



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

THAYS UCHÔA MARTINS

**ESTUDOS ELÉTRICOS PARA CONEXÃO À REDE BÁSICA DE UMA CENTRAL
GERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILIZANDO A FERRAMENTA
COMPUTACIONAL ANAREDE**

**FORTALEZA
2019**

THAYS UCHÔA MARTINS

ESTUDOS ELÉTRICOS PARA CONEXÃO À REDE BÁSICA DE UMA CENTRAL
GERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILIZANDO A FERRAMENTA
COMPUTACIONAL ANAREDE

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área
de concentração: Sistemas Elétricos de
Potência.

Orientador: Prof. MSc. Tomaz Nunes
Cavalcante Neto

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

M347e Martins, Thays Uchôa.

Estudos elétricos para conexão à rede básica de uma central geradora solar fotovoltaica utilizando a ferramenta computacional ANAREDE / Thays Uchôa Martins. – 2019.

80 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.

Orientação: Prof. Me. Tomaz Nunes Cavalcante Neto.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Usina Fotovoltaica. 3. Fluxo de Potência. 4. ANAREDE. I. Título.

CDD 621.3

THAYS UCHÔA MARTINS

ESTUDOS ELÉTRICOS PARA CONEXÃO À REDE BÁSICA DE UMA CENTRAL
GERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILIZANDO A FERRAMENTA
COMPUTACIONAL ANAREDE

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área
de concentração: Sistemas Elétricos de
Potência.

Orientador: Prof. MSc. Tomaz Nunes
Cavalcante Neto

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. MSc. Tomaz Nunes Cavalcante Neto
Universidade Federal do Ceará (UFC)

MSc. Monilson de Sales Costa
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Eng. Amanda Ferreira de Souza
Enel Distribuição Ceará

Aos meus pais.

Aos meus avós.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Irismar e Nailton, pelos cuidados que me trouxeram até aqui, por me apoiarem nos meus sonhos, estarem sempre lá por mim quando a vida trouxe dúvidas e por serem minhas primeiras referências enquanto sigo o meu próprio caminho. Meus olhos estão sempre em vocês.

À Deus, Universo e força maior que me fez perceber que tudo é um, as possibilidades são infinitas e não existe passo errado na caminhada.

Aos meus irmãos, Priscilla e Weller, pelas conversas e horas de jogos compartilhadas e, mesmo reclamando do meu estilo notívago, passaram madrugadas rindo comigo e do meu senso de humor peculiar.

Aos meus amigos, Cleomon e Janaína, que conheci logo no início do curso e me acompanharam ao longo dessa jornada, dividindo preocupações, conversas e boas risadas por toda a UFC e fora dela.

Aos meus amigos, Amanda, Manuela e Monilson que entraram na minha vida durante os anos de Engenharia Elétrica e me entendiam no desânimo, na alegria e no cansaço de quem “está no mesmo barco”.

À minha amiga Manoela, que mesmo longe fisicamente está sempre perto nas palavras, no carinho, nas horas de ligações e por me entender nesses muitos anos de amizade que o tempo e a distância mantêm intacta. Às vezes parece que ainda estamos no Iguatu compartilhando angústias, risadas e sonhos.

Ao professor Tomaz Nunes pela orientação paciente durante a execução desse trabalho no final do curso e pelo conhecimento transmitido com tanto cuidado em todas as disciplinas nas quais fui sua aluna, onde eu pude ter certeza de que eu estava no curso certo, apesar das tribulações. À professora Gabriela Helena, que durante seu período de permanência no DEE da UFC me mostrou caminhos que me fizeram ainda mais fascinada pela Engenharia Elétrica.

“Os otimistas são ingênuos, e os pessimistas amargos. Sou um realista esperançoso.”
(Ariano Suassuna)

RESUMO

O Brasil possui uma matriz elétrica majoritariamente renovável, pois a maior parte desta energia é proveniente de hidrelétricas. No entanto, a forte dependência dessa fonte pode ser um problema em situações de escassez de recursos hídricos. Assim, o investimento em outras fontes de energia é desejável para garantir uma maior segurança energética e nesse contexto uma das fontes que podem ser aproveitadas é a energia solar fotovoltaica, já que o país apresenta, na maior parte do seu território, ótimos índices de irradiação solar. O Brasil utiliza a energia solar fotovoltaica sobretudo na forma de geração distribuída de energia, mas essa ainda é uma fonte incipiente que apresenta baixa expressividade na matriz elétrica nacional. Este trabalho analisa como a conexão de uma usina solar fotovoltaica na rede básica impactaria os diversos parâmetros relacionados à qualidade de energia, tais como: carregamento das linhas de transmissão e de transformadores, tensão nas barras do sistema, etc. A partir de uma usina solar de 200 MWp proposta para o município de Massapê-CE, foi realizado o estudo do fluxo de potência na área de conexão da usina utilizando o software ANAREDE, com o propósito de analisar alguns parâmetros como o carregamento das linhas de transmissão e transformadores, módulo da tensão nas barras e ângulo da tensão nas barras. Simulações foram realizadas para o caso base, antes da conexão da usina solar fotovoltaica, e para diferentes cenários após a conexão da usina. A análise foi feita considerando-se o sistema atual e com os aumentos de carga previstos entre os anos 2019-2021, para a condição operativa normal e utilizando o critério de segurança n-1.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Usina Fotovoltaica. Fluxo de Potência. ANAREDE.

ABSTRACT

Brazil has a mostly renewable electricity matrix, since most of energy comes from hydroelectric plants, however, the strong dependence of this source can be a problem in situations of scarcity of water resources. Thus, investment in other energy sources is desirable to ensure greater energy security and, one of the sources that can be used is photovoltaic solar energy, since the country has in most of its territory excellent solar irradiance rates. Brazil uses photovoltaic solar energy mainly as distributed generation, but solar photovoltaic is still an incipient source that presents low expressiveness in the national electric matrix. This work analyzes how the connection of a photovoltaic solar power plant in the basic network would affect the various parameters related to the quality of the energy, such as: line flows limits, transformers limits, voltage in the buses of the system, etc. Based on a proposed 200 MWp solar plant for Massapê-CE, study of the power flow in the electrical network was carried out using ANAREDE software to analyze some parameters such as: transmission lines and transformers loading, bus voltage magnitude and phase angles. Simulations were developed for the base scenario, before the connection of the solar plant, and for different scenarios after the photovoltaic power plant connection. The analysis was done considering the current system and the expected load increases between the years 2019-2021, for the normal operating condition and using safety criteria n-1.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy. Photovoltaic Power Plant. Power Flow. ANAREDE.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Curvas características das células fotovoltaicas	18
Figura 2 - Corrente versus tensão em uma célula fotovoltaica de silício	19
Figura 3 - Célula, módulo e painel fotovoltaico.....	20
Figura 4 - Sistema FV conectado à rede.....	21
Figura 5 - Distribuição da capacidade instalada anual	22
Figura 6 - Usina solar fotovoltaica de Pirapora-MG	23
Figura 7 - Geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão	28
Figura 8- Diagrama unifilar após o cálculo do fluxo de potência	38
Figura 9 - Dados das barras do circuito apresentados em relatório.....	38
Figura 10 - Diagrama unifilar após o cálculo do fluxo de potência	40
Figura 11 - Carregamento das linhas de transmissão	40
Figura 12 - Localização de Massapê-CE.....	41
Figura 13 - Distância entre o terreno escolhido e o ponto de conexão.....	42
Figura 14 - Fotos do relevo da área escolhida	43
Figura 15 - Valores de irradiação média.....	43
Figura 16 - Valores de radiação e temperatura ambiente.....	44
Figura 17 - Curva de geração de um dia típico.....	45
Figura 18 – Curva de carga nos transformadores da SE Sobral II.....	46
Figura 19 – Curva de tensão SE Sobral II	47
Figura 20 - Diagrama unifilar simplificado do sistema.....	48
Figura 21 - Valores de geração e carga para a área estudada.....	52
Figura 22 - Diagrama unifilar do sistema sem a geração FV	55
Figura 23 - Fluxo de potência entre as barras para o ano de 2018	57
Figura 24 - Diagrama unifilar do sistema após a inserção da usina FV	59
Figura 25 - Fluxo de potência entre as barras com a geração FV-2018	60
Figura 26 - Relatório da análise de contingências.....	62
Figura 27 - Fluxo de potência entre as barras após uma contingência-2019.....	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Projetos fotovoltaicos habilitados tecnicamente no LER/2014.....	24
Tabela 2 - Projetos fotovoltaicos habilitados tecnicamente no 2º LER/2015.....	25
Tabela 3 - Níveis de tensão admissíveis	27
Tabela 4 - Parâmetros das linhas de transmissão.....	49
Tabela 5 – Dados de linha do sistema.....	50
Tabela 6 - Limites de carregamento das linhas de transmissão conectadas à SE Sobral II.....	50
Tabela 7 - Dados de entrada das barras do sistema	51
Tabela 8 - Previsão de carga no horizonte 2019-2021.....	53
Tabela 9 – Estado operativo das barras caso base	56
Tabela 10 - Fluxo de potência nas LTs caso base	57
Tabela 11 - Estado operativo das barras ano 2018 com geração FV	60
Tabela 12 - Fluxo de potência nas LTs ano 2018 com geração FV	61
Tabela 13 - Fluxo de potência nas linhas após uma contingência – ano 2018	63
Tabela 14 - Estado operativo das barras para o ano de 2019.....	64
Tabela 15 - Carregamento das linhas para o ano de 2019	64
Tabela 16 - Estado operativo das barras para o ano de 2019 com geração FV	65
Tabela 17 - Carregamento das linhas para o ano de 2019 com geração FV	65
Tabela 18 - Fluxo de potência nas linhas após uma contingência – ano 2019	66
Tabela 19 - Estado operativo das barras para o ano de 2020.....	68
Tabela 20 - Carregamento das linhas para o ano de 2020	68
Tabela 21 - Estado operativo das barras para o ano de 2020 com geração FV	69
Tabela 22 - Carregamento das linhas para o ano de 2020 com geração FV	69
Tabela 23 - Fluxo de potência nas linhas após uma contingência – ano 2020	70
Tabela 24 - Estado operativo das barras para o ano de 2021.....	70
Tabela 25 - Carregamento das linhas para o ano de 2021	71
Tabela 26 - Estado operativo das barras para o ano de 2021 com geração FV	71
Tabela 27 - Carregamento das linhas para o ano de 2021 com geração FV	72
Tabela 28 - Fluxo de potência nas linhas após uma contingência – ano 2021	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM	<i>Air Mass</i> , em inglês
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
LER	Leilão de Energia de Reserva
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWp	Megawatt-pico
ONS	Operador Nacional do Sistema
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica ou Usina Solar Fotovoltaica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	13
1.2	Objetivos	15
1.3	Estrutura do trabalho	16
2	CONEXÃO À REDE DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA	17
2.1	Energia Fotovoltaica	17
2.2	Sistema Fotovoltaico	18
2.2.1	<i>Painel fotovoltaico</i>	19
2.2.2	<i>Inversor Grid Tie</i>	20
2.3	Geração centralizada	21
2.4	Marco legal	23
2.5	Requisitos técnicos para a conexão de uma usina FV na rede básica	26
2.5.1	<i>Níveis de tensão</i>	27
2.5.2	<i>Geração/absorção de potência reativa</i>	27
3	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS NA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA	29
3.1	Fluxo de potência	29
3.1.1	<i>Definição</i>	29
3.1.2	<i>Sistema de equações e inequações do fluxo de potência</i>	30
3.1.3	<i>Métodos de solução do fluxo de potência</i>	32
3.1.3.1	<i>Método de Newton-Raphson</i>	32
3.1.3.2	<i>Método desacoplado rápido</i>	34
3.2	Softwares utilizados no cálculo do fluxo de potência	36
3.2.1	<i>Análise de redes elétricas – ANAREDE</i>	36
3.2.2	<i>PowerWorld Simulator</i>	38
4	ESTUDO DE CASO	41
4.1	Localização da usina solar fotovoltaica	41
4.2	Usina solar fotovoltaica	43
4.3	Integração da usina ao SIN	45
4.3.1	<i>Dados</i>	48
4.3.1.1	<i>Linhas de transmissão</i>	48

4.3.1.2	<i>Barras</i>	50
4.3.1.3	<i>Transformadores</i>	52
4.3.2	<i>Premissas e critérios</i>	53
4.4	Simulações e resultados	53
4.4.1	<i>Caso Base</i>	54
4.4.2	<i>Ano 2018 com geração fotovoltaica</i>	58
4.4.2.1	<i>Análise de contingências</i>	61
4.4.3	<i>Ano 2019</i>	63
4.4.4	<i>Ano 2019 com geração Fotovoltaica</i>	64
4.4.4.1	<i>Análise de contingências</i>	65
4.4.5	<i>Ano 2020</i>	67
4.4.6	<i>Ano 2020 com geração fotovoltaica</i>	68
4.4.6.1	<i>Análise de contingências</i>	69
4.4.7	<i>Ano 2021</i>	70
4.4.8	<i>Ano 2021 com geração fotovoltaica</i>	71
4.4.8.1	<i>Análise de contingências</i>	72
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	74
	REFERÊNCIAS	76
	ANEXO A – MAPA DA RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL HORIZONTAL MÉDIA ANUAL	
	ANEXO B – MAPA DA RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL HORIZONTAL MÉDIA ANUAL DA ALEMANHA	

1 INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa

A relação entre energia e o desenvolvimento socioeconômico é tão intrínseca que o consumo de energia *per capita* de um país pode ser utilizado como um indicador de condições sociais como mortalidade infantil, expectativa de vida e até mesmo de taxas de analfabetismo. Países desenvolvidos apresentam valores mais elevados de consumo de energia (usualmente expresso em tonelada equivalente de petróleo – tep) *per capita*, como por exemplo o Canadá, que em 2013 apresentou uma relação de 7,20 tep/*capita* enquanto o Brasil apresentava no mesmo ano uma relação de 1,48 tep/*capita*. (MME, 2015)

O acesso à energia elétrica melhora a qualidade de vida da população, pois proporciona o atendimento de demandas como iluminação e refrigeração de alimentos até a ampliação do acesso à informação/educação por meio de computadores, televisores, etc. Além disso, o consumo de energia é um reflexo do que acontece nos setores industriais, comerciais e de serviços, portanto não é possível dissociar o desenvolvimento de uma sociedade do consumo de energia.

É natural que os países em desenvolvimento apresentem um maior crescimento no consumo de energia, que é explicado pela estrutura econômica e social desse grupo, enquanto países desenvolvidos, que são caracterizados por uma economia relativamente estável onde não há tanto espaço para grandes aumentos na produção industrial ou no consumo de bens que necessitam do uso de energia, podem apresentar um recuo nesse consumo. Essa diminuição no consumo de energia em países desenvolvidos pode ser justificada por sua busca pela otimização de processos produtivos, transferência de parte da indústria pesada e de transformação para países em desenvolvimento além de políticas de eficiência energética. (ANEEL, 2008)

A partir da revolução industrial, com o uso de carvão mineral em máquinas e trens, houve um grande aumento no consumo de energia e um uso extensivo de combustíveis fósseis, principalmente o petróleo, que moldou estruturas políticas e econômicas do planeta. Entretanto, a crise do petróleo na década de 1970, em que houve um aumento substancial no preço do barril de petróleo, gerou inflação e recessão econômica nos países dependentes deste insumo levando à percepção da necessidade de diversificação da matriz energética desses países. Além disso, a característica não renovável dos combustíveis fósseis e o seu forte impacto ambiental (causado

pela emissão de gases causadores do efeito estufa) são fatores que aumentam o estímulo pela substituição desses combustíveis por outras fontes de energia.

A preocupação com a degradação do meio ambiente devido às emissões antrópicas foi motivação para um acordo internacional, o Protocolo de Quioto, criado em 1997, mas que entrou em vigor em 2005 buscando a diminuição das emissões dos gases de efeito estufa (GEE). Assim, a produção de energia – em particular da energia elétrica – adentrou o século XXI em busca do desenvolvimento sustentável. (ANEEL, 2008). As metas de redução das emissões de GEE variam para cada país e no primeiro período do compromisso (entre 2008 e 2012) para países desenvolvidos a meta era uma redução média de 5% em relação aos níveis de 1990, enquanto países em desenvolvimento não se comprometeram com metas de redução. No entanto, os problemas causados em virtude de um desenvolvimento não sustentável (principalmente o aquecimento global) ultrapassam barreiras nacionais e afetam o planeta como um todo. O desafio para o crescimento econômico com um menor impacto ambiental se torna maior em países em desenvolvimento, onde o consumo de energia tende a acompanhar o almejado crescimento econômico.

