real (cenário 2) modelado e simulado no software ANAREDE.....	81
Figura 24 –	Variação de tensão das barras estudadas, comparando os cenários 1 e cenário 2.....	83
Figura 25 –	Representação gráfica do sentido do fluxo de potência para o cenário 2.....	85
Figura 26 –	Representação gráfica do circuito duplo de LT que conectam a SE-Coremas e SE- Milagres.....	86
Figura 27 –	Trecho 1 do Sistema elétrico real (cenário 3) modelado e simulado no software ANAREDE.....	89
Figura 28 –	Trecho 2 do Sistema elétrico real (cenário 3) modelado e simulado no software ANAREDE.....	90
Figura 29 –	Dados de variação de tensão nas barras específicas para os cenários 1, 2 e 3.....	92
Figura 30 –	Representação gráfica do sentido do fluxo de potência para o cenário 3.....	95
Figura 31 –	Representação gráfica do circuito duplo de LT que conectam a SE-Coremas e SE– Milagres.....	96
Figura 32 –	Trecho do Sistema elétrico real modelado para o cenário 1 de contingência e simulado no software ANAREDE.....	98
Figura 33 –	Trecho do sistema elétrico real modelado e simulado no software ANAREDE.....	104

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 –	Expansão da Capacidade Instalada (MW) de eletricidade até 2050, com fontes renováveis.....	18
Gráfico 2 –	Curvas características das células fotovoltaicas.....	23
Gráfico 3 –	Curva característica operacional de uma célula fotovoltaica de silício.....	24
Gráfico 4 –	Distribuição da capacidade instalada anual.....	27
Gráfico 5 –	Histórico dos projetos cadastrados nos leilões no Brasil.....	29
Gráfico 6 –	Figura curva de pato.....	34
Gráfico 7 –	Variação de tensão por barra do sistema simulado, em diversos níveis de penetração FV.....	37
Gráfico 8 –	Tensões nas barras do sistema simulado durante a cobertura de nuvens.....	38
Gráfico 9 –	(a) Tensão na barra 1785 do sistema simulado em situação de contingência; (b) Frequência na barra 1785 do sistema simulado em situação de contingência.....	40
Gráfico 10 –	(d) Tensão na barra 1487 do sistema simulado em situação de contingência; (e) Frequência na barra 1487 do sistema simulado em situação de contingência.....	40
Gráfico 11 –	Representação quantitativa dos níveis de tensões por barra antes e depois da contingência nas condições previstas para o primeiro caso (caso base)	101
Gráfico 12 –	Representação quantitativa dos níveis de tensões por barra antes e depois da contingência nas condições previstas para o segundo caso (incremento de 100%)	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Fontes utilizadas no Brasil- construção não iniciada.....	27
Tabela 2 –	Tensão admissível entre fases no sistema de transmissão a 60Hz.....	31
Tabela 3 –	Casos históricos disponíveis a serem carregados no ANAREDE.....	52
Tabela 4 –	Horários dos patamares de carga do sistema estabelecidos pelo ONS.....	53
Tabela 5 –	Parâmetros das linhas de transmissão.....	62
Tabela 6 –	Dados de entrada das barras do Sistema simulado.....	63
Tabela 7 –	Dados de entrada dos transformadores do Sistema.....	64
Tabela 8 –	Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 1.....	74
Tabela 9 –	Dados consolidados do relatório de fluxo de potência e perdas do cenário 1.....	75
Tabela 10 –	Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 2.....	82
Tabela 11 –	Dados consolidados do relatório de fluxo de potência e perdas do cenário 2.....	84
Tabela 12 –	Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 3.....	91
Tabela 13 –	Dados consolidados do relatório de fluxo de potência e perdas do cenário 3.....	94
Tabela 14 –	Representação do aspecto quantitativo do módulo da tensão nas barras selecionadas sem a contingência definida para o cenário 1.....	100
Tabela 15 –	Representação do aspecto quantitativo do módulo da tensão nas barras selecionadas na situação de contingência definida para o cenário 1.....	100
Tabela 16 –	Representação do aspecto quantitativo do módulo da tensão nas barras selecionadas na situação normal de operação definida para o cenário 2.....	106
Tabela 17 –	Representação do aspecto quantitativo do módulo da tensão nas barras selecionadas na situação de contingência definida para o cenário 2.....	106

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM	Air Mass, em inglês
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CA	Corrente Alternada
CAISO	Sistema Operador Independente da Califórnia
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CdTe	Telureto de Cádmio
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
CSC	Compensadores Série Controláveis
CuInGaSe ₂	Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio
CuInSe ₂	Disseleneto de Cobre-Índio
DIT	Organizador, organização
EPE	Demais Instalações de Transmissão
ERCOT	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arseneto de Gálio
GEE	Gases de Efeito Estufa
GW	Gigawatt
IEA	Agência Internacional de Energia
I _{MP}	Valores de corrente
I _{SC}	Corrente de curto-circuito
kV	Quilovolts
kW	Quilowatt
LER	Leilão de Energia de Reserva
LT	Linha de Transmissão
LTC	Load Tap Changer
MME	Ministério de Minas e Energia

MW	Megawatt
MWac	Megawatt Corrente Alternada
MWp	Megawatt-pico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P_{MP}	Potência máxima
P_u	Sistema por Unidade
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica ou Usina Solar Fotovoltaica
UTE	Usina termelétrica
V	Volts
V_{MP}	Tensão no ponto de potência máxima
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
W/m^2	Watts por metro quadrado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVOS.....	18
1.1.1	Objetivo Geral.....	19
1.1.2	Objetivos Específicos.....	19
1.2	JUSTIFICATIVA.....	19
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	20
2	REVISÃO DE LITERATURA.....	22
2.1	ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	22
2.1.1	Painel fotovoltaico.....	23
2.1.2	Inversor grid tie.....	25
2.1.3	Geração fotovotólica.....	26
2.2	MARCO LEGAL.....	28
2.2.1	Requisitos técnicos para a conexão de uma usina FV na rede básica.....	30
2.2.2	Níveis de tensões limites.....	31
2.2.3	Geração/absorção de potência reativa.....	31
2.3	MOTIVAÇÃO PARA ANÁLISE DO IMPACTO DE SISTEMAS FV NA TRANSMISSÃO DE ENERGIA.....	32
2.3.1	Variações de tensão e perdas totais.....	35
2.3.2	Efeito da intermitência de geração fv.....	37
3.3	ALTERAÇÕES DE PARÂMETROS ELÉTRICOS EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA.....	39
3.4	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS NA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	41
3.4.1	Fluxo de potência.....	41
3.4.2	Sistemas de equações e inequações do fluxo de potência.....	43
3.4.3	Métodos de solução do fluxo de potência.....	46
3.4.4	Softwares utilizados no cálculo do fluxo de potência.....	46
3.4.5	ANAREDE simulator.....	47
3.4.6	PowerWorld simulator.....	49
4	METODOLÓGIA	51

4.1	MATERIAIS.....	51
4.1.1	Programa ANAREDE.....	52
4.1.2	Software supervision.....	54
4.2	ELEMENTOS BÁSICOS DO SISTEMA ELÉTRICO NO ANAREDE.....	55
4.2.1	Circuitos CA.....	56
4.2.2	Compensadores série controláveis.....	56
4.2.3	Cargas.....	56
4.2.4	Elemento shunt.....	57
4.2.5	Geradores.....	57
5	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS DADOS	58
5.1	LOCALIZAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	58
5.2	USINA SOLAR FOTOVOLTAICA	60
5.3	DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA SIMULAÇÕES DO SISTEMA REAL.....	61
5.3.1	Linhas de transmissão.....	61
5.3.2	Barras.....	63
5.3.3	Transformadores.....	64
5.4	PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	65
5.5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	69
5.5.1	Cenário 1- Sistema de transmissão real com a geração fotovoltaica atual.....	69
5.5.2	Cenário 2- Sistema de transmissão real com a geração fotovoltaica com 50% do incremento previsto de geração de potência ativa.....	78
5.5.3	Sistema de transmissão real com a geração fotovoltaica com 100% do incremento previsto de geração de potência ativa.....	87
5.6	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS.....	97
5.6.1	Cenário 1- Análise de contingência com a geração FV do caso base.....	97
5.6.2	Cenário 2- Análise de contingência sob condições de 100% de incremento de geração FV.....	103
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	109

6.1	TRABALHOS FUTUROS.....	111
	REFERÊNCIAS.....	112

1 INTRODUÇÃO

A preocupação com o crescimento da degradação do meio ambiente, devido às emissões antrópicas de poluentes atmosféricos, foi motivação para um acordo internacional, o Protocolo de Quioto criado em 1997, que só entrou em vigor em 2005 almejando a diminuição das emissões dos gases de efeito estufa (GEE).

No final de 2015, 195 países e a união europeia (UE) se pactuaram na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP21) em Paris, a fim de controlar o aumento da temperatura do planeta abaixo dos 2°C, quando comparado à temperatura média pré-industrial, e a cooperar com os países mais vulneráveis contra o aquecimento global.

O acordo que substituiu em 2020 o atual Protocolo de Kyoto teve a confirmação, em 4 de novembro de 2016, de 55 países que representavam 55% das emissões de gases de efeito estufa (GEE). De um total de 195 membros da convenção que assinou o acordo em 2017, 147 desses o confirmaram, entre estes o Brasil. O Brasil, que já tem histórico de comprometimento com redução de emissão de GEE, pós confirmação, assumiu o compromisso de eliminar as emissões de gases de efeito estufa em 37% até 2025, com o indicativo de redução de 43% até 2030 – ambos em comparação entre os níveis de 2005 (BBC News, 2021).

Assim, as formas de gerar energia deixam de ser um problema exclusivamente técnico para se constituírem questões que envolvem aspectos energéticos, econômicos e ambientais. Todos os países do mundo vêm expandindo suas capacidades em gerar energia com predominância nas fontes renováveis – energia eólica, solar, biomassa, entre outras – em relação aos combustíveis fósseis; visando, assim, atender critérios técnicos, sociais e ambientais (MARTINS, 2019).

A geração de energia solar FV é uma realidade técnica e comercial no mundo. No final de 2020, havia cerca de 627 GW instalados de forma acumulada em que cerca de 2/3 era de geração centralizada (IEA, 2019). Segundo o Plano Nacional de Energia 2050, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a partir de diretrizes do MME, a potência total instalada da geração FV centralizada pode ser superior a 100GW até 2050, considerando restrições na geração eólica, ou quando houver problemas de expansão de linhas de transmissão, situação que reduziria a geração a partir de fontes convencionais. Tais considerações, estimariam uma

participação da solar FV centralizada entre 18% e 30% da capacidade instalada total do sistema em 2050 (EPE, 2020).

A partir de Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021), existentes na base de dados do Banco de Informações de Geração (BIG), verificou-se que a contribuição da geração hidrelétrica na matriz energética brasileira, em janeiro de 2021, era de 60,2%, mas, no passado, o parque hidrelétrico chegou a representar 90% da capacidade instalada (ANEEL, 2008).

Apesar dos conhecidos benefícios da geração de energia por fontes hídricas (pela baixa emissão de GEE, e é uma fonte despachável), é imprescindível implementar outras fontes de energia, pois as construções de novas usinas hidrelétrica se tornaram, cada vez mais, difíceis, devido a entraves jurídicos, dificuldades de obtenção de licenças ambientais, pressão da sociedade contra novos empreendimentos hidráulicos, por causarem grandes impactos ambiental e social, e por alterando o curso das águas e o bioma local (MARTINS, 2019).

Outra preocupação é com a escassez do recurso hídrico como a que aconteceu no triênio 2013-2015 que fez com que houvesse um aumento do consumo de combustíveis fósseis nas usinas termelétricas para o atendimento da carga (EPE, 2016), o que poderia ter sido evitado, ou pelo menos reduzido, caso a matriz de energia elétrica brasileira contasse com a participação de outras fontes renováveis de forma mais expressiva. Então se faz necessário, e conveniente, que a matriz de geração de energia seja diversificada, com a participação de várias fontes renováveis, garantindo uma base energética sustentável e segura.

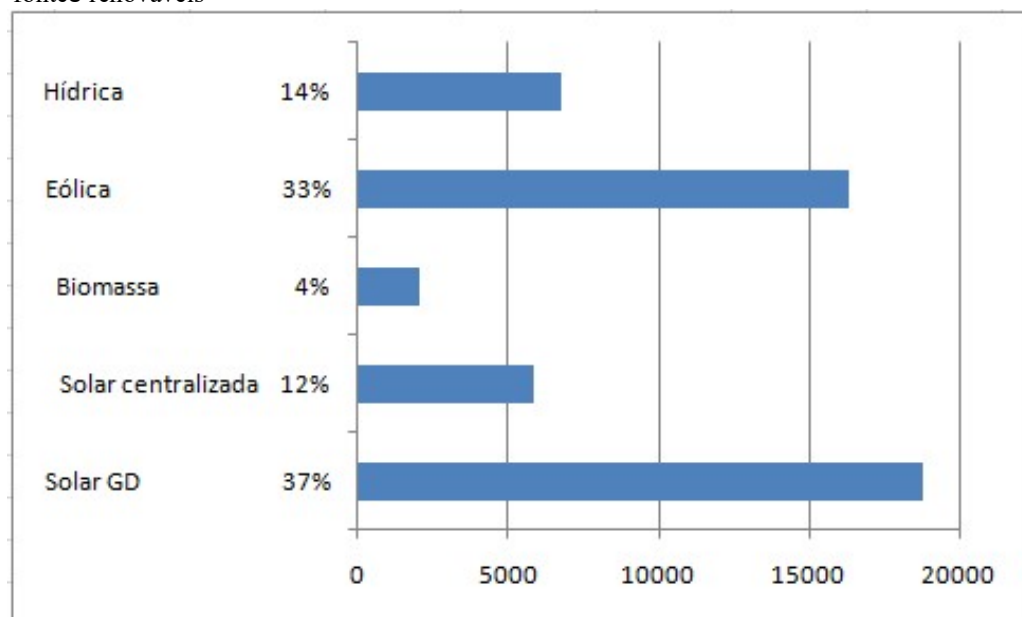
Por outro lado, o Brasil tem uma excelente disponibilidade de recursos de energia solar (PEREIRA et al., 2017), e com o declínio dos custos dos equipamentos fotovoltaicos, a energia solar fotovoltaica (FV) está com os custos nivelados aos de eletricidades menores, ou iguais às gerações eólica, hidrelétrica e outras fontes de energia renovável.

Outro fator que contribui para o avanço FV é a redução do custo de geração por KWh, que é mais significativa à medida que se aumenta a capacidade de geração do empreendimento (EPE, 2019). Consequentemente, 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.

A geração fotovoltaica no Brasil teve início no final do século passado com o desenvolvimento de programas de eletrificação rural, mas foi na última década que houve um aumento expressivo, graças à regulamentação da geração distribuída, conectada à rede, e a realização de leilões específicos para a contratação de usinas fotovoltaicas de grande porte (EPE, 2016).

Conforme Plano decenal 2022-2031, estima-se que cerca de 5800 MW de geração elétrica FV centralizada, serão incrementadas na matriz brasileira. O Gráfico 1 mostra a expansão da geração de energia elétrica brasileira proveniente de fontes renováveis no período de 2022-2031 (EPE, 2022). A geração solar fotovoltaica representará quase metade do total dessa expansão em que mais de 10% serão na forma centralizada.

Gráfico 1- Expansão da Capacidade Instalada (MW) de eletricidade até 2050, com fontes renováveis



Fonte: EPE (2022)

1.1 OBJETIVOS

É necessária uma análise que viabilizará a inserção, ou ampliação/diminuição, da capacidade de geração de usinas FV em determinados pontos do sistema elétrico, identificando os potenciais problemas e permitindo assim, a ampliação e ótima localização desses sistemas FV adicionais na rede de transmissão de energia de

forma segura e confiável. O estudo é de fundamental importância para as grandes geradoras elétricas e para o Sistema Interligado Nacional (SIN), porque está associado aos principais problemas na qualidade da energia e de despacho provocado pela inserção crescente de fontes estocásticas, como a geração solar.

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar os impactos, na rede de transmissão elétrica, causados pela integração crescente de usina fotovoltaica centralizada.

1.1.2 Objetivos Específicos

E como objetivos específicos, a serem estudados, a partir do estudo de caso:

Avaliar os efeitos, nos parâmetros de energia, provocados a partir do aumento gradativo da geração FV, provenientes da usina FV de Coremas-PB, conectada ao trecho norte do sistema Eletrobrás-Chesf, tais como:

- Variação de tensão nos barramentos em regime permanente;
- Perdas técnicas totais do sistema;
- Inversão do fluxo de potência.
- Variação de tensão, em regime permanente, nos barramentos em situação de contingência.

1.2 JUSTIFICATIVA

A geração de energia solar fotovoltaica é obtida através de um fenômeno chamado efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta da radiação solar em energia elétrica, sendo a célula fotovoltaica a componente fundamental desse processo. O efeito fotovoltaico é o aparecimento de uma diferença de potencial, nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, causada pela absorção da luz (EPE, 2016).

Já o sistema fotovoltaico (SFV) é o conjunto de módulos FV interligados eletricamente em configurações, série e/ou paralelo diversos, para fornecer eletricidade a uma dada aplicação. Existem várias aplicações de sistemas fotovoltaicos, eles podem ser classificados como off-grid (isolados), on-grid

(conectados à rede elétrica), ou podem ser uma combinação entre esses dois, em que operam, tanto conectados à rede como isolados.

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid* podem ser conectados tanto à rede de distribuição como à rede de transmissão, seja de forma distribuída (minigeração ou microgeração), ou centralizada (usinas geradoras de grande quantidade de energia). Representam aproximadamente 99% da capacidade instalada da energia FV no mundo (IEA, 2021). Este trabalho tem como foco a geração FV centralizada, portanto, sistemas conectados à rede de transmissão em alta tensão.

Assim como a geração eólica, a geração solar FV é estocástica, o que dificulta determinar com precisão o valor da geração de energia em um instante futuro. Então, a intermitência estocástica provoca efeitos diversos e novos no sistema de distribuição e transmissão da eletricidade, diferente de um sistema de geração de energia elétrica convencional, como é o caso das grandes hidroelétricas e termoeletricas em que a componente estocástica, dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é fortemente ponderada quando se trata da produção de potência. Essa intermitência do recurso solar transfere, proporcionalmente, os efeitos da variabilidade para a potência na saída do inversor, que é um dos grandes problemas para tornar os sistemas fotovoltaicos como um gerador de eletricidade de base (Torres, I.C, 2021).

Em relação à integração da geração FV com a rede de transmissão, a depender do percentual gerado quanto à geração tradicional, do ponto de conexão, também nas situações de variações do recurso solar, por exemplo, uma passagem de nuvem; e perfil de carga, pode gerar alterações nos parâmetros de transmissão de energia.

As principais violações dos parâmetros que ocorrem nessa nova situação são: nos níveis de tensão; inversão do fluxo padrão de transmissão; frequência; ajuste da proteção e harmônicos. Essas violações afetam negativamente, ou positivamente a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho foi dividido em sete capítulos, especificados a seguir:

O capítulo 1 introduz o que será abordado ao longo do trabalho e traz os objetivos e a estrutura do trabalho. Em seguida, o capítulo 2 apresenta alguns conceitos de

energia solar fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos e geração centralizada. Também trata de alguns requisitos técnicos para a conexão de parques fotovoltaicos à rede básica de transmissão. O capítulo 3 apresenta a revisão bibliográfica dos impactos que são ocasionados pela inserção massiva de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de transmissão elétrica de alta tensão. A metodologia de utilização para a modelagem do sistema elétrico, e a descrição dos cenários a serem analisados – para o trecho do sistema de transmissão de alta tensão, no qual o inserção FV impacta diretamente – serão apresentadas no capítulo 4. O capítulo 5 traz o conceito de fluxo de potência e apresenta os dois principais softwares, que são utilizados nos estudos de fluxo de potência. Dados da usina fotovoltaica proposta, sua localização geográfica e a representação gráfica da conexão dessa usina à rede – utilizando o software ANAREDE – serão expostos no capítulo 6. Por fim, no capítulo 7 são apresentadas as discussões e conclusões. Também são relacionadas as referências bibliográficas e apêndices às descrições detalhadas das metodologias e suportes ao desenvolvimento deste trabalho, além da proposição de trabalhos futuros.

2 REVISÃO DE LITERATURA

As células fotovoltaicas (FV), estruturas de material semicondutor, podem ser

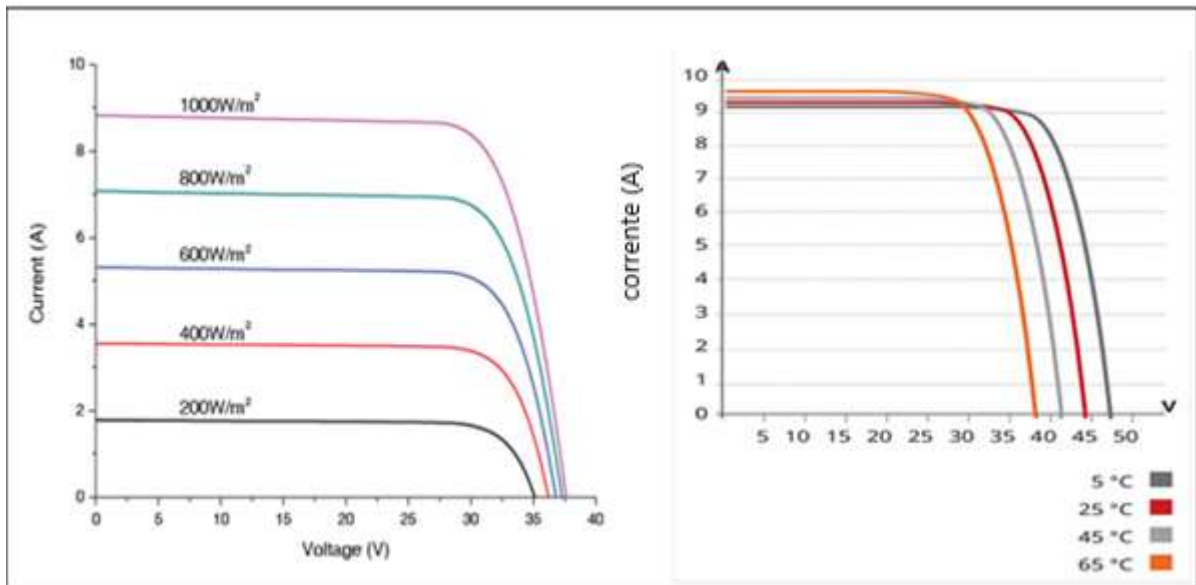
fabricadas a partir de diversos materiais, destacando-se o silício monocristalino, o silício policristalino, o arseneto de gálio (GaAs) e os chamados filmes finos, tais como: o silício amorfo, o silício microcristalino, o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre-índio-gálio (CuInGaSe₂) e o disseleneto de cobre-índio (CuInSe₂) (MARTINS, 2019).

Existem disponíveis, ainda, outras tecnologias como, por exemplo, as células FV orgânicas, mas estas ainda apresentam uma utilização comercial limitada (ALMEIDA, 2012). As células de silício monocristalino e policristalino são as tecnologias mais utilizadas comercialmente, representando aproximadamente 93% da produção total de células FV, em 2015, sendo 80% dessa produção, de células de silício monocristalino (FRAUNHOFER ISE, 2021).

2.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA

As células FV apresentam um valor de eficiência de conversão, que é a relação entre a radiação solar incidente na superfície da célula, e a energia elétrica, que é convertida. Os principais fatores ambientais que afetam a eficiência das células FV são a temperatura de operação e a intensidade de irradiação solar. A partir do Gráfico 2 é possível visualizar as curvas operacionais de tensão e corrente, de uma associação de células FV, para diferentes valores de temperatura e irradiação.

Gráfico 2- Curvas características das células fotovoltaicas



Fonte: EPE (2012)

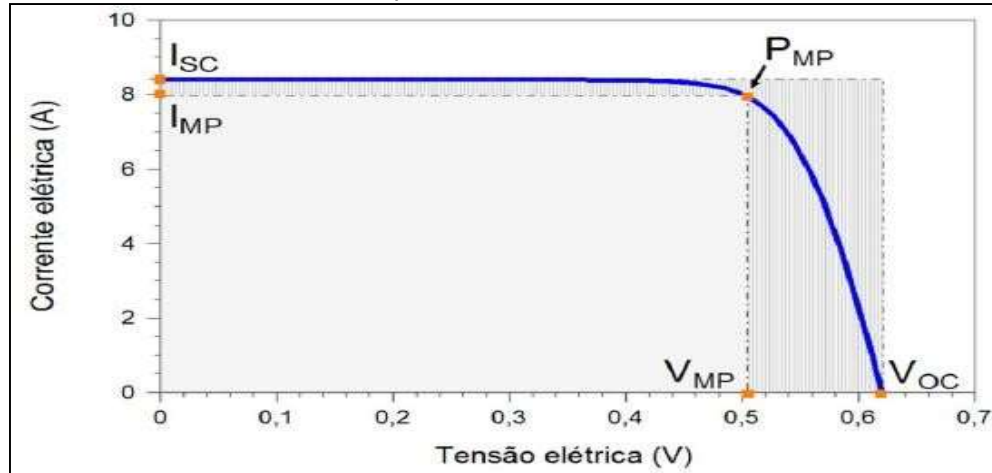
Conforme apresentado no Gráfico 2, a corrente gerada pelas células FV diminui à medida que a irradiação, sobre a superfície das células, diminui; e que a tensão elétrica decresce à medida que a temperatura, sobre as células, aumenta. Então, é fundamental que a instalação de sistemas, para geração fotovoltaica, aconteça em regiões com elevados índices de irradiação, o que ocorre em praticamente todo o território brasileiro o qual está localizado em uma ótima posição geográfica em relação aos raios solares. Essas são algumas condições que propiciam ao país o ótimo aproveitamento da energia solar fotovoltaica.

2.1.1 Painel fotovoltaico

As células fotovoltaicas, que são a menor unidade dos módulos fotovoltaicos, possuem tensão entre 0,5 V (tensão no ponto de potência máxima) e 0,62 V (tensão de circuito aberto) e potência na faixa de 4 W, absorvendo uma corrente de 8A conforme ilustrado no Gráfico 3, que mostra a curva operacional padrão de uma célula FV de silício, e relaciona corrente e tensão (I-V). A curva I-V é medida em condições-padrão de ensaio: irradiância de 1000 W/m², espectro solar AM 1,5 e temperatura da célula fotovoltaica de 25°C (VILLALVA, 2015). Outros parâmetros elétricos como a corrente de curto-circuito (ISC), a tensão de circuito aberto (VOC), a potência máxima (PMP) e os valores de corrente e tensão no ponto de potência máxima (IMP e VMP), respectivamente, que são

necessários para os projetos fotovoltaicos, podem ser obtidos a partir da curva I-V (MARTINS, 2019).

Gráfico 3- Curva característica operacional de uma célula fotovoltaica de silício

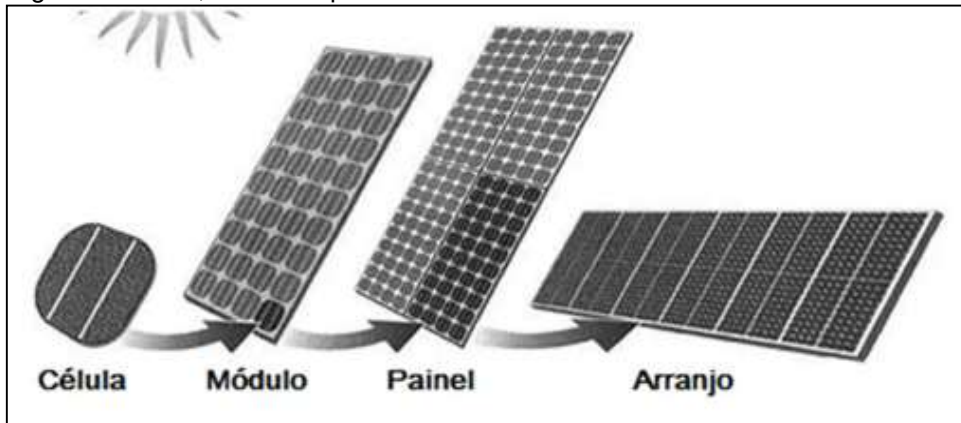


Fonte: Pinho; Galdino (2014)

Para garantir que valores de tensão, corrente e potência das células FV sejam suficientes para a maioria das aplicações elétricas, as células devem ser arquitetadas em ligações (série-paralelo), formando os módulos fotovoltaicos. Essas conexões das células em série – eleva a tensão de saída do módulo –, e a conexão em paralelo – eleva a corrente fornecida pelo módulo para o atendimento de grandes cargas do sistema elétrico.