A substituição dos combustíveis fósseis por fontes renováveis para a geração de energia elétrica (energia eólica, solar, biomassa, entre outras) vem acontecendo nos países desenvolvidos que procuram a diversificação de sua matriz energética enquanto atendem critérios sociais e ambientais. No entanto, essa mudança no panorama energético necessita de incentivos governamentais, como aconteceu na Alemanha, pois o uso de combustíveis fósseis apresenta vantagens econômicas em muitos casos.

Alguns países da União Europeia investiram fortemente no uso de fontes de energia renováveis, o que os tornou líderes durante algum tempo no uso de algumas tecnologias, como a energia fotovoltaica. A Alemanha, por exemplo, detinha a maior parte de geração solar no mundo até que em 2015 foi ultrapassada pela China (1º) e pelos Estados Unidos (2º) (MME, 2016). No ano de 2018, os países que lideraram o ranking nesse tipo de geração são, respectivamente: China, Estados Unidos e Japão (IEA-PVPS, 2019).

O Brasil tem uma matriz elétrica predominantemente renovável, pois grande parte da geração de energia acontece nas usinas hidrelétricas. Então, o uso de outras fontes renováveis para a geração de energia se faz necessário para uma diversificação na matriz elétrica, garantindo segurança energética com base ambientalmente sustentável.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2019), no Banco de Informações de Geração (BIG) a parcela da geração hidrelétrica na matriz energética em

outubro de 2019 era de 63,88%, mas no passado o parque hidrelétrico chegou a representar 90% da capacidade instalada (ANEEL, 2008). Apesar das vantagens na geração de energia por fontes hídricas (baixa emissão de GEE e é uma fonte despachável) é necessária a implementação de outras fontes de energia, pois a construção de novas usinas hidrelétricas se torna cada vez mais difícil devido a entraves jurídicos, dificuldades de obtenção de licenças ambientais, pressão da sociedade contra novos empreendimentos hidráulicos, etc. Além disso, situações de escassez do recurso hídrico como a que aconteceu no triênio 2013-2015 fez com que houvesse o aumento do consumo de combustíveis fósseis nas usinas termelétricas para o atendimento da carga (EPE, 2016a), o que poderia ser evitado, ou pelo menos reduzido, caso a participação de outras fontes renováveis fosse mais expressiva.

A geração fotovoltaica no Brasil começou a ser utilizada no final do século passado com o desenvolvimento de programas de eletrificação rural, mas na última década é que houve um crescimento significativo graças à regulamentação da geração distribuída conectada à rede e à realização de leilões específicos para a contratação de usinas fotovoltaicas (EPE, 2016a).

O Brasil é um país favorecido por recursos naturais que podem ser utilizados para a geração de energia elétrica. O potencial hídrico, citado anteriormente, já é bastante utilizado (apesar de ainda haver muito espaço para ampliação) e a energia eólica já representa 9,11% da matriz elétrica nacional, mas a energia solar (em especial a fotovoltaica) ainda representa uma parcela ínfima na matriz elétrica: apenas 1,37% da geração (ANEEL, 2019) apesar dos altos níveis de irradiação em quase todo o país.

1.2 Objetivos

O objetivo geral desse trabalho é analisar a viabilidade da conexão elétrica de uma Usina Solar Fotovoltaica (UFV) de 200 MWp à rede básica, estudando qual seria o impacto no Sistema Interligado Nacional (SIN), através de simulações para diferentes cenários, utilizando a ferramenta computacional ANAREDE.

Os objetivos específicos são:

- Estudar os sistemas de geração fotovoltaica com foco na geração centralizada;
- Apresentar o problema do fluxo de potência e algumas das ferramentas computacionais disponíveis para auxiliar na resolução desse problema;
- Modelar o sistema a ser estudado utilizando o *software* ANAREDE;

- Analisar o impacto na qualidade de energia causado pela inserção dessa usina fotovoltaica no sistema através de estudos de integração;

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, especificados a seguir.

O capítulo 1 apresenta uma introdução dos temas abordados ao longo do trabalho, os objetivos e a estrutura do trabalho.

O capítulo 2 apresenta conceitos de energia solar fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos e geração centralizada. Além desses conceitos, o capítulo trata de alguns requisitos técnicos para a conexão à rede de parques fotovoltaicos.

O capítulo 3 expõe a definição de fluxo de potência e apresenta dois softwares que são utilizados no cálculo de fluxo de potência.

O capítulo 4 apresenta alguns dados da usina fotovoltaica proposta, sua localização e a simulação da conexão dessa usina à rede utilizando o *software* ANAREDE.

Por fim, o capítulo 5 mostra as conclusões obtidas a partir das simulações realizadas além da proposição de trabalhos futuros.

2 CONEXÃO À REDE DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

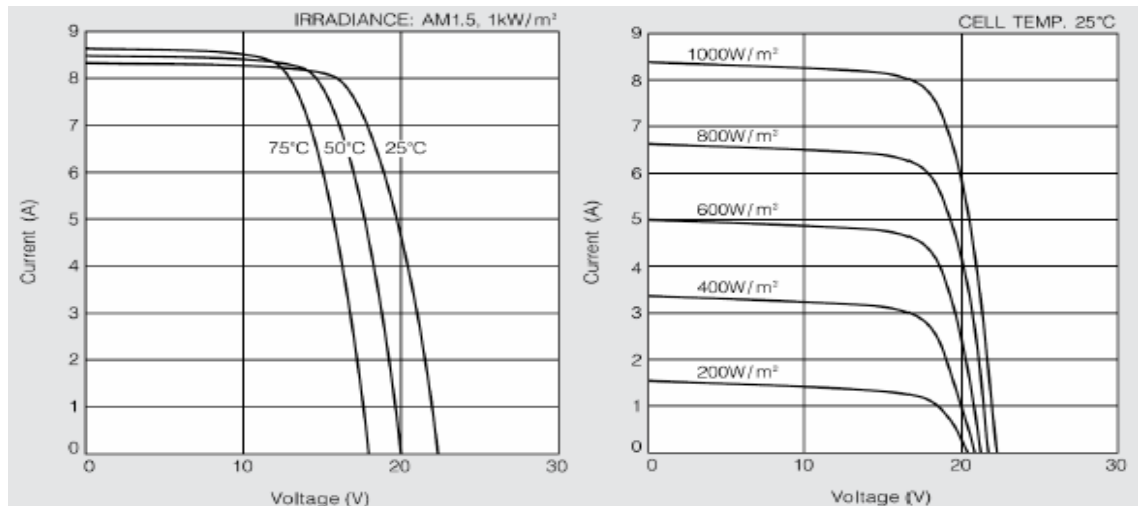
2.1 Energia Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta da radiação proveniente do sol em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico, 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, produzida pela absorção da luz. (EPE, 2016a).

As células fotovoltaicas (FV) 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, como o silício amorfo, o silício microcristalino, o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre-índio-gálio (CuInGaSe_2) e o disseleneto de cobre-índio (CuInSe_2). Existem 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 mais utilizadas comercialmente, representando aproximadamente 93% da produção total de células FV em 2015, sendo 68% dessa produção de células de silício policristalino (FRAUNHOFER ISE, 2016). Apesar de apresentarem uma menor eficiência, as células de silício policristalino são mais utilizadas porque seu processo de fabricação é mais simples, diminuindo o custo final da célula.

A eficiência de conversão das células FV é medida pela proporção da radiação solar incidente na superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Os principais fatores que afetam a eficiência das células FV são a temperatura ambiente de operação e a intensidade de irradiação solar. A eficiência de conversão é reduzida em aproximadamente 1% ao ano até o final da vida útil das células (EPE, 2012). A Figura 1 apresenta curvas de tensão e corrente, de uma associação de células FV, para diferentes valores de temperatura e irradiação.

Figura 1 - Curvas características das células fotovoltaicas



Fonte: (EPE, 2012)

A corrente gerada pelas células FV decresce à medida que a irradiação sobre a superfície das células diminui ou que a temperatura sobre as células aumenta, conforme apresentado na figura 1. Então, é interessante 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 que está localizado em uma região com incidência mais vertical dos raios solares, como pode ser visto no mapa de irradiação global presente no Anexo A. Além disso, a proximidade à linha do equador faz com que a incidência solar varie pouco ao longo do ano. Essas são algumas condições que propiciam ao país vantagens para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica.

2.2 Sistema Fotovoltaico

Existem diversos tipos de sistemas fotovoltaicos, que variam de acordo com sua aplicação e complexidade, podendo ser classificados como *on-grid* (conectados à rede), *off-grid* (isolados) ou ser uma combinação entre esses dois (operam tanto conectados à rede como isolados). Em geral, os sistemas conectados à rede têm um menor custo por kW para sua instalação e manutenção, além de uma maior eficiência (WHITAKER *et al.*, 2012) e são relativamente mais simples, formados basicamente por um dispositivo fotovoltaico (módulo ou painel) e um inversor eletrônico.

Apesar de um maior custo, principalmente devido à necessidade de um sistema de armazenamento de energia, os sistemas FV isolados apresentam-se como uma alternativa viável

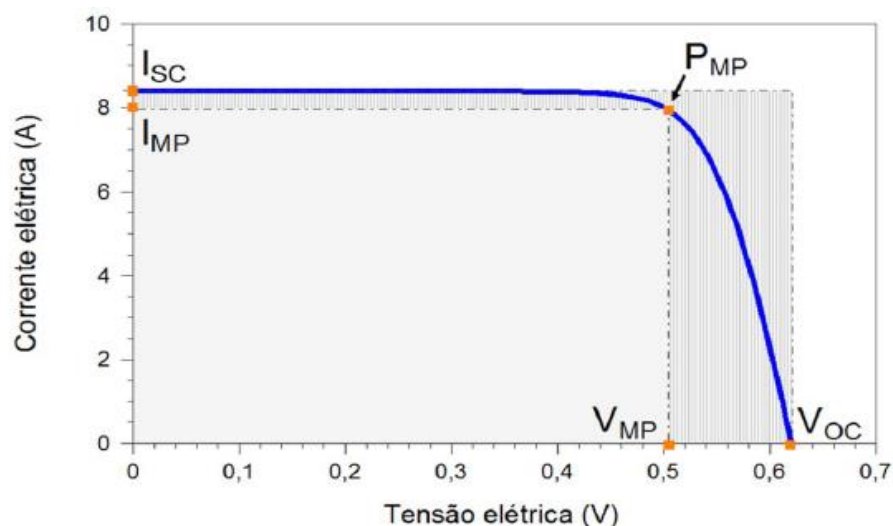
no atendimento de áreas remotas, já que evitam a construção de sistemas de transmissão e distribuição de energia ou os custos de aquisição e transporte de combustíveis como o diesel, por exemplo.

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid* podem ser conectados tanto à rede de transmissão como à rede de distribuição, de forma distribuída (pequenas unidades residenciais ou comerciais, por exemplo) ou centralizada (grandes plantas geradoras) e representam aproximadamente 99% da capacidade instalada da energia FV no mundo (EPE, 2016a). O foco desse trabalho é a geração centralizada conectada à rede básica, portanto, não serão abordados componentes de sistemas isolados como baterias ou controladores de carga.

2.2.1 Painel fotovoltaico

Uma célula fotovoltaica possui tensão entre 0,5 V (tensão no ponto de potência máxima) e 0,6 V (tensão de circuito aberto) e potência na faixa de 4 W conforme apresentado na Figura 2, que ilustra a curva que relaciona corrente e tensão (I-V) típica de uma célula FV de silício. 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 (PINHO; GALDINO, 2014). Alguns importantes parâmetros elétricos podem ser obtidos a partir da curva I-V, como a corrente de curto-circuito (I_{SC}), a tensão de circuito aberto (V_{OC}), a potência máxima (P_{MP}) e os valores de corrente e tensão no ponto de potência máxima (I_{MP} e V_{MP} , respectivamente).

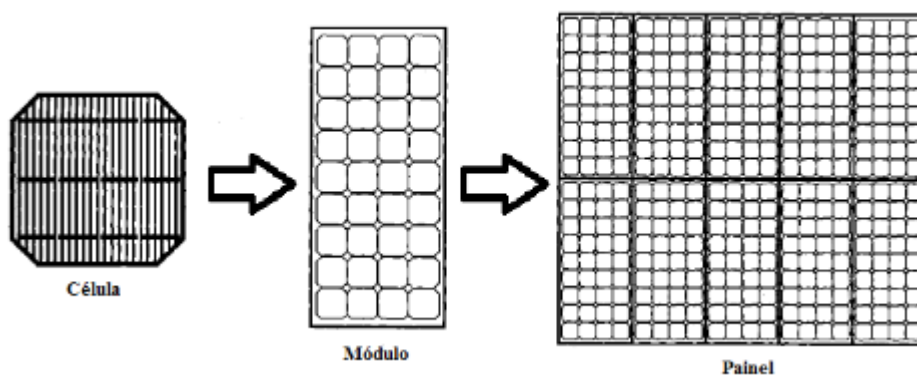
Figura 2 - Corrente versus tensão em uma célula fotovoltaica de silício



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Entretanto, para a maior parte das aplicações esses valores de tensão, corrente e potência das células FV não são convenientes, então as células são arranjadas em ligações série-paralelo formando os módulos fotovoltaicos. A associação em série das células eleva a tensão de saída do módulo e a associação em paralelo aumenta a corrente fornecida pelo módulo. Para o atendimento de cargas maiores e, principalmente, para que possam ser usados conectados à rede faz-se a ligação série-paralelo entre os módulos FV, com o propósito de elevar a tensão e a corrente na saída do arranjo FV, que possuem individualmente tensões como 12 V ou 24 V. Esses arranjos entre os módulos formam os painéis fotovoltaicos. A Figura 3 ilustra as associações entre células e módulos FV.

Figura 3 - Célula, módulo e painel fotovoltaico



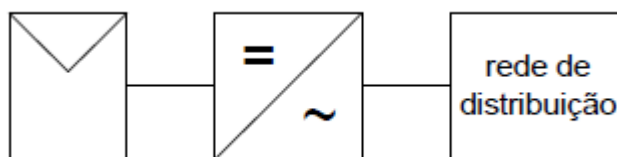
Fonte: (RIBEIRO, 2012)

2.2.2 Inversor Grid Tie

A energia elétrica na saída dos módulos fotovoltaicos é em corrente contínua (CC), tornando inviável a aplicação direta dessa energia em grande parte dos equipamentos, que funcionam com corrente alternada (CA), ou a injeção desta na rede elétrica.

Para que um sistema fotovoltaico possa ser utilizado conectado à rede é necessária a conversão da corrente contínua para corrente alternada, que é realizada utilizando-se um inversor eletrônico *grid tie*. A Figura 4 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica. De acordo com Pinho e Galdino (2014) os inversores são equipamentos de alta eficiência (até 98%) e podem ser classificados basicamente em três tipos: inversores centrais, *string* e microinversores.

Figura 4 - Sistema FV conectado à rede



Fonte: Adaptada de (ALMEIDA, 2012)

Os inversores centrais são inversores de grande porte, com potência da ordem de centenas de kW até MW, que geralmente são utilizados em usinas fotovoltaicas. 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 o design da planta, reduzem o uso de cabos e facilitam a detecção de problemas em algum dos módulos FV, mas requerem maior investimento inicial (EPE,2016a).

2.3 Geração centralizada

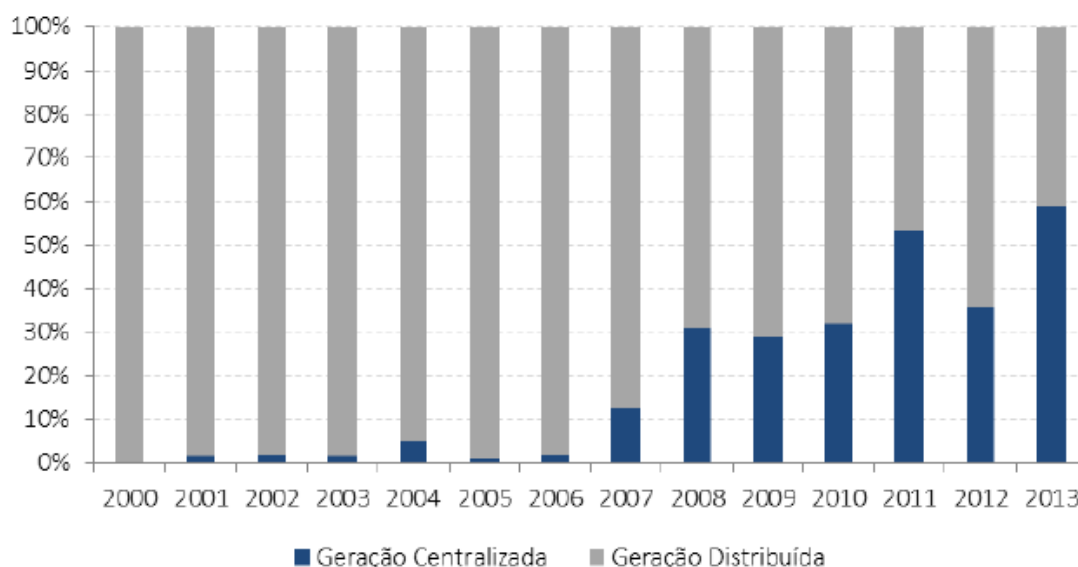
Uma usina solar fotovoltaica ou parque fotovoltaico é essencialmente a ampliação de um sistema *on-grid* de pequeno porte, que é formado pelos módulos FV e inversores. No entanto, como a conexão à rede é feita em tensões mais elevadas como 69 kV ou 230 kV, por exemplo, é necessário que a energia elétrica, após processo de transformação CC-CA, passe por uma subestação elevadora para que possa ser transportada aos locais de consumo.

Devido à sua simplicidade, um parque fotovoltaico pode ser construído em pouco tempo, em geral menos de um ano, e possui a vantagem de poder ser instalado próximo aos centros consumidores. Além disso, por não possuírem em sua maioria grande sofisticação mecânica ou utilização de fluidos de trabalho, os parques fotovoltaicos são instalações de grande robustez (a garantia dos fabricantes de módulos FV costuma ser de 25 anos) e que demandam pouca manutenção (limpeza dos módulos, por exemplo) que pode ser realizada à noite, sem interferir na operação da usina (EPE, 2016a).

A geração distribuída de energia fotovoltaica já é uma realidade no Brasil e no mundo há alguns anos e representava a maior parte da potência instalada de sistemas FV. No entanto, com a queda dos custos dos sistemas FV, a partir de 2007 é possível observar uma

tendência no aumento da participação de usinas fotovoltaicas no total da capacidade instalada mundial (EPE, 2016a), como ilustra a Figura 5.

Figura 5 - Distribuição da capacidade instalada anual



Fonte: (EPE, 2016a)

As usinas FV apresentam-se como uma boa opção para países que possuem uma matriz energética muito dependente de combustíveis fósseis, pois além de diminuir a dependência desses recursos limitados ajudam a preservar o meio ambiente com uma menor emissão de gases poluentes. Países como Alemanha, Itália, Portugal e Espanha optaram por esse sistema e hoje são destaques na geração de energia elétrica através de usinas fotovoltaicas (PINHO e GALDINO, 2014).

O Brasil possui uma matriz de energia elétrica predominantemente hídrica, que é uma fonte de energia limpa, mas que apresenta entraves de natureza ambiental e judicial à sua expansão. De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) de outubro de 2019 elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) mais da metade da capacidade de geração instalada (63,88%) provém de hidrelétricas. Assim, os parques fotovoltaicos surgem como uma alternativa limpa e renovável de diversificação da matriz elétrica nacional aumentando a segurança do abastecimento. No entanto, os parques FV ainda apresentam números pouco expressivos na capacidade instalada, que de acordo com o BIG da ANEEL em outubro de 2019 é de 2,3 GW (aproximadamente 1,37% da potência instalada), porém, se comparado com o valor de abril de 2017 que era de 23,76 MW (0,02% da potência instalada)

observa-se um crescimento de aproximadamente 9500% na potência instalada dessa fonte de geração de energia nesse período.

A primeira usina FV em escala comercial implantada no Brasil foi inaugurada em 2011, a partir de uma iniciativa privada, com capacidade de 50 MW, mas a potência instalada nesse ano era de 1 MW, no município de Tauá-CE (EPE, 2016a) e as maiores usinas FV do país atualmente são da ordem de 30 MW, que foram inauguradas a partir de setembro de 2017 em municípios da Bahia, Minas Gerais e Piauí. O complexo de Pirapora-MG mostrado na Figura 6, que utiliza mais de 1 milhão de painéis FV, conta atualmente com 11 usinas FV e a potência total instalada no complexo é de 321 MW (ANEEL, 2017), sendo a maior usina solar FV em operação no Brasil.

Figura 6 - Usina solar fotovoltaica de Pirapora-MG



Fonte: (EDF, 2017)

Atualmente existem aproximadamente 3.000 usinas solares em operação no Brasil que totalizam a capacidade instalada de 2,3 GW, porém outras 24 usinas se encontram em fase de construção e outras 106 usinas foram contratadas, mas não tiveram sua construção iniciada. Assim, de acordo com o BIG da ANEEL (2019) a participação na matriz elétrica brasileira para a fonte solar seria de mais de 6 GW ao final da construção dessas 130 novas usinas.

2.4 Marco legal

Recentemente, a ANEEL começou a tomar medidas com o objetivo de reduzir as barreiras para a implantação da geração FV conectada à rede. A Consulta Pública nº 15/2010, disponibilizada pela ANEEL, que contou com a participação de diversos agentes da área de engenharia elétrica, desde geradoras e representantes da área de distribuição até consumidores,

acabou resultando na formulação de duas resoluções normativas importantes que afetam diretamente a conexão de geradores fotovoltaicos no sistema elétrico: as resoluções normativas nº 481 e nº 482, ambas de 17 de abril de 2012 (PALUDO, 2014).

A Resolução Normativa nº 481 estabelece 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, durante os dez primeiros anos de operação da usina. O desconto mencionado, será reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina e as usinas que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017 farão jus ao desconto de 50% nas tarifas (ANEEL, 2012).

A Resolução Normativa nº 482 visa introduzir condições gerais para a conexão de microgeração (potência instalada até 100 kW) e minigeração (potência instalada de 100 kW até 1 MW) distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. No entanto, em outubro de 2019 a ANEEL abriu uma consulta pública com o intuito de rever as regras para a modalidade de geração distribuída, algumas das novas regras propostas são: a cobrança pelo uso da rede e de encargos setoriais.

Além das resoluções normativas citadas anteriormente outro importante fator que viabilizou a implantação da geração fotovoltaica foi a realização de leilões específicos para sua contratação na forma de plantas centralizadas (EPE,2016a), tendo o primeiro leilão, promovido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com essas características ocorrido em 2014 (EPE, 2014).

No Leilão de Energia de Reserva de 2014 (LER/2014), tratando-se de empreendimentos fotovoltaicos, houveram 400 projetos cadastrados, somando 10.790 MW de potência instalada. No entanto, foram habilitados tecnicamente pela EPE 83% dos empreendimentos cadastrados, totalizando 331 projetos como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Projetos fotovoltaicos habilitados tecnicamente no LER/2014

Estados	Projetos	Oferta (MW)
Bahia	155	4.198
Piauí	45	1.228
Pernambuco	35	912
São Paulo	25	745
Paraíba	24	630

Rio Grande do Norte	18	460
Ceará	15	324
Minas Gerais	10	293
Tocantins	2	60
Goiás	2	20
Total	331	8.871

Fonte: (EPE, 2014)

Dos 331 projetos habilitados, foram contratados 31 totalizando 769,10 MW (EPE,2014).

No 2º LER/2015, foram 649 projetos de empreendimentos fotovoltaicos cadastrados, somando 20.943 MWp de potência instalada, mas foram habilitados tecnicamente pela EPE 76% dos empreendimentos cadastrados, um total de 493 projetos distribuídos em alguns estados como apresenta a Tabela 2. Percebe-se que há um aumento gradativo de projetos cadastrados a cada leilão, o que pode representar maior confiança do mercado na fonte fotovoltaica (EPE, 2016b).

Tabela 2 - Projetos fotovoltaicos habilitados tecnicamente no 2º LER/2015

Estados	Projetos	Oferta (MW)
Bahia	140	3.717
Ceará	30	754
Goiás	4	60
Minas Gerais	43	1.225
Mato Grosso do Sul	1	20
Paraíba	17	430
Pernambuco	47	1.315
Piauí	79	2.047
Rio Grande do Norte	68	1.900
São Paulo	43	1.235
Tocantins	21	455
Total	493	13.159

Fonte: (EPE, 2016b)

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

A conexão à rede é feita de acordo com a disponibilidade da região onde se localiza a usina FV. De uma maneira geral, as opções possíveis são as redes de distribuição, a rede básica ou as demais instalações de transmissão (DIT). A escolha entre uma das opções disponíveis depende, principalmente, da potência a ser injetada na rede e do nível de tensão. O sistema elétrico pode ser classificado de acordo com o seu nível de tensão ou de acordo com a função da rede, sendo usualmente: 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). Entretanto, apesar dessa classificação considerando a função da rede, linhas de subtransmissão de tensões inferiores (69 kV ou menos) tendem a ser projetadas e operadas como linhas de distribuição e as linhas de subtransmissão com tensões acima de 69 kV, são usualmente operadas como linhas de transmissão (CUSTÓDIO, 2013).

As linhas de transmissão transportam a energia elétrica por distâncias mais longas e com níveis de potência maiores, geralmente 200 MW ou mais. As linhas de subtransmissão e de distribuição transportam energia elétrica por distâncias menores e com potências mais baixas, se comparadas à rede transmissão. Portanto, as usinas FV de pequeno porte podem ser conectadas às redes de subtransmissão e de distribuição e usinas com potência instalada da ordem de 100 MW (ou maiores) são, normalmente, conectadas na rede de transmissão (CUSTÓDIO, 2013).

Com o intuito de orientar e fornecer as informações necessárias para o planejamento e programação da operação eletroenergética, de supervisão e controle da operação do sistema em tempo real e de administração da transmissão, foram elaboradas um conjunto de normas técnicas: os Procedimentos de Rede. Entre outros aspectos, esse documento, constituído de 25 módulos, trata de como deve ser feita a conexão de geradores nos sistemas de transmissão de energia ao determinar alguns critérios mínimos relacionados à qualidade de energia elétrica, operação e proteção do sistema elétrico.

Nas seções seguintes deste capítulo serão apresentados alguns dos requisitos técnicos de operação e conexão de parques fotovoltaicos no sistema de transmissão, sendo o foco nos parâmetros relacionados à qualidade de energia da rede que serão utilizados como referência, no capítulo 4, neste trabalho para a etapa de simulação computacional.

Apesar de as normas versarem sobre diversos requisitos para a qualidade de energia da rede, nem todos serão analisados neste trabalho já que as simulações computacionais serão feitas utilizando o cálculo de fluxo de carga, ou seja, considerando-se a rede estática.

2.5.1 Níveis de tensão

Os níveis de tensão nas barras são determinantes para a qualidade de energia elétrica e podem variar dentro de valores estabelecidos sem prejuízos para o sistema. As margens de regulação da tensão dependem dos níveis de tensão associados e os seus valores para as condições operativas normal e de emergência, definidos no submódulo 23.3 do Procedimentos de Rede, se encontram na Tabela 3.

Tabela 3 - Níveis de tensão admissíveis

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

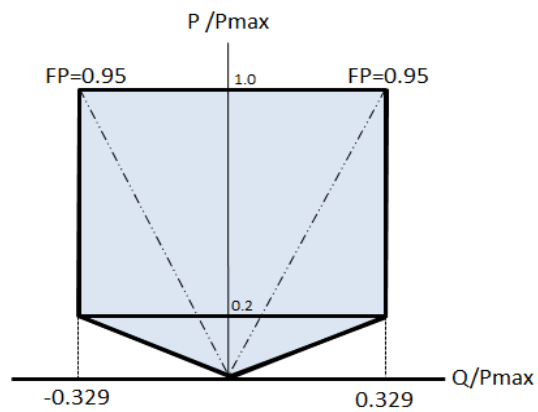
Fonte: (ONS, 2016)

2.5.2 Geração/absorção de potência reativa

A tensão e a potência reativa possuem um forte acoplamento, portanto é necessário que haja um controle da injeção e da absorção de potência reativa em uma barra a fim de garantir que a tensão não ultrapasse os limites de operação desejáveis.

Com relação à geração/absorção de reativos, segundo consta no submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, no ponto de conexão a central geradora deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 7.

Figura 7 - Geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão



Fonte: (ONS, 2016)

Nos casos em que não houver geração de potência ativa a central geradora FV deverá possuir recursos para fornecer à rede sua capacidade de geração/absorção de potência reativa, com o intuito de atender ao requisito mínimo de propiciar injeção/absorção nula no ponto de conexão.

3 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS NA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA

3.1 Fluxo de potência

O fluxo de potência é uma das ferramentas básicas utilizadas para a análise dos sistemas elétricos de potência (SEP), tanto para a operação quanto para o planejamento do sistema, de forma a garantir a qualidade da energia, a melhor operação do sistema e a segurança energética das cargas. Essa análise é feita considerando o sistema estático, ou seja, as variações do sistema no tempo devem ser lentas o bastante para que possam ser ignorados os efeitos transitórios (MONTICELLI, 1983). Para os estudos dos efeitos transitórios no sistema outras ferramentas devem ser utilizadas.

O Brasil, por ser um país de grande extensão territorial e onde grande parte da geração de energia elétrica acontece distante dos grandes centros de carga, possui um sistema de transmissão bastante complexo: o sistema interligado nacional (SIN). Nas últimas décadas, o grande aumento da demanda de energia elétrica tornou ainda mais complexa a atividade de operação e controle do SEP, portanto torna-se indispensável o uso de ferramentas computacionais que auxiliem nos cálculos de fluxo de carga.

3.1.1 Definição

O fluxo de potência (ou fluxo de carga) tem como objetivo o cálculo do estado de operação da rede elétrica para determinadas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais, utilizando um conjunto de equações e inequações algébricas, portanto, considerando-se a rede estática (MONTICELLI, 1983).

As equações básicas do fluxo de carga são obtidas a partir da Primeira Lei de Kirchhoff, ou seja, deve ser imposta a condição de conservação de potência ativa e reativa nos nós do sistema, assim, 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 componentes 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. Os fluxos de potência dos componentes internos da rede são expressos como funções das tensões de seus nós terminais, de acordo com a Segunda Lei de Kirchhoff.

Na formulação 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

Dependendo de quais são as duas variáveis conhecidas, 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. Essa barra é 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.
- Barra PQ: são conhecidos P_k e Q_k e as variáveis V_k e Θ_k são calculadas. Essa barra é utilizada para representar a barra de carga.
- Barra PV: são conhecidos P_k e V_k e as variáveis Q_k e Θ_k são calculadas. Essa barra é utilizada para representar a barra de geração (incluindo compensadores síncronos).

Esses são os tipos de barras utilizadas na formulação básica e são as mais frequentes e importantes no cálculo de fluxo de carga, entretanto existem algumas situações particulares em que outros tipos de barras podem ser utilizados (PQV, P e V).

Geralmente, para o estudo do fluxo de potência o sistema é considerado equilibrado, logo só é utilizada a componente de sequência positiva. Além disso, esse estudo é baseado em um modelo nodal e utiliza a matriz de admitância de barra, pois ela é simétrica e esparsa o que demanda um menor esforço computacional se comparado à utilização da matriz de impedância de barra.

3.1.2 Sistema de equações e inequações do fluxo de potência

O conjunto de equações do problema de fluxo de potência é formado por duas equações para cada barra, cada uma representando a imposição da Primeira Lei de Kirchhoff para as potências ativas e reativas injetadas em cada barra, que devem ser iguais à soma dos fluxos que deixam a barra através de linhas de transmissão, transformadores, etc.

(MONTICELLI, 1983). Essa imposição para as potências ativa e reativa pode ser expressa 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_k^{sh} : componente da injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* da barra k (sendo $Q_k^{sh} = b_k^{sh} V_k^2$).

b_k^{sh} : susceptância *shunt* da LT.

As equações (3) e (4) apresentam o 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 ;

O conjunto de inequações que devem ser consideradas no problema do fluxo de carga é gerado a partir de algumas restrições operacionais como, 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:

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

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

3.1.3 Métodos de solução do fluxo de potência

As equações de fluxo de potência são não-lineares, portanto, não é possível sua solução através de processos diretos de análise de malha ou de análise nodal, sendo necessários processos iterativos de cálculo numérico para a solução dessas equações (determinação das incógnitas V e θ para as barras do sistema).

Existem diversos métodos para a solução do fluxo de carga, alguns baseados na matriz admitância Y_{BARRA} , como por exemplo o método de Gauss-Seidel, têm a vantagem de uma formulação mais simples e uma menor necessidade de memória, porém, apresentam uma convergência lenta devido ao fraco acoplamento entre variáveis.

Alguns outros métodos utilizados são: o método de Newton-Raphson, o método desacoplado rápido e o fluxo de potência linearizado. Esses três métodos são utilizados no software ANAREDE, mas o fluxo de potência linearizado só é usado em situações específicas, pois a parte reativa do fluxo de potência é desprezada nesse método. Assim, esse pode ser utilizado como uma forma de determinar com boa precisão e baixos custos computacionais a distribuição dos fluxos de potência ativa em um sistema de transmissão.

O método desacoplado rápido e o método de Newton-Raphson são mostrados com mais detalhes nas seções seguintes.