As grandes usinas fotovoltaicas são compostas de ligação série-paralelo, entre os módulos FV, com o propósito de elevar ainda mais a tensão e a corrente na saída do arranjo FV. Os arranjos ou união entre módulos formam os painéis fotovoltaicos. A Figura 1 ilustra a sequência de associações entre células e módulos FVs, formando os grandes arranjos fotovoltaicos.

Figura 1- Célula, módulo e painel fotovoltaico



Fonte: Reis (2015)

2.1.2 Inversor Grid Tie

Os grandes arranjos fotovoltaicos geram tensão e corrente elétrica contínuas(CC), tornando inviável, a aplicação direta dessa energia na rede elétrica, ou para o funcionamento da maioria dos equipamentos elétricos que funcionam com corrente alternada (CA). É necessária aplicação de um inversor eletrônico grid tie para que o sistema fotovoltaico possa ser utilizado conectado à rede, pois é necessária a conversão da corrente contínua à corrente alternada (EPE, 2012). A Figura 2 apresenta graficamente a função de um inversor no sistema. Os inversores são classificados, basicamente, em três tipos: inversores centrais, *string* e microinversores.

Figura 2- Função do inversor



Fonte: Dica solar (2020)

Os inversores, conhecidos como inversores centrais, são os modelos de grande porte, utilizados em usinas e que recebem arranjos fotovoltaicos compostos por centenas (até milhares) de módulos fotovoltaicos, com potência da ordem de

centenas de kW até MW. Já os inversores *string* (monofásicos ou trifásicos) são os mais utilizados em instalações residenciais e comerciais, conectando um grupo de módulos FV em cada inversor de pequeno porte. Os inversores individuais que são acoplados a cada módulo são chamados de microinversores. Os microinversores simplificam e melhoram o design da planta, reduzem materiais associados à instalação e facilitam a detecção de problemas em algum dos módulos FV, mas requerem maior investimento inicial (EPE,2016).

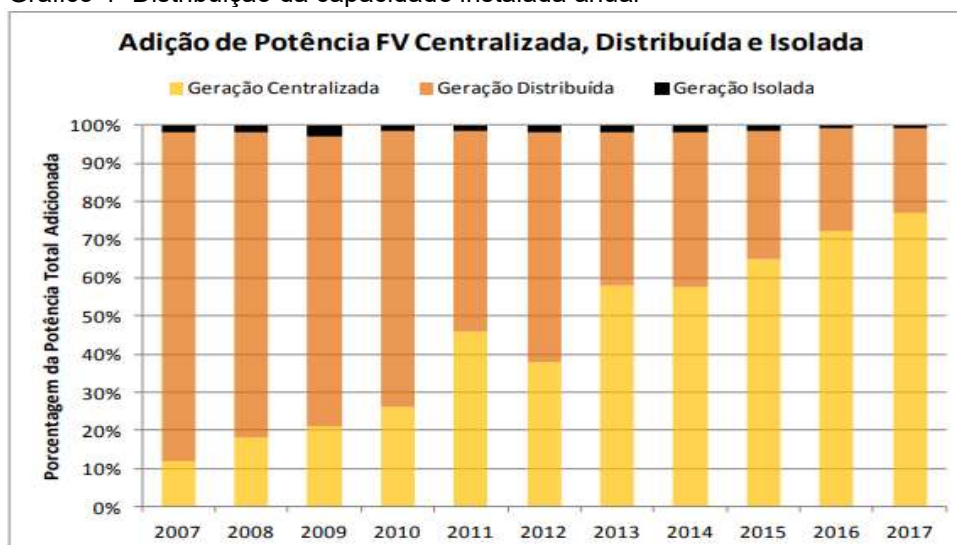
2.1.3 Geração fotovoltaica

Usina solar fotovoltaica, ou parque fotovoltaico, é um grande sistema on-grid formado por módulos e na maioria dos casos por inversores centrais. Contudo, como a conexão à rede para esses tipos de empreendimentos FV é feita em tensões mais elevadas, como, por exemplo, 230 kV, é necessário, portanto, que a energia elétrica, após a conversão CC-CA, passe por uma subestação elevadora para que possa ser transportada, através das linhas de transmissões, aos locais de consumo. Uma usina fotovoltaica possui a vantagem em relação à geração hidrelétrica, por permitir ser instalada mais próxima aos centros consumidores, diminuindo as distâncias de transmissão.

Outro fator positivo, é o fato de não possuir, em sua maioria, grande sofisticação mecânica ou utilização de fluídos de trabalho, o que faz dos parques fotovoltaicos instalações de grande durabilidade – a garantia dos fabricantes de módulos FV costuma ser de 25 anos –, e que demanda pouca manutenção – limpeza dos módulos e troca de peças de fixação, por exemplo, também pode ser realizada à noite, sem interferir na operação da usina (EPE, 2016).

A geração FV, a partir de pequenos empreendimentos, as chamadas microgeração minigeração ou geração distribuída, já é uma realidade no Brasil e no mundo há alguns anos; e representava a maior parte da potência instalada de sistemas FV. Contudo, com a redução dos custos dos grandes sistemas FV, a partir de 2007, é possível observar uma tendência no aumento da participação de usinas fotovoltaicas, no total da capacidade mundial, instaladas (JUNIOR; SCOLARI, 2018), como ilustra o Gráfico 4.

Gráfico 4- Distribuição da capacidade instalada anual



Fonte: Junior; Scolari (2018, P.6)

Os parques fotovoltaicos ou grandes usinas FV surgem como uma alternativa limpa e renovável de diversificação da matriz elétrica nacional, aumentando a segurança do abastecimento. No entanto, mesmo com a maior participação dos grandes empreendimentos FV, ainda apresentam números pouco expressivos na capacidade instalada, e de acordo com o BIG da ANEEL, em dezembro de 2021, era de 4,5 GW (aproximadamente 2,54% da potência instalada).

Contudo, a geração solar apresenta números bem expressivos, quando se analisam os empreendimentos já outorgados com construção não iniciada, como ilustra a Tabela 1, evidenciando assim, o grande potencial – futuro – da capacidade instalada – cerca de 54% da potência total –, proveniente de geração solar na matriz de energia elétrica brasileira.

Tabela 1- Fontes utilizadas no Brasil- construção não iniciada

FONTES	POTÊNCIA OUTORGADA (MW)	(%) DO TOTAL OUTORGADO
UTE	9526.5	17
Hídrica	2048.6	3.65
Nuclear	1350.0	2.41
Eólica	12878.4	23
Solar	30198.4	54
Total	56001.9	100

Fonte: O Autor (2021).

2.2 MARCO LEGAL

Com o objetivo de aumentar a implantação da geração FV conectada à rede, a ANEEL tomou diversas iniciativas para a regulação da inserção FV. Foram organizadas consultas públicas com a participação de diversos agentes das áreas de geração, distribuição e até consumidores, que resultaram na formulação de duas resoluções normativas importantes, influenciando diretamente a conexão de geradores fotovoltaicos no sistema elétrico, a saber, as Resoluções Normativas nº 481 e nº 482, ambas de 17 de abril de 2012 (PALUDO, 2014).

A Resolução Normativa nº 481 estabeleceu um desconto de 80% nas Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e Distribuição - TUST e TUSD – para empreendimentos com fonte solar construídos até 17 de dezembro de 2017. Esse desconto tinha efeito nos dez primeiros anos de operação da usina e da Resolução Normativa nº 482.

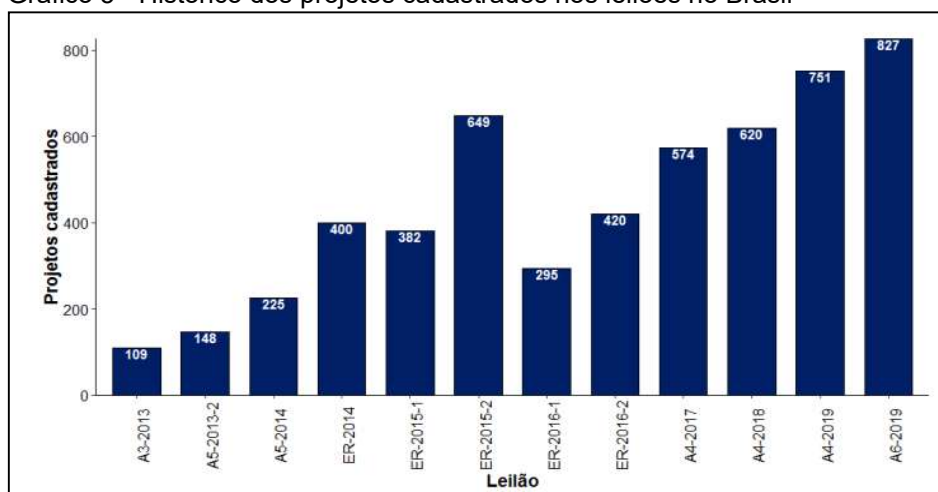
A resolução Normativa nº 482 introduziu condições gerais para a conexão dos empreendimentos FV de pequeno e médio portes, classificados em microgeração (potência instalada até 100kW) e minigeração (potência instalada de 100kW até 1MW), distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (MARTINS, 2019). É importante salientar que a Resolução nº 482 da ANEEL sofreu algumas atualizações pela lei 14.300/2022, cujo texto define como microgeradores FV aqueles que instalam (geram até) 75 kW de potência elétrica instalada, e como minigeradores aqueles que instalam (geram mais) de 75 kW até 5 MW.

A realização de leilões específicos, bem como as resoluções normativas citadas anteriormente, foram o marco da geração fotovoltaica, porém, agora para a inserção de grandes empreendimentos FV na forma de plantas centralizadas (EPE, 2016), quando o primeiro leilão promovido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) ocorreu em 2014 (EPE, 2014).

Na participação do Leilão de Energia de Reserva de 2014 (LER/2014), houve 400 projetos cadastrados de empreendimentos fotovoltaicos, o que juntos somaram 10.790 MW de potências instaladas. No 2º LER/2015, um total de 649 projetos de empreendimentos fotovoltaicos foram cadastrados, somando 20.943MWp de potências instaladas, percebe-se que houve um aumento gradativo de projetos cadastrados em cada leilão, o que pode representar maior confiança do mercado na fonte fotovoltaica (EPE, 2016).

Depois da diminuição verificada em 2016, que teve como causa o início do requisito de medições solarimétricas, a quantidade de projetos cadastrados teve um crescimento contínuo. Segundo Ruschel, Santucci, Ponte (2020), em 2019 foram registrados novos recordes de cadastramentos de projetos fotovoltaicos, tanto em termos de potência quanto em quantidade de projetos, alcançando-se 827 projetos no A-6/2019, aproximando-se de 30 GW de potência CA no mesmo certame, como mostra o Gráfico 5.

Gráfico 5 - Histórico dos projetos cadastrados nos leilões no Brasil



Fonte: EPE(2019)

2.2.1 Requisitos técnicos para a conexão de uma usina FV na rede básica

Devido à grande potência gerada, para haver a conexão de grandes usinas FV à rede, tem que existir disponibilidade da região onde se localiza a usina FV. De modo geral, as opções possíveis para conexão elétrica são as redes de distribuição, a rede básica ou as Demais Instalações de Transmissão (DIT). A escolha da rede, entre uma das opções disponíveis, depende, principalmente, da potência a ser injetada e do nível de tensão. Conforme o seu 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 pertencentes aos sistemas de transmissão transportam a energia elétrica por distâncias mais longas e com maiores níveis de potência, geralmente da ordem de 200MW. Por outro lado, as linhas de subtransmissão e de distribuição transportam energia elétrica por distâncias e potências menores, quando comparadas

à rede de transmissão. Por esse motivo, 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 garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, a administração de serviços de transmissão de energia elétrica, a proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como, as atividades de supervisão, a coordenação e controle da operação do SIN, foram elaboradas a partir de um conjunto de normas técnicas, a saber, os Procedimentos de Rede.

De acordo com a ANEEL (2021), consta em um dos seus documentos – os Procedimentos de Rede –, no submódulo 2.10, os requisitos técnicos são definidos para conexão de uma usina FV. Esse documento, constituído de 9 módulos vigentes, em seu módulo 2 é definido como deve ser feita a conexão de geradores nos sistemas de transmissão de energia; nele há determinações de alguns critérios mínimos relacionados à qualidade de energia elétrica, operação e proteção do sistema elétrico.

Outros documentos contidos nos procedimentos de rede, também fazem referência aos requisitos técnicos de operação e conexão de parques fotovoltaicos no sistema de transmissão. O submódulo 9.7, dos procedimentos de rede, estabelece a sistemática para a apuração e a divulgação dos indicadores de desempenho da Rede Básica os quais são relacionados à Qualidade de Energia Elétrica (QEE); apresenta também os valores limites de referência, no que tange os aspectos global e individual quanto à QEE. Os indicadores abordados nesse documento são: indicadores de continuidade do serviço; indicadores de frequência; indicadores de tensão de atendimento (em regime permanente); indicadores de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão; indicadores de Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD) (ANEEL, 2021).

Apenas alguns requisitos relacionados aos indicadores de qualidade de energia e utilizados nos cálculos de indicadores serão analisados, visto que, serão utilizadas simulações computacionais que efetuam cálculos de fluxo de carga, ou seja, a rede será abordada de forma estática.

2.2.2 Níveis de tensões limites

Contingência para o Sistema Elétrico de Potência (SEP) é o desligamento, ou saída repentina, de componentes do sistema elétrico. Quando temos mudança 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 (COELHO, 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 2.

Tabela 2 - 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	$(0.95 \leq TL \leq 1.46)/(0.90 \leq TL \leq 1.046)$
500	$(1.00 \leq TL \leq 1.10)/(0.95 \leq TL \leq 1.10)$
525	$(0.95 \leq TL \leq 1.48)/(0.90 \leq TL \leq 1.48)$
765	$(0.90 \leq TL \leq 1.46)/(0.90 \leq TL \leq 1.46)$

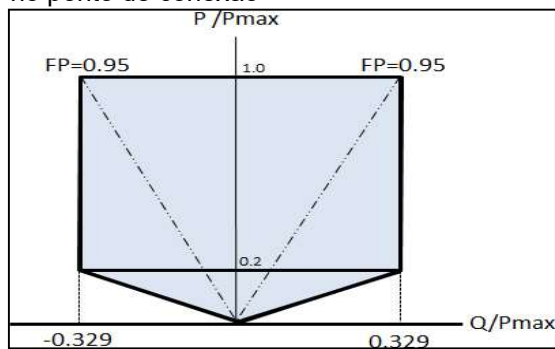
Fonte: ONS (2020)

2.2.3 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 3, 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 3- Geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão



Fonte: ONS (2020)

Nos estudos, os limites de todos os equipamentos são respeitados, tais como os limites de geração, ou absorção de potência reativa das máquinas e dos compensadores síncronos (geração tradicional).

2.3 MOTIVAÇÃO PARA ANÁLISE DO IMPACTO DE SISTEMAS FV NA TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Com a tendência de aumento da geração elétrica, a partir de fontes renováveis, é possível que, no futuro, os novos empreendimentos de geração elétrica sejam, prioritariamente, a partir dessas fontes de energia, como a fotovoltaica (FV), por exemplo, o que diminui, percentualmente, a participação dos geradores convencionais baseados em combustíveis fósseis na matriz de geração elétrica brasileira.

Experiência global com o aumento de quantidades de energia solar, em sistemas de energia, tem mostrado que recursos de geração variável podem ser integrados à rede em penetrações muito além da capacidade atual. Contudo, a

perspectiva de aumento da geração fotovoltaica (FV) requer um estudo detalhado para garantir que a inserção massiva da tecnologia solar FV proporcione os benefícios pretendidos, incluindo a redução do uso de combustível fóssil e redução da capacidade convencional de forma segura, confiável e econômica.

As características da geração de energia, através da tecnologia FV em grande escala, por exemplo, variabilidade, incerteza e geração não síncrona, apresentam desafios para sua integração na rede. Um dos desafios, para inserir uma grande quantidade de energia FV na rede de transmissão, é a necessidade de acomodar a carga líquida em mudança – carga normal menos a geração de fontes variáveis solares –, associada à alta geração FV ao meio-dia e baixa demanda de eletricidade.

Os operadores do sistema de energia mantêm uma rede confiável, equilibrando, constantemente, a demanda do consumidor por energia, com sua geração a partir de diversos recursos. A capacidade de um sistema de energia – de acomodar as mudanças na demanda de eletricidade – é expressa, muitas vezes, em termos, por sua “flexibilidade”.

Embora não haja uma definição uniforme de flexibilidade da rede, geralmente se refere à capacidade da geração para equilibrar a oferta de geração e a demanda de carga em várias escalas de tempo, que se torna particularmente importante com o aumento da variabilidade e incerteza dos patamares de carga líquida (SANTIAGO, 2019).

Para evitar a geração excessiva, os operadores do sistema podem reduzir a produção fotovoltaica. A geração fotovoltaica é reduzida pela redução da produção do inversor, ou desligando a planta (‘curtailment’). Porém, caso essa alternativa, de desligamento das plantas solares, fosse praticada, cada unidade de energia solar reduzida representaria menos geração FV e a necessidade de compensação com outras fontes, eventualmente, a partir de fontes de combustíveis fósseis. Conforme a quantidade de redução aumenta, os benefícios gerais do FV adicional podem diminuir, a ponto de, instalações adicionais não compensarem o custo (TOLMASQUIM, 2016). Cabe ressaltar igualmente que o limiar da rede de transmissão e/ou seu congestionamento também impede sua transmissão a outras regiões e provoca o fenômeno do “curtailment”.

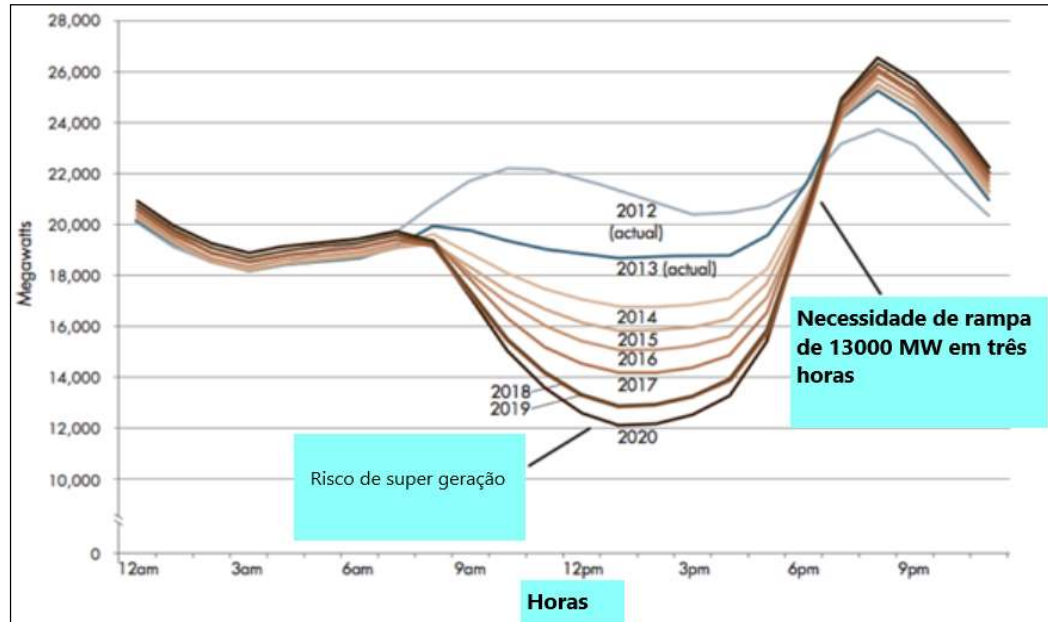
O Gráfico 6 mostra a curva de pato, em que cada linha representa a carga líquida. Este Gráfico representa apenas a parte da rede da Califórnia operada pela CAISO, o que representa cerca de 80% da demanda total do estado. A “barriga” do

pato representa o período de menor carga líquida, quando a geração FV está no máximo. A barriga cresce conforme as instalações fotovoltaicas aumentam entre 2012 e 2020. Como resultado, pode se tornar cada vez mais desafiador ter capacidade suficiente e instantânea para atender ao aumento da taxa de rampa de carga líquida que ocorre quando a saída FV cai no período da noite.

Na projeção para 2020, começando por volta das 9h, o operador do sistema deve ser capaz de reduzir a produção do gerador cerca de 20.000 MW a 12.000 MW, desligando os geradores, ou transmitindo para outras regiões, quando possível, e necessário. No entanto, o operador também deve ser capaz de aumentar a geração para atender à demanda de pico em cerca de 26.000 MW que ocorre às 20h. O operador pode não ser capaz de reduzir a geração suficiente, o que forçaria a redução do FV.

Para amenizar esse problema é necessário estudos específicos do impacto na qualidade de energia, associando-os à inserção de cada empreendimento FV de maior flexibilidade da rede.

Gráfico 6- Figura curva de pato



Fonte: Denholm *et al.* (2015)

A integração de sistemas FV pode ser tanto benéfica quanto prejudicial, dependendo do seu nível de penetração e ponto de interconexão. Equilibrar a oferta e a demanda, em áreas maiores, reduz a variabilidade de carga líquida e recursos renováveis, como, por exemplo, FV, devido à maior diversidade espacial de recursos de geração variável, como o solar (SANTIAGO, 2019).

Entre os desafios da integração de FV, com alta penetração, estão a necessidade de aproveitar reservas de novas fontes e o de manter a estabilidade da rede após uma perturbação do sistema. A maioria dos estudos atuais abordam os impactos na qualidade de energia produzidos por sistemas FV na rede de distribuição de energia. São estudos em que se evidenciam efeitos ocorridos com a inserção massiva de sistemas fotovoltaicos distribuídos, ao longo do alimentador, ou quando ocorre a instalação de um grande sistema em um único ponto da rede elétrica (G. F. NEGREIROS, 2018; NEGREIROS; TORRES; TIBA, 2019). Também são determinadas distorções nos parâmetros relacionados a variações de tensão, em regime permanente com a geração de fluxo de potência reverso, potência reativa, redução da demanda de carga da subestação, e como consequências, a elevação de tensão e queda de tensão ao longo do alimentador, quando há aumento de instalação de sistemas fotovoltaicos em um alimentador de um sistema elétrico de distribuição (IEA, 2016; PALUDO, 2014).

Sistemas FV maiores, como as grandes usinas centralizadas, são conectados à rede de transmissão, que possuem características elétricas diferentes e precisam de estudos específicos. Substituir os geradores síncronos convencionais por geradores fotovoltaicos pode levantar novas questões de estabilidade, tais como, a falta de inércia, a potência reativa insuficiente e as flutuações de tensão, que podem comprometer a confiabilidade de toda a rede. Esses são os principais impactos, característicos da inserção FV, nos sistemas de transmissão.

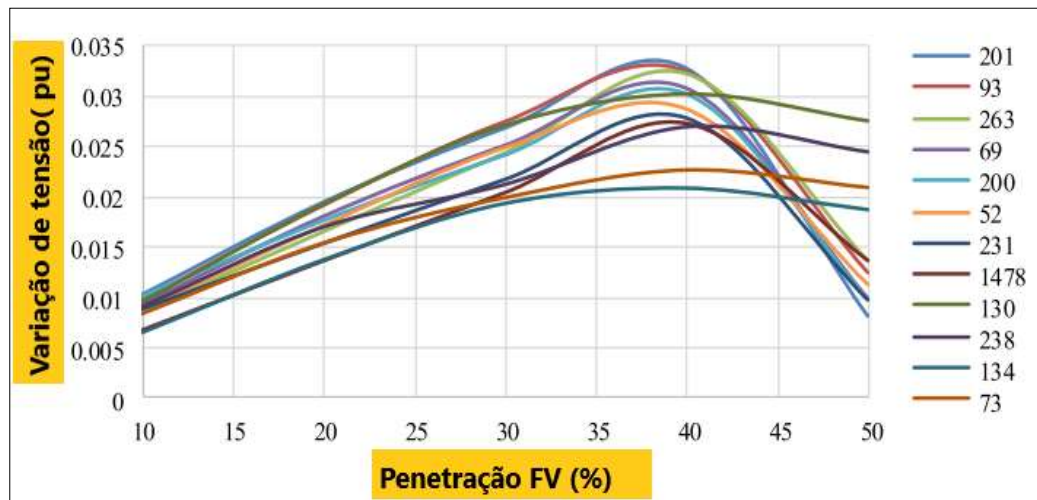
2.3.1 Variações de tensão e perdas totais

A integração de FV, em vários níveis de penetração, pode ter impactos significativos 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 em aumentos de penetração FV. Modelos sintéticos realistas, baseados em dados públicos semelhantes aos sistemas de transmissão reais, foram desenvolvidos para pesquisa de sistemas de energia sobre otimização de operação da rede, estudos de estabilidade e testes de algoritmos. Esses modelos sintéticos realistas ajudam a preencher lacunas entre a proteção, a segurança e fomenta a inovação (DHIVYA et al., 2019).

A partir de simulações feita por Dhivya et al. (2019), o sistema era composto por uma rede de 2000 barras (ou nós) construída na região do Texas; essa rede com três níveis de tensões (345/115 / 13,8kV) e sistema projetado com um pico de capacidade de demanda de 49,7 GW, enquanto a carga máxima poderia atingir até 28 GW. O sistema também era composto por 282 geradores e 2481 linhas de transmissão modeladas na rede. O sistema possuía um complexo FV que foi integrado à rede usando um modelo de gerador único, cerca de 15 barras foram selecionadas para integrar os FVs centralizados. O gerador fotovoltaico foi modelado por meio de um equivalente transformador e uma linha de transmissão. A análise de estabilidade completa foi conduzida no software POWERWORLD, que é uma excelente plataforma de software para conduzir estudos de fluxo (de potência e estabilidade), altamente eficaz em grandes sistemas de teste.

A penetração FV foi modelada como uma porcentagem da geração disponível, e a análise foi conduzida para faixa de penetração FV de 10 a 50%. Para o modelo fotovoltaico centralizado, o modelo de planta fotovoltaica dinâmico – sugerido pela WECC – foi o usado. Consiste em três módulos, a saber, o utilitário interface (REGC_A); o controlador (REEC_B) e o controlador de planta (REPC_A) (DHIVYA et al., 2019). As variações de tensões das barras de 115 kV do sistema de transmissão simulado, com vários níveis de penetração de FV, são mostrados no Gráfico 7. Observa-se a partir dos resultados, que as tensões aumentam gradualmente com os níveis de penetração em até 40% da geração FV. Com mais aumento nos níveis de penetração FV, verificou-se um declínio constante nas variações de tensões.

Gráfico 7- Variação de tensão por barra do sistema simulado, em diversos níveis de penetração FV.



Fonte: Dhivya *et al.* (2019)

Esse tipo de comportamento da tensão foi observado enquanto 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, ocorreu o fluxo reverso de energia ativa pelas linhas no sentido inverso das cargas, resultando em um aumento constante no fluxo de potência reativa e uma diminuição nas magnitudes de tensão do barramento. Esse resultado apresentado na rede do Texas depende de algumas condições específicas da rede, como, por exemplo, níveis de fluxo reverso e modelos das LT que transportam essa energia. Então, as variações de tensão, a partir dos níveis de penetração FV, têm comportamento característico em determinada rede e que precisa de estudos específicos.

2.3.2 Efeito da intermitência de geração FV

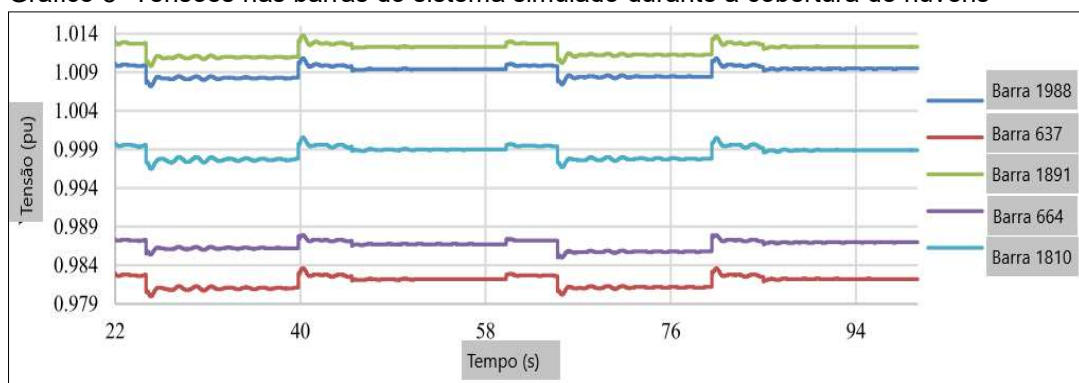
A potência de saída fotovoltaica é altamente dependente da variabilidade das condições ambientais, como cobertura e passagem de nuvens. Essas intermitências na energia fotovoltaica devido à cobertura de nuvens podem afetar as magnitudes das tensões de barramento, como também, criam impactos no equilíbrio entre oferta e demanda de energia, podendo afetar a frequência da rede. A fim de demonstrar o efeito da cobertura de nuvens nas tensões de barra, um cenário, de nuvem em

movimento, foi simulado na região de Houston, que representa um trecho da rede de teste.

Em sistemas FV o efeito de sombreamento é um fenômeno que ocorre devido à interferência de sombras causadas por nuvens, poeira, animais ou qualquer outra barreira que cause obstrução da captação da luz solar pelos módulos. A área estudada foi dividida em cinco regiões, e o cenário foi simulado de modo que a nuvem seja grande o suficiente para cobrir cada região no intervalo de tempo de simulação. A potência de saída fotovoltaica foi assumida, como uma queda, para a metade de seu valor normal (anterior) durante o cenário de cobertura das nuvens. A simulação foi realizada por 100s, e a cobertura das nuvens passou através da barra de 115kV na região de Houston, que conecta geração FV ao sistema elétrico (DHIVYA et al., 2019).

A área definida, para a cobertura de nuvens, é parte da rede estudada na condição de variação de tensão. A rede estudada foi dividida em cinco regiões, e simulada a cobertura de nuvens na barra de 115KV, que está próxima a grande quantidade de geração FV, sendo o cenário simulado de modo que a nuvem seja grande o suficiente para cobrir cada região no intervalo de tempo de simulação. As tensões, em algumas barras do sistema teste simulado, que são afetadas pelo cenário de cobertura de nuvens, são mostradas no Gráfico 8 (DHIVYA et al.,2019).

Gráfico 8- Tensões nas barras do sistema simulado durante a cobertura de nuvens



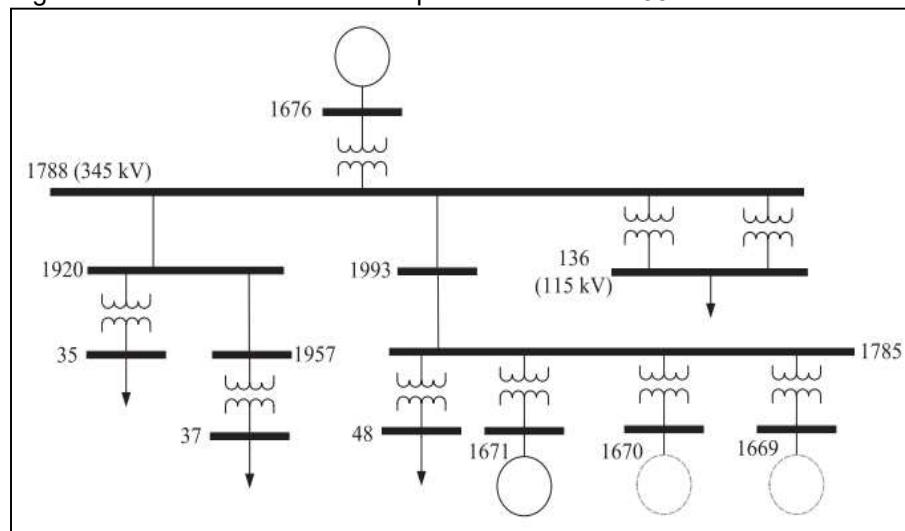
Fonte: Dhivya et al. (2019)

3.3 ALTERAÇÕES DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA

O comportamento do sistema sob contingências graves, como falhas de linhas, desligamentos de geradores e interrupções de linha simples ou dupla, com vários níveis de penetrações fotovoltaicas, tais contingências podem ser simuladas para se obter informações sobre a estabilidade do sistema.

Ainda considerando as simulações na rede do Texas, porém em trechos diferentes, foi simulada uma interrupção no sistema teste, nas linhas de 345kV que conectam o barramento 1920-1788 e o barramento 1993-1778, visto na amostra da Figura 4. O sistema é considerado em condição normal de operação quando a interrupção, dessas duas linhas, ocorre em 1 segundo. Como as linhas desconectadas se tornam o único caminho de fluxo de energia para algumas barras, toda a linha de 345kV experimenta pesados distúrbios que levam à instabilidade no caso base (sem inserção de geradores FV).

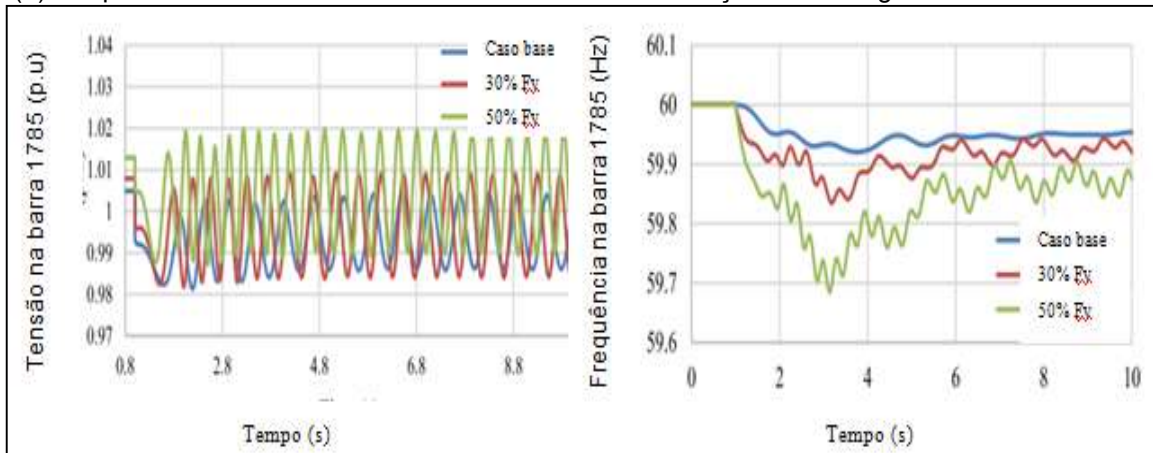
Figura 4- Trecho do sistema teste próximo à barra 1788



Fonte: Dhivya *et al.* (2019)

As interrupções de linha simuladas, com maiores percentuais de penetração de FV, mostraram oscilações mais acentuadas de frequência e tensão que outras com menores percentuais de penetração de FV e em relação ao caso base (sem geração FV), conforme mostrado no Gráfico 9 (a) e (b) (DHIVYA *et al.*, 2019). As medições de tensão e frequência foram feitas em barras que não estão próximas aos geradores FV.

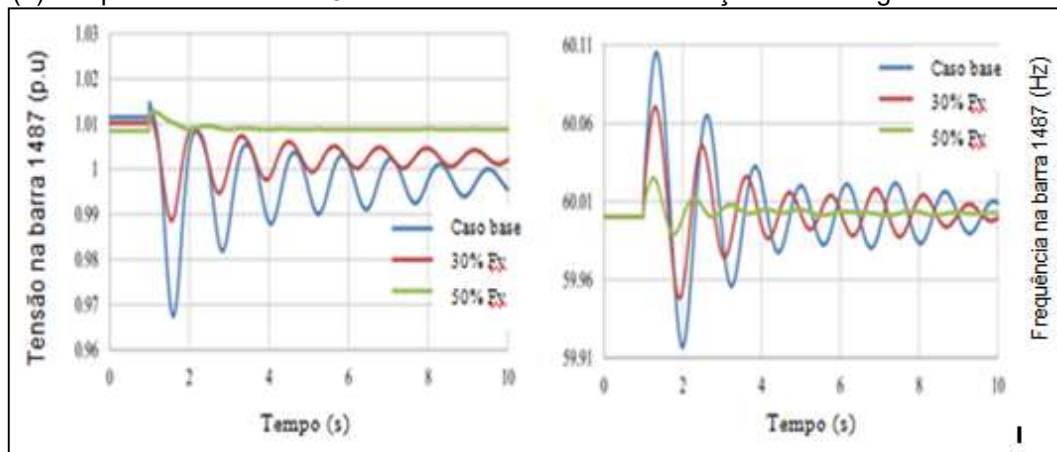
Gráfico 9 - (a) Tensão na barra 1785 do sistema simulado em situação de contingência;
(b) Frequência na barra 1785 do sistema simulado em situação de contingência



Fonte: Dhivya *et al.* (2019)

O Gráfico 10 (d) e (e) mostra oscilações da tensão e frequência com o mesmo cenário simulado no caso anterior, porém, as medições agora são feitas nas barras com geração FV próximas (Dhivya *et al.*, 2019). Observam-se oscilações bem amortecidas para 30% e 50% de inserção FV em comparação com o caso base, sem FV instalada.

Gráfico 10- (d) Tensão na barra 1487 do sistema simulado em situação de contingência;
(e) Frequência na barra 1487 do sistema simulado em situação de contingência



Fonte: Dhivya *et al.* (2019)

Foi possível observar nessa análise que, considerando a rede testada, houve contribuição dos sistemas FV na estabilidade de alguns parâmetros elétricos da rede, como tensão e frequência, além de ter interferido no módulo das tensões, o que se é percebido quando se alcança o estado temporal de convergência, ou de regime permanente das formas de onda. Então, percebe-se que as barras próximas à

geração FV, quando o sistema foi submetido a uma perturbação, tiveram uma estabilidade de tensão devido à capacidade de controle de reativo proveniente do sistema FV, que no sistema de transmissão controla, significativamente, a tensão elétrica. Em relação à frequência, tem-se uma compensação de potência ativa local, proveniente da geração FV, quando se desliga parte do trecho com geração proveniente de outras fontes, o que influencia na frequência instantânea, que é o resultado do balanço de potência ativa líquido do local supervisionado. Então, as barras próximas à geração FV teriam uma atenuação maior à variação de frequência.

3.4 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS NA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA

Uma das ferramentas úteis (tanto para a operação, quanto para o planejamento do sistema), a partir de uma análise dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), é o fluxo de potência, garante-se, assim, a qualidade da energia e a confiabilidade no fornecimento energético para as cargas. Para esta análise o sistema é considerado estático, ou seja, as variações temporais do sistema devem ser lentas suficientemente para que os efeitos transitórios possam ser desconsiderados (MONTICELLI, 1983).

O estudo de fluxo de potência tem como estratégia principal, partir de um ponto de operação definido, ou seja, dada uma quantidade específica de geração e carga em cada barra do sistema; determina-se o estado da rede e o modo como ocorre a transferência de potência através de cada equipamento elétrico (TEIXEIRA, 2013).

Um país de grande extensão territorial e predominância de geração hídrica enquanto geração elétrica, como o Brasil, grande parte dessa geração de energia elétrica acontece distante dos grandes centros de carga, possui um sistema de transmissão complexo, o Sistema Interligado Nacional (SIN). O crescimento contínuo da demanda de energia elétrica tornou a atividade de operação e controle do SEP ainda mais difícil, portanto, torna-se extremamente necessário o uso de ferramentas computacionais que resolvam as inúmeras equações de geração nos estudos de fluxo de carga.

3.4.1 Fluxo de potência

O problema do fluxo de potência tem como base a determinação do estado da rede, ou seja, do módulo e do ângulo das tensões em cada barra do sistema em função da resultante de potência nessas barras; o que permite a determinação dos fluxos pela rede. A formulação do problema do fluxo de potência pode ser efetuada considerando uma modelagem nodal, ou em malha para a rede. A solução do problema, em relação à modelagem nodal da rede, consiste na determinação das tensões das barras, por outro lado, na modelagem em malha, a determinação na solução do problema, são consideradas as correntes de cada ramo da rede (TEIXEIRA, 2013).

Grande parte dos sistemas de potência, como o brasileiro, possuem suas cargas ligadas em paralelo por meio de barramentos, o que por uma questão de praticidade, tem por opção a formulação do problema com base em uma modelagem nodal da rede. As equações básicas do fluxo de carga são obtidas a partir da Primeira Lei de Kirchhoff, ou seja, deve ser considerada a condição de conservação de potência ativa e reativa nos nós do sistema, conseqüentemente, a potência líquida injetada em um nó da rede deve ser igual à soma das potências injetadas em todos os componentes ligados a este nó. Esses elementos tanto podem ser internos (ligados entre dois nós da rede), como linhas de transmissão, transformadores e defasadores, ou externos (ligados entre um nó qualquer da rede e o nó terra), como os geradores, cargas e capacitores.

Em relação aos componentes internos, os fluxos de potência da rede são expressos como funções das tensões de seus nós terminais, conforme a Segunda Lei de Kirchhoff. Na composição básica do problema, quatro variáveis são atribuídas a cada barra da rede, sendo duas delas conhecidas e as outras duas incógnitas (MONTICELLI, 1983).

Para uma barra (nó) genérica k , as variáveis são listadas a seguir:

- V_k : magnitude da tensão na barra k ;
- θ_k : ângulo da tensão na barra k ;
- P_k : potência ativa líquida injetada na barra k ;
- Q_k : potência reativa líquida injetada na barra k .

A barra k pode ter três classificações distintas:

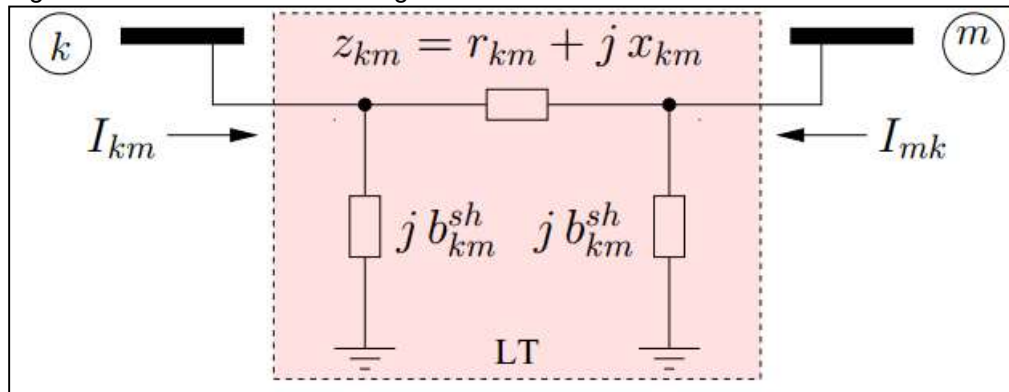
- Barra de referência ou *swing*: são conhecidos V_k e Θ_k e as variáveis P_k e Q_k são calculadas – é a barra utilizada para suprir as perdas do sistema que não são representadas nas equações de fluxo de potência, além de fornecer a referência angular do sistema. Por padrão, é uma barra na qual se conecta uma usina de geração de maior porte do sistema elétrico;
- Barra PQ: P_k e Q_k são conhecidos e as variáveis V_k e Θ_k são calculadas - é a barra utilizada para representar a barra de carga;
- Barra PV: são conhecidos P_k e V_k e as variáveis Q_k e Θ_k precisam ser calculadas.

Alguns dispositivos de controle permitem manter o módulo de tensão e a injeção de potência ativos, em valores especificados, tais como os geradores e compensadores síncronos. O estudo do fluxo de potência do sistema, frequentemente, é considerado na condição de equilíbrio, então, é apenas utilizada a componente de sequência positiva. Como já exposto acima, esses estudos são baseados em um modelo nodal e utiliza a matriz de admitância de barra, visto que, ela é simétrica e esparsa e demanda menor esforço computacional quando comparada à utilização da matriz de impedância de barra.

3.4.2 Sistemas de equações e inequações do fluxo de potência

As barras do problema de fluxo de potência contêm duas equações, cada uma representando os fundamentos da Primeira Lei de Kirchhoff para as potências ativas e reativas injetadas em cada barra, e devem ser iguais à soma dos fluxos que deixam a barra através de linhas de transmissão, transformadores (MONTICELLI, 1983). A Figura 5 mostra um modelo padrão de linha de transmissão, em que a partir de uma análise circuital do modelo, equações de fluxo (de potência e perdas na LT) podem ser definidas.

Figura 5 - Modelo de uma LT longa



Fonte: Repositório Digital da Unicamp (2022)

Os parâmetros da LT são classificados da seguinte forma:

- resistência série: $r_{km} (\geq 0)$;
- reatância série $x_{km} (\geq 0)$ (indutivo);
- susceptância shunt $b_{sh_{km}} (\geq 0)$ (capacitivo);
- impedância série $z_{km} = r_{km} + jx_{km}$;
- admitância série $y_{km} = g_{km} + jb_{km}$;
- condutância série $g_{km} (\geq 0)$.

Esses fundamentos para as potências (ativa e reativa) podem ser expressas, matematicamente, como:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2)$$

Onde:

$k = 1, \dots, n$, sendo n o número de barras da rede; Ω_k : conjunto das barras adjacentes à barra k ;

V_k, V_m : magnitude das tensões nas barras k e m , respectivamente;

θ_k, θ_m : ângulos das tensões nas barras terminais do ramo $k-m$;

P_{km} : fluxo de potência ativa no ramo $k-m$;

Q_{km} : fluxo de potência reativa no ramo $k-m$;

Q^{sh} : componente da injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* da barra k .

As equações (3) e (4) indicam como é o cálculo do fluxo de potência ativa e reativa, respectivamente, para uma barra genérica k ligada à uma outra barra genérica m em um sistema com um total de n barras:

$$P_k = V_k \cdot \left\{ \sum_{m=1}^n V_m \cdot [G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \sin(\theta_{km})] \right\} \quad (3)$$

$$Q_k = V_k \cdot \left\{ \sum_{m=1}^n V_m \cdot [G_{km} \cdot \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})] \right\} \quad (4)$$

Em que:

$k = 1, \dots, n$, sendo n o número de barras da rede; V_k : módulo da tensão na barra k ;

V_m : módulo da tensão na barra m ;

G_{km} : condutância da linha que liga a barra k à barra m ;

B_{km} : susceptância da linha que liga a barra k à barra m ;

θ_{km} : diferença angular entre as fases das tensões nas barras k e m .

As inequações, que devem ser consideradas no problema do fluxo de carga, são geradas a partir de algumas restrições operacionais, por exemplo, as restrições nas magnitudes das tensões nodais das barras PQ e pelos limites nas injeções de potência reativa das barras PV, sendo essas restrições (para uma barra k) representadas, respectivamente, por:

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad (5)$$

$$Q_k^{\min} \leq Q_k \leq Q_k^{\max} \quad (6)$$

As perdas de potência nas linhas de transmissão são dadas pelas equações (7) e (8):

$$P_{\text{perdas}} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} (V_{2k} + V_{2m} - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) = g_{km} |V_k - V_m|^2 \quad (7)$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{perdas}} &= Q_{km} + Q_{mk} = -b_{sh \ km} (V_{2k} + V_{2m}) - (b_{km} V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \\ &= -b_{sh \ km} (V_{2k} + V_{2m}) - (b_{km} |V_k - V_m|^2) \end{aligned} \quad (8)$$

3.4.3 Métodos de solução do fluxo de potência

As equações de fluxo de potência, por terem uma característica não-linear, não são solucionadas através de processos diretos de análise de malha, ou de análise nodal, necessitando de processos iterativos de cálculo numérico para a solução dessas equações (determinação das incógnitas V e θ para as barras do sistema). Alguns métodos, para a solução do fluxo de carga, são baseados na matriz admitância YBARRA, por exemplo, o método de Gauss-Seidel, que tem como vantagem uma formulação mais simples e uma menor necessidade de memória, porém, requer mais tempo computacional para convergir devido ao fraco acoplamento entre as variáveis.

Outros métodos utilizados são: o método de Newton-Raphson; o método desacoplado rápido e o fluxo de potência linearizado. Assim, esses podem ser utilizados como uma eficiente alternativa computacional para determinar a distribuição dos fluxos de potência em um sistema de transmissão.

3.4.4 Softwares utilizados no cálculo do fluxo de potência

Se determinarmos os valores da magnitude e do ângulo da tensão para todas as barras de certa rede, será possível conhecer, completamente, o estado dessa rede. Para um sistema de n barras se tem-se, portanto, $2n$ valores que devem ser determinados. Entretanto, para a barra, ou nó de referência da rede, os valores de módulo e ângulo da tensão são previamente conhecidos e para as barras do tipo PV os valores de magnitude da tensão também são conhecidos. Em conclusão, o número de equações que devem ser resolvidas para uma determinada rede é dado pela equação (9):

$$NPV + 2NPQ \quad (9)$$

Onde:

NPV : número de barras do tipo PV do sistema ;

N_{PQ} : número de barras do tipo PQ do sistema.

Quando o sistema possui muitas barras, é quase impossível a resolução manual, assim, os softwares computacionais são grandes aliados na resolução de cálculos de fluxo de carga. Para resolução desse problema, existem diversos softwares, como, ANAREDE, ANATEN, CYME, ETAP, POWERFACTORY, POWERWORLD Simulator, que podem ser utilizados. Os dois mais usados serão apresentados na sequência.

3.4.5 ANAREDE simulator

O programa de Análise de Redes – ANAREDE é um combinado de aplicações computacionais de propriedade do Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), que tem o propósito de fornecer às empresas do setor, novas técnicas, algoritmos e métodos eficientes, bem como, adequados à realização de estudos nas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência.

O ANAREDE é o programa computacional mais utilizado no Brasil para a análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente, sendo utilizado por órgãos e empresas, do setor elétrico, tais como: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME), entre outros. A versão atual do programa é a V11.05.04 e possui conjuntos de aplicações integradas compostos dos seguintes programas:

- Programa de Fluxo de Potência;
- Programa de Equivalente de Redes;
- Programa de Análise de Contingências;
- Programa de Análise de Sensibilidade de Tensão;
- Programa de Análise de Sensibilidade de Fluxo;
- Programa de Fluxo de Potência Continuado;
- Programa de Definição das Redes Complementar e de Simulação;
- Programa de Análise de Corredores de Recomposição.

Essa versão do programa encontra-se disponível para sistema operacional Windows 2000 ou superior. O programa de Fluxo de Potência utiliza os métodos de Newton-Raphson, Desacoplado Rápido e o Fluxo de Potência Linearizado para fins de solucionar os sistemas de equações.

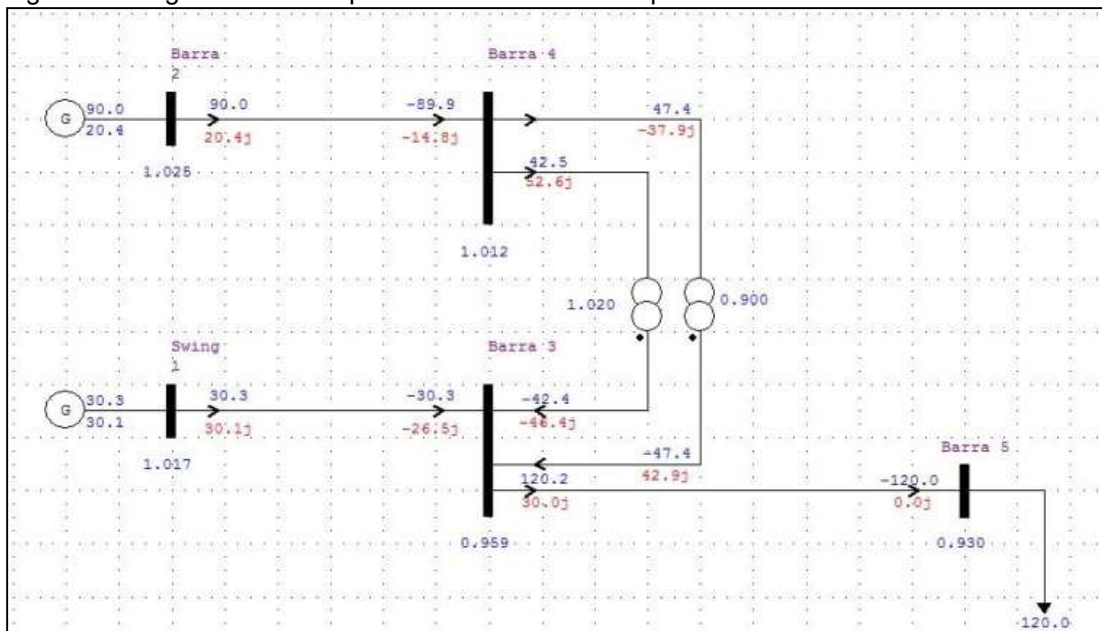
Contudo, o método Desacoplado Rápido é o default e para utilizar os recursos

do método de Newton-Raphson é necessária a ativação da opção NEWT. Os elementos do circuito, tais como, linhas de transmissão, transformadores e transformadores defasadores são representados pelos seus circuitos π equivalentes e os taps dos transformadores podem ser fixos, ou variáveis sob carga (LTC) entre os limites máximo e mínimo.

Novos modelos de equipamentos foram incorporados ao programa e outros modelos, já existentes, foram aperfeiçoados. Foram incorporados diversos modelos de equipamentos individualizados, permitindo que o usuário faça uma representação detalhada de uma região de interesse, sem que seja necessário fazer esse detalhamento a toda rede.

A possibilidade de ativar as aplicações FormCepel e PlotCepel, a partir do menu aplicativos, foi mantida e constitui um poderoso auxílio para pós-processamento de resultados. A versão a ser utilizada no trabalho é a 11.05.04. Nas Figuras 6 e 7 são mostrados os resultados do fluxo de carga para um caso teste, de 5 barras, no próprio diagrama unifilar e no formato de relatório.

Figura 6 - Diagrama unifilar após o cálculo do fluxo de potência



Fonte: Martins (2019)

Figura 7 - Relatório de barras CA do sistema

Barra	Nº da barra	Mod. Tensão (p.u)	Ângulo da Tensão (graus)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (MVar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)
Swing	1	1,017	0	30,3	30,1	0	0
Barra 2	2	1,025	3,5	20,4	20,4	0	0
Barra 3	3	0,959	-3,5	0	0	0	55
Barra 4	4	1,012	0	0	0	0	0
Barra 5	5	0,93	-17,6	0	0	120	0

Fonte: Martins (2019)

3.4.6 PowerWorld simulator

O software powerworld simulator possui interfaces gráficas, que foram desenvolvidas com a finalidade de facilitar a análise de SEP, decifrando os diversos resultados numéricos de um determinado sistema em representação gráfica. Assim, facilitando em casos de contingências, ou de situações que precisam de alguma intervenção, em que essas possam ser realizadas com maior rapidez e eficácia.