3.1.3.1 Método de Newton-Raphson

É um dos métodos numéricos mais conhecidos e utilizados para a resolução de sistemas de equações não-lineares, pois é um método robusto que converge quase sempre com poucas iterações. Além disso, a convergência independe da dimensão do sistema e não é sensível à escolha da barra de referência. No entanto, para a resolução do sistema por esse

método, uma solução inicial deve ser fornecida para o processo iterativo e a convergência está relacionada com a escolha deste ponto inicial. Caso essa solução inicial que é fornecida esteja muito distante da solução real do problema, há a possibilidade de divergência da solução no processo iterativo. A solução inicial geralmente utilizada é chamada de “flat start” ou “partida plana”, onde os ângulos das barras PQ e PV são igualados a zero e as tensões nas barras PQ são consideradas iguais a 1.0 p.u. O “flat start” pode ser considerado como um bom ponto de partida para a solução iterativa, visto que para sistemas reais os ângulos de PQ e PV são pequenos e as tensões permanecem em torno de 1.0 p.u.

A aplicação do método de Newton-Raphson na solução de fluxo de carga é feita da seguinte maneira:

- i. Soluciona-se as equações básicas (3) – para as barras PQ e PV - e (4) – para as barras PQ, encontrando-se os valores P_k^{calc} e Q_k^{calc} ;
- ii. Calcula-se os resíduos de potência (*power mismatches*) de acordo com as equações (7) e (8):

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc}, k \in \{PQ, PV\} \quad (7)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc}, k \in \{PQ\} \quad (8)$$

- iii. O seguinte sistema matricial é então resolvido:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(i)} = - \mathbf{J}^{(i)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (9)$$

onde a matriz \mathbf{J} é chamada de matriz jacobiana, uma matriz de derivadas dada por:

$$\mathbf{J} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \quad (10)$$

As submatrizes \mathbf{H} , \mathbf{N} , \mathbf{M} e \mathbf{L} da matriz jacobiana, possuem seus elementos dados por:

$$\left\{ \begin{array}{l} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \end{array} \right. \quad (11)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k(G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k \cdot G_{kk} + \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \end{array} \right. \quad (12)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \end{array} \right. \quad (13)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) \end{array} \right. \quad (14)$$

Onde os termos com índice kk referem-se aos termos da diagonal principal e os índices km aos termos fora da diagonal principal.

- iv. Atualizam-se as variáveis e a estimativa para a próxima iteração (caso ainda não tenha convergido) passa a ser:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (15)$$

com,

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}_{(i)}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(i)} \quad (16)$$

Esse algoritmo é executado até que a solução seja encontrada, o que ocorre normalmente com um número reduzido de iterações, pois apesar de teoricamente o problema de fluxo de potência possuir tantas soluções quanto o número de barras presentes no sistema, na prática a solução aceitável é bem distinta das demais (SALGADO, 2001). Assim, ou a solução correta é encontrada após um número geralmente pequeno de iterações ou a solução diverge.

3.1.3.2 Método desacoplado rápido

Esse método é baseado entre o forte acoplamento entre as variáveis P θ e QV, ou seja:

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} \gg \frac{\partial P}{\partial V} \quad \text{e} \quad \frac{\partial Q}{\partial V} \gg \frac{\partial Q}{\partial \theta} \quad (17)$$

Por esse motivo as submatrizes **M** e **N** podem ser desprezadas e a equação (9) passa a ser:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{L} \end{bmatrix}^{(i)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (18)$$

Assim, a matriz jacobiana para esse método apresenta uma grande quantidade de elementos nulos, diminuindo o esforço computacional, requerendo menos memória e tornando a convergência mais rápida.

Algumas considerações são feitas com o intuito de acelerar a convergência do método como, por exemplo:

- Divisão das equações de resíduos pelo respectivo módulo da tensão, resultando no seguinte sistema:

$$\begin{cases} \left[\frac{\Delta P}{V} \right]^{(i)} = [\mathbf{H}']^{(i)} \cdot [\Delta \theta]^{(i)} \\ \left[\frac{\Delta Q}{V} \right]^{(i)} = [\mathbf{L}']^{(i)} \cdot [\Delta V]^{(i)} \end{cases} \quad (19)$$

Onde as componentes das submatrizes **H'** e **L'** são expressas por:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{H}'_{km} = -V_m(G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \\ \mathbf{H}'_{kk} = \frac{Q_k^{calc}}{V_k} + B_{kk} \cdot V_k \end{array} \right. \quad (20)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{L}'_{km} = B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) - G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) \\ \mathbf{L}'_{kk} = B_{kk} - \frac{Q_k^{calc}}{V_k^2} \end{array} \right. \quad (21)$$

O método desacoplado rápido diminui o esforço computacional, mas aumenta o número de iterações se comparado ao método de Newton-Raphson. Além disso, para que o método convirja a rede deve apresentar alguns parâmetros como, por exemplo, uma alta relação

x/r , que ocorre geralmente nos sistemas de transmissão, mas que não é verdadeira para os sistemas de distribuição.

3.2 *Softwares utilizados no cálculo do fluxo de potência*

Para se conhecer completamente o estado de uma rede é preciso determinar os valores da magnitude e do ângulo da tensão para todas as barras dessa rede. Um sistema de n barras apresenta, portanto, $2n$ valores que devem ser especificados. No entanto, para a barra de referência da rede os valores de magnitude e ângulo da tensão são previamente conhecidos e para as barras do tipo PV os valores de magnitude da tensão também são conhecidos. Assim sendo, o número de equações que devem ser resolvidas para uma determinada rede é dado pela equação (15):

$$N_{PV} + 2N_{PQ} \quad (15)$$

Onde:

N_{PV} : número de barras do tipo PV do sistema

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

Então, a solução do problema de fluxo de potência para grandes sistemas torna-se uma tarefa complexa, não só pela resolução não trivial das equações do fluxo de carga como também devido ao elevado número de equações que devem ser solucionadas. Assim, os softwares são grandes aliados na resolução de cálculos de fluxo de carga, principalmente quando o sistema possui muitas barras tornando inviável a resolução manual.

Existem diversos softwares que são utilizados para resolução desse problema e dois deles são apresentados nas seções posteriores.

3.2.1 *Análise de redes elétricas – ANAREDE*

No cenário nacional é o programa computacional mais utilizado para a análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente, sendo utilizado por entidades setoriais como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME), etc. Desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia

Elétrica (CEPEL) o ANAREDE possui um conjunto de aplicações computacionais que visam auxiliar na realização de estudos nas áreas de operação e planejamento de sistemas elétricos de potência. A partir da versão V09.07.02, esse conjunto de aplicações é formado pelos seguintes programas (CEPEL,2011):

- 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

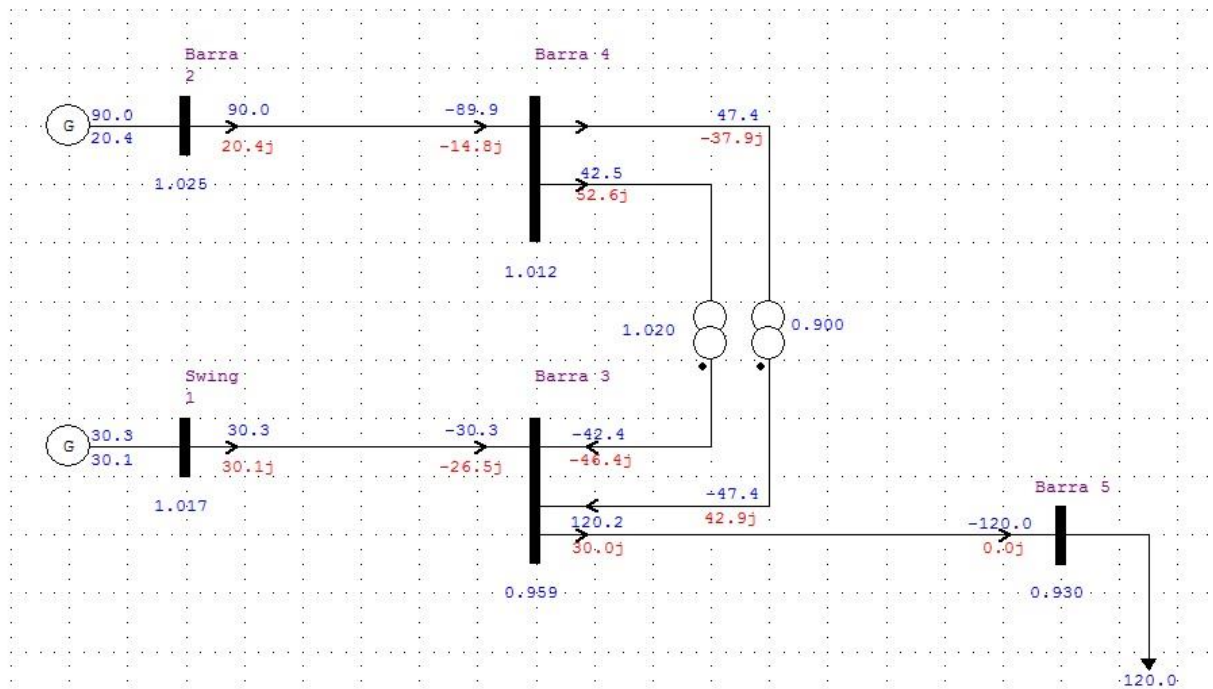
Em versões anteriores o programa contava apenas com uma interface por linha de comando, o que dificultava o seu uso, mas as versões mais recentes, apesar de ainda possuírem a opção de utilização por linha de comando, apresentam uma interface gráfica que torna o uso do programa mais intuitivo, podendo o usuário escolher qual das interfaces irá utilizar.

O programa possui uma capacidade de resolver um sistema de 20.000 barras CA e outros elementos como transformadores, motores, etc. possuem uma limitação que é apresentada no manual do usuário do ANAREDE. Como foi citado anteriormente, o programa de fluxo de potência utiliza os métodos de Newton-Raphson, desacoplado rápido e o fluxo de potência linearizado para a resolução dos sistemas. No entanto, o método desacoplado rápido é o *default* e para a utilização do método de Newton-Raphson é necessária a ativação da opção *NEWT*.

Os elementos do circuito 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 e, para essa versão do programa, os transformadores defasadores possuem ângulos fixos.

O advento da interface gráfica no *software* facilitou tanto o seu uso quanto a visualização e análise dos resultados após o cálculo do fluxo de potência de um sistema, que é exibido em forma de relatório bem como no próprio diagrama unifilar representativo do sistema. Nas Figuras 8 e 9 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 8- Diagrama unifilar após o cálculo do fluxo de potência



Fonte: Autoria própria.

Figura 9 - Dados das barras do circuito apresentados em relatório

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V09.07.05 PAG. 1

Caso Sistema Teste 5 Barras
RELATORIO DE BARRAS CA DO SISTEMA * AREA 1 *

NUM.	BARRA NOME	TENSÃO		GERACAO		INJECAO EQUIV		CARGA		ELO CC		SHUNT		MOTOR		
		TP	MDD	ANG	MW	Mvar\	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar	EQUIV	MW	Mvar
				CE Mvar								SHUNT L				
1	Swing	2	1.017	0.0	30.3	30.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	Barra	1	1.025	3.5	90.0	20.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	Barra 3	0	0.959	-3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	Barra 4	0	1.012	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30	Barra 5	0	0.930	-17.6	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fonte: Autoria própria.

3.2.2 PowerWorld Simulator

Os SEP, como dito anteriormente, possuem um elevado número de elementos a serem analisados, além de ser um sistema cada vez mais interligado o que exige um controle ainda maior na busca da garantia de confiabilidade. Assim, as ferramentas computacionais utilizadas com esse propósito buscam auxiliar não somente na resolução de problemas como,

por exemplo, o fluxo de potência, mas também uma maneira prática, rápida e intuitiva de apresentar os resultados dessa resolução.

As interfaces gráficas, cada vez mais comuns nesse tipo de *software*, são desenvolvidas com o propósito de facilitar a análise de SEP traduzindo os diversos resultados numéricos de um determinado sistema em imagens que representam suas condições de operação, podendo ser analisadas mais rapidamente e permitindo que em caso de falhas ou de situações que necessitem de algum tipo de intervenção essas possam ser feitas com menor impacto no sistema e com maior rapidez.

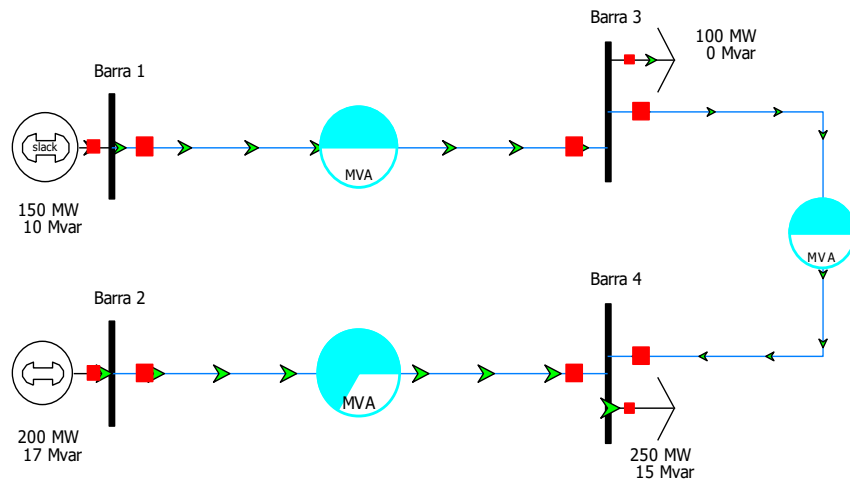
O PowerWorld Simulator é um pacote de simulação de SEP que reúne ferramentas tais como: análise de fluxo de potência, análise de contingência, análise de curto circuito, além de análises financeiras para o SEP. A partir da versão 16 outras ferramentas foram incluídas, como por exemplo um recurso para estudo de estabilidade transitória do sistema. A versão 20 (versão atual) tem a capacidade de resolver problemas de fluxo de potência em sistemas de até 250.000 barras e conta com uma interface gráfica de fácil uso e de alta interatividade.

Os resultados das análises são expostos de maneira didática e de fácil compreensão, por exemplo, na Figura 10 encontra-se um 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.

Outro recurso de visualização oferecido pelo software são os gráficos do tipo pizza que mostram de maneira simples o carregamento das linhas. Na Figura 10 os gráficos aparecem na cor azul, pois não há violação da capacidade das linhas, mas na Figura 11 há uma linha operando próximo de sua capacidade máxima (com 84% de carregamento) e outra operando sobrecarregada (150%), e os seus gráficos aparecem nas cores laranja e vermelho, respectivamente, simplificando a análise de fatores que devem ser corrigidos para um funcionamento confiável do sistema.

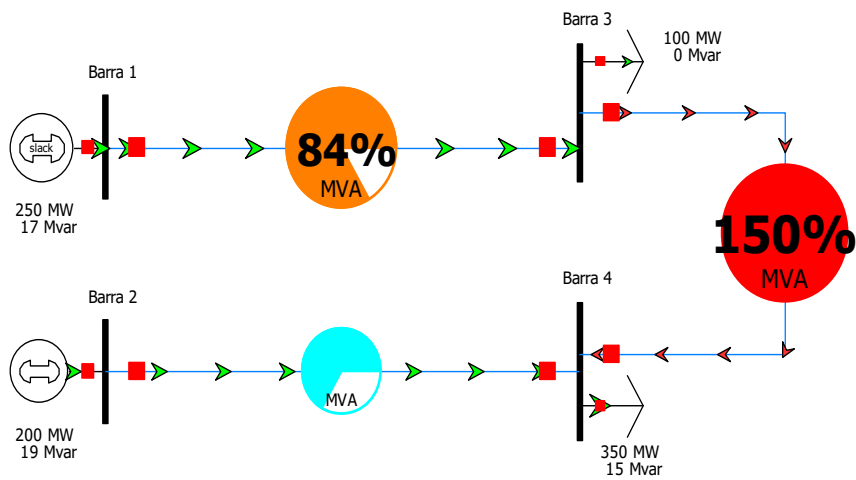
O PowerWorld conta com várias ferramentas de visualização para auxiliar nas análises do SEP tornando-se um *software* mais fácil de ser utilizado, quando comparado ao ANAREDE, inclusive existe a opção de animação nos casos de fluxo de potência o que propicia o seu uso para fins didáticos.

Figura 10 - Diagrama unifilar após o cálculo do fluxo de potência



Fonte: Autoria própria.

Figura 11 - Carregamento das linhas de transmissão



Fonte: Autoria própria.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Localização da usina solar fotovoltaica

A usina solar FV estudada nesse trabalho foi proposta para ser implantada na fazenda Mumbaba, um distrito do município de Massapê no Ceará (CE), o qual se encontra ilustrado na Figura 12. Nessa localização, a usina apresenta duas possibilidades de conexão elétrica, uma na subestação Sobral II (230 kV) e outra na subestação da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) também de 230 kV. Nesse trabalho será analisada a conexão da usina na subestação Sobral II, que pertence à Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), e quais impactos a inserção da mesma causaria na rede elétrica e na qualidade de energia desse sistema.

Figura 12 - Localização de Massapê-CE



Fonte: Anuário do Ceará (2017).

As coordenadas do terreno proposto para a implantação da usina são:

- Latitude: 3°34'13''S

- Longitude: 40°20'35''O

A distância do terreno para o ponto de conexão escolhido (SE Sobral II) é de aproximadamente 15 km, como pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 - Distância entre o terreno escolhido e o ponto de conexão



Fonte: (GOOGLE EARTH,2017)

Além da proximidade de subestações onde pode ser feita a conexão elétrica da usina, diminuindo custos associados ao cabeamento e às perdas de transmissão, o terreno possui um relevo propício para este uso, apresentando-se plano em 80% da área a ser utilizada. Assim, os custos com obras de movimentação de terra são reduzidos, tornando a usina ainda mais atrativa financeiramente. Algumas fotos do terreno são mostradas na Figura 14, para que o relevo possa ser observado.

Figura 14 - Fotos do relevo da área escolhida



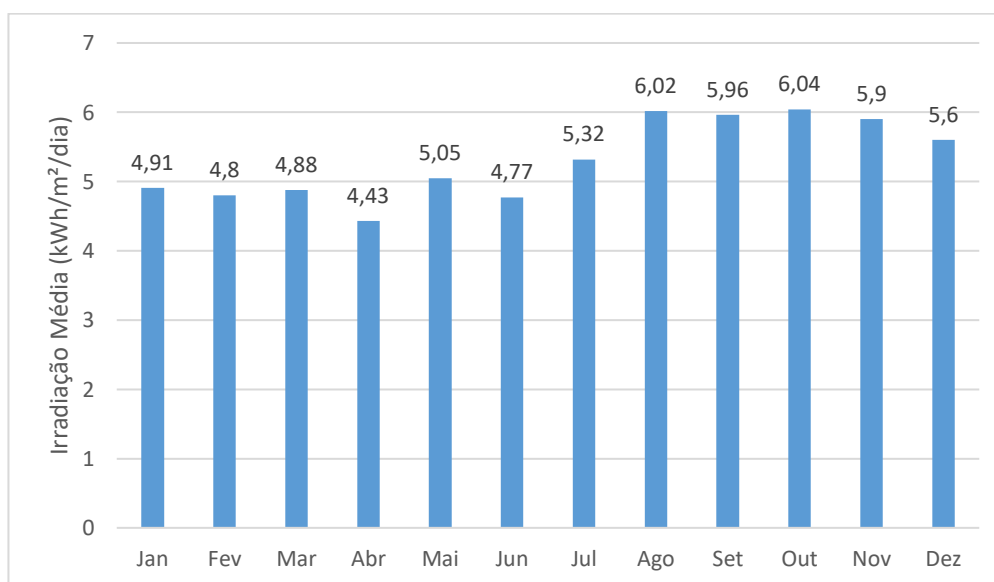
Fonte: Autoria própria.

4.2 Usina solar fotovoltaica

Como visto no tópico 4.1, o terreno é topograficamente atrativo para a instalação desta usina, assim, esse tópico contém uma breve análise da viabilidade deste terreno em relação aos índices de radiação solar e consequentemente capacidade de geração da usina.

Os valores de irradiação média para a cidade de Massapê foram obtidos utilizando-se o software Radiasol 2 e são mostrados na Figura 15.

Figura 15 - Valores de irradiação média

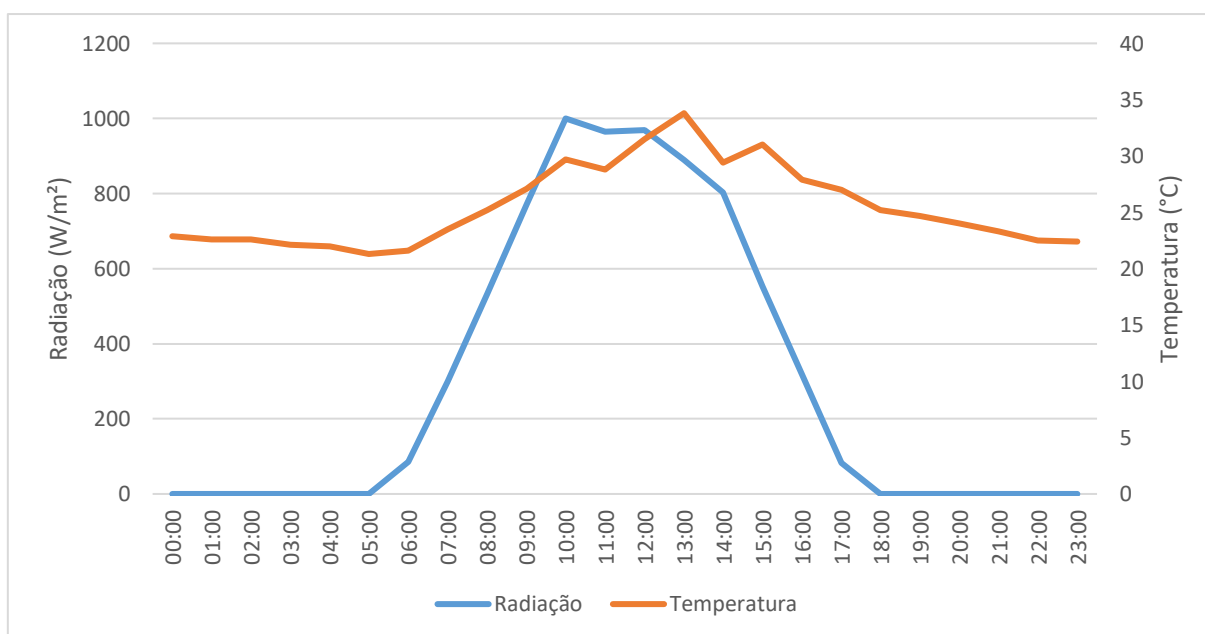


Fonte: Autoria própria.

A Figura 15 mostra o quão grande é o potencial de geração de energia solar fotovoltaica na região, pois mesmo durante os meses de menor irradiação média, os valores obtidos ainda são maiores que os apresentados nas melhores regiões de países como a Alemanha (como pode ser visto no Anexo B), por exemplo, que é um dos países pioneiros nesse tipo de geração. Além disso, esses valores não variam muito ao longo dos meses, já que o Brasil está situado próximo a linha do Equador, e são praticamente uniformes em todo o território nacional, com os maiores índices ocorrendo na região Nordeste.

Para a análise da geração da usina solar FV, os valores de radiação e temperatura ambiente do terreno são importantes e foram obtidos para a data 05/09/2018 para a cidade de Massapê utilizando-se o software Radiasol 2. Os valores obtidos encontram-se na Figura 16.

Figura 16 - Valores de radiação e temperatura ambiente



Fonte: Autoria própria.

A usina FV proposta nesse estudo teria uma potência instalada de 200 MWp e a sua curva de geração foi estimada utilizando-se a equação (16) com os valores de radiação apresentados para a data de 05/09/2018. Essa curva típica de um dia de geração da USF é mostrada na Figura 17.

$$E = \frac{P_{fv} \cdot H_{tot} \cdot PR}{G} \quad (16)$$

Onde:

E: energia elétrica diária média (Wh/dia);

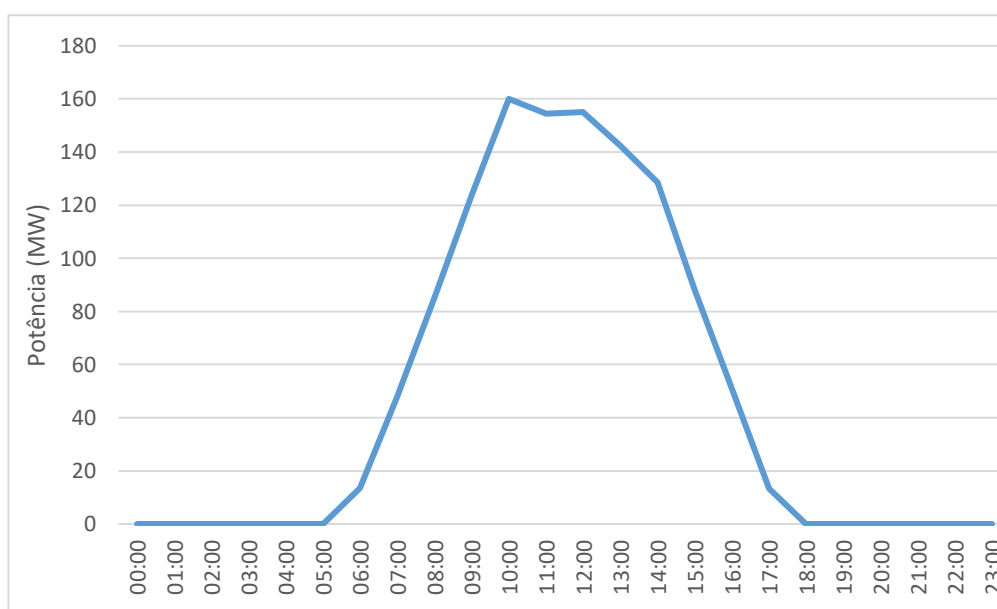
Pfv: potência fotovoltaica de pico instalada (Wp);

Htot: irradiação solar diária para a localidade (Wh/m².dia);

PR: *performance ratio* (taxa de desempenho), tipicamente entre 70 e 80%

G: irradiância nas condições padrões de teste (1000 W/m²)

Figura 17 - Curva de geração de um dia típico



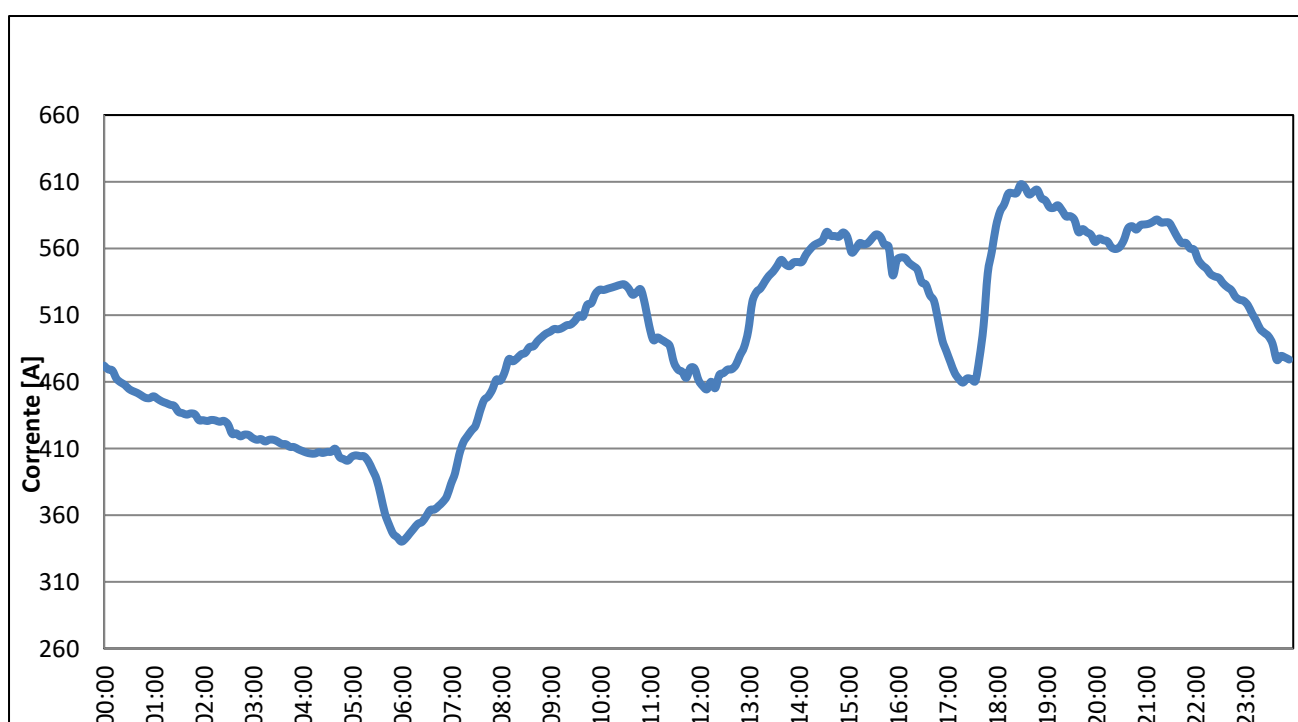
Fonte: Autoria própria.

Para uma maior geração de energia os painéis FV devem ser instalados com sua face virada para o norte e com um ângulo de inclinação igual ou menor à latitude do local onde serão instalados. No entanto, é recomendável um ângulo de pelo menos 10° para que seja evitado o acúmulo de folhas ou outro tipo de resíduo que possa causar sombreamento nos painéis, provocando uma queda da geração de energia. Nesse caso, como a latitude do município é de aproximadamente 3°, o ideal é que o sistema FV seja instalado com uma inclinação de 10° (caso os mesmos não sejam acompanhados de um sistema seguidor solar).

4.3 Integração da usina ao SIN

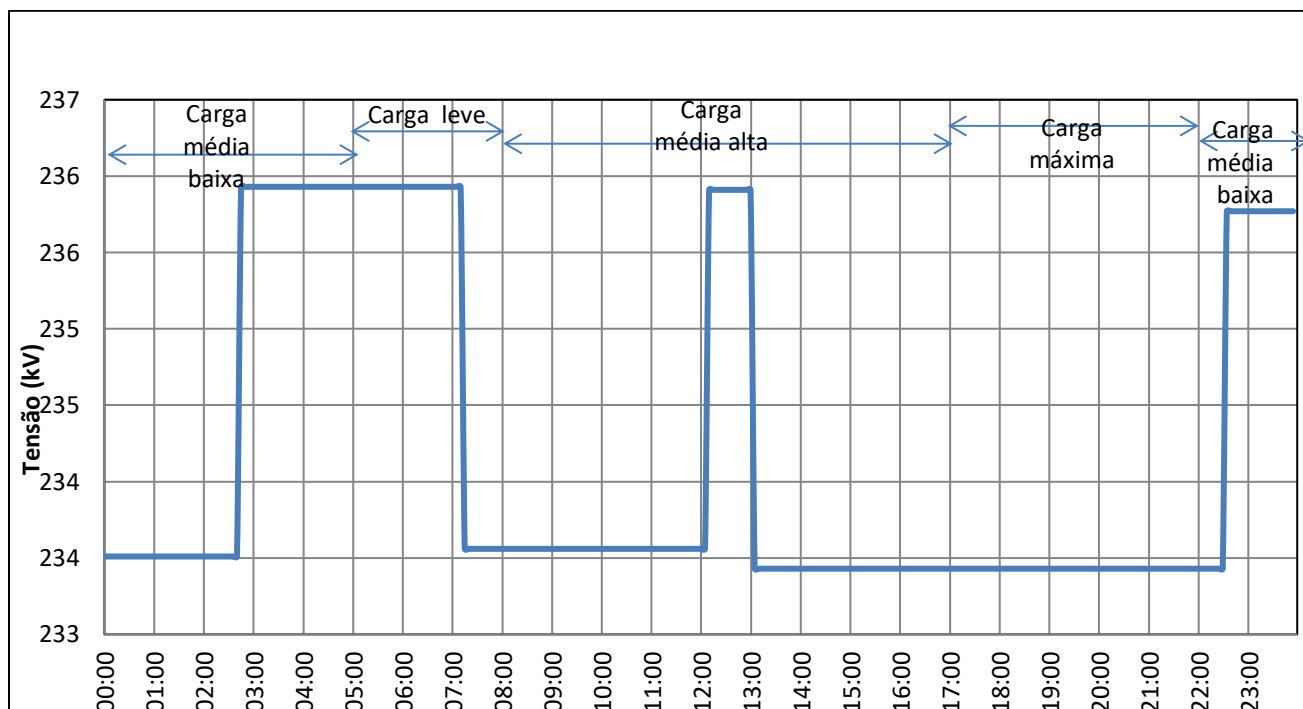
Conforme mencionado na seção 4.1 a USF será conectada à SE Sobral II, portanto é importante analisar se a SE possui capacidade de integrar essa energia gerada pela usina. Essa SE possui 4 transformadores de 230/69 kV – 100MVA cada um, em operação. As Figuras 18 e 19 mostram o carregamento desses transformadores e a curva de tensão dessa subestação, respectivamente. Os dados apresentados foram fornecidos pela CHESF, para um dia típico de operação no mês de novembro de 2018.