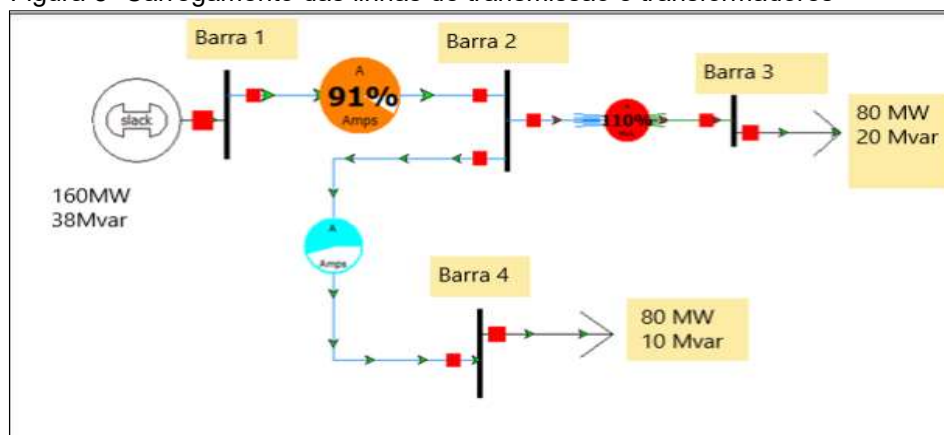
O *PowerWorld* simulator é um pacote de simulação de SEP que reúne ferramentas tais como: análise de fluxo de potência, análise de contingência, análise de curto circuito, além de análises financeiras para o SEP. Ferramentas que possibilitam o estudo de estabilidade transitória do sistema foram implementadas a partir da versão 16. A versão 22, versão atual, tem a capacidade de simular problemas de fluxo de potência em sistemas de até 250.000 barras e possui uma interface gráfica que facilita a sua utilização.

Os resultados das simulações são trazidos de maneira didática e são simples à compreensão, por exemplo, na Figura 7 consta um exemplo de diagrama unifilar de um sistema, de quatro barras, após o cálculo do fluxo de potência no software. O sentido do fluxo de potência é sinalizado pelas setas verdes encontradas nas linhas de transmissão e o tamanho das setas é proporcional à quantidade de potência que flui em determinada linha (MARTINS, 2019). Uma das maneiras de visualização oferecida pelo software é a partir dos gráficos do tipo pizza que mostram de maneira simples o carregamento das linhas e transformadores.

Na Figura 8 os gráficos aparecem na cor azul e laranja e vermelho. A cor azul indica que a linha, ou o transformador, está operando com até 80% de sua capacidade

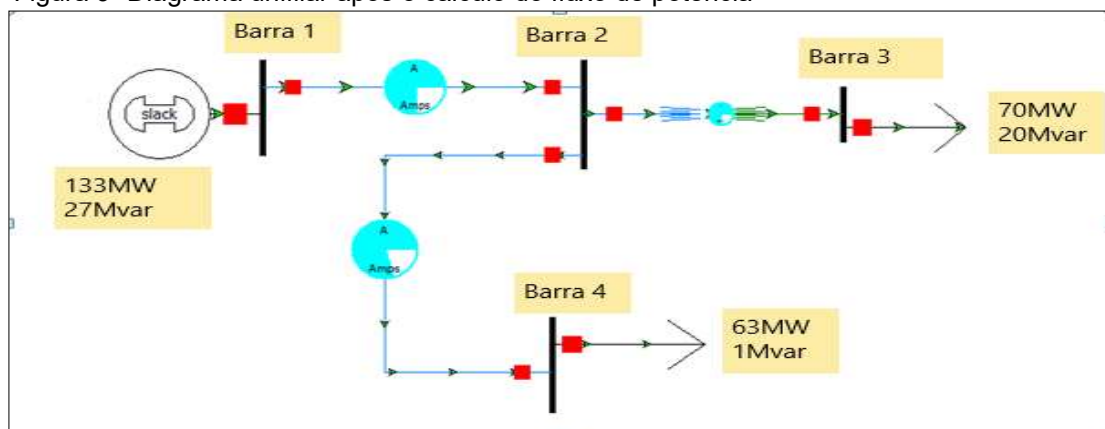
máxima. As cores laranja e vermelha indicam que a linha, ou o transformador, está operando próximo à sua capacidade máxima (com 91% de carregamento) e operando sobrecarregada (110%), respectivamente. Na figura 9 os gráficos aparecem todos na cor azul, pois não há violação da capacidade das linhas e dos transformadores. Essa visualização gráfica simplifica a análise de fatores os quais devem ser corrigidos para um funcionamento confiável do sistema. O *PowerWorld* conta com várias ferramentas de visualização para auxiliar nas análises do SEP, tornando-se um *software* mais fácil de ser utilizado quando comparado a outro.

Figura 8- Carregamento das linhas de transmissão e transformadores



Fonte: O Autor (2021).

Figura 9- Diagrama unifilar após o cálculo do fluxo de potência



Fonte: O Autor (2021).

4 METODOLOGIA

Existem os métodos estáticos de análise de estabilidade, da tensão, que são baseados nas equações de fluxo de potência, eles trabalham com equações e inequações algébricas e possuem um tempo computacional menor que os métodos dinâmicos, são, assim, ideais para a maioria dos estudos de contingência (MATARUCCO, 2010). Deste modo, são muito importantes para simulações que envolvam monitoramento, desenvolvimento e compreensão de esquemas, como análises de contingências para manter a tensão em regime permanente do sistema nas condições ideais.

4.1 MATERIAIS

Com a utilização de softwares específicos para sistema elétrico de potência, como ANAREDE, foram simulados cenários reais de uma rede de transmissão onde estão conectados (integrados) um ou mais sistemas FV centralizados. A simulação permitiu visualizar o comportamento das características elétricas do sistema em regime permanente, de tal forma, que este seja o cenário básico: sem distúrbios, o qual servirá de padrão para comparações com resultados obtidos em situações de contingência ou alteração significativa da carga líquida.

Com resultados obtidos, em situações de variação da irradiação solar, foram definidos os diversos cenários com alterações dos parâmetros da rede comparando-os com o cenário básico. A análise dessas situações permitiu propor soluções mitigadoras e desenvolver uma metodologia simplificada para estabelecer quais condições de inserção FV teriam mais benefícios ou impactos para a rede de transmissão. Além disso, foi possível especificar algumas características desejáveis das subestações que compõem a malha de transmissão, evitando assim, a degradação dos parâmetros elétricos de qualidade da energia elétrica na rede básica fornecida aos consumidores.

O fluxo de potência foi calculado utilizando-se o método de Newton-Raphson (ferramenta NEWT do ANAREDE). Os dados carregados no programa representam todos os parâmetros dos equipamentos do sistema, como 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 e serão mais bem descritos; além, dos materiais que

serão utilizados na simulação.

4.1.1 Programa ANAREDE

A versão do *programa* ANAREDE utilizada foi a **V11.05.04**, licença fornecida pela Eletrobras-Chesf. Ao contrário do que ocorria em versões mais antigas, nessa versão, passou a ser possível a criação simultânea da representação gráfica, e da representação elétrica de um equipamento, através de interação direta do Usuário com a interface gráfica do programa. Então, foi possível carregar dados com todas as áreas do sistema elétrico (dados elétricos), e selecionar a visualização gráfica (dados gráficos), bem como, os relatórios da área de interesse do estudo.

Esses dados que foram carregados no *software* foram obtidos com o ONS e são chamados de dados caso base. Antes de começar o estudo em si, define-se o caso base a ser utilizado nos formatos compatíveis com os já utilizados pelo setor, o que torna – para estudos objetivos deste trabalho – o uso do ANAREDE (CEPEL) suficiente, conforme características já citadas. A Tabela 3 oferece vários cenários de casos bases, que são valores médios dos parâmetros do sistema elétrico naquele período considerado.

Tabela 3 - Casos históricos disponíveis a serem carregados no ANAREDE

Caso	Título
1	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021-PESADA
2	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021- LEVE
3	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021- MÉDIA
4	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021-MÍNIMA
5	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021- SÁBADO DIA
6	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021-SÁBADO NOITE
7	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021-DOMINGO DIA
8	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021-DOMINGO NOITE
9	ONS-MENSAL-JANEIRO-2021-MÉDIA DA MÉDIA

Fonte: ONS (2021)

Cada caso citado acima pode ser carregado individualmente no programa ANAREDE (versão completa), em que é possível ter todos os dados elétricos médios do sistema, dentro do período considerado por carga, seja média, pesada, leve, mínima, dentre outras, cujos horários foram estabelecidos por estudos estatísticos feitos pelo ONS e estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4- Horários dos patamares de carga do sistema estabelecidos pelo ONS

Patamar de Carga	Sem horário de verão		Com horário de verão	
	2º feira a Sábado	Dom/ Fer	2º feira a Sábado	Dom/ Fer
Pesada	18h às 21h	-----	19h às 22h	-----
Média	07 h às 18h 21h às 24h	17h às 22h	07h às 19h 22h às 24h	17h às 22h
Leve	00h às 07h	00:00h às 17h 22h às 24h	00h às 07h	00:00h às 17h 22h às 24h

Fonte: ONS (2021)

Como o objetivo deste trabalho será simular o sistema elétrico, a partir dos vários níveis de penetração da geração solar, será utilizado o caso base com os dados elétricos do patamar de carga média, pois os horários coincidem com os maiores valores médios de geração solar para a região estudada.

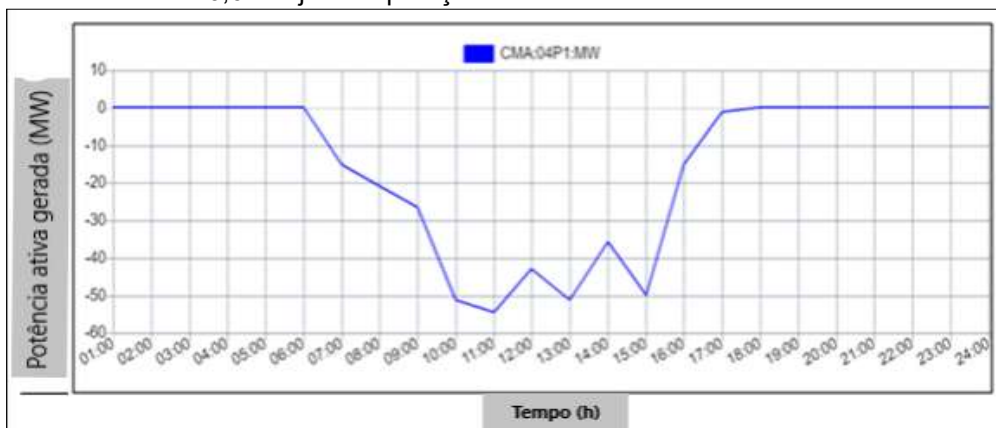
Em simulações computacionais, geralmente, a usina fotovoltaica ainda não está inserida na simulação, logo, é comparado cenários sem a inserção FV em casos com diversos níveis de penetração FV. A simulação computacional, que foi feita neste trabalho, considerou a usina fotovoltaica já existente com valores definidos de geração de energia, cenário que foi atribuído como caso base. Então, a partir do caso base, apenas alguns ajustes de parâmetros podem ser feitos, como por exemplo, aumento de penetração fotovoltaica e retirada de equipamentos inseridos no trecho em estudo, em que serão formados os novos cenários e feitas comparações para análises comparativas posteriores. Neste estudo, será necessário apenas alterar alguns parâmetros de acordo com os novos cenários, pois o empreendimento fotovoltaico e outros equipamentos reguladores já estão em operação.

4.1.2 Software supervision

Adicionalmente será utilizado o software supervision, que é um software dedicado a análise de parâmetros elétricos do sistema Eletrobras-Chesf, a partir de um conjunto de informações ou banco de dados que foram obtidos por meio de elementos de supervisão presentes na rede elétrica. Redes elétricas são estruturas complexas, que requerem uma infraestrutura de operação e manutenção de alto padrão com supervisão e controle contínuos. O software supervision tem como funções principais: supervisão, controle e auxílio na otimização e gerenciamento dos processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; permitindo às concessionárias coletar, analisar e armazenar dados de centenas de milhares de pontos de medição em redes regionais ou nacionais.

Nesse contexto, o principal objetivo do Supervision na linha de pesquisa “Supervisão e Controle de Sistemas Elétricos em Tempo Real” é o domínio do conjunto de tecnologias associadas ao processo de operação em tempo real de sistemas elétricos, capacitando-se para prover sistemas SCADA/EMS (CEPEL, 2021). Os dados gráficos de supervisão do sistema real, em estudo, podem ser obtido através do programa. A Figura 10, por exemplo, mostra a geração ativa horária em (MW) para o mês de fevereiro, transmitida através da LT que conecta o sistema FV ao sistema elétrico de transmissão. O sinal negativo é apenas convencional e indica o sentido do fluxo de potência, que, neste caso, está da geração para o sistema elétrico.

Figura 10 - Curva de geração horária de potência ativa proveniente do sistema fotovoltaico de 70,6MW já em operação

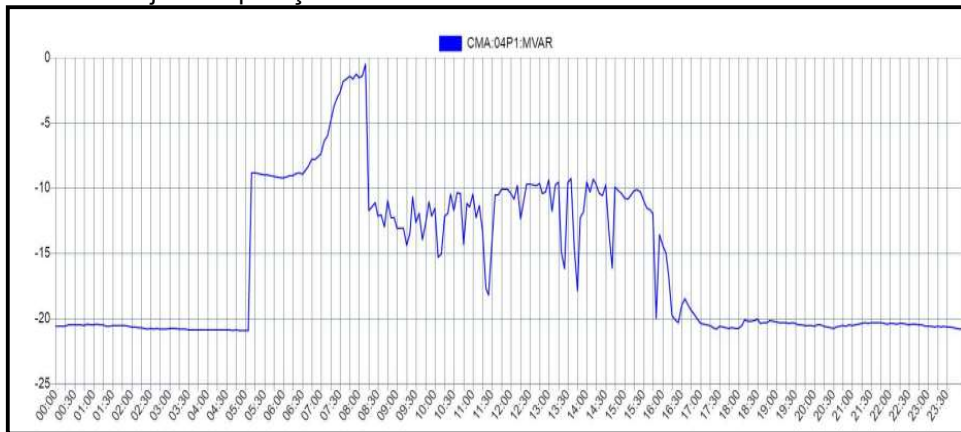


Fonte: Chesf (2021)

A Figura 11 mostra a curva de fluxo de reativo horária, transmitido pela LT,

que conecta o gerador FV ao sistema de potência, através da subestação de Coremas-PB. A partir da análise do gráfico de geração horária da UFV, é possível perceber que os horários de geração de energia disponíveis para o sistema, coincidem com o patamar de carga média do sistema, cujos horários já foram discutidos na seção anterior.

Figura 11 - Curva de geração horária de potência reativa proveniente do sistema fotovoltaico já em operação



Fonte: Chesf (2021)

A curva de reativos apresentada na Figura 10 retrata a exigência de controle de reativos preconizados pelos procedimentos de rede, quando da operação de usinas FV conectadas ao sistema de transmissão. Então a usina tem de ser projetada para controlar o fator de potência dentro de um limite, no ponto de instalação, e por consequência, fornecer ou absorver potência reativa proporcional a sua potência total instalada.

Então, o Supervision é um software útil na obtenção de dados elétricos reais do sistema estudado, e propiciará alterações dos parâmetros do caso base fornecido pelo ONS, para simulação horária, visto que, o caso base fornece apenas dados médios horários de determinado patamar de carga.

4.2 ELEMENTOS BÁSICOS DO SISTEMA ELÉTRICO NO ANAREDE

As Barras do sistema de potência foram modeladas de três tipos:

a) Barras PQ - chamadas de barras de carga, pois possuem a geração ativa e reativa especificadas. A magnitude da tensão nessa barra foi controlada quando conectada a transformadores com controle de tap. Na solução do fluxo de potência, foram calculados os valores do ângulo e magnitude da tensão;

b) Barras PV - Nessas barras, a tensão é mantida constante pelo uso de reguladores, a potência ativa é especificada no projeto, ela também é chamada de barra de tensão controlada.

A geração reativa varia entre limites especificados para manter a tensão constante. Foram barras associadas a fontes de geração com potência e tensão constantes. Na solução do fluxo de potência, são calculados os valores da potência reativa e do ângulo da tensão.

c) Barras de Referência - Essas barras possuem potência ativa e reativa, tensão e seu ângulo de fase especificados.

4.2.1 Circuitos CA

As linhas de transmissão, transformadores e transformadores defasadores são representados pelos seus circuitos Π equivalentes. Os taps dos transformadores podem ser fixos ou variáveis sob carga (LTC) entre os limites mínimo e máximo.

As perdas de potência nas linhas de transmissão foram definidas por meio das seguintes equações: $P_{\text{perdas}} = RI^2$ e $Q_{\text{perdas}} = XI^2$. As perdas de potência no transformador são apenas perdas reativas.

Os taps variáveis sob carga podem ainda ter a atuação contínua ou discreta. Nesta versão do programa os transformadores defasadores possuem ângulos fixos.

4.2.2 Compensadores série controláveis

Os Compensadores Série Controláveis (CSC) são representados por dois modelos: TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) e TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*). No primeiro modelo a variação da reatância é contínua, e no segundo, discreta.

4.2.3 Cargas

As cargas das barras, geralmente, modeladas como potências ativa e reativa constantes, ou podem ser expressas como uma função da magnitude da tensão da barra que, a depender do valor em relação à tensão nominal, podem, ainda, ser modeladas como impedância constante.

4.2.4 Elemento shunt

Existem três tipos de elementos *shunt* que podem ser alocados em barras de circuito CA: capacitores, reatores e resistores. Quando conectados a uma barra, os capacitores geram potência reativa, os reatores consomem potência reativa, enquanto os resistores consomem potência ativa.

4.2.5 Geradores

Geralmente as gerações de potência ativa são fixadas em seus valores especificados e as gerações de potência reativa variam dentro de seus limites. Limites de geração de potência ativa são opcionais, devendo ser especificados para determinados tipos de estudos como, por exemplo, controle de intercâmbio entre áreas, contingências de geração/carga, redespacho de potência ativa, alteração do nível de carregamento do sistema etc. (MACÊDO, 2009).

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 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. O fator de potência dos geradores FV devem ser variáveis e seguir os critérios de injeção máxima e mínima de reativos, conforme definido no item 5.2, submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede.

5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS DADOS

Nesta seção será explicitado o trecho do sistema simulado e todos os cenários propostos que foram analisados qualitativamente e quantitativamente e assim foi possível obter conclusões técnicas da inserção massiva FV em estudo.

5.1 LOCALIZAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

A usina solar FV estudada neste trabalho está implantada no município de Coremas-PB, o qual se encontra ilustrado na Figura 12. Localizado no sertão da Paraíba, o complexo solar Coremas consiste, atualmente, em três unidades: os Coremas I, II e III, de cerca de 27 megawatts (MW) cada, que foram selecionados nos três primeiros leilões de energia renovável realizados pelo governo entre 2014 e 2015, e deverão receber uma expansão futura totalizando 270 MW.

As sete novas usinas, também de 27 MW cada, já estão com seus projetos prontos e aprovados pelas autoridades locais, bastando ter sua capacidade leiloada em futuros certames para que sejam construídas.

Figura 12 - Localização de Coremas-PB



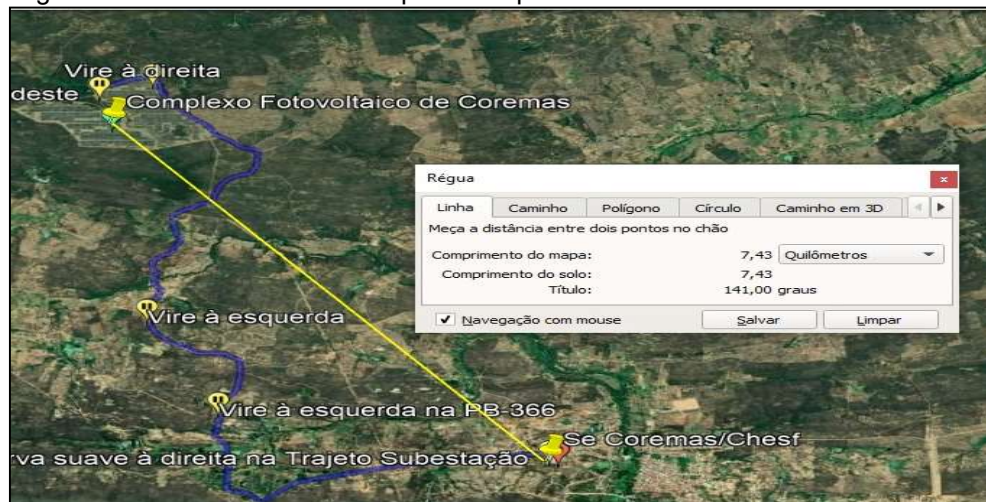
Fonte: Family search (2015)

As coordenadas do terreno em que a usina está implantada são:

- Latitude: 6°57'48"S
- Longitude: 37°59'56"O

A distância, em linha reta, do complexo fotovoltaico para o ponto de conexão (SE Coremas-PB) é de aproximadamente 8 km, como pode ser visto na Figura 13.

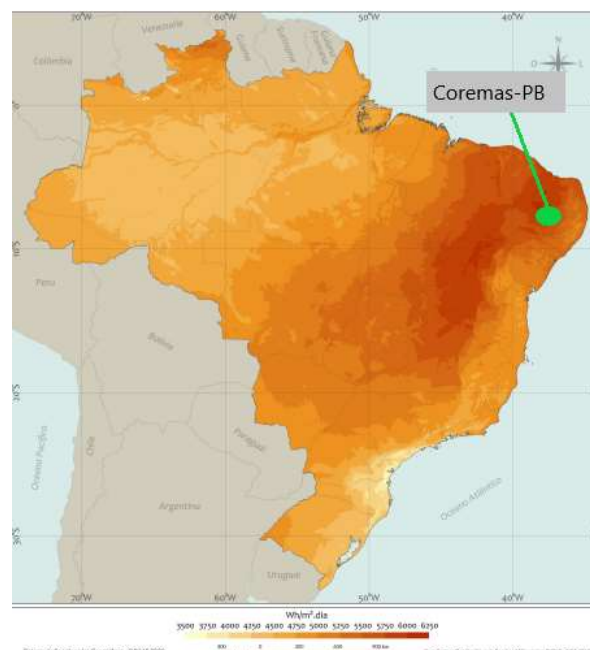
Figura 13- Distância entre o complexo e o ponto de conexão



Fonte: Google Earth (2020)

A proximidade da subestação onde pode ser feita a conexão elétrica da usina é muito importante, porque permite diminuir os custos associados ao cabeamento, perdas de transmissão e problemas associados a linhas longas e vazias. Além disso, os custos com controle de reativos (ajustes nos parâmetros elétricos) e possíveis ampliações do sistema de transmissão são reduzidos, tornando a usina ainda mais atrativa financeiramente. A Figura 14 mostra a média anual total diária da Irradiação solar no plano horizontal para o território brasileiro. A região de Coremas-PB foi destacada.

Figura 14- Total diário da Irradiação solar no plano horizontal do território brasileiro



Fonte: Atlas Solar Brasileiro (2017)

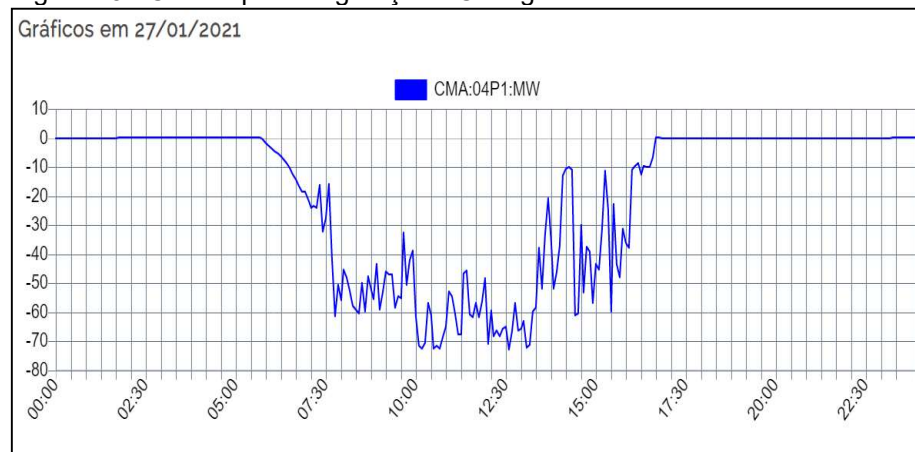
É possível inferir na Figura 14 que a região de Coremas-PB apresenta altas médias de radiação solar, sendo superior à maioria das outras regiões do Brasil, ultrapassando a média dos 6000Wh/m².dia.

Esses dados demonstram o bom fator de capacidade anual dessa usina, indicando uma alta proporção entre a energia gerada transmitida para o sistema elétrico e a capacidade instalada da usina. Porém, outros fatores técnicos precisam ser analisados para garantir que o ponto de conexão, da referida usina, seja, tecnicamente, a melhor opção de conexão. Neste trabalho será analisada a conexão do incremento previsto para a usina FV na subestação Coremas-PB, que pertence à Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), e quais impactos o aumento da geração da usina causaria na rede elétrica de transmissão.

5.2 USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

A usina FV proposta nesse estudo tem uma potência instalada de 81 MWac e com previsão de ampliação para 270 MWac. A curva de geração obtida através do software supervision está representada na Figura 15, em que é mostrada a curva típica de um dia de geração da UFV.

Figura 15 - Curva típica de geração AC do gerador FV



Fonte: Martins (2019)

A partir da análise da Figura 15 de geração horária da UFV, é possível perceber que os horários de geração de energia disponível para o sistema, coincidem com o patamar de carga média do sistema, cujos horários já foram discutidos na seção 5.1.1. Por esse motivo, é necessário, para fins de uma simulação realista, utilizar

dados elétricos do sistema que estejam dentro da faixa de geração solar. Observa-se também que a máxima geração, para esse dia específico de janeiro, foi de 70.6MWac.

5.3 DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA SIMULAÇÕES DO SISTEMA REAL

Para avaliar os impactos causados pela integração dessa usina solar fotovoltaica no sistema, foi necessário conhecer alguns parâmetros como o limite de carregamento das linhas de transmissão e dos transformadores, os valores de geração e carga de cada barra, entre outros. Serão descritos parâmetros de alguns desses elementos representados graficamente na simulação deste trabalho, visto que são os elementos os quais serão impactados diretamente com a integração da usina e fornecerão os melhores resultados comparativos entre os casos analisados.

Os dados requeridos para a simulação proposta nesse trabalho foram adquiridos do programa fornecido pelo ONS, chamado caso base. O caso base, uma vez carregado no programa ANAREDE, contém os dados elétricos do sistema elétrico para determinado patamar de carga. Esses dados são os parâmetros de todos os elementos (transformadores, linhas de transmissão, geradores, reatores, entre outros) que compõem o sistema elétrico, além dos dados médios de geração e carga do intervalo horário definido para determinado patamar de carga.

5.3.1 Linhas de transmissão

A Linha de Transmissão (LT) tem a função de transmitir o fluxo de potência ativa e reativa que flui através de duas barras da rede elétrica, por isso, é um elemento essencial no SEP. O seu correto dimensionamento é imprescindível para que a energia possa chegar dentro dos critérios de qualidade de energia ao consumidor.

Um projeto de uma nova usina necessita de uma análise do carregamento das LT por onde a energia gerada vai ser transmitida. O atendimento da demanda necessária para suprir a carga depende do funcionamento adequado das LT, de modo que se uma LT operar com valores fora dos limites operacionais poderá levar a consequências como corte de cargas e variação dos parâmetros ideais de transmissão de energia afetando a confiabilidade do sistema.

Quatro parâmetros básicos compõem o modelos das LT e influenciam o seu funcionamento: resistência, reatância em série, condutância e susceptância shunt.

Contudo, geralmente a condutância é desprezada já que seu efeito sobre a linha é considerado muito pequeno (MARTINS, 2019). Na Tabela 5 são apresentados esses parâmetros e os limites de carregamento para as LT estudadas.