Figura 18 – Curva de carga nos transformadores da SE Sobral II



Fonte: (CHESF,2018).

Figura 19 – Curva de tensão SE Sobral II

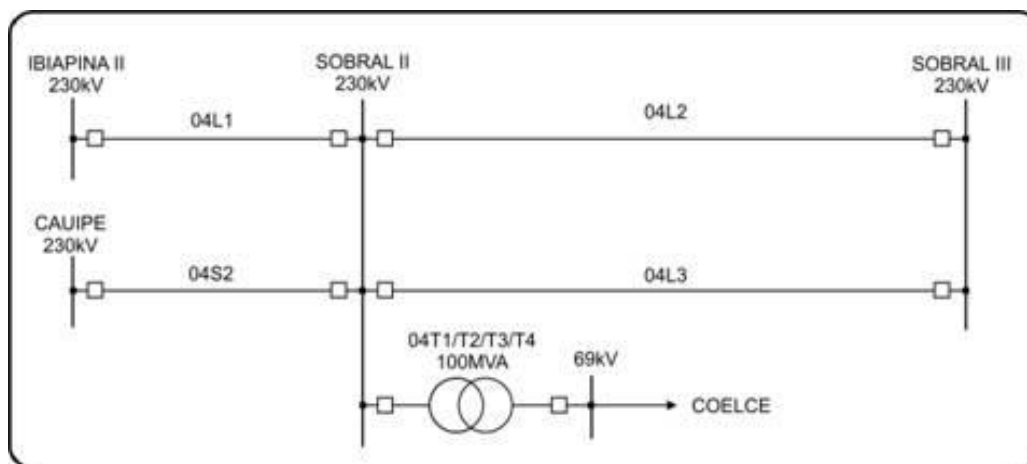


Fonte: (CHESF, 2018).

A partir da análise de ambos os gráficos, é possível perceber que o horário de carregamento máximo, portanto menor tensão, ocorre entre as 17:00 e as 22:00 horas. No entanto, como visto na Figura 17, o período diário de geração da USF é de 05:00 as 17:00 horas, sendo que a máxima geração ocorre entre as 10:00 e as 13:00 horas. Assim, a energia gerada na usina fotovoltaica não atenderia às cargas no período de maior demanda de energia elétrica, onde a tensão nas barras tende a ser um pouco menor, mas seria injetada na rede em um período de carga leve/média, logo pode haver a necessidade de instalação de compensadores estáticos ou reatores com o intuito de limitar o aumento de tensão nas barras quando houver geração na usina solar FV.

O diagrama unifilar simplificado do sistema onde se encontram a SE Sobral II, as SE adjacentes e as linhas de transmissão que as conectam está ilustrado na Figura 20. Assim, será analisado o carregamento das linhas 04L1, 04L2, 04L3 e 04S2 e as tensões nas barras Sobral II, Sobral III, Ibiapina II e Cauípe, visto que são os elementos que serão impactados diretamente com a integração da usina.

Figura 20 - Diagrama unifilar simplificado do sistema



Fonte: (CHESF, 2018)

4.3.1 Dados

Para avaliar os impactos causados pela integração da usina solar fotovoltaica no sistema, é necessário que se conheçam 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. Os dados requeridos para a simulação proposta nesse trabalho foram fornecidos pela CHESF e serão apresentados a seguir.

4.3.1.1 Linhas de transmissão

A linha de transmissão (LT) é um elemento essencial no SEP, pois, é responsável pelo escoamento da energia elétrica do local de geração até os centros consumidores. No Brasil, a maior parte da geração de energia elétrica acontece nas usinas hidrelétricas, que em sua maioria se localizam distantes dos grandes centros de carga tornando as linhas de transmissão ainda mais imprescindíveis, portanto é indispensável o correto dimensionamento das LTs para que a energia possa chegar ao consumidor.

A instalação de uma nova usina requer uma análise do carregamento das LTs por onde a energia gerada nessa usina deverá escoar. O atendimento da demanda de energia elétrica depende do funcionamento adequado das LTs, visto que se uma LT operar com valores acima de sua capacidade de transmissão haverá uma contingência devido à saída da LT que pode levar

a um corte de cargas e a diminuição da confiabilidade do sistema. As LTs apresentam quatro parâmetros que influenciam o seu funcionamento e conseqüentemente a capacidade de transportar energia que são: resistência, indutância, condutância e capacitância. No entanto, geralmente a condutância é desprezada já que seu efeito sobre a linha é considerado muito pequeno. Nas Tabelas 4, 5 e 6 são apresentados esses parâmetros e os limites de carregamento para as LTs estudadas.

Tabela 4 - Parâmetros das linhas de transmissão

Linha de transmissão	R1 (Ω/km/fase)	X1 (Ω/km/fase)	C1 (nF/km/fase)	Comprimento (km)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	0,0977	0,5178	8,48	101,98
Sobral II-Cauípe (04S2)	0,0979	0,5183	8,46	177,50
Sobral II-Sobral III (04L2)	0,0336	0,3480	12,65	13,90
Sobral II-Sobral III (04L3)	0,0336	0,3480	12,65	13,90

Fonte: (CHESF,2018).

O sistema por unidade (pu) é uma maneira de expressar as grandezas elétricas (tensão, corrente, potência, etc.) de forma normalizada, e visa a simplificação dos cálculos a serem realizados. Os parâmetros das linhas de transmissão apresentados na Tabela 4 devem ser convertidos em valores pu para que possam ser utilizados no software ANAREDE. Os valores das grandezas elétricas em pu são uma relação entre seus “valores reais” e os valores de base adotados. Para a área do sistema que será simulada nesse trabalho, os valores de base utilizados são:

$$S_b = 100 \text{ MVA}$$

$$V_b = 230 \text{ kV}$$

Então, os valores que devem ser utilizados no ANAREDE são apresentados na Tabela 5. Vale observar que os valores de resistência e reatância devem ser inseridos em % no software e a capacitância é utilizada para se calcular o valor da susceptância da linha, que é a grandeza a ser utilizada.

Tabela 5 – Dados de linha do sistema

Linha de transmissão	R1 (%)	X1 (%)	B (MVAr)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	1,87	9,95	17,28
Sobral II-Cauípe (04S2)	3,26	17,55	30,6
Sobral II-Sobral III (04L2)	0,09	0,91	3,5
Sobral II-Sobral III (04L3)	0,09	0,91	3,5

Fonte: Autoria própria.

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. Os valores de potência que podem ser transmitidos pelas LTs nas condições operativas normal (longa duração) e de emergência (curta duração) encontram-se na Tabela 6.

Tabela 6 - Limites de carregamento das linhas de transmissão conectadas à SE Sobral II

Linha de transmissão	Limite de longa duração (MVA)	Limite de curta duração (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	199	237
Sobral II-Cauípe (04S2)	238	239
Sobral II-Sobral III (04L2)	589	621
Sobral II-Sobral III (04L3)	589	621

Fonte: (CHESF,2018).

4.3.1.2 Barras

São os nós do circuito onde se deve observar a magnitude e ângulo da tensão, os valores de potência ativa e reativa da geração e da carga, etc. Os valores de magnitude da tensão devem se encontrar na faixa de $1,0 \pm 0,05$ pu 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 (que é bastante sensível à variação de tensão), se o valor de tensão na barra esteja acima do valor desejável.

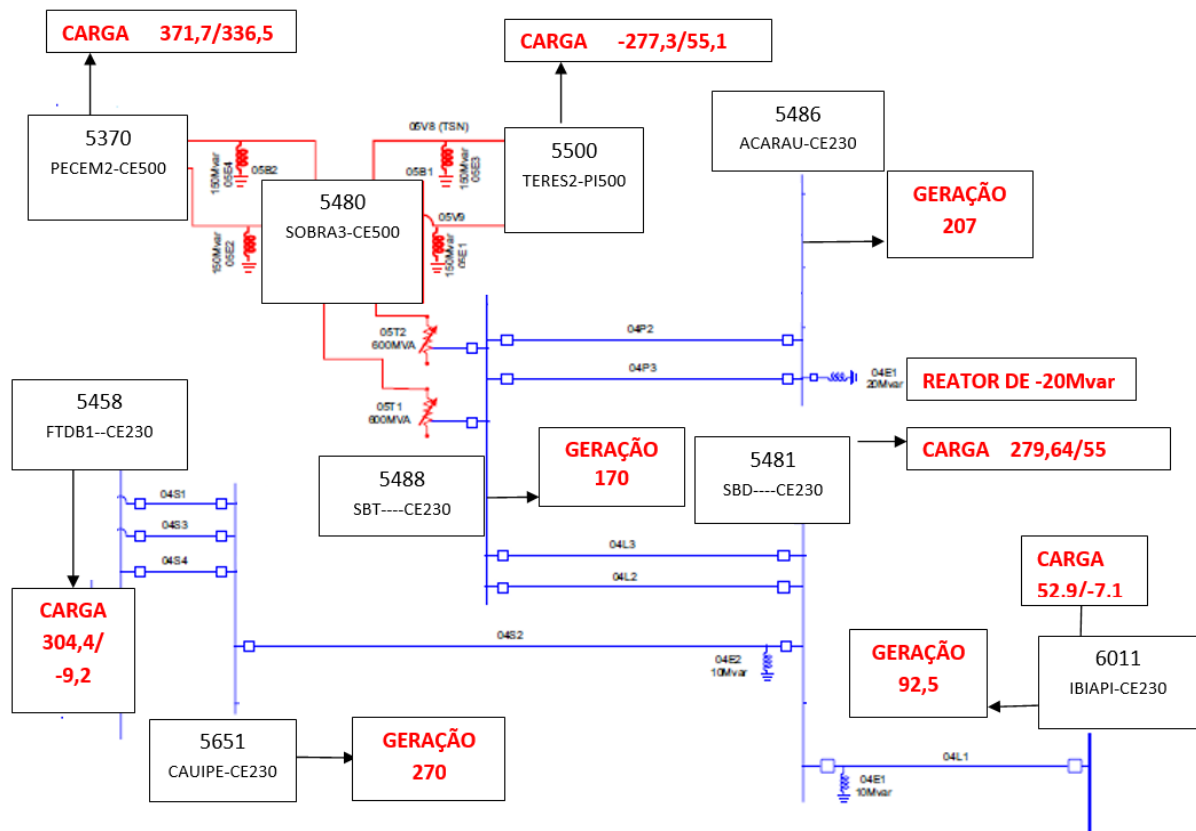
Os dados de entrada das barras no ANAREDE antes da simulação e da integração da usina FV na barra Sobral II encontram-se na Tabela 7 e foram obtidos através do diagrama unifilar, fornecido pela CHESF, da Figura 21. Vale ressaltar que esses valores são referentes ao período de carga média do sistema.

Tabela 7 - Dados de entrada das barras do sistema

Barra	Nº da barra	Tipo	Mod. Tensão (p.u)	Ângulo da Tensão (graus)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (MVar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)
Ibiapina II	1	PV	1,0	0	92,5	0	52,9	-7,1
Cauípe	2	Ref	1,0	0	270	0	-	-
Sobral II	3	PQ	1,0	0	-	-	279,64	55
Sobral III	4	PV	1,0	0	170	0	-	-

Fonte: (CHESF,2018).

Figura 21 - Valores de geração e carga para a área estudada



Fonte: (CHESF, 2018)

4.3.1.3 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 SE Sobral II está equipada com quatro transformadores de 100 MVA cada que têm a função de reduzir a tensão de 230 kV para 69 kV (em uma barra da COELCE). Todos os transformadores dessa SE são do tipo LTC (*load tap changer*), ou seja, são capazes de modificar a sua relação de transformação, mesmo com carga, para um controle de fluxo de energia reativa otimizado, que impacta significativamente as tensões dos barramentos.

4.3.2 Premissas e critérios

A usina FV será modelada como uma unidade de geração diretamente ligada à barra Sobral II com uma geração de potência ativa de 200 MW. No entanto, como foi visto na curva de geração da Figura 17, o máximo de geração para aquele dia é de aproximadamente 160 MW e mesmo que esse seja um valor variável ao longo dos dias, a usina nunca irá injetar os 200 MW na rede devido às perdas de conversão nos módulos, entre outros fatores. Logo, simular o sistema com a injeção de 200 MW na SE é uma abordagem conservadora, que visa analisar o pior perfil de tensão possível com a adição da usina FV em momentos de carga leve ou média.

O estudo irá analisar o sistema discutido no horizonte de 2018-2021, onde os dados de previsão de crescimento de carga para o sistema Nordeste, apresentados na Tabela 7, foram obtidos em um Boletim Técnico elaborado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelos órgãos EPE, ONS e (ONS; EPE; CCEE, 2018). Para o estudo do aumento das cargas ao longo dos anos a ferramenta de fluxo de potência continuado é utilizada.

Tabela 8 - Previsão de carga no horizonte 2019-2021

Previsão de carga – Taxa de crescimento (% ao ano)			
2019-2021			
Subsistema	2019	2020	2021
Nordeste	3,7	4,4	4,1

Fonte: (ONS; EPE; CCEE, 2018).

O sistema, mesmo após a inserção da usina FV, deve atender ao critério de confiabilidade n-1, ou seja, deve ser capaz de suportar uma contingência simples (como a perda de uma linha, por exemplo) sem que haja a interrupção do fornecimento de energia para as cargas, sem perda de estabilidade do sistema e sem sobrecarregar equipamentos e instalações.

4.4 Simulações e resultados

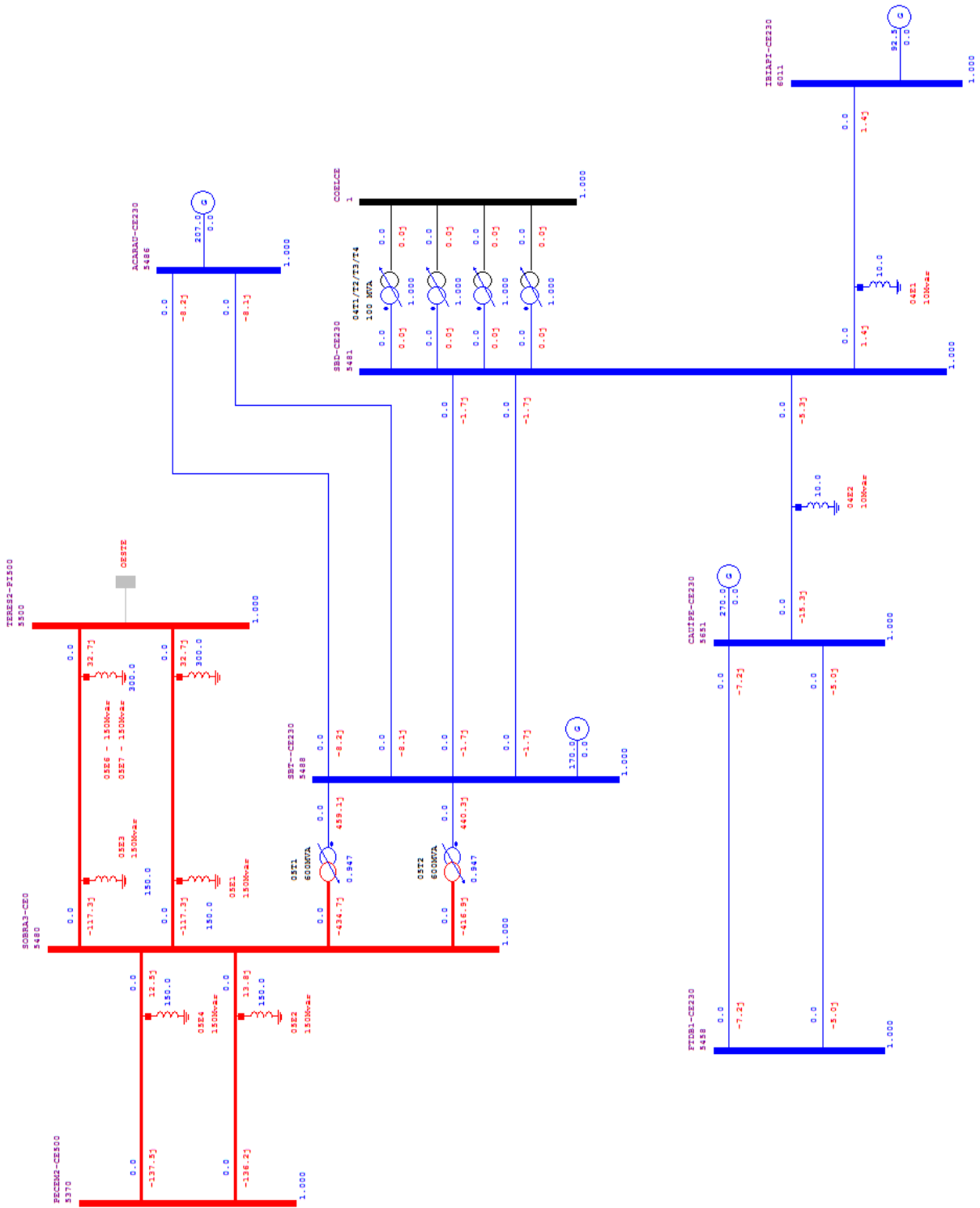
As simulações foram realizadas para os anos de 2018-2021 e em cada caso foi analisado o sistema antes e depois da instalação da usina FV, exceto para o ano de 2018 que representa o caso base e retrata o sistema atual, assim a análise do atendimento ao critério n-1

antes da instalação da usina foi dispensada. Nos anos posteriores a análise de contingências foi feita para o sistema sem a conexão da usina FV e após a conexão da usina FV.

4.4.1 Caso Base

A primeira simulação foi feita para o sistema como se encontra atualmente, utilizando-se os dados expostos na seção anterior, e a partir dos resultados obtidos é possível analisar qual o impacto da integração da usina FV no sistema. O diagrama unifilar simplificado do sistema antes da inserção da usina é mostrado na Figura 22.

Figura 22 - Diagrama unifilar do sistema sem a geração FV



Fonte: (CHESF, 2018).

O diagrama exposto na Figura 22 mostra a parte do sistema de interesse a ser analisada antes do fluxo de potência ser executado no ANAREDE, assim todas as barras apresentam o valor inicial de 1 p.u. Os grupos base de tensão do sistema são separados por cores para facilitar a leitura da figura sendo: 500 kV (vermelho), 230 kV (azul) e 69 kV (preto).

O fluxo de potência foi realizado utilizando-se o método de Newton-Raphson (ferramenta NEWT do ANAREDE). As barras a serem observadas são as que estão conectadas diretamente à SE Sobral II e a própria SE Sobral II. As LTs analisadas são as que fazem a conexão entre as barras citadas e os transformadores da SE Sobral II também serão observados. O estado operativo das barras para o primeiro caso pode ser visto na Tabela 9.

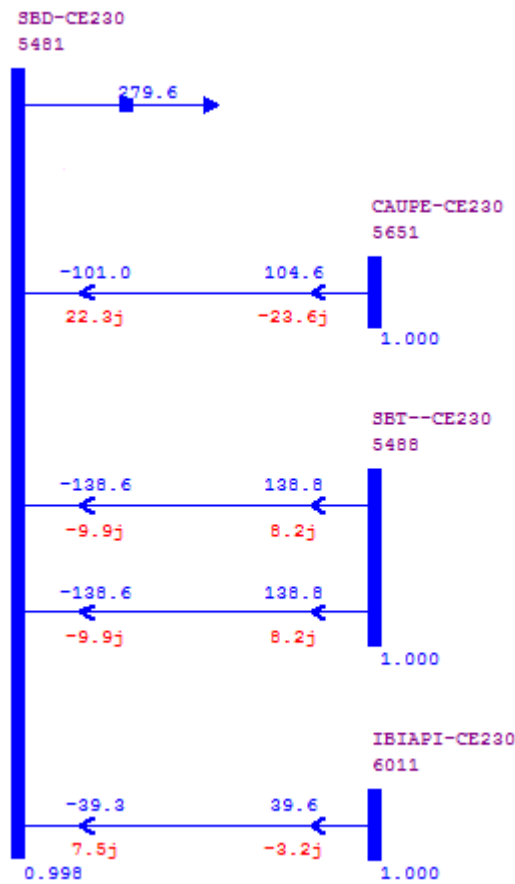
Tabela 9 – Estado operativo das barras caso base

Barra	Tipo	Módulo da tensão (pu)	Ângulo (°)	Potência Geração	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)
Ibiapina II	PV	1,0	-8,4	92,5	-10,3
Cauípe	Ref	1,0	0	411	-57,7
Sobral II	PQ	0,998	-11	-	-
Sobral III	PV	1,0	-10	170	-6,81

Fonte: Autoria própria.

A Figura 23 mostra o detalhamento das ligações entre as barras que devem ser analisadas e é possível ver o fluxo de potência entre as mesmas. Na Tabela 10 encontram-se os valores do carregamento das linhas de transmissão (em MVA) antes das perdas que ocorrem nas linhas. A partir da análise da Figura 23 todos os valores de potências ativas e reativas podem ser observados, assim como o sentido do fluxo de potência nas linhas.

Figura 23 - Fluxo de potência entre as barras para o ano de 2018



Fonte: Autoria própria

Tabela 10 - Fluxo de potência nas LTs caso base

Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	39,7
Sobral II-Cauípe (04S2)	107,2
Sobral II-Sobral III (04L2)	139,3
Sobral II-Sobral III (04L3)	139,3

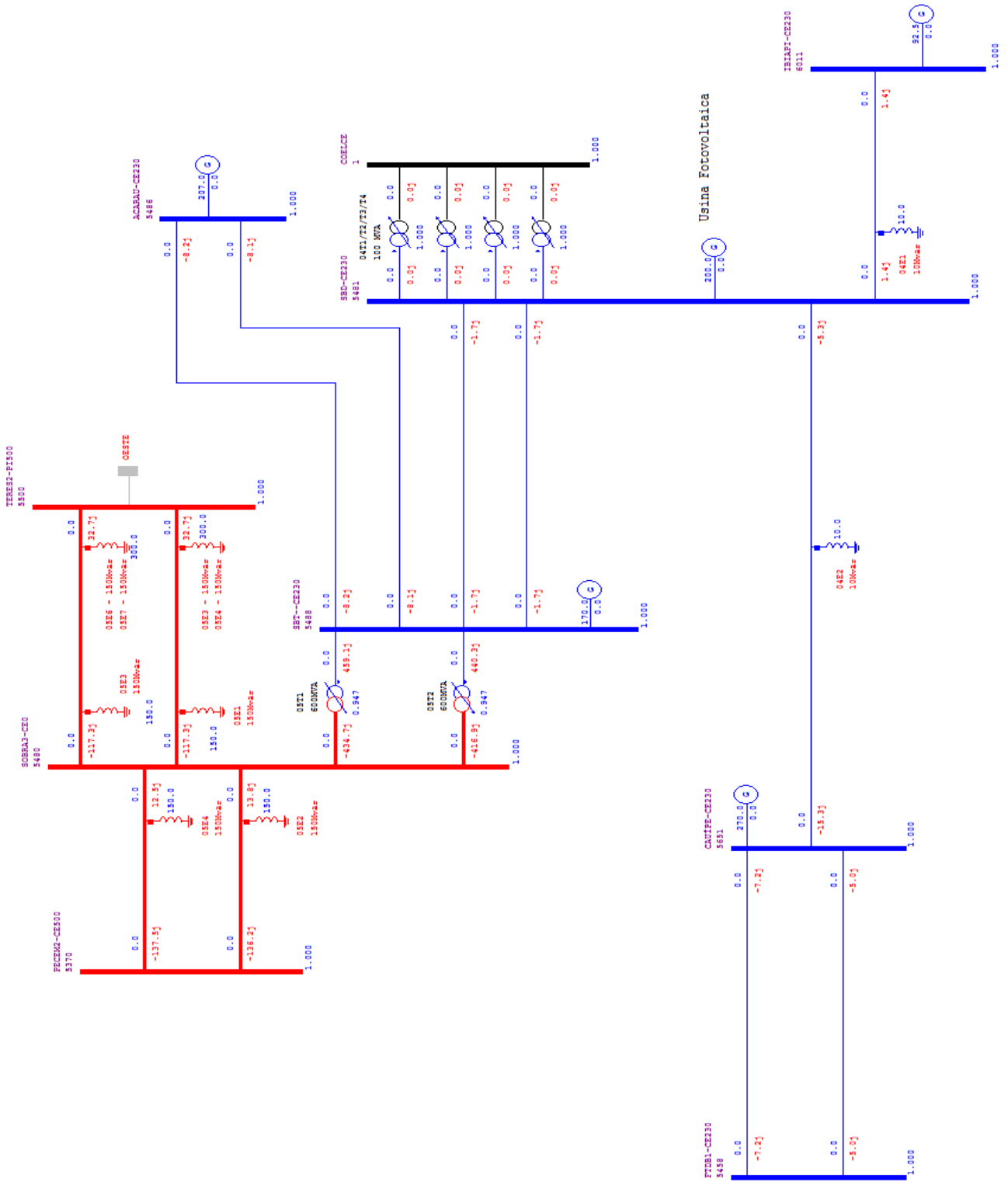
Fonte: Autoria própria.

Como esperado, já que os valores utilizados são do sistema como ele se encontra atualmente, não houve nenhuma violação de tensão nas barras e os carregamentos das LTs estão abaixo dos limites máximos permitidos. Os quatro transformadores também se encontram com um carregamento abaixo do limite de 100 MVA.

4.4.2 Ano 2018 com geração fotovoltaica

A usina FV é conectada à rede através da SE Sobral II e é modelada como uma geração de potência constante, diretamente ligada à referida barra, de 200 MW, como pode ser observado na Figura 24. A usina é projetada para operar com um fator de potência igual a 1, pois esse valor reduz as perdas elétricas ao mesmo tempo que atende aos critérios de tensão das barras analisadas.

Figura 24 - Diagrama unifilar do sistema após a inserção da usina FV



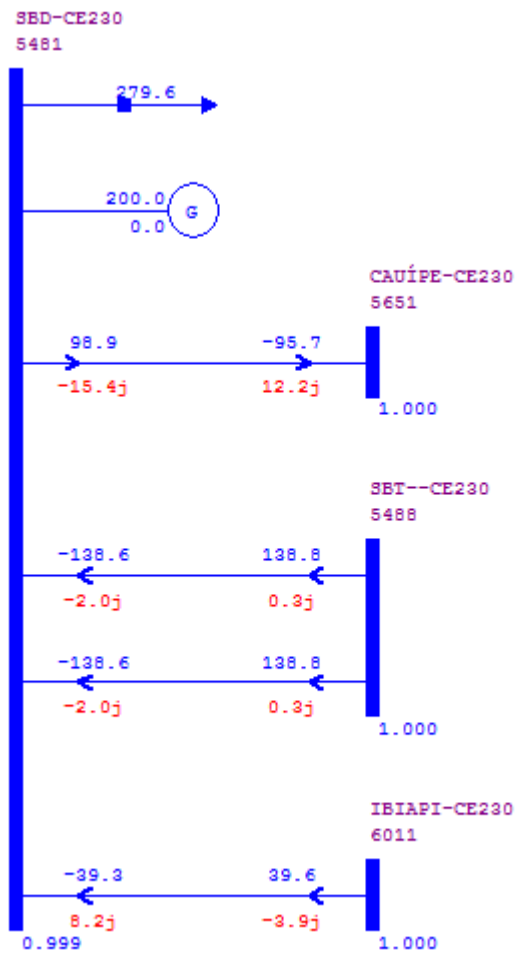
Fonte: Adaptada de (CHESF, 2018)

Tabela 11 - Estado operativo das barras ano 2018 com geração FV

Barra	Tipo	Módulo da tensão (pu)	Ângulo (°)	Potência Geração	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)
Ibiapina II	PV	1,0	12,5	92,5	-11
Cauípe	Ref	1,0	0	210,8	-21,9
Sobral II	PQ	0,999	10,2	200	0
Sobral III	PV	1,0	10,9	170	-22,6

Fonte: Autoria própria.

Figura 25 - Fluxo de potência entre as barras com a geração FV-2018



Fonte: Autoria própria.

Tabela 12 - Fluxo de potência nas LTs ano 2018 com geração FV

Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	40,2
Sobral II-Cauípe (04S2)	100,3
Sobral II-Sobral III (04L2)	138,8
Sobral II-Sobral III (04L3)	138,8

Fonte: Autoria própria.

A partir da Tabela 11 e da Figura 25 é possível observar o impacto gerado pela adição da usina FV no sistema. Houve uma melhora no perfil de tensão da barra Sobral II que passou de 0,998 pu para o valor de 0,999 pu. Observa-se também, da Tabela 11, a redução da potência requerida do sistema (representada na barra *swing*) e consequentemente do carregamento de algumas linhas, como por exemplo na linha que liga a barra Cauípe à barra Sobral II. No entanto, ao se comparar as Figuras 23 e 25 percebe-se que se antes o fluxo de potência ia da barra Cauípe para a barra Sobral II, agora a potência faz o caminho inverso e a barra Sobral II está fornecendo potência para a barra Cauípe.

4.4.2.1 *Análise de contingências*

A ferramenta análise de contingências automática foi utilizada para investigar as contingências de maior importância na vizinhança da barra Sobral II, onde a usina solar fotovoltaica foi conectada. Um trecho do relatório gerado no ANAREDE após a análise pode ser visto na Figura 26.

Figura 26 - Relatório da análise de contingências

```
#####
EPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V09.07.05

CASO BASE CARGA MÉDIA - NORTE
RELATORIO DE EXECUCAO DA ANALISE DE CONTINGENCIA AUTOMATICA

Opcoes Ativadas: NEWT

X-----X-----X-----X-----X
      DADOS DO CIRCUITO      CONVERGENCIA      RELATORIOS DE MONITORACAO
      NUMERO DE NUMERO PARA NC      ESTADO      INDICES DE SEVERIDADE
      NOME DE NOME PARA N. ITERACOES TENSAO FLUXO FLUXO/V GERACAO
X-----X-----X--X-----X-----X-----X-----X-----X
De:      5481 Para: 5651 1| Convergente|      0.0      0.0      0.0      10.1
SBD-CE230 CAUÍPE-CE230 | 0 Iteracoes|

X-----X-----X-----X-----X
Barras Desligadas por Ilhamento: Num. Nome - Barra Carga (MW) Geracao (MW)
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      5500 TERES2-PI500
      5370 PECEM2-CE500      371.70
      5480 SOBRA3-CEO
      5486 ACARAU-CE230      207.00
      5488 SBT--CE230      170.00
      6011 IBIAPI-CE230      52.90      92.50
      5481 SBD-CE230      279.60      200.00
      1 COELCE      138.00
TOTAL:      842.20      669.50

#####
CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V09.07.05

CASO BASE CARGA MÉDIA - NORTE
RELATORIO DE EXECUCAO DA ANALISE DE CONTINGENCIA AUTOMATICA

Opcoes Ativadas: NEWT

X-----X-----X-----X-----X
      DADOS DO CIRCUITO      CONVERGENCIA      RELATORIOS DE MONITORACAO
      NUMERO DE NUMERO PARA NC      ESTADO      INDICES DE SEVERIDADE
      NOME DE NOME PARA N. ITERACOES TENSAO FLUXO FLUXO/V GERACAO
X-----X-----X--X-----X-----X-----X-----X-----X
De:      6011 Para: 5481 1| Convergente|      0.0      0.0      0.0      7.8
IBIAPI-CE230 SBD-CE230 | 2 Iteracoes|

X-----X-----X-----X-----X
Barras Desligadas por Ilhamento: Num. Nome - Barra Carga (MW) Geracao (MW)
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      6011 IBIAPI-CE230      52.90      92.50
TOTAL:      52.90      92.50
```

Fonte: Autoria própria.

O trecho do relatório mostrado na Figura 26 mostra que as contingências referentes às LTs que ligam a SE Sobral II à barra Ibiapina e à barra Cauípe devem ser evitadas, pois no sistema analisado essas contingências ilham eletricamente diversas barras. Então, nesse tópico

e nos seguintes que tratem de análise de contingências, as contingências analisadas serão a perda de uma linha entre as barras Sobral II e Sobral III e a perda de um transformador entre a barra Sobral II e a barra de 69 kV da COELCE. Duas linhas de transmissão ligam a barra Sobral II à barra Sobral III, porém ambas possuem o mesmo comprimento e mesmas características elétricas assim, a distribuição dos fluxos de potência nas linhas remanescentes e as tensões nas barras do sistema serão iguais para a saída de qualquer uma das linhas. O mesmo acontece com os quatro transformadores da SE Sobral II. Os valores dos carregamentos das LTs após a contingência em uma das linhas que ligam a SE Sobral II à barra Sobral III estão mostrados na Tabela 13.

Tabela 13 - Fluxo de potência nas linhas após uma contingência – ano 2018

Linha em contingência- Sobral II-Sobral III (04L2)	
Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	40,1
Sobral II-Cauípe (04S2)	100,1
Sobral II-Sobral III (04L2)	0
Sobral II-Sobral III (04L3)	277,7

Fonte: Autoria própria

A segunda contingência prevista para a vizinhança da barra analisada seria a saída de um dos transformadores da SE Sobral II, porém após a simulação no ANAREDE foi verificado que essa contingência praticamente não altera o fluxo de potência nas linhas de transmissão. A saída desse transformador apenas foi percebida pelos três transformadores remanescentes que, como esperado, tiveram um pequeno aumento no fluxo de potência, mas ainda se encontram abaixo do limite de carregamento de cada um. O mesmo aconteceu para os anos subsequentes, portanto a contingência de um transformador na barra Sobral II não foi analisada.