Tabela 5 - 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 (P.AFONS-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)

O sistema por unidade (pu) é uma maneira de expressar grandezas elétricas tais como tensão, corrente e potência de forma normalizada, e visa a simplificação dos cálculos a serem realizados. Para o sistema que será simulado neste trabalho, os valores base serão: de potência 100MVA; o de tensão será a tensão referência do trecho analisado. Em resumo, os valores que foram utilizados no ANAREDE para a LT estão apresentados na Tabela 5. É importante destacar que os valores de resistência e reatância devem ser inseridos em (pu) no software e o valor da susceptância da linha já está calculado. Os limites de carregamento das linhas devem ser respeitados, visto que uma linha sobrecarregada pode sair de funcionamento

ocasionando uma contingência que, em situações mais graves, geram um desbalanço no sistema resultando em cortes de carga.

5.3.2 Barras

São nos nós do circuito que se deve observar a magnitude e ângulo da tensão, os valores de potência ativa e reativa da geração e da carga. Os valores de magnitude da tensão devem se situar dentro da faixa estabelecida nos procedimento de rede, conforme já discutido na seção anterior. É necessário que se respeite esses limites para garantir que não haja um colapso de tensão, caso o valor se encontre abaixo do estabelecido, ou problemas com o fluxo de potência reativa – bastante sensível à variação de tensão –, bem como, se o valor de tensão na barra estiver acima do valor desejável. Alguns dados das principais barras representadas graficamente no ANAREDE encontram-se na Tabela 6 e foram obtidos através do diagrama unifilar, após carregamento dos dados elétricos no software.

Tabela 6 - Dados de entrada das barras do sistema simulado

Linha de transmissão	R	X	B
	(%)	(%)	(Mvar)
5428 (QUIXAD-CE500) - 5408 (MILAGR-CE500)	0.26	2.97	399.02
5050 (L.GONZ-PE500) - 5740(OLINDI-BA500)	0.31	3.1	324.34
5001 (P.AFONS-BA500) - 5740(OLINDI-BA500)	0.21	2.68	272.76
6300 (SOBRAD-BA500) - 5050(L.GONZ-PE500)	0.29	3.99	411.44
5050 (L.GONZ-PE500) - 5408 (MILAGR-CE500)	0.21	2.57	343.26
6500 (JUAZEI-BA500) - 5050 (L.GONZ-PE500)	0.25	3.2	327.32
6640 (CURRAL-PI500) - 5408 (MILAGR-CE500)	0.155	2.231	356.98
5570 (S.J.PI-PI500) - 6640 (CURRAL-PI500)	0.134	1.92	279.9
5577 (SJ-SB2CAP500) - 6300 (SOBRAD-BA500)	0.153	2.272	327.32
Linha de transmissão	R	X	B
	(%)	(%)	(Mvar)
6300 (SOBRAD-BA500) - 6500 (JUAZEI-BA500)	0.04	0.48	47.043
6500 (JUAZEI-BA500) - 5050 (L.GONZ-PE500)	0.25	3.2	327.78
5411 (MILAGR - CE230) - 5621 (COREMA-PB230)	2.2	11.64	20.3
5411 (MILAGR - CE230) - 5401 (BOM NOME - PE230)	1.09	4.83	25.02
5621 (COREMA-PB230) - 5958 (RIOALT - PB230)	0.1466	0.7	1.287

Fonte: Chesf (2021)

Observa-se que serão representadas graficamente oito barras de 500KV, três barras 230KV, uma barra de 69KV e três barras de 34KV. Das barras mencionadas, duas barras são de geração (PV) e as outras são de carga (PQ).

5.3.3 Transformadores

São equipamentos indispensáveis no SEP, seja para elevar/diminuir a tensão, ou para controlar o fluxo de potência ativa em linhas do sistema (transformadores defasadores). A tabela 7 mostra os parâmetros dos transformadores que foram representados graficamente na simulação.

Tabela 7- Dados de entrada dos transformadores do sistema

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

Fonte: Chesf (2021)

Todos os transformadores dessa SE são do tipo LTC (comutador de carga), ou seja, são capazes de modificar a sua relação de transformação, mesmo com carga para um controle de fluxo de energia reativa otimizado, o que impacta significativamente as tensões dos barramentos.

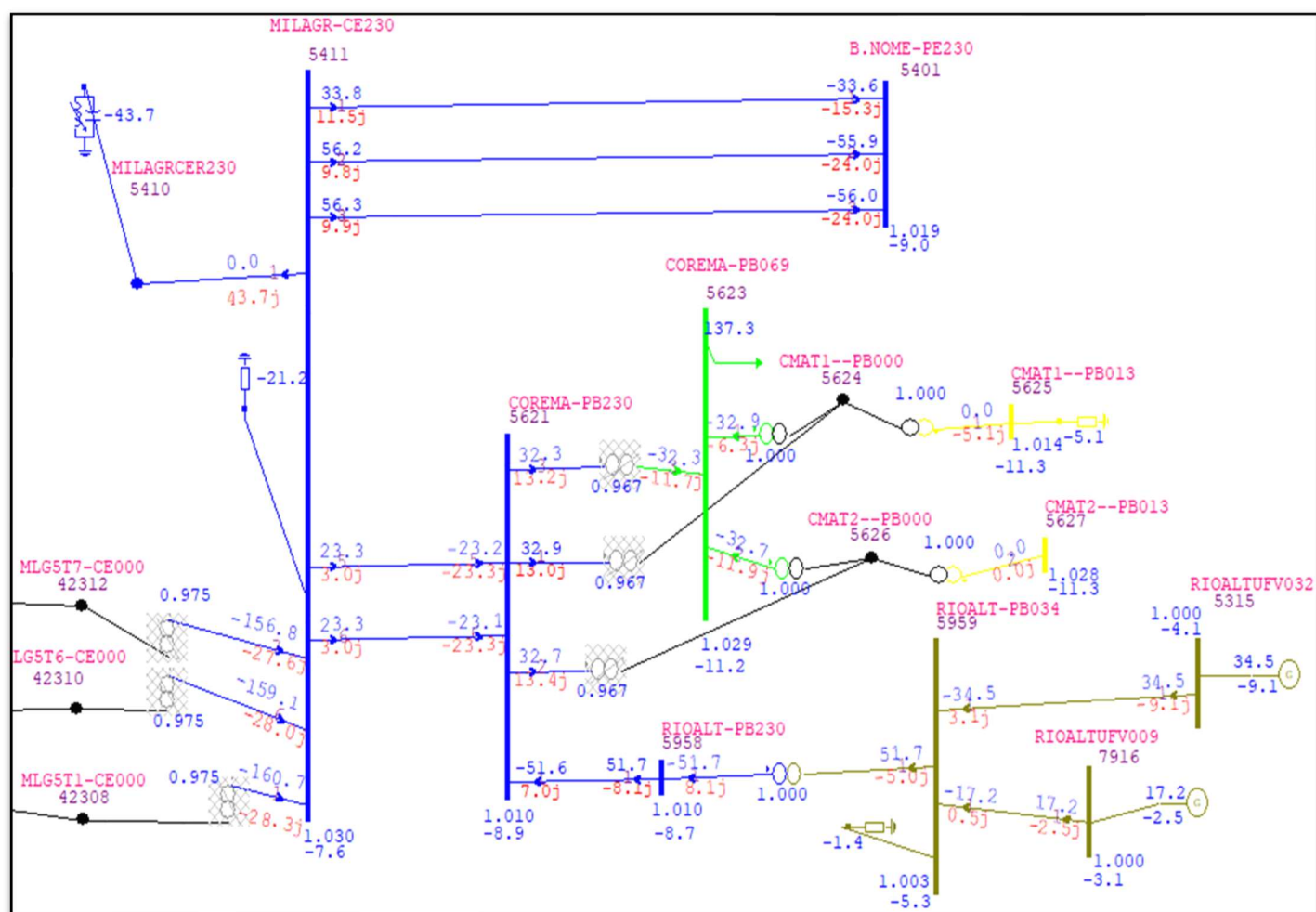
5.4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

A 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 compõem o complexo FV de Coremas. O complexo FV se conecta 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, conforme representado na figura 16. A representação gráfica dos equipamentos, na simulação, segue os padrões dos

Procedimentos de Rede e a cor dos trechos de circuitos seguem o padrão da Eletrobrás-Chesf. A cor vermelha representa o circuito no nível de tensão 500KV, a cor azul representa o circuito em 230KV, a cor verde representa o nível de tensão 69KV, a cor marrom o circuito em 34.5KV e a cor amarela representa o circuito em 1KV.

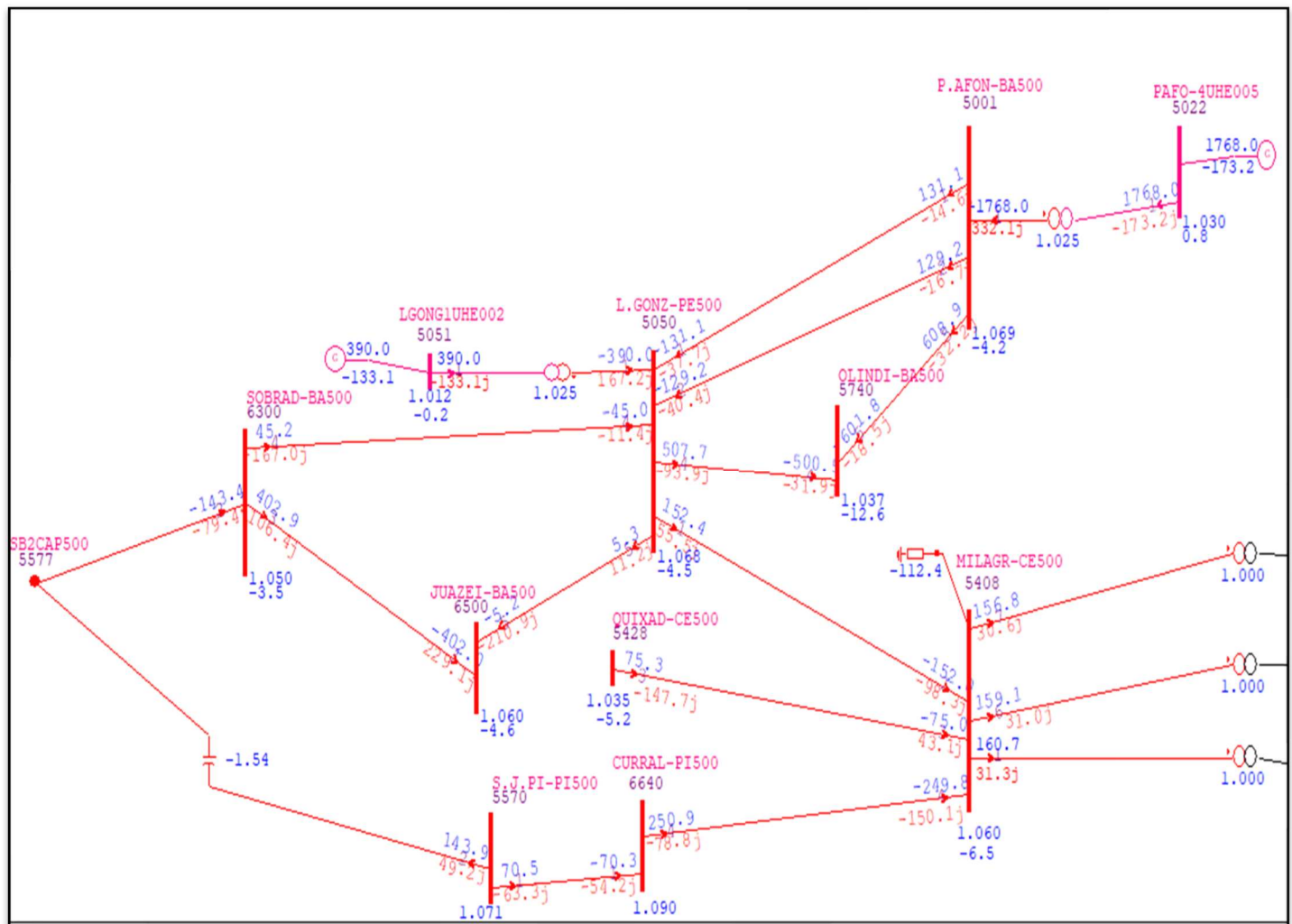
Outra consideração importante é em relação ao sentido do fluxo de potência ativa e reativa, que é indicado tanto pela seta quanto pelo sinal. O sinal negativo (-) indica que o fluxo está no sentido da barra ou equipamento de referência, já o sinal positivo (+) indica que o fluxo está no sentido contrário ao da barra, ou equipamento de referência. O diagrama unifilar simplificado do sistema em que se encontram tanto a SE- Coremas, as subestações adjacentes, as linhas de transmissão que as conectam, como os geradores tradicionais do trecho a ser simulado estão ilustrados na Figura 16 e Figura 17.

Figura 16 - Diagrama unifilar simplificado do sistema do trecho 1



Fonte: O Autor (2021).

Figura 17 - Diagrama unifilar simplificado do sistema do trecho 2



Fonte: O Autor (2021).

Conforme é percebido, as Figuras 16 e 17 foram divididas, quanto à representação gráfica dos dados elétricos, em dois trechos, a saber, o trecho 1 com tensão de base em 230KV acrescentado da geração FV, o trecho 2 com tensão de base 500KV acrescentado de dois geradores hidroelétricos.

Detalhamento dos trechos analisados na simulação:

Trecho 1:

- Complexo FV de Coremas, que estão contidas as representações das barras de geração 5315 (RIOALTUFV032) e 7916 (RIOALTUFV009);
- A subestação de Coremas-PB, através das barras 5621(COREMA-PB230), 5411(MILAGR-CE230) e 5623 (COREMA-PB069) e três transformadores 5621 (COREMA-PB230) - 5623 (COREMA-PB069);
- As barras 5401(BOM NOME-PE230), 5959(RIOALT-PB034), 5411(MILAGR-CE230);
- Ainda no trecho 1, estão representadas duas LT's 5411(MILAGR-CE230) - 5621(COREMA-PB230), LT 5621(COREMA-PB230) - 5958(RIOALT-PB230), três LT's 5411(MILAGR-CE230) -5401(BOM NOME-PE230), um reator shunt 5411(MILAGR-CE230) e um compensador estático 5410 (MILAGRCER230).

Trecho 2:

- Dois geradores equivalentes 5051 (LGONG1UHE002) e 5022 (PAFO-4UHE005);
- Pelas barras 5050 (L.GONZ-PE500), 5001 (P.AFON-BA500), 5740 (OLINDI-BA500), 6300 (SOBRAD-BA500), 6500 (JUAZEI-BA500), 5570 (S.J.PI-PI500), 5428 (QUIXAD-CE500), 5408 (MILAGR-CE500) e reator Shunt 5408 (MILAGR-CE500).
- Também estão representadas no trecho 2 as seguintes LT's: duas LT's 5001(P.AFON-BA500) – 5050 (L.GONZ-PE500), LT 5428 (QUIXAD-CE500) – 5408 (MILAGR-CE500), LT 5050 (L.GONZ-PE500) – 5740 (OLINDI-BA500), LT 5001(P.AFON-BA500) – 5740 (OLINDI-BA500), LT 6300 (SOBRAD-BA500) – 5050 (L.GONZ-PE500), LT 5050 (L.GONZ-PE500) – 5408 (MILAGR-CE500), LT 6500 (JUAZEI-BA500) – 5050 (L.GONZ-PE500), LT6640 (CURRAL-PI500) – 5408 (MILAGR-CE500), LT 5570 (S.J.PI-PI500) – 6640 (CURRAL-PI500), LT 5577 (SJ-

SB2CAP500) – 6300 (SOBRAD-BA500), LT 6300 (SOBRAD-BA500) – 6500 (JUAZEI-BA500), LT 6500 (JUAZEI-BA500) – 5050 (L.GONZ-PE500), e três transformadores 5408 (MILAGR-CE500)- 5411 (MILAGR-CE230), conforme Figura 16.

A usina FV de Coremas foi representada, graficamente, por duas unidades de geração diretamente ligadas a SE-Coremas com uma geração de potência ativa totalizando 70.6 MW. Essa condição simboliza a atual condição operativa do complexo FV. No entanto, conforme já outorgada pelos agentes de regulação, foi aprovada uma ampliação que totalizaria uma geração de 270MWac, ou seja, uma ampliação da capacidade de geração da usina. Fazer a simulação, considerando a geração máxima baseada na potência total instalada, é uma condição extrema, pois, devido às perdas de conversão nos módulos, entre outros fatores, a usina irá gerar valores menores do que a capacidade instalada. Logo, simular o sistema com a injeção de 270 MW de potencia elétrica, no sistema de transmissão, é uma abordagem que visa analisar o pior perfil de impacto nos parâmetros de energia desse sistema, resultado do aumento da capacidade de geração da usina FV já em operação.

O sistema, mesmo após a ampliação da capacidade da usina FV, deve atender ao critério de confiabilidade N-2 ou múltiplo critério N-2, que deve ser capaz de suportar uma contingência como a perda de duas linhas, por exemplo, sem que haja violação dos limites de tensões em cada ponto do sistema, interferência no sentido padrão do fluxo de energia pelas linhas de transmissão e interrupção do fornecimento de energia para as cargas.

5.5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.5.1 Cenário 1- Sistema de transmissão real com a geração fotovoltaica atual

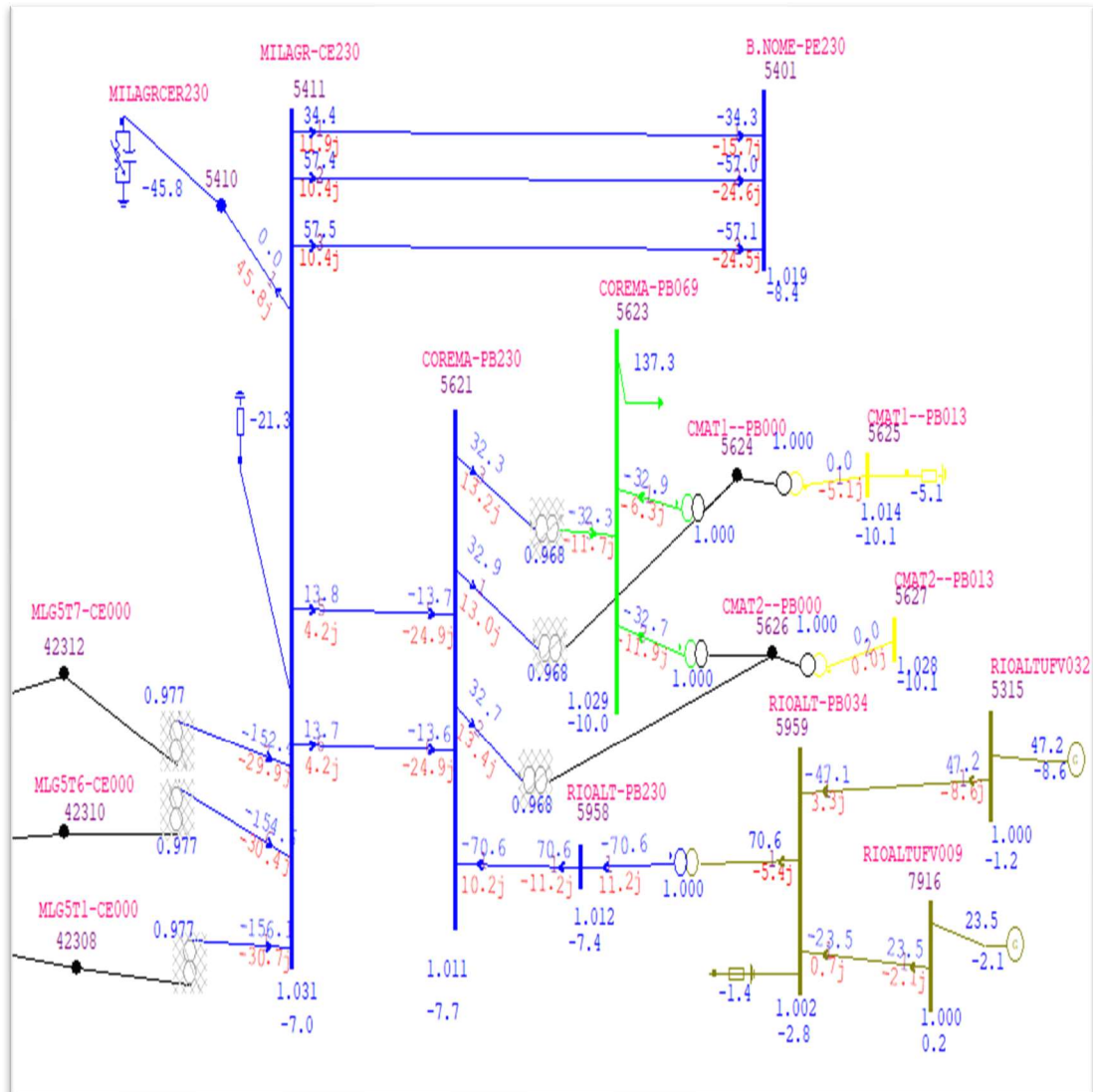
Foram utilizados os parâmetros elétricos fornecidos pelo ONS e carregados no *software* ANAREDE. O fluxo de potência foi realizado utilizando o método de Newton-Raphson (ferramenta NEWT do ANAREDE).

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 referente ao mês de janeiro de 2021. 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, logo, foram feitos ajustes nos dados de geração do complexo FV que foram carregados inicialmente no programa ANAREDE.

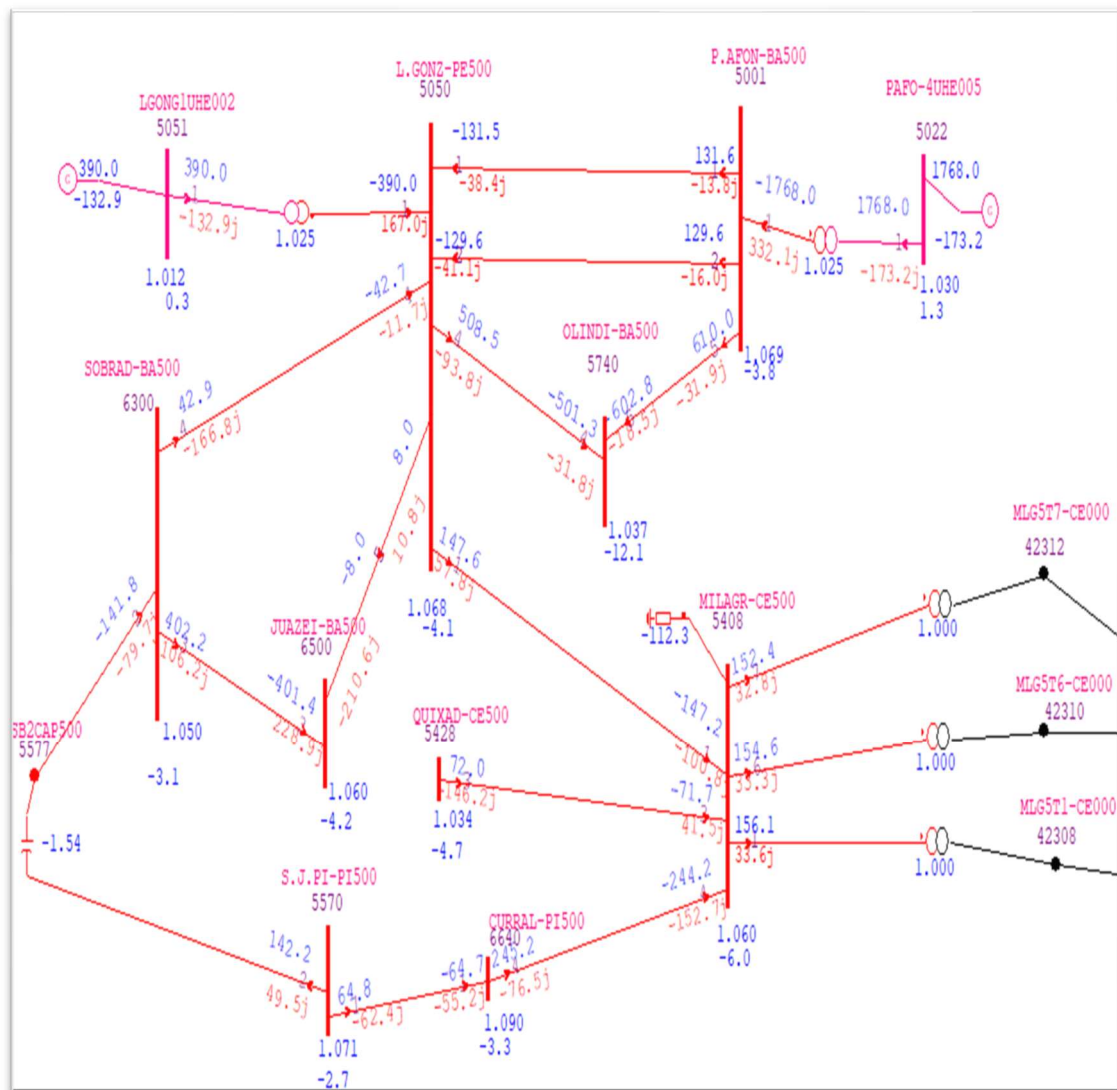
Os dados do caso base foram do mês de janeiro, visto que, historicamente é um mês com maior geração FV, para a região estudada. A partir da curva de geração de potência ativa obtida, através do software supervision e apresentada na seção 5, foi possível alcançar a geração máxima em MW horária para o mês de janeiro. A representação gráfica do sistema real em análise, definido como caso base, está dividida em dois trechos representados – figuras 17 e 18 – com a contribuição de potência oriunda dos geradores fotovoltaicos – RIOALTUFV032-5315 e RIOALTUFV009-7916 – com 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.

Figura 18 - Trecho 1 do Sistema elétrico real (base) modelado e simulado no *software* ANAREDE



Fonte: O Autor (2021).

Figura 19 - Trecho 2 do Sistema elétrico real (base) modelado e simulado no software ANAREDE



Fonte: O Autor (2021).

Na configuração mostrada na Figura 18, é possível observar os dois circuitos que representam o atual complexo FV em operação, totalizando 70.6MW de potência ativa gerada que é transmitida para o sistema. Esses dados elétricos do complexo FV foram alterados em relação aos dados originais carregados pelo programa, a fim de representar, de forma mais realista, o comportamento dos níveis elétricos de tensão, como também o fluxo de potência e as perdas técnicas totais em consequência da geração FV.

Além disso, os limites críticos do nível de tensão, limite de carregamento e direção do fluxo de potência, já estão configurados para representações de forma gráfica no programa, caso sejam atingidos. Serão analisados os seguintes subcasos na condição do cenário 1:

- Alteração 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 a geração convencional (hidroelétricas).

- Análise das perdas elétricas e fluxo de potência padrão de transmissão nas linhas de transmissão:

- LT 5621(COREMA-PB230) – 5958(RIOALT-PB230);
- Três LT`s 5411(MILAGR-CE230) – 5401(BOM NOME-PE230);
- Duas LT`s 5411(MILAGR-CE230) – 5621(COREMA-PB230).

Para analisar os níveis de tensões das barras selecionadas, a Tabela 8 apresenta os dados principais que foram extraídos do relatório de saída após a execução do fluxo de potência a partir dos dados, do caso base, propostos para o cenário 1. O estado operativo com alguns parâmetros das barras selecionadas para análise das barras – obtidos a partir do relatório de saída gerado na solução do fluxo de carga para o primeiro caso – pode ser visto na Tabela 8.

Tabela 8 - Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 1

Barras (Nome)	Módulo	Ângulo	Geração		Carga		C. estático	Shunt	Tipo	Estado
	(pu)	(°)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	1.011	-7.7	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1.031	-7	0	0	0	0	-46.3	-21.3	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1.019	-8.4	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5959(RIOALT-PB034)	1.002	-2.8	0	0	0	0	0	-1.4	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1.060	-6	0	0	0	0	0	-112.3	PQ	Ligado
5050(L.GONZ-PE500)	1.068	-4.1	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5001(P.AFON-BA500)	1.069	-3.8	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1.029	-10	0	0	137.3	29.9	0	0	PQ	Ligado

Fonte: O Autor (2021).

As barras 5621, 5411 e 5401 são barras próximas à geração FV e possuem níveis de tensão nominal de 230KV. As barras 5408, 5050 e 5001 são barras mais afastadas do complexo FV, próximas a geração tradicional e com níveis de tensão de 500KV. As barras em 500KV possuem limites de tensão superior e inferior de 1,1 e 0,9 pu, respectivamente. A barra 5959 representa o ponto elétrico de conexão dos geradores FV que compõem o complexo FV a ser conectado ao sistema elétrico, possui nível de tensão de 34KV e limites de tensão (superior e inferior) de 0.95pu e 1,05pu, respectivamente.

A partir da execução do fluxo de potência realizado, utilizando-se o método de Newton-Raphson (ferramenta NEWT do ANAREDE), com os dados propostos no cenário 1, foi verificado que não houve nenhuma extrapolação dos limites de tensão foi possível também obter dados para posteriores comparações. As perdas e níveis de fluxos de potência foram analisados a partir de LT próximas ao sistema FV que são as LT:

- LT 5621(COREMA-PB230) - 5958(RIOALT-PB230);
- Três LT's 5411(MILAGR-CE230) - 5401(BOM NOME-PE230);
- Duas LT's 5411(MILAGR-CE230) - 5621(COREMA-PB230).

Os valores das perdas, ativa e reativa, bem como os valores e sentidos dos fluxos de potência dessas linhas são definidos no relatório de saída apresentado na

Tabela 9. A tabela 9 mostra com detalhes os valores das perdas ativa e reativa e os valores e sentidos dos fluxos de potência dessas linhas selecionadas.

Tabela 9 - Dados consolidados do relatório de fluxo de potência e perdas do cenário 1

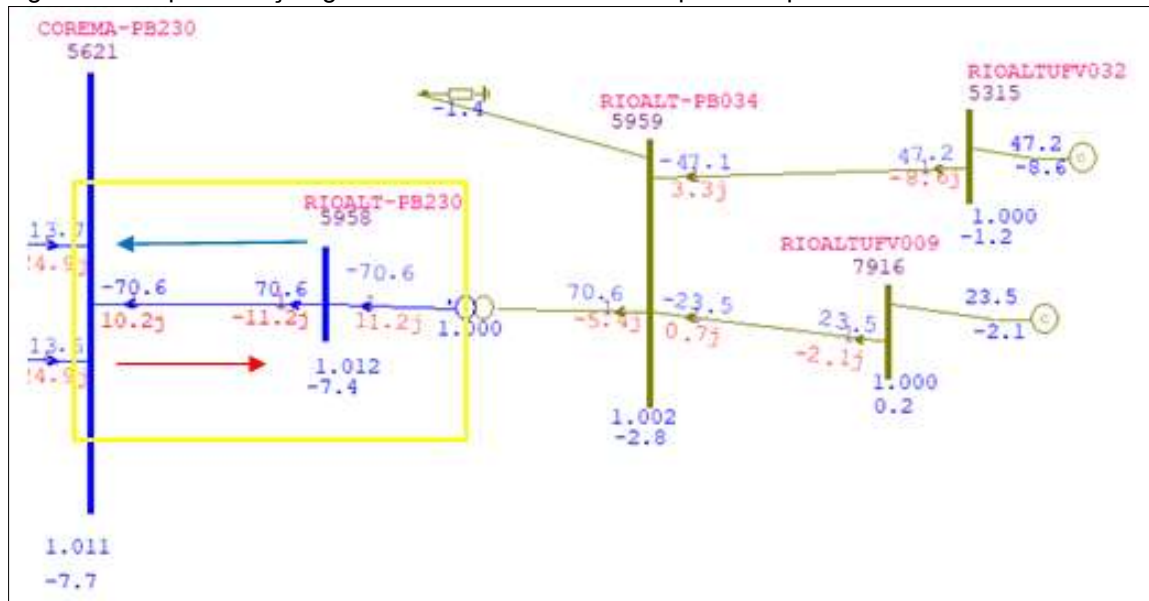
LT's (Nome)	Fluxos		Perdas		Direção do fluxo	Direção do fluxo	Estado
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	
LT 5621(COREMA-PB230) - 5958(RIOALT-PB230)	-70.6	10.8	0.07	-0.97	RIOALT para COREMA	COREMA para RIOALT	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	39.1	11.7	0.23	-3.51	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	65	9.8	0.45	-13.77	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	65.2	9.8	0.45	-13.71	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5621(COREMA-PB230)	13.8	4.4	0.09	-20.77	MILAGR para COREMAS	MILAGR para COREMA	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5621(COREMA-PB230)	13.2	4.5	0.09	-20.7	MILAGR para COREMAS	MILAGR para COREMA	Ligado

Fonte: O Autor (2021).

Para o caso base, obtém-se os dados com os valores de fluxo de potência ativa e reativa. Também foi explicitado na tabela 9 a direção do fluxo dessas potências através das LT. Fazendo uma análise da primeira linha da tabela, tem-se os valores da potência ativa de (-70.6MW) e reativa (+10.8MVAR), os sinais positivo (+) e negativo (-) indicam o sentido do fluxo a partir da barra de referência 5621 (COREMA-PB230), ou seja, -70.6MW de potência ativa está entrando na barra 5621 (COREMA-PB230).

Em relação ao fluxo de potência reativa, tem-se a interpretação inversa, pois o sinal (+) indica que o fluxo de reativo está saindo da barra 5621 (COREMA-PB230). Então, como a LT 5621(COREMA-PB230) – 5958(RIOALT-PB230) interliga a SE-COREMAS à SE-RIOALTO, o fluxo de potência ativa vai da SE-RIOALTO à SE-COREMAS e o fluxo de reativo faz o sentido contrário, vai da SE-COREMAS à SE-RIOALTO, conforme indicado graficamente na Figura 20.

Figura 20- Representação gráfica do sentido do fluxo de potência para o cenário 1

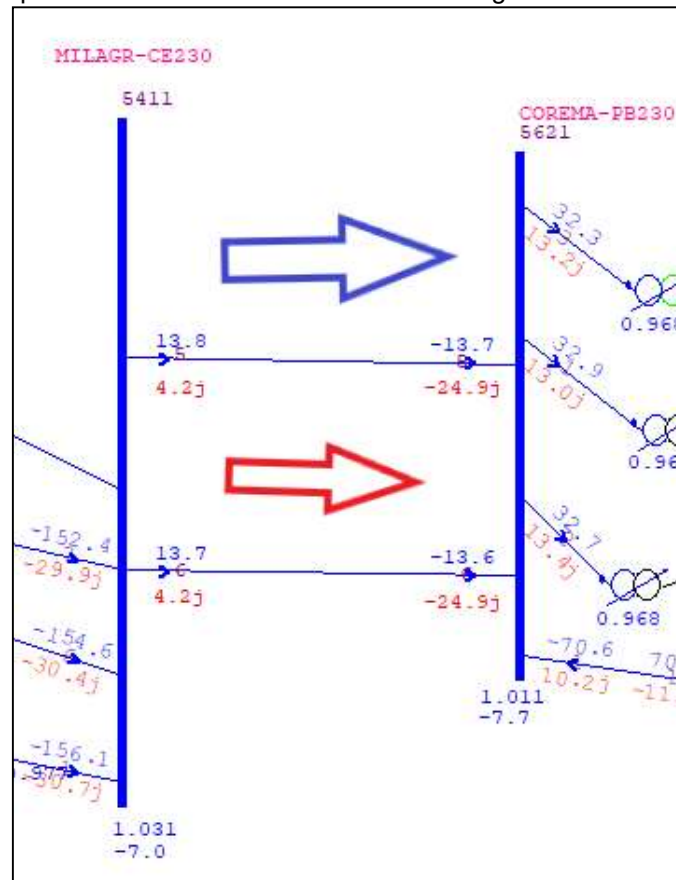


Fonte: O Autor (2021).

Outro dado importante que é evidenciado na tabela 9 é a perda ativa e reativa que ocorre nas LT selecionadas. Fazendo uma análise da última linha da Tabela 9, pode-se extrair as perdas ativas e reativas que ocorrem com o transporte de energia pela LT 5411(MILAGR-CE230) – 5621(COREMA-PB230). A perda ativa através da LT citada foi de 0.09MW, o valor é pequeno devido ao modelo da LT de transmissão que possui uma resistência série muito reduzida.

Em relação a perda por transporte de reativo pela LT, o relatório apresentou uma perda de 20.7MVAR. Quando a linha transporta potências ativas inferiores a capacidade nominal, irá gerar mais reativo que realmente necessita para efetuar o transporte da potência ativa. Esse reativo adicional, que é gerado pela linha, cresce com o nível de tensão e o comprimento da linha.

Figura 21- Representação gráfica do circuito duplo de LT que conectam a SE-Coremas e SE- Milagres



Fonte: O Autor (2021).

Após analisar a Figura 21, pode-se extrair que o sentido do fluxo – ativo (cor azul) e reativo (cor vermelha) – é da SE-MILAGRES à SE-COREMAS. Também é possível observar o aumento do fluxo reativo gerado na LT- 5411(MILAGR-CE230) - 5621(COREMA-PB230) que passou de 4.4MVar a 25.2MVAR. Essa geração de reativo se justifica pelo fato das LT possuírem nível de tensão de 230KV, comprimento superior a 150KM e um baixo carregamento, ou seja, fluxo de potência ativa cerca de 5% da capacidade total da linha. Esse conjunto de fatores contribuem para essa geração líquida de reativo na LT, que além de não produzir trabalho, circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupa assim, um “espaço” no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer energia ativa, considerada uma perda reativa na LT.

5.5.2 Cenário 2- Sistema de transmissão real com a geração fotovoltaica com 50% do incremento previsto de geração de potência ativa

Neste cenário 2 de simulação, foram adicionados ao caso base um incremento de 50% do total previsto a entrar em operação, que receberá um acréscimo totalizando 270MW, conforme detalhado na seção 4. O novo valor de entrada para geração ativa (MW) do complexo FV definido para o cenário 2 foi de 170MWac. 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 feita 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.

Esse requisito garante que a barra 5959 (RIOALT-PB034), na qual está conectado o complexo FV, mantenha a tensão nominal próxima 1pu. Foram congelados os controles automáticos de taps (regulação de tensão) de dois grupos de transformadores, a saber:

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

Os taps dos referidos transformadores foram congelados, para que seja evidenciado o efeito do aumento de geração FV no trecho onde os transformadores têm um controle da tensão, através do ajuste dos seus taps. Então, as barras selecionadas para análise do efeito FV, no sistema, foram diretamente afetadas pelo controle desses transformadores. Também foram analisados os mesmos subcasos propostos no cenário 1, porém, agora com as novas condições definidas para o cenário 2. Os dados analisados foram:

- Alteração nos níveis de tensão das barras nas seguintes barras:

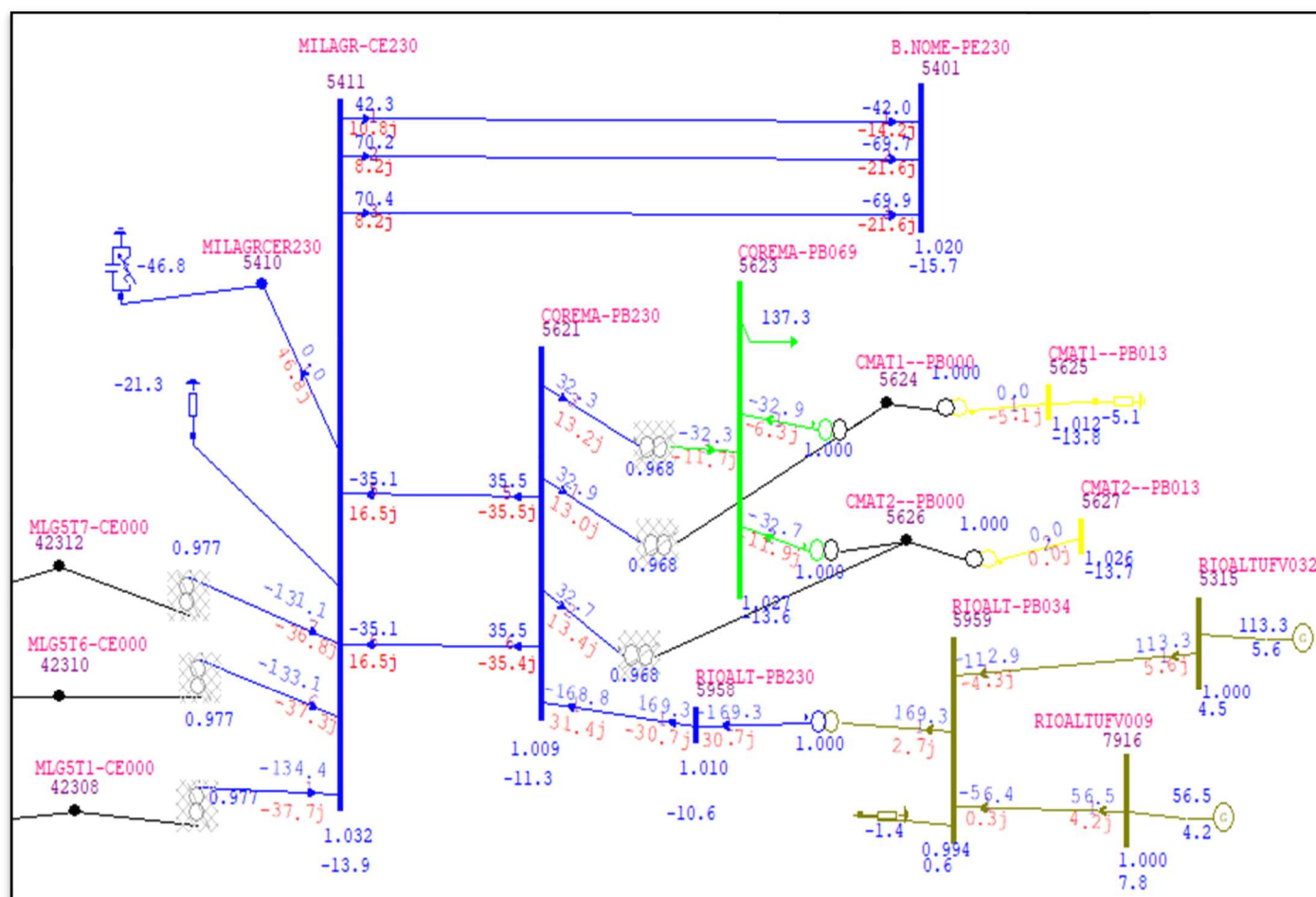
- 5621 (COREMA-PB230);
- 5411 (MILAGR-CE230);
- 5401 (BOM NOME-PE230);
- 5959 (RIOALT-PB034);
- 5623 (COREMA-PB069);
- 5408 (MILAGR-CE500), que são barras próximas a conexão FV e nas

barras;

- 5050 (L.GONZ-PE500) e 5001 (P.AFON-BA500), que são barras próximas a geração convencional (hidroelétricas).
- Análise das perdas elétricas e Fluxo de potência padrão de transmissão nas linhas de transmissão:
 - LT 5621(COREMA-PB230) - 5958 (RIOALT-PB230);
 - Três LT 5411(MILAGR-CE230) - 5401 (BOMNOME-PE230);
 - Duas LT 5411(MILAGR-CE230) - 5621 (COREMA-PB230).

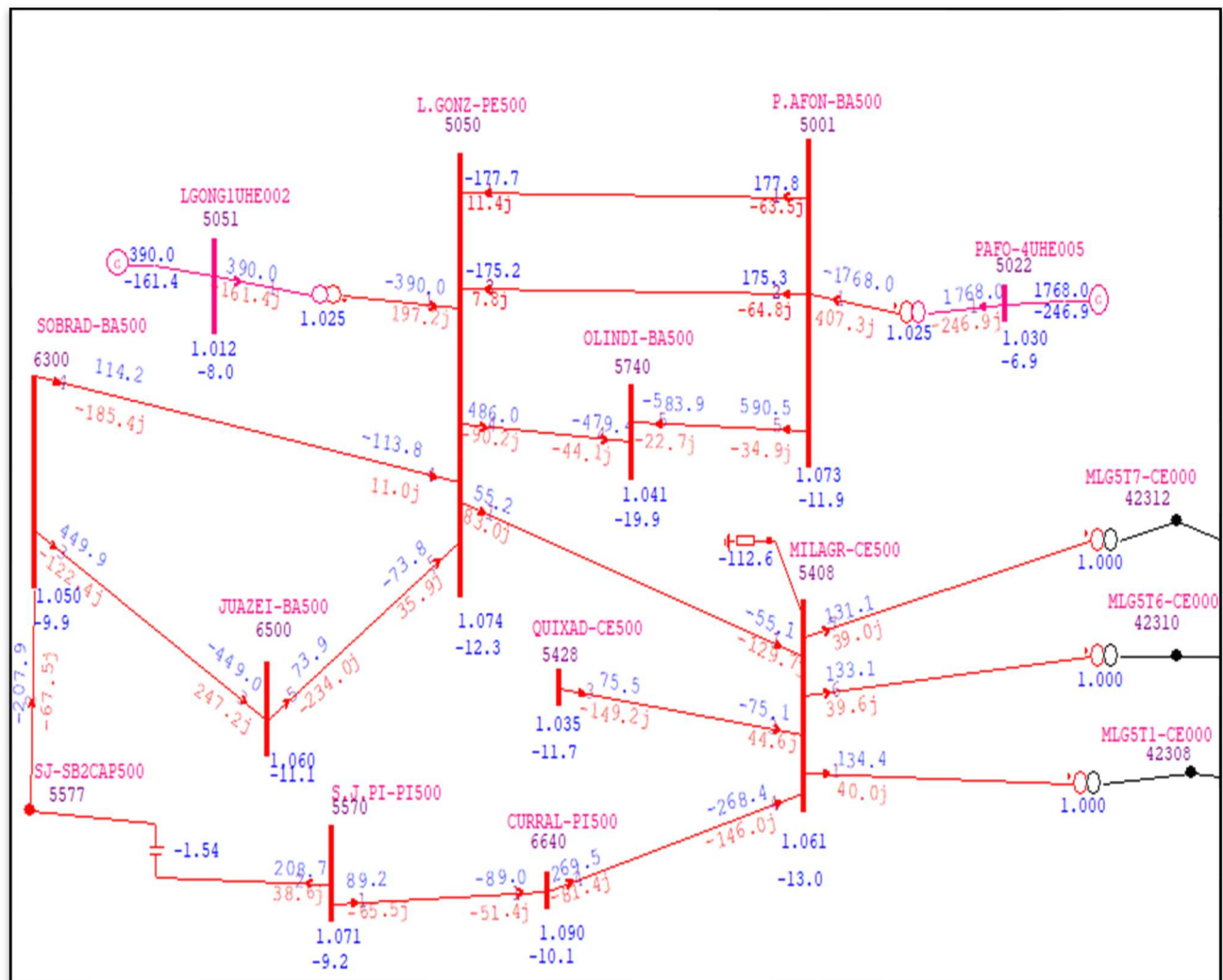
A representação gráfica do sistema real em análise, assim como foi definida no cenário 1, foi dividida em dois trechos e representados pelas Figuras 22 e 23, com a contribuição de potência oriunda dos geradores fotovoltaicos (representados na figura 22), cujas potências limites, ativa e reativa, foram reajustadas com objetivo de verificar o comportamento do sistema elétrico de alta tensão e formar, através dos resultados obtidos, itens para comparações posteriores com o caso base, apresentado no cenário 1.

Figura 22 -Trecho 1 do Sistema elétrico real (cenário 2) modelado e simulado no software ANAREDE



Fonte: O Autor (2021).

Figura 23. Trecho 2 do Sistema elétrico real (cenário 2) modelado e simulado no software ANARED



Fonte: O Autor (2021).

No trecho 1, estão representados os complexos FV, em estudo, e a maioria das barras e LT que terão alterações de seus parâmetros estudados. Em relação ao trecho 2, igualmente como no cenário 1, estão representados os trechos do sistema que estão próximos aos geradores hidroelétricos tradicionais. Parâmetros com o sentido do fluxo de energia – representados graficamente pela seta indicadora de sentido e níveis de tensão das barras – assim como, perdas em trechos do sistema. Houve alterações em relação ao cenário 1 devido ao incremento de geração FV.

De acordo com dados extraídos do relatório de saída do programa, após as adequações previstas para o cenário 2, pode-se extrair alguns parâmetros das barras selecionadas para análise. O estado operativo das barras para o cenário 2 pode ser visto na Tabela 10.

Tabela 10 - Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 2

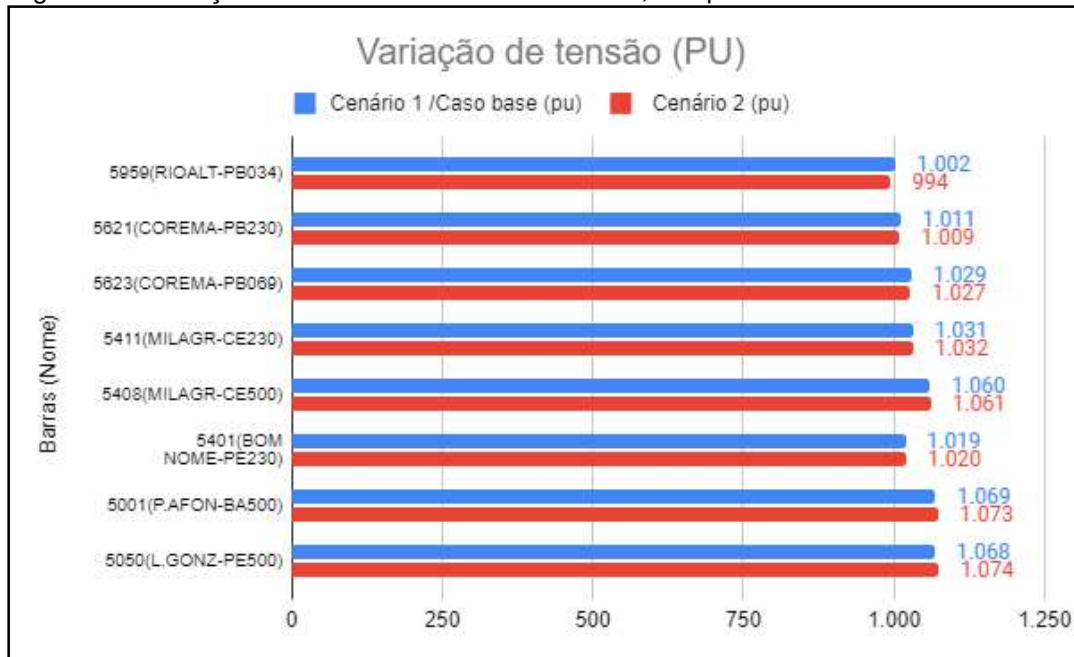
Barras (Nome) e Gerador FV	Módulo	Ângulo	Geração		Carga		Shunt	Tipo	Estado
	(pu)	(°)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	1.09	-11.3	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1.032	-13.9	0	0	0	0	-21.3	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1.020	-15.7	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5959(RIOALT-PB034)	0.994	0.6	0	0	0	0	-1.4	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1.061	-13	0	0	0	0	-112.3	PQ	Ligado
5050(L.GONZ-PE500)	1.074	-12.3	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5001(P.AFON-BA500)	1.073	-11.9	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1.027	-13.6	0	0	137.3	29.9	0	PQ	Ligado

Fonte: O Autor (2021).

Ao analisar os resultados ilustrados na Tabela 10, pode-se concluir em relação ao cenário 2 que, as barras cujo complexo FV está mais próximo, como visto nas 5621 (COREMA-PB230), 5623 (COREMA-PB69) e 5959 (RIOALT-PB034), tiveram uma pequena redução nos níveis de tensões quando comparadas ao cenário 1. Nas barras próximas à geração FV, porém, separadas por linhas de transmissão longas como as barras 5411(MILAGR-CE230), 5401(BOM NOME-PE230) e 5408 (MILAGR-CE500), praticamente, não houve variação de tensão. Em relação às barras 5050 (L.GONZ-PE500) e 5001(P.AFON-BA500) que são barras próximas à geração convencional, pode-se evidenciar um aumento nos níveis de tensão que é maior quando mais próximo da geração convencional. A Figura 24 mostra graficamente o efeito FV no

trecho analisado, em relação à variação de tensão. Os dados da Figura 24 mostram graficamente as variações de tensões nas barras que foram organizadas de cima para baixo, na ordem, da mais próxima ao complexo FV para a mais afastada.

Figura 24 - Variação de tensão das barras estudadas, comparando os cenários 1 e cenário 2



Fonte: O Autor (2021).

Com o aumento da geração FV definido para o cenário 2, houve uma queda de tensão nas barras próximas ao complexo. Essa queda de tensão, nos barramentos, é provocada pelo aumento de fluxo de reativo nesse trecho, causado pelo aumento de potência ativa gerada no complexo FV. Pra controlar esse aumento de reativo – devido ao modelo dos transformadores e das LT (fluxo de reativo consumido pela reatância série) –, os geradores FV passaram a fornecer reativo e diminuir o fluxo de potência reativa proveniente de outros trechos do sistema, que provocariam quedas de tensões maiores. Outras barras, mais próximas à geração tradicional, tiveram um leve aumento da tensão, mesmo com uma diminuição de potência ativa (suprida pela geração FV), pois houve controle efetivo do fluxo de potência reativa, advindo dos geradores síncronos.

Outro destaque na comparação inicial é visto na barra 5959 (RIOALT-PB034), cujo nível de tensão é 34KV, em que o complexo FV está conectado. Pode-se observar que houve uma queda de tensão inicial mais relevante, isso se deve ao fato que LT em menores tensões nominais, as quais conectam a barra ao sistema,

possuem baixa susceptância (parâmetro shunt), então, são muito sensíveis ao fluxo de potência ativa que, nesse caso, foi gerado 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.

Assim como no cenário 1, foi verificado que não houve nenhuma extrapolação dos limites de tensão, foi possível obter melhores perfis de tensões, ou seja, próximo de 1pu . As perdas e níveis de fluxos de potência também foram analisados a partir de LT próximas ao sistema FV, que são as LT's:

- LT 5621(COREMA-PB230) - 5958(RIOALT-PB230);
- Três LT's 5411(MILAGR-CE230) -5401(BOM NOME-PE230);
- Duas LT's 5411(MILAGR-CE230) -5621(COREMA-PB230).

Os valores das perdas, ativa e reativa, e os valores e sentidos dos fluxos de potência, dessas linhas, são definidos no relatório de saída do ANAREDE e organizados na Tabela 11.

Tabela 11- Dados consolidados do relatório de fluxo de potência e perdas do cenário 2

LT's (Nome)	Fluxos		Perdas		Direção do fluxo	Direção do fluxo	Estado
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	
LT 5621(COREMA-PB230) - 5958(RIOALT-PB230)	-169	31.4	0.43	0.72	RIOALT para COREMA	COREMA para RIOALT	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	42.3	10.8	0.27	-3.32	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	70.2	8.1	0.52	-13.44	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	70.4	8.2	0.52	-13.38	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5621(COREMA-PB230)	35.1	16.5	0.41	-18.98	COREMAS para MILAGR	MILAGR para COREMA	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5621(COREMA-PB230)	35.1	16.5	0.41	-18.92	COREMAS para MILAGR	MILAGR para COREMA	Ligado

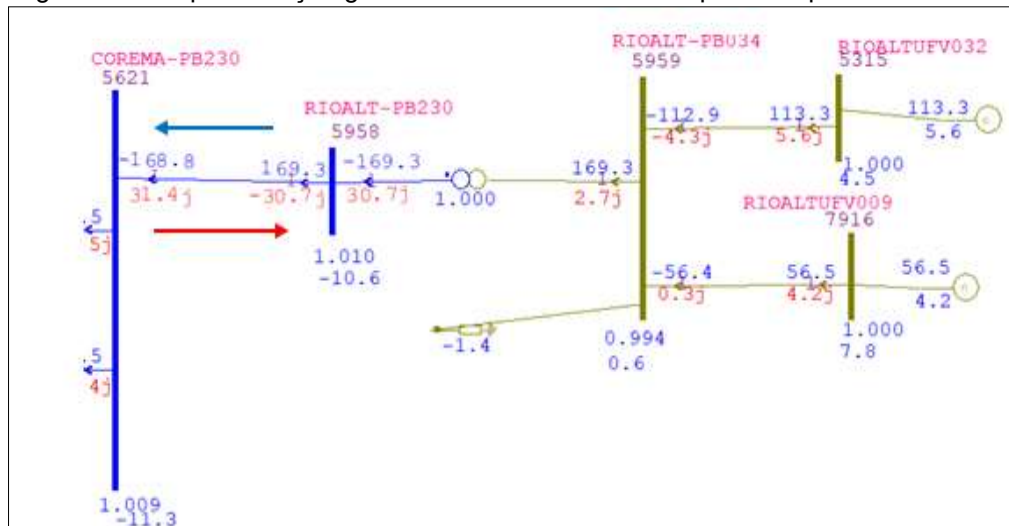
Fonte: O Autor (2021).

Para o cenário 2, obtém-se novos valores de fluxo de potência ativa e reativa.

Também foi explicitado na tabela 11 a direção do fluxo dessas potências através das LT. Fazendo uma análise da primeira linha da tabela, tem-se os valores da potência ativa de (-169MW) e reativa (+31.4MVAR), em que 169.0MW de potência ativa está no sentido da barra 5621 (COREMA-PB230).

Em relação ao fluxo de potência reativa, tem-se um aumento do fluxo de reativo, em cerca de 20MVAR, que continua no mesmo sentido do cenário 1, saindo da barra 5621 (COREMA-PB230). Então, como no cenário 1, o fluxo de potência ativa vai da SE-RIOALTO (complexo FV) à SE-COREMAS e o fluxo de reativo faz o sentido contrário, vai da SE-COREMAS à SE-RIOALTO (complexo FV), conforme indicação gráfica na figura 25.

Figura 25 – Representação gráfica do sentido do fluxo de potência para o cenário 2



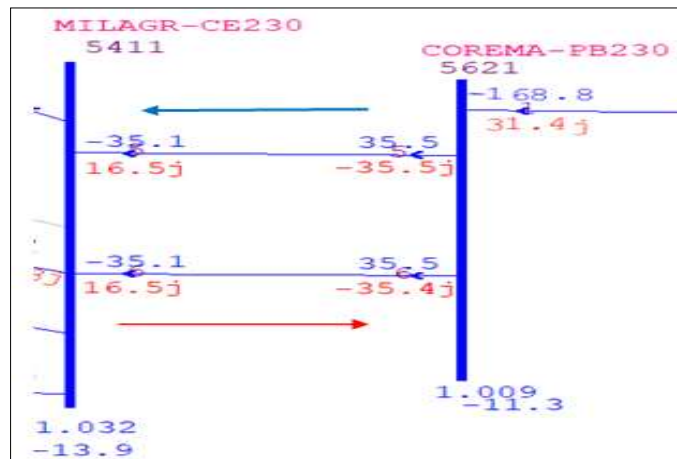
Fonte: O Autor (2021).

Outro dado importante, evidenciado na tabela 11, são as perdas (ativa e reativa) ocorridas nas LT selecionadas. Ao fazer uma análise na última linha da tabela 11, pode-se extrair as perdas ativas e reativas que ocorrem com o transporte de energia pela LT 5411 (MILAGR-CE230) – 5621 (COREMA-PB230), que é uma LT longa. A perda ativa, através da LT citada, foi de 0.09MW, o valor é pequeno devido ao modelo da LT de transmissão com uma resistência série muito reduzida. Em relação à perda por transporte de reativo pela LT, o relatório apresentou uma perda de 18.9MVAR. Representa uma perda menor que a perda vista no cenário 1 (caso base), pois houve um aumento de potência ativa transmitida pela LT.

O saldo líquido de potência reativa gerada pela LT diminuiu, pois o reativo

fornecido pelo elemento shunt da linha foi, em parte, absorvido pela reatância série da linha, ou seja, aumentou a potência reativa necessária para se transportar a potência ativa na linha. A Figura 26 mostra a representação gráfica desse fluxo de potência ativa e reativa na LT 5411(MILAGR-CE230) - 5621(COREMA-PB230) à condição do cenário 2.

Figura 26- Representação gráfica do circuito duplo de LT que conectam a SE-Coremas e SE- Milagres



Fonte: O Autor (2021).

Também é importante destacar o sentido do fluxo de potência ativa e reativa pelas LT 5411(MILAGR-CE230) – 5621 (COREMA-PB230), visto que, tornam-se o único caminho de transmissão da geração FV para o resto do sistema elétrico, ou seja, quando a geração FV for superior a demanda das cargas da SE-COREMAS, o sentido da potência ativa nessas LT mudaria. É possível verificar que, diferente do cenário 1, o sentido do fluxo ativo (cor azul) vai da SE-COREMAS à SE-MILAGRES, ou seja, houve um fluxo reverso pelas LT quando aumentou a geração FV.

Em relação ao fluxo de reativo, é possível observar que o sentido do fluxo se manteve, e o fluxo de potência reativa na LT- 5411(MILAGR-CE230) - 5621 (COREMA-PB230) passou de 16.5MVar a 35.4MVar, ou seja, houve diminuição do fluxo reativo gerado na referida LT e consequentemente, uma perda menor na LT.

Em relação à LT 5621 (COREMA-PB230) - 5958 (RIOALT-PB230), é visto que houve um pequeno aumento nas perdas ativas e reativas. O aumento da perda reativa se deve ao fato do modelo da LT – característico de uma LT curta – , em que o aumento do transporte de potência ativa refletiria um aumento da perda por reativo. Já na LT 5411(MILAGR-CE230) - 5401(BOM NOME-PE230), não houve, praticamente, alteração nos níveis de perdas ativas e reativas, fato explicado por não ter havido mudanças

significativas no transporte de potência ativa devido à influência FV.

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

Neste cenário 3 de simulação, será adicionado ao caso base um incremento de 100% do total previsto a entrar em operação. O novo valor de imput para geração ativa (MW) do complexo FV será de 270MWac. Como foi feito no cenário 2, também foi ajustado o limite de inserção de potência reativa (MVar) do complexo FV para o valor de 80MVar. A alteração no limite de potência reativa, deve ser feita 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.

Esse requisito garante que a barra 5959 (RIOALT-PB034), na qual está conectado o complexo FV, mantenha a tensão próxima à nominal ou 1 pu. Assim como no cenário 2, também foram congelados os controles automáticos de taps de dois grupos de transformadores:

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

Serão analisados os mesmos subcasos que foram analisados no cenário 2, porém, com o novo valor de geração de potência ativa e reativa do complexo FV. Os dados a serem analisados serão:

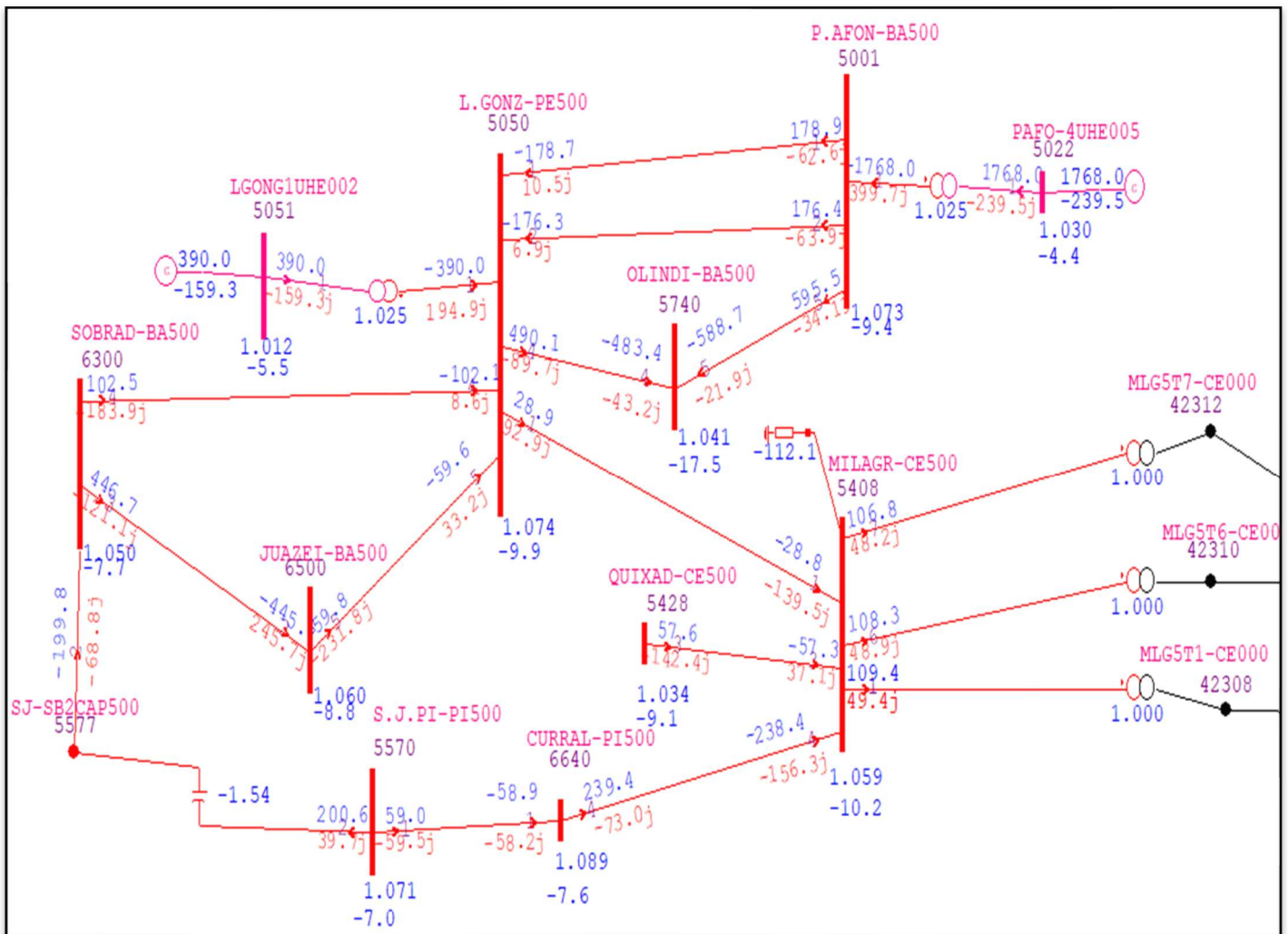
- Alteração nos níveis de tensão das barras nas seguintes barras:
 - 5621 (COREMA-PB230);
 - 5411 (MILAGR-CE230);
 - 5401 (BOM NOME-PE230);
 - 5959 (RIOALT-PB034);
 - 5623 (COREMA-PB069);
 - 5408 (MILAGR-CE500), que são barras próximas à conexão FV e nas barras;
 - 5050 (L.GONZ-PE500) e 5001 (P.AFON-BA500), que são barras próximas à geração convencional (hidroelétricas).
- Análise das perdas elétricas e Fluxo de potência padrão de transmissão nas

linhas de transmissão:

- LT 5621 (COREMA-PB230) – 5958 (RIOALT-PB230);
- Três LT 5411 (MILAGR-CE230) – 5401 (BOM NOME-PE230);
- Duas LT 5411 (MILAGR-CE230) – 5621 (COREMA-PB230).

A representação gráfica do sistema real em análise, assim como definidos no cenário 1 e 2, foi dividida em dois trechos, representados pelas Figuras 27 e 28, com a contribuição de potência oriunda dos geradores fotovoltaicos (representados na Figura 27), cujas potências limites ativa e reativa foram reajustadas com objetivo de verificar o comportamento do sistema elétrico de alta tensão e formar, através dos resultados obtidos, comparações posteriores com o caso base (cenário 1) e cenário 2.

Figura 28 - Trecho 2 do Sistema elétrico real (cenário 3) modelado e simulado no *software* ANAREDE



Fonte: O Autor (2021).

No trecho 1, estão representados os complexos FV, em estudo, e a maioria das barras e LT que terão o efeito da alteração de seus parâmetros estudados. Em relação ao trecho 2, igualmente ao cenário 2, estão representados os trechos do sistema que estão próximos aos geradores hidroelétricos tradicionais. Parâmetros, como o sentido do fluxo de energia, representados graficamente pela seta indicadora de sentido, e níveis de tensão das barras; assim como perdas em trechos do sistema, houve alterações em relação ao cenário 1 devido ao incremento de geração FV.

De acordo com o relatório de saída, gerado a partir da nova configuração definidas para o cenário 3, pode-se extrair alguns parâmetros das barras selecionadas para análise. O estado operativo das barras para o cenário 3 pode ser visto na Tabela 12.

Tabela 12 - Dados consolidados do relatório de tensão do cenário 3

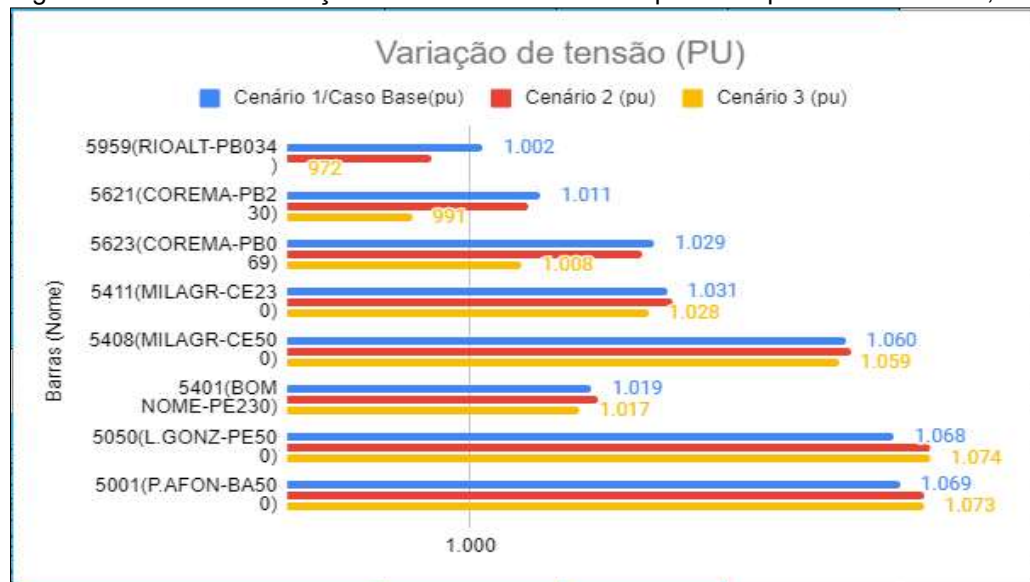
Barras (Nome)	Módulo	Ângulo	Geração		Carga		Shunt	Tipo	Estado
	(pu)	(°)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	0.991	-4.7	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1.028	-10.9	0	0	0	0	-21.1	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1.017	-12.8	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5959(RIOALT-PB034)	0.972	15.3	0	0	0	0	-1.3	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1.059	-10.2	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5050(L.GONZ-PE500)	1.074	-9.9	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5001(P.AFON-BA500)	1.073	-9.4	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1.008	-7.1	0	0	137.3	29.9	0	PQ	Ligado

Fonte: O Autor (2021).

Ao analisar os resultados ilustrados na Tabela 12, pode-se concluir em relação ao cenário 1, que as barras nas quais o complexo FV está mais próximo, como as 5621 (COREMA-PB230), 5623(COREMA-PB69) e 5959(RIOALT-PB034) tiveram uma redução nos níveis de tensão, ainda maior que as do cenário 2. As barras próximas à geração FV, porém, separadas por linhas de transmissão longas como as barras 5411 (MILAGR-CE230) e 5401 (BOM NOME-PE230) e 5408 (MILAGR-CE500), diferente do exposto no cenário 2, tiveram aumento nos níveis de tensões. Em relação às barras 5050 (L.GONZ-PE500) e 5001 (P.AFON-BA500) que são barras próximas a geração convencional, é evidenciado um aumento nos níveis de tensão em relação ao caso base, porém, em relação ao cenário 2 (50% de incremento FV) não houve alteração.

Os dados da Figura 29 mostram as variações de tensões nas barras que foram organizadas, na ordem, de cima para baixo, a partir da mais próxima ao complexo FV a mais afastada. Os dados foram organizados de forma comparativa entre os três cenários.

Figura 29- Dados de variação de tensão nas barras específicas para os cenários 1, 2 e 3



Fonte: O Autor (2021).

Para o cenário 3, onde ocorreu um maior incremento da geração FV que o definido no cenário 2, houve uma maior queda de tensão das barras próximas ao complexo. Essa queda de tensão, nos barramentos, é provocada pelo aumento de fluxo de reativo, nesse trecho, provocado pelo aumento de potência ativa, que foi gerada no complexo FV com maior quantidade. Da mesma forma como no cenário 2, a necessidade de reativo nesse trecho do sistema foi, em grande parte, suprida pelos geradores FV que passaram a fornecer reativo e diminuir o fluxo de potência reativa proveniente de outros trechos do sistema, que provocaria quedas de tensões maiores.

Outras barras mais próximas à geração tradicional, diferente do ocorrido no cenário 2, tiveram uma redução da tensão, mesmo com uma diminuição ainda maior de potência ativa (suprida pela geração FV). Esse fato acontece, pois, como aumentou, consideravelmente, a geração proveniente do complexo FV, gerou um fluxo reverso de energia ativa pelas linhas no sentido inverso das cargas, o que resultou o aumento constante no fluxo de potência reativa (consumida pela reatância série das LT) e a diminuição nas magnitudes de tensão do barramento. Em relação as barras próximas à geração tradicional (hidroelétricas), manteve-se o nível de tensão do cenário 2,

mesmo com o aumento expressivo de geração FV. Essa estabilidade pode ser explicada pelo controle efetivo de reativo local efetuado pelos geradores convencionais, que mantêm os níveis de tensões para que outras barras não tenham uma queda significativa nos níveis de tensão, devido à redução no transporte de potência ativa, compensado, localmente, pelos geradores FV.

Outro destaque, na comparação inicial, é a barra 5959 (RIOALT-PB034), cujo nível de tensão é 34KV, onde o complexo FV está conectado. Pode-se observar que houve uma queda de tensão mais relevante que no cenário 2, o que pode ser explicado, mais uma vez, pelo modelo das LT de menores tensões como 34KV, visto que, houve um aumento bem maior de potência ativa pelas LT de 34KV que conectam o complexo FV à barra 5959 (RIOALT-PB034).

Assim como no cenário 1 e cenário 2, foi verificado que não houve nenhuma extrapolação dos limites de tensão, também foi possível obter dados para posteriores comparações. As perdas e níveis de fluxos de potência também serão analisados a partir de LT próximas ao sistema FV, que são as LT:

- LT 5621(COREMA-PB230) - 5958(RIOALT-PB230);
- Três LT 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230);
- Duas LT 5411(MILAGR-CE230)-5621(COREMA-PB230).

Os valores das perdas ativa e reativa, bem como os valores e sentidos dos fluxos de potência, dessas linhas, são definidos no relatório de saída cujos dados foram organizados e representados na Tabela 13. A Tabela 13 mostra com detalhes os dados extraídos do relatório de saída apresentado na execução do programa ANAREDE.

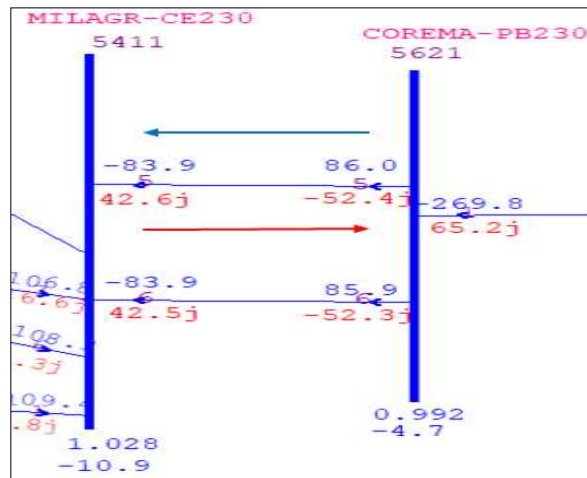
Tabela 13 - Dados consolidados do relatório de fluxo de potência e perdas do cenário 3

LT (Nome)	Fluxos		Perdas		Direção do fluxo	Direção do fluxo	Estado
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	
LT 5621(COREMA-PB230) - 5958(RIOALT-PB230)	-270	65.2	1.15	4.23	RIOALT para COREMA	COREMA para RIOALT	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	45.3	8.9	0.3	-3.11	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	75.2	4.9	0.59	-13.05	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5401(BOM NOME-PE230)	75.3	4.9	0.59	-12.98	MILAGR para BOM NOME	MILAGR para BOM NOME	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5621(COREMA-PB230)	-83.9	42.6	2.06	-9.82	COREMAS para MILAGR	MILAGR para COREMA	Ligado
LT's 5411(MILAGR-CE230)-5621(COREMA-PB230)	-83.9	42.5	2.04	-9.77	COREMAS para MILAGR	MILAGR para COREMA	Ligado

Fonte: O Autor (2021).

Para o cenário 3, obtém-se novos valores de fluxo de potência ativa e reativa. Também foi explicitado na Tabela 13 a direção do fluxo dessas potências através das LT. A partir de uma análise da primeira linha da tabela, onde estão explicitados os dados da LT 5621(COREMAS-PB230) - 5958 (RIOALT-PB230) que conecta o complexo FV à barra da SE-COREMAS, tem-se os valores da potência ativa de (-270MW) e reativa (+65.2MVAR), em que 270.0MW de potência ativa está entrando na barra 5621(COREMA-PB230). Em relação ao fluxo de potência reativa, tem-se um aumento do fluxo de reativo em cerca de 55MVA_r em relação ao cenário 1, no mesmo sentido, saindo da barra 5621 (COREMA-PB230). Então, assim como no cenário 1 e cenário 2, o fluxo de potência ativa vai da SE-RIOALTO à SE-COREMAS e o fluxo de reativo faz o sentido contrário, vai da SE-COREMAS à SE-RIOALTO, conforme indicado graficamente na Figura 30.

Figura 31 - Representação gráfica do circuito duplode LT que conectam a SE-Coremas e SE-Milagres



Fonte: O Autor (2021).

Novamente destaca-se o sentido do fluxo de potência ativa e reativa pelas LT 5411(MILAGR-CE230) - 5621(COREMA-PB230), visto que, formam o único caminho de transmissão da geração FV para o resto do sistema elétrico, ou seja, quando a geração FV for superior a demanda das cargas da SE-COREMAS. É possível inferir que, diferente do cenário 1, o sentido do fluxo ativo (cor azul) é da SE-COREMAS para a SE-MILAGRES, ou seja, houve um fluxo reverso pelas LT quando aumentou a geração FV, da mesma forma que aconteceu no cenário 2. Essa inversão de fluxo ocorre diariamente, algo que para a operação do sistema pode trazer desafios, além de ser necessário um ajuste de proteção que considere esse comportamento.

Em relação ao fluxo de reativo, é possível observar que o sentido do fluxo se manteve e o fluxo de potência reativa na LT- 5411(MILAGR-CE230) - 5621(COREMA-PB230) passou de 16.5 MVar a 35.4 MVar, ou seja, diminuição do fluxo reativo gerado na referida LT e como já mencionado, uma perda menor na LT em relação ao cenário 2, bem menor que no caso base. Em relação à LT 5621(COREMA-PB230) – 5958 (RIOALT-PB230), quanto ao cenário 2, houve um pequeno aumento nas perdas ativas, e um aumento mais significativo em relação às perdas reativas, característico de LT curtas, com o aumento de transporte de potência ativa. Já a LT 5411 (MILAGR-CE230) - 5401 (BOM NOME-PE230), mesmo com o aumento significativo da geração FV definido para o cenário 3, manteve-se comportamento igual ao do cenário 2, praticamente não houve alteração nos níveis de perdas ativas e reativas, que pode ser explicado, mais uma vez, pelo fato não ter havido mudanças significativas no transporte de potência ativa devido à influência FV.

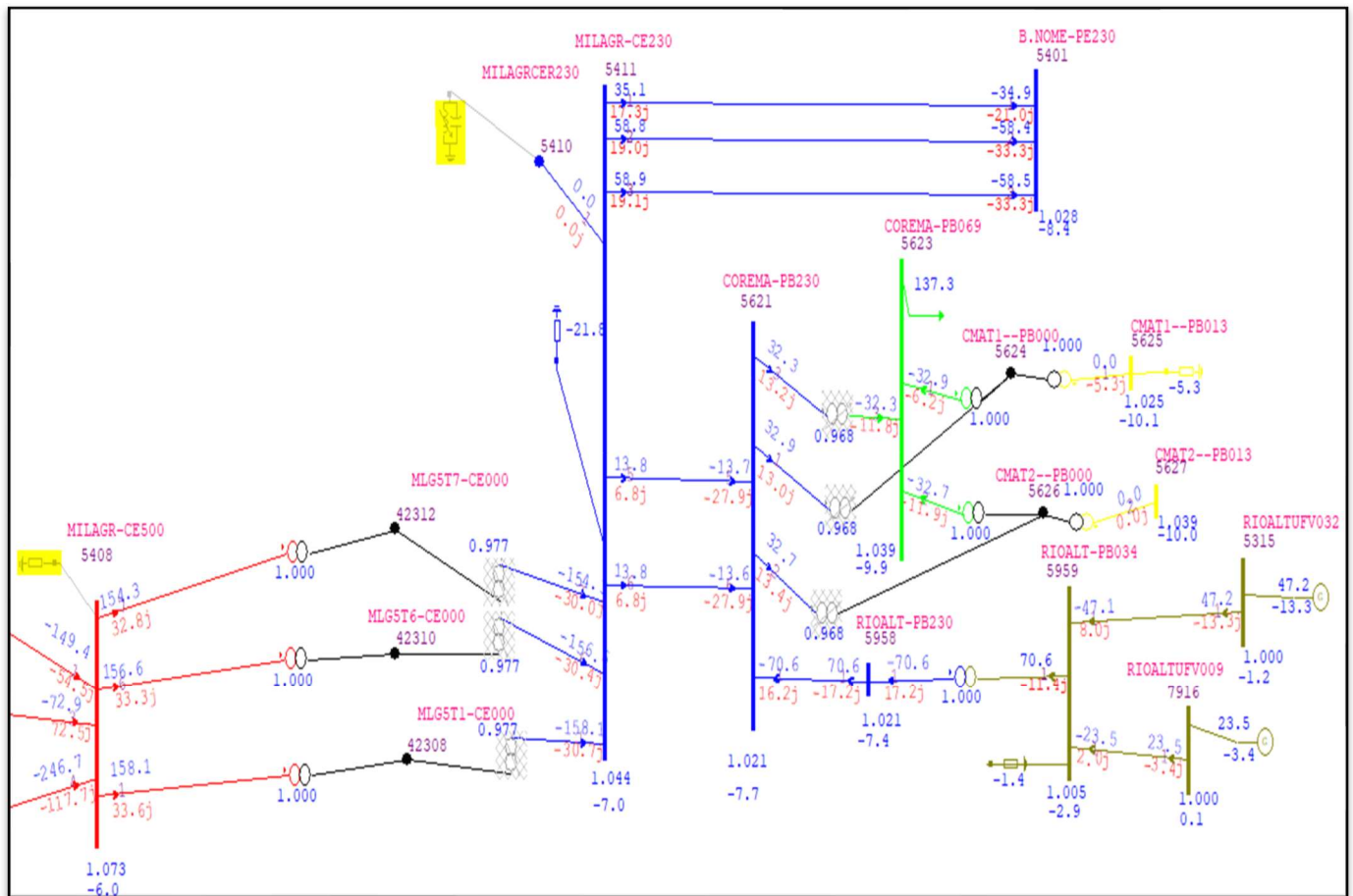
5.6 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

Foram analisados cenários a partir de contingências, como por exemplo, desligamento automático de equipamentos de controle de reativos em barras importantes do sistema de transmissão estudado.

5.6.1 Cenário 1- Análise de contingência com a geração FV do caso base

Para o cenário 1, foi feita simulação da 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), em uma condição normal de operação e 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 Figura 32 mostra os equipamentos do sistema que serão desligados, destacados em amarelo, é visto também geradores FV (RIOALTUFV032 e RIOALTUFV009).

Figura 32 - Trecho do Sistema elétrico real modelado para o cenário 1 de contingência e simulado no software ANAREDE



Fonte: O Autor (2021).

Houve simulação de 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 analisada a influência da geração FV nos parâmetros de energia na condição do caso base, ou seja, na condição de geração atual antes e depois das contingências descritas. Para esse primeiro cenário, 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 à conexão FV e nas barras:
- 5050(L.GONZ-PE500) e 5001(P.AFON-BA500), que são barras próximas às gerações convencionais hidroelétricas.

Para analisar os níveis de tensões das barras selecionadas, a Tabela 14 apresenta os dados de saída considerados no caso base, nas condições propostas para o cenário 1, com os dois equipamentos operando no sistema.

Tabela 14 - Representação do aspecto quantitativo do módulo da tensão nas barras selecionadas sem a contingência definida para o cenário 1

Barras (Nome)	Módulo	Ângulo	Geração		Carga		C estático	Shunt	Tipo	Estado
	(pu)	(°)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)	(MVar)		
5621(COREMA-PB230)	1.011	-7.7	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1.031	-7	0	0	0	0	-46.3	-21.3	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1.019	-8.4	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5959(RIOALT-PB034)	1.002	-2.8	0	0	0	0	0	-1.4	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1.060	-6	0	0	0	0	0	-112.3	PQ	Ligado
5050(L.GONZ-PE500)	1.068	-4.1	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5001(P.AFON-BA500)	1.069	-3.8	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1.029	-10	0	0	137.3	29.9	0	0	PQ	Ligado

Fonte: O Autor (2021).

A Tabela 15, a seguir, apresenta os dados de saída levando em consideração o caso base na condição de contingência proposta para o primeiro cenário, ou seja, com os dois equipamentos desconectados do sistema elétrico.

Tabela 15 - Representação do aspecto quantitativo do módulo da tensão nas barras selecionadas na situação de contingência definida para o cenário 1

Barras (Nome)	Módulo	Ângulo	Geração		Carga		C estático	Shunt	Tipo	Estado
	(pu)	(°)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	1.028	-7.8	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1.045	-7.1	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1.029	-8.4	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5959(RIOALT-PB034)	1.005	-3.1	0	0	0	0	0	-1.5	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1.074	-6	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5050(L.GONZ-PE500)	1.070	-4.1	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5001(P.AFON-BA500)	1.071	-3.8	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1.044	-9.9	0	0	137.3	29.9	0	0	PQ	Ligado

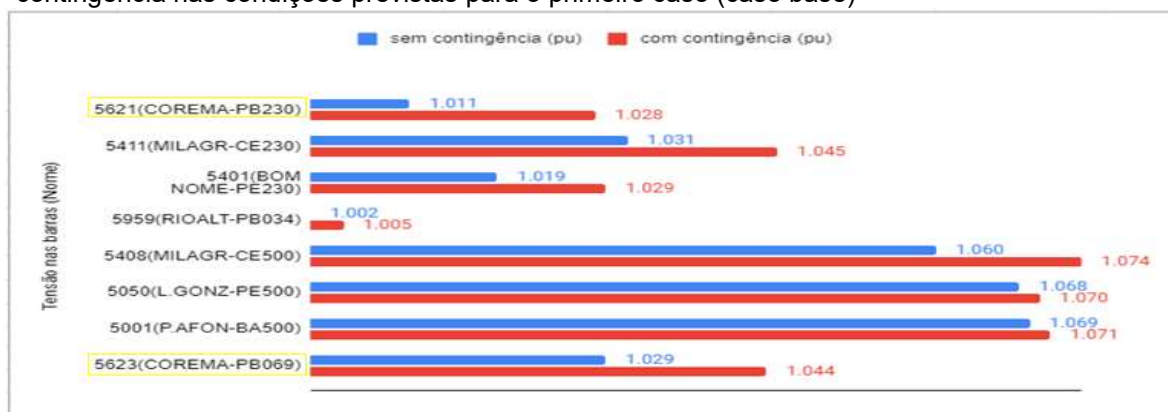
Fonte: O Autor (2021).

A partir da Tabela 14 e 15, é possível observar os níveis de tensão nas barras, que são 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 1.029 pu para 1.044pu, respectivamente. Essas duas barras compõem a SE-Coremas, na qual está conectado complexo FV, onde houve um crescimento significativo da tensão, que possui limite superior normativo de 1.05pu.

O Gráfico 11 apresenta comparativo de crescimento da tensão em todas as barras verificadas no estudo, com destaque para as duas barras de COREMAS (5621 e 5623).

Gráfico 11- Representação quantitativa dos níveis de tensões por barra antes e depois da contingência nas condições previstas para o primeiro caso (caso base)



Fonte: O Autor (2021).

É possível verificar que houve aumento nos níveis de tensão nas barras em relação ao cenário sem contingência, ocasionado 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 nas 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 afastados 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 (MILAGRCER230) que são elementos de controle de reativos, no sistema de transmissão e, 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 LT. 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 LT.

Outro destaque seria a barra 5959 (RIOALT-PB034), cujo nível de tensão é 34KV na qual o complexo FV está conectado. A referida barra teve uma pequena variação de tensão em regime permanente, passando de 1.002pu a 1.005pu. Pode-se atribuir esses aumentos de tensão, nas barras mais afastadas da geração tradicional, ao fluxo de reativo pelas LT que as interligam e diminuem-nas com a retirada dos equipamentos, os quais absorvem reativo do sistema. Outro fator seria a característica das LT – quando transportam potência ativa inferior a sua capacidade de transmissão –, que é o caso das linhas que conectam a barra próxima da geração FV ao sistema, elas contribuem no fornecimento de reativo ao sistema, diminuindo o fluxo de reativo proveniente da rede, como resultado, há um aumento de tensão na barra. Essa contribuição é devido ao modelo das LT 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, haverá um aumento da tensão nessas barras. Se a barra tiver muito próxima à geração que controla reativo, ela 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).

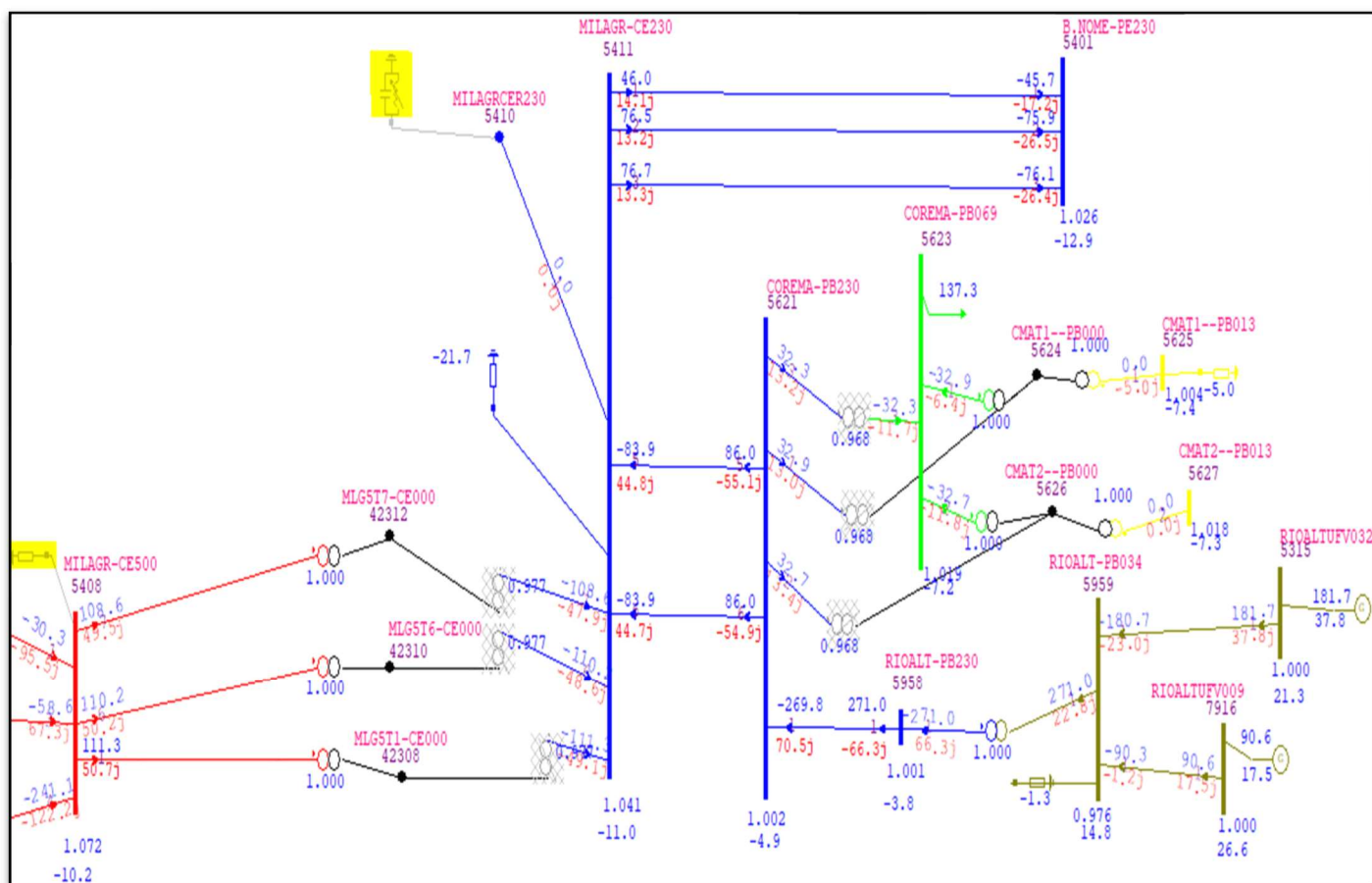
Apesar da barra 5959 (RIOALT-PB034) possuir nível de tensão 34KV, também é sensível a variação de fluxo de reativo, proveniente das LT, que a conecta ao sistema. Apresenta uma pequena variação de tensão, pois está conectada ao complexo FV que controla o reativo.

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

Para o segundo cenário, foi analisada a contingência no trecho do sistema estudado, em que 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 (MILAGRCER230) conectado à barra de milagres de 230kV.

O diagrama unifilar, representado pela Figura 33, mostra equipamentos do sistema que serão desligados (destacados em amarelo).

Figura 33- Trecho do sistema elétrico real modelado e simulado no software ANAREDE



Fonte: O Autor (2021).

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. Então, as alterações foram analisadas, nos níveis de tensões das mesmas barras definida para o cenário 1, através da nova configuração FV em situações com e sem contingência. Foram determinadas variações, em regime permanente das tensões, nas barras selecionadas em condições de não contingências – com os equipamentos de regulação conectados ao sistema –, e de contingência – perda dos equipamentos de regulação.

As barras selecionadas para análises das alterações nos níveis de tensão foram:

- 5621 (COREMA-PB230);
- 5411 (MILAGR-CE230);
- 5401 (BOM NOME-PE230);
- 5959 (RIOALT-PB034);
- 5623 (COREMA-PB069);
- 5408 (MILAGR-CE500), que são barras próximas à conexão FV e nas

barras:

- 5050(L.GONZ-PE500) e 5001(P.AFON-BA500), que são barras próximas às gerações convencionais hidroelétricas).

Para analisar os níveis de tensões das barras selecionadas, a Tabela 16 representa dados de saída, a partir das condições propostas para o segundo cenário, com os dois equipamentos em operação.

Tabela 16- Representação do aspecto quantitativo do módulo da tensão nas barras selecionadas na situação normal de operação definida para o cenário 2

Barras (Nome)	Módulo	Ângulo	Geração		Carga		C estático	Shunt	Tipo	Estado
	(pu)	(°)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	0.991	-4.7	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1.028	-10.9	0	0	0	0	-46.3	-21.1	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1.017	-12.8	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5959(RIOALT-PB034)	0.972	15.3	0	0	0	0	0	-1.3	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1.059	-10.2	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5050(L.GONZ-PE500)	1.074	-9.9	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5001(P.AFON-BA500)	1.073	-9.4	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1.008	-7.1	0	0	137.3	29.9	0	0	PQ	Ligado

Fonte: O Autor (2021).

A Tabela 17 apresenta os dados de saída, nas condições propostas para o cenário 2, com os dois equipamentos desconectados do sistema elétrico.

Tabela 17- Representação do aspecto quantitativo do módulo da tensão nas barras selecionadas na situação de contingência definida para o cenário 2

Barras (Nome)	Módulo	Ângulo	Geração		Carga		C estático	Shunt	Tipo	Estado
	(pu)	(°)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)	(MVAR)		
5621(COREMA-PB230)	1.002	-4.9	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5411(MILAGR-CE230)	1.041	-11	0	0	0	0	0	-21.7	PQ	Ligado
5401(BOM NOME-PE230)	1.026	-12.9	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5959(RIOALT-PB034)	0.976	14.8	0	0	0	0	0	-1.3	PQ	Ligado
5408(MILAGR-CE500)	1.072	-10.2	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5050(L.GONZ-PE500)	1.075	-9.9	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5001(P.AFON-BA500)	1.074	-9.4	0	0	0	0	0	0	PQ	Ligado
5623(COREMA-PB069)	1.019	-7.2	0	0	137.3	29.9	0	0	PQ	Ligado

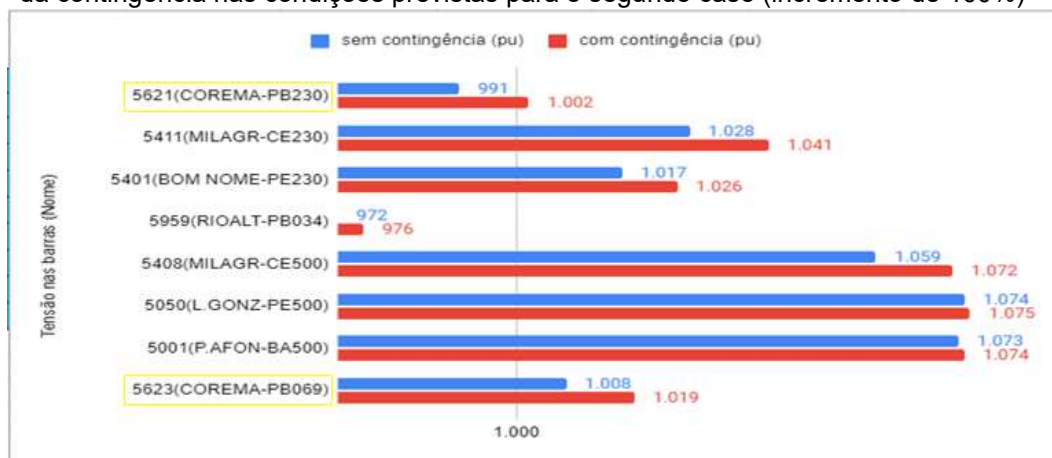
Fonte: O Autor (2021).

Inicialmente quando comparados o cenário 1 ao 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 – respectivo 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 LT – 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 apresentaram um controle efetivo do fluxo de potência reativa produzidos pelos geradores síncronos. Outro destaque, na comparação inicial, é a barra 5959 (RIOALT-PB034), cujo nível de tensão é 34KV onde o complexo FV está conectado. Pode-se observar que houve uma queda de tensão inicial mais relevante, isso se deve ao fato dessa barra ser conectada ao sistema através de LT (de menores tensões nominais), e por isso possui baixa susceptância (parâmetro shunt), então são muito sensíveis ao fluxo de potência ativa que, no caso em questão, foi gerado 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, em condições (normal e 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, trata-se de uma variação menor que a evidenciada com pouca geração FV no cenário 1. Essa pequena variação garantiu que o perfil das tensões fosse mantido longe dos limites superiores de 1.05pu. O Gráfico 12 traz um comparativo de crescimento da tensão em todas as barras verificadas no estudo, com destaque para as duas barras de COREMAS, em que a geração FV está conectada.

Gráfico 12 - Representação quantitativa dos níveis de tensões por barra antes e depois da contingência nas condições previstas para o segundo caso (incremento de 100%)



Fonte: O Autor (2021).

Analisando o gráfico da Gráfico 12, 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 à 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 quando 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 compense a diminuição de reativo, devido à retirada dos equipamentos de absorção de reativo.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir do estudo, e análises realizadas neste trabalho, foi possível verificar os impactos causados pela instalação, de elevada capacidade, de sistemas fotovoltaicos da forma centralizada em uma rede elétrica de transmissão, em alta tensão. As análises foram feitas com dados reais de parte do trecho norte do sistema de transmissão Eletrobrás-Chesf, centradas na SE de Coremas-PB.

As simulações realizadas, no sistema de transmissão, permitiram identificar e observar características elétricas importantes que podem impactar a qualidade de energia fornecida pelas transmissoras na hipótese de inserção crescente da energia solar FV no sistema de alta tensão.

Foi realizada uma análise comparativa, a partir de níveis quantitativos crescentes de inserção fotovoltaica no sistema de transmissão, definindo-se os seguintes cenários: a primeira com a condição atual de operação (com 70 MW FV); a segunda com a inserção de 50% da potência nominal do complexo (80MW) e a terceira com 100% do previsto(270MW FV). Também foram analisados dois cenários (1 e 3) do sistema em situação de contingência, ou seja, no caso da perda de dois equipamentos de compensação de reativos. Na condição normal de operação, o cenário 2 e o cenário 1 (caso base) mostraram uma pequena redução nos níveis de tensão nas barras próximas à geração FV. Para as barras próximas à geração FV, porém, separadas por linhas de transmissão longas, praticamente, não houve variação de tensão. Em relação às barras próximas à geração convencional, foi evidenciado um aumento nos níveis de tensão. A comparação entre os cenários 3 e 2 mostrou que nas barras, onde o complexo FV está mais próximo, houve reduções dos níveis de tensão, ainda maiores, que as do cenário 2. Em relação às barras próximas à geração convencional, pôde-se evidenciar um aumento nos níveis de tensão em relação ao caso base, porém, em relação ao cenário 2 não houve alteração. Esses aumentos nos níveis de tensão não foram suficientes para se aproximar dos limites superiores, garantindo assim, a qualidade da energia transmitida. Em relação a diminuição nos perfis de tensões, houve uma aproximação de 1pu em módulo, o que se enquadra, satisfatoriamente, nos critérios de qualidade de transmissão elétrica.

Em relação ao estudo da situação de contingência, ou seja, quando foram desligados os equipamentos que estavam absorvendo reativos do sistema; no cenário 1 houve uma grande diferença nos módulos de tensões (aumento de tensão) das

barras próximas aos geradores FV. Em relação ao cenário 2, as variações nos níveis de tensões das barras selecionadas próximas a geração FV foram, consideravelmente, menores que no cenário 1. 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 assim, 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. Então, ficou evidenciado que para condição da contingência estudada, o aumento da inserção FV contribuiu com a estabilidade dos perfis de tensões das barras.

Por fim, foram analisadas as perdas elétricas e fluxo de potência padrão de transmissão de algumas LT (do trecho estudado). A partir do cenário 2, onde começou a aumentar a penetração de energia FV, foi evidenciada a mudança intermitente no fluxo padrão de potência ativa de duas LT, visto que, são os únicos caminhos de transmissão da geração FV ao sistema elétrico. Esse fluxo reverso gerou impacto nos perfis de tensão das barras distantes do complexo FV devido à alteração no níveis de carregamento de potência ativa e reativa nas LT que as conectam ao sistema. Essa inversão de fluxo ocorre diariamente, algo que para a operação do sistema traz desafios.

Em relação as perdas elétricas, foram analisadas perdas ativas e reativas de LT próximas à geração FV, e que possuem o nível de tensão de 230KV. Ficou evidenciado que o aumento da penetração FV gerou maiores perdas ativas e reativas nas LT curtas. Em relação às LT longas, houve um pequeno aumento em relação às perdas ativas e uma considerável redução das perdas reativas. Apenas as LT que sofreram significativos aumentos do transporte de potência (ativa) tiveram maiores alterações nas perdas ativas e reativas.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Após a análise realizada neste trabalho, a partir da modelagem de um trecho do sistema de transmissão com a inserção de geração FV – operando em condições específicas – foram obtidas informações técnicas importantes e suscitou a necessidade de verificar novos cenários de simulações ou aumentar o escopo do estudo. Nesse sentido são sugeridos:

- Realizar o estudo da inserção massiva de geradores centralizados fotovoltaicos para um sistema de transmissão, a partir de softwares de estudos dinâmicos, verificando novos parâmetros da qualidade de energia tais como: Desempenho da Frequência em Regime Permanente - DFP e Indicadores de Variação de Tensão de Curta Duração – VTCD;

- Simular a inserção do complexo FV, em outros pontos do sistema elétrico pertencente ao trecho estudado, e verificar os níveis de fluxo de potência reverso na rede elétrica de alta tensão para a nova condição proposta;

- Fazer estudos em regime permanente com a inserção simultânea de geradores fotovoltaicos no sistema de transmissão com outras formas de geração centralizada, como por exemplo, a eólica, com objetivo de verificar se há benefícios para rede com essa integração;

- Desenvolver uma metodologia simplificada para estabelecer um limite máximo de penetração de geração centralizada fotovoltaica em um determinado ponto da rede de transmissão de alta tensão;

- Realizar estudos de proteção, a partir de softwares como o ANAFAS, verificando – com a intermitência estocástica no sentido do fluxo de potência – se haveria a necessidade de novas filosofias de proteção a serem adotadas para proteção dos equipamentos.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. São José dos Campos: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Disponível em: <https://cenariosolar.editorabrasilennergia.com.br/wpcontent/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf>. Acesso em: 14 Fev. 2022.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 13 dez. 2021.

ANEEL. **Banco de informações de geração**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 10 out. 2021.

ANEEL, **Módulo 2**: critérios e requisitos, sub módulo 2.3 - premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, Revisão 12. Resolução normativa nº 903/2020, p. 1-35, 2021.

CAISO. **Integration of renewable resources**: operational requirement sand generation fleet capability at 20% RPS. Folsom, CA: California Independent System Operator, 2010. Disponível em: <http://www.caiso.com/Documents/IntegrationRenewableResourcesOperationalRequirementsandGenerationFleetCapabilityAt20PercRPS.pdf>. Acesso em: 19 dez. 2021.

CHESF. **Subestação Coremas**. Dados fornecidos pela empresa, 2021.

COÊLHO, Cássia Caren. **Análises estáticas de contingências simples desenvolvidas com auxílio de método de fluxo de potência**: uma abordagem comparativa. p. 79, 2018. Disponível em: <https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/838/1/MONOGRRAFIA_AnálisesEstáticasContingências.pdf>.

CRESESB. **Potencial solar - Sundata v. 3.0**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 14 dez. 2021.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

DENHOLM, Paul et al. Overgeneration from solar energy in California: a field guide to the duck chart. Technical Report, November, 2015.

DHIVYA, S., et al. Stability implications of bulk power net works with large scale PVs. **Energy**, 187(6), 2019.

DICA SOLAR. **Inversor de energia solar**: conheça a sua função e quais os tipos existentes. Maio 2020. Disponível em: <https://dicasolar.com.br/o-que-e-o-inversor-de-energia-solar/>. Acesso em: 19 dez. 2021.

EPE. **Energia renovável**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. 2016.

EPE. **Expansão da geração 2º leilão de energia de reserva de 2015:** participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: visão geral. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. 2016.

EPE. **Leilão de energia de reserva de 2014:** participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: visão geral. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2031.** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022.

FAMILY SEARCH. **Coremas, Paraíba:** genealogia. Disponível em: https://www.familysearch.org/wiki/pt/Coremas,_Para%C3%ADba_-_Genealogia. Acesso em: 10 out. 2021.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report.** Freiburg, 2021. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 08 de fev. de 2021.

GOOGLE EARTH. **Coremas.** 2020. Disponível em: <https://earth.google.com/web>>. Acesso em: 25 nov. 2021.

HENRIQUE, Eduardo; OLIVEIRA, Gomes De. **Análise Estática de Contingências do Sistema de Transmissão de 230 kV do Acre / Rondônia.** 2019.

IEA. **Snapshot of global PV market.** International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. Apr. 2019. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/02/IEA-PVPS_T1_35_Snapshot2019-Report.pdf. Acesso em: 09 dez. 2021.

IEA PVPS. **Snapshot of global PV markets.** International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS). 2020. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf. Acesso em: 09 dez. 2021.

IEA PVPS. **Trends in Photovoltaic Applications.** International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS). 2021 Disponível em: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/01/IEA-PVPS-Trends-report-2021-1.pdf>

MACÊDO, A. V. **Solução de Fluxo de Potência, Cálculo da Estabilidade de Tensão e Equivalente de Redes com aplicações utilizando o ANAREDE.** Trabalho de Conclusão de Curso. Campina grande, Paraíba, Universidade Federal de Campina Grande, 2009.

MATARUCCO, R. R. **Método da continuação aplicado na análise de contingência de linhas de transmissão.** Tese de Doutorado. 142f. Ilha Solteira, SP, Universidade Estadual Paulista, 2010.

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.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

MORAIS, Luciano Cardoso de. **Estudo sobre o panorama da energia elétrica no Brasil e tendências futuras**. Dissertação de Mestrado. 128f. São Paulo, Unesp, 2015.

ONS. **Procedimentos de rede**. Operador Nacional do Sistema, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 22 dez. 2021.

ONS;EPE;CCEE. **Previsões de carga para o planejamento anual da operação energética 2017-2021**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>>. Acesso em: 13 dez. 2021.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. 188f. São Carlos, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

PASSARINHO, Nathalia. COP26: O que Brasil vai prometer e exigir na conferência sobre mudança climática. **BBC News Brasil**, Londres, 31 de out. de 2021. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/geral59040715#:~:text=O%20Brasil%20vai%20apresentar%20como,as%20restantes%20s%C3%A3o%20compensadas%2C%20por>. Acesso em: 10 de fev. de 2022.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energias lar**. 2. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2017.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A., **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.

REIS, P. **Como funcionam as células solares fotovoltaicas**. Portal Energia, nov. 2015. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/como-funcionam-celulas-solares-componentes-operacoes/>>. Acesso em: 18 dez. 2021.

RESENDE, J. W. **Introdução a compensação reativa**. Apostila da Disciplina Carga Elétricas não Convencionais na Rede Elétrica. Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia, 2020.

RUSCHEL, Cristiano Saboia; SANTUCCI, Alexandre; OLIVEIRA, Breves. **Evolução das características técnicas dos projetos fotovoltaicos nos leilões de energia do mercado regulado**. 2014.

SANTIAGO, João Vitor Assad. **O mercado emergente de energia solar fotovoltaica no Brasil entre 2012 e 2018: avanços, desafios e perspectivas**. Dissertação de Mestrado. 123f. Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, 2019.

SCOLARI, Bruno Sabino; JUNIOR, Jair Urbanetz. **Panorama dos sistemas**

fotovoltaicos conectados à rede elétrica amparados pela ren nº482/2012 da aneel no brasil. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 2018
 TEIXEIRA, Thaís Pacheco. Implementação de uma Ferramenta de Fluxo de Potência para Software de Treinamento de Operadores de Usinas Térmicas. p. 92, 2013.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia renovável:** hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. EPE: Rio de Janeiro, 2016.

Universidade Estadual de Campinas. Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Biblioteca UNICAMP. Disponível em:
<https://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/cursos/it601/cap2.pdf>. Acesso em: 10 abril. 2021.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica:** conceitos e aplicações. 2.ed. São Paulo: Saraiva, 2015.

WHITAKER, C. M *et al.* PV Systems. *In:* LUQUE, A; HEGEDUS, S. (Ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. Nova Jersey: Wiley, 2012.

ZHANG Y. et al. Transient over-voltages in high voltage grid-connected PV solar interconnection. *In:* IEEE. **PES general meeting**. Minneapolis, MN, 2010.

TORRES, I.C; CHIGUERU, Tiba; NEGREIROS, G, F. Impacto da instalação massiva de sistemas FV distribuídos no nível de tensão da rede de distribuição elétrica de baixa tensão. **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Fortaleza, Ceará.. Disponível em: < <http://www.abens.org.br/CBENS2020/home/>>. Acesso em: 20 jan. 2022.