4.4.3 Ano 2019

Para o ano de 2019 o crescimento da carga ativa prevista é de 3,7% (ONS; EPE; CCEE, 2018). O aumento das cargas pode ser observado nos carregamentos das LTS, mas

principalmente no aumento da geração na barra de referência (Cauípe) que tem a função de fechar o balanço de potência do sistema. As tensões nas barras são as mesmas obtidas para o ano de 2018, sem a geração FV, como pode ser visto na Tabela 14.

Tabela 14 - Estado operativo das barras para o ano de 2019

Barra	Tipo	Módulo da tensão (pu)	Ângulo (°)	Potência Geração	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)
Ibiapina II	PV	1,0	-11	92,5	-9,85
Cauípe	Ref	1,0	0	445,2	-56
Sobral II	PQ	0,998	-13	-	-
Sobral III	PV	1,0	-12	170	-1,24

Fonte: Autoria própria

Tabela 15 - Carregamento das linhas para o ano de 2019

Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	38,1
Sobral II-Cauípe (04S2)	125,4
Sobral II-Sobral III (04L2)	137,6
Sobral II-Sobral III (04L3)	137,6

Fonte: Autoria própria

4.4.4 Ano 2019 com geração fotovoltaica

Apesar de o módulo da tensão na barra Sobral II ter sido menor que 1 pu nas simulações feitas para o ano 2018 e para o ano de 2019 sem geração FV, novamente a usina FV foi modelada como uma geração de potência constante com um fator de potência igual a 1. O estado operativo das barras e o carregamento das linhas podem ser vistos nas Tabelas 16 e 17 a seguir.

Tabela 16 - Estado operativo das barras para o ano de 2019 com geração FV

Barra	Tipo	Módulo da tensão (pu)	Ângulo (°)	Potência Geração	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)
Ibiapina II	PV	1,0	10,2	92,5	-10,7
Cauípe	Ref	1,0	0	242,1	-28
Sobral II	PQ	0,999	8,04	200	0
Sobral III	PV	1,0	8,75	170	-20,2

Fonte: Autoria própria

Tabela 17 - Carregamento das linhas para o ano de 2019 com geração FV

Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	38,2
Sobral II-Cauípe (04S2)	79,3
Sobral II-Sobral III (04L2)	136,9
Sobral II-Sobral III (04L3)	136,9

Fonte: Autoria própria

Observa-se uma melhora no perfil da tensão da barra Sobral II e um alívio do sistema que é percebido como a diminuição de potência gerada na barra de referência e um menor carregamento na linha de transmissão que liga a barra Sobral II à barra Cauípe.

4.4.4.1 Análise de contingências

A contingência analisada foi a saída de uma linha de transmissão que liga a barra Sobral II à barra Sobral III. Os valores de carregamento das linhas de transmissão que continuam operando são mostrados na Tabela 18, tanto para o sistema antes da inserção da usina FV como para o sistema depois da inserção da usina.

Tabela 18 - Fluxo de potência nas linhas após uma contingência – ano 2019

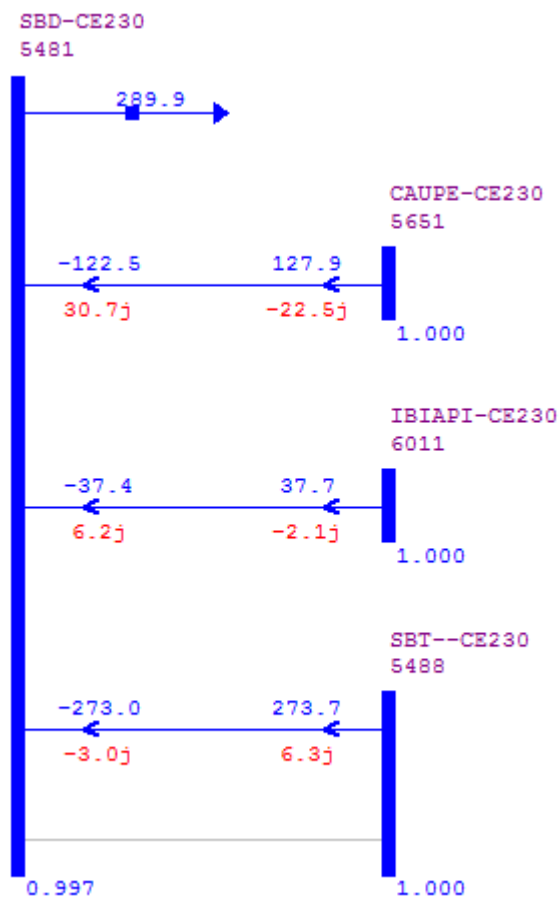
Linha em contingência- Sobral II-Sobral III (04L2)		
Carregamento (MVA)		
Linha de transmissão	Sem geração FV	Com geração FV
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	38	38,2
Sobral II-Cauípe (04S2)	126,6	79,2
Sobral II-Sobral III (04L2)	0	0
Sobral II-Sobral III (04L3)	273,8	273,6

Fonte: Autoria própria

Os valores dos carregamentos das linhas sofrem pouca alteração se comparados aos seus estados antes da contingência, exceto para a linha que liga a barra Sobral II à barra Sobral III, que apresenta o dobro do carregamento na situação de contingência tanto com a geração FV quanto sem a usina FV. No entanto, esse valor ainda é bem menor que o valor de carregamento suportado pela linha, mesmo para condições operativas normais.

Na situação de contingência analisada, porém, há uma diminuição da tensão da barra Sobral II que cai para 0,997 pu para o sistema sem geração FV, como mostrado na Figura 27. Esse valor apresenta uma melhora quando a usina FV é inserida, indo para 0,998 pu.

Figura 27 - Fluxo de potência entre as barras após uma contingência-2019



Fonte: Autoria própria

4.4.5 Ano 2020

O crescimento da carga ativa prevista para o ano de 2020 é de 4,4% (ONS; EPE; CCEE, 2018) e o estado operativo do sistema e os carregamentos das linhas de transmissão estão apresentados nas Tabelas 19 e 20.

Tabela 19 - Estado operativo das barras para o ano de 2020

Barra	Tipo	Módulo da tensão (pu)	Ângulo (°)	Potência Geração	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)
Ibiapina II	PV	1,0	-13	92,5	-9,32
Cauípe	Ref	1,0	0	481,9	-53,1
Sobral II	PQ	0,998	-15	-	-
Sobral III	PV	1,0	-15	170	5,42

Fonte: Autoria própria

Tabela 20 - Carregamento das linhas para o ano de 2020

Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	35,6
Sobral II-Cauípe (04S2)	148,5
Sobral II-Sobral III (04L2)	135,1
Sobral II-Sobral III (04L3)	135,1

Fonte: Autoria própria

A partir da tabela 20 é possível perceber o aumento do consumo de potência com o aumento das cargas ativas, pois no caso base o carregamento da linha Sobral II-Cauípe (04S2) que era menos da metade do suportado para sua condição operativa normal, agora se aproxima do seu limite máximo, apesar de ainda haver espaço para escoamento de potência.

4.4.6 Ano 2020 com geração fotovoltaica

Novamente a modelagem da usina FV como uma geração de potência constante e com fator de potência igual a 1 não levou a violações nos valores permitidos de tensão nas barras, logo esse foi o modelo utilizado.

Tabela 21 - Estado operativo das barras para o ano de 2020 com geração FV

Barra	Tipo	Módulo da tensão (pu)	Ângulo (°)	Potência Geração	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)
Ibiapina II	PV	1,0	8,01	92,5	-10,3
Cauípe	Ref	1,0	0	275,7	-32,8
Sobral II	PQ	0,999	5,95	200	0
Sobral III	PV	1,0	6,65	170	-17,2

Fonte: Autoria própria

Tabela 22 - Carregamento das linhas para o ano de 2020 com geração FV

Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	35,7
Sobral II-Cauípe (04S2)	59,1
Sobral II-Sobral III (04L2)	134,3
Sobral II-Sobral III (04L3)	134,3

Fonte: Autoria própria

O sentido do fluxo de potência entre as barras Sobral II e Cauípe, assim como aconteceu nos anos anteriores, muda após a inserção da geração FV e passa a fluir da barra Sobral II para a barra Cauípe. Entretanto, o carregamento da LT Sobral II-Cauípe (04S2) diminuiu, se comparado ao mesmo cenário simulado para o ano de 2019 (conexão da usina), pois o aumento da carga na barra Sobral II eleva o consumo de potência da própria barra.

4.4.6.1 Análise de contingências

A contingência analisada é a saída de uma das linhas que liga a barra Sobral II à barra Sobral III e, como observado anteriormente, essa falta só é percebida pela linha remanescente entre as duas barras, que apresenta o dobro do carregamento de sua condição operativa normal, como mostrado na Tabela 23.

Tabela 23 - Fluxo de potência nas linhas após uma contingência – ano 2020

Linha em contingência- Sobral II-Sobral III (04L2)		
Carregamento (MVA)		
Linha de transmissão	Sem geração FV	Com geração FV
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	35,5	35,7
Sobral II-Cauípe (04S2)	148,7	59
Sobral II-Sobral III (04L2)	0	0
Sobral II-Sobral III (04L3)	268,7	268,5

Fonte: Autoria própria

Nessa situação de contingência a tensão na barra Sobral II decresce tanto para o sistema sem geração FV, que chega a 0,997 pu, quanto para o sistema com geração FV chegando a 0,998 pu. Em ambos os cenários os valores estão dentro dos limites aceitáveis, logo não é necessário nenhum ajuste na potência reativa com o intuito de aumentar a tensão na barra.

4.4.7 Ano 2021

O crescimento da carga ativa prevista para o ano 2021 é de 4,1% em relação ao ano anterior (ONS; EPE; CCEE, 2018). Naturalmente, com o aumento das cargas sem um acompanhamento de um aumento na geração a tensão na barra Sobral II apresenta o pior valor dentre os obtidos via simulação, porém ainda dentro do limite mínimo para a condição operativa normal que seria de 0,95 pu para esse nível de tensão (230 kV).

Tabela 24 - Estado operativo das barras para o ano de 2021

Barra	Tipo	Módulo da tensão (pu)	Ângulo (°)	Potência Geração	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)
Ibiapina II	PV	1,0	-16	92,5	-8,8
Cauípe	Ref	1,0	0	517,2	-49,4
Sobral II	PQ	0,997	-18	-	-
Sobral III	PV	1,0	-17	170	12,11

Fonte: Autoria própria

Tabela 25 - Carregamento das linhas para o ano de 2021

Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	33,2
Sobral II-Cauípe (04S2)	169,1
Sobral II-Sobral III (04L2)	133,2
Sobral II-Sobral III (04L3)	133,2

Fonte: Autoria própria

O carregamento da linha que liga a barra Sobral II à barra Cauípe se aproxima ainda mais do limite máximo suportado em condições operativas normais, como mostrado na Tabela 25, e o fluxo nesse caso é no sentido da barra Cauípe para a barra Sobral II.

4.4.8 Ano 2021 com geração fotovoltaica

A usina é modelada com um fator de potência unitário novamente, visando uma diminuição de perdas elétricas e melhora no perfil de tensão da barra Sobral II.

Tabela 26 - Estado operativo das barras para o ano de 2021 com geração FV

Barra	Tipo	Módulo da tensão (pu)	Ângulo (°)	Potência Geração	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)
Ibiapina II	PV	1,0	5,66	92,5	-9,98
Cauípe	Ref	1,0	0	308,1	-36,6
Sobral II	PQ	0,999	3,96	200	0
Sobral III	PV	1,0	4,65	170	-13,8

Fonte: Autoria própria

O fluxo de potência ativa entre as barras Sobral II e Cauípe se inverte e passa a fluir da barra Sobral II para a barra Cauípe. O alívio do sistema pode ser verificado na diminuição da geração de potência na barra de referência e do carregamento das linhas, principalmente da linha Sobral II-Cauípe (04S2), como mostrado na Tabela 27.

Tabela 27 - Carregamento das linhas para o ano de 2021 com geração FV

Linha de transmissão	Carregamento (MVA)
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	39,9
Sobral II-Cauípe (04S2)	33,4
Sobral II-Sobral III (04L2)	132
Sobral II-Sobral III (04L3)	132

Fonte: Autoria própria

4.4.8.1 *Análise de contingências*

A linha de transmissão sensível à contingência analisada é a linha Sobral II- Sobral III, que passa a apresentar o dobro do carregamento se comparado às condições operativas normais com e sem geração FV. No entanto, a linha ainda não está operando no seu limite de emergência e os valores dos carregamentos das LTs encontram-se na Tabela 28.

Tabela 28 - Fluxo de potência nas linhas após uma contingência – ano 2021

Linha em contingência- Sobral II-Sobral III (04L2)		
Carregamento (MVA)		
Linha de transmissão	Sem geração FV	Com geração FV
Sobral II-Ibiapina II (04L1)	33,1	33,3
Sobral II-Cauípe (04S2)	170,2	39,8
Sobral II-Sobral III (04L2)	0	0
Sobral II-Sobral III (04L3)	264,2	263,8

Fonte: Autoria própria

O critério de segurança n-1 foi atendido pelo sistema com e sem a integração da usina FV para o ano de 2021, assim como para os anos anteriores. O cenário do caso correspondente ao ano de 2021 apresenta o pior valor de tensão na barra Sobral II, o que era esperado, pois as simulações foram realizadas com um incremento de carga, mas não houve aumento na geração de energia que acompanhasse esse aumento de carga. Apesar de as linhas de transmissão operarem com valores de carregamento dentro dos limites estabelecidos para

todos os cenários, a integração de uma usina solar FV ajudaria na melhora do perfil de tensão da barra Sobral II, principalmente no cenário analisado para o ano de 2021.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O uso da energia solar fotovoltaica, principalmente de maneira centralizada, encontra no Brasil um ambiente propício para o seu crescimento por apresentar elevados índices de irradiação solar em quase todo o território com pouca variação ao longo do ano. No entanto, essa ainda é uma fonte de energia subutilizada no país com uma participação na matriz elétrica de aproximadamente 1,3% no ano de 2019.

O crescimento da inserção dessa fonte de energia na matriz elétrica nacional necessita de maiores incentivos governamentais que a tornem mais competitiva, pois é uma das fontes com menores impactos ambientais além de apresentar sistemas de grande robustez. Entretanto, os ganhos socioambientais oferecidos por essa alternativa energética carregam junto um possível problema de equilíbrio entre oferta e demanda, devido à intermitência dessa fonte em períodos horários ou diários.

Este trabalho propôs a instalação de uma usina solar fotovoltaica no município de Massapê – CE e a conexão à rede básica foi proposta na SE Sobral II. Os impactos da conexão dessa usina foram analisados dentro do horizonte 2018-2021, com o auxílio da ferramenta computacional ANAREDE, e as simulações foram feitas para o sistema antes da conexão da usina e depois da conexão da usina, para efeitos de comparação.

Em todos os cenários simulados o crescimento da carga, mesmo que não acompanhado de um aumento de geração, foi suportado pelo sistema, porém nos casos onde existe a injeção de potência provida da usina solar fotovoltaica foram observados melhores carregamentos das linhas de transmissão analisadas.

A inserção da usina no sistema, por acontecer em um momento de carga média, poderia causar um aumento da tensão na barra Sobral II, acima dos valores permitidos, à qual estaria ligada e medidas para controle de potência reativa poderiam ser requeridas para evitar essa extrapolação de tensão. No entanto, esse problema não foi observado, pois a barra mencionada apresentava uma tensão levemente inferior 1 pu e a conexão da usina apenas melhorou o perfil de tensão.

O sistema atende aos critérios de segurança n-1 para todos os cenários analisados e nas simulações onde houve a conexão da usina também foi observado um estado de operação com melhores perfis de tensão e diminuição no carregamento de algumas linhas de transmissão. Assim, a conexão da usina solar fotovoltaica contribui para a robustez do sistema e permite um maior crescimento das cargas, caso necessário.

As análises foram feitas levando em consideração o fluxo de potência e o atendimento do critério de segurança n-1, pois são análises de regime permanente abrangidas pelo escopo do ANAREDE. Entretanto, outros critérios devem ser estudados para a garantia de escoamento de potência como, por exemplo, a análise de curto-circuito do barramento candidato à conexão de uma usina, estudo de estabilidade dinâmica do sistema e estudo de qualidade da energia elétrica que ficam como sugestões para trabalhos futuros. Também é possível o estudo, em trabalhos futuros, da conexão dessa UFV à subestação da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) para que seja estudada a melhor opção de conexão. A análise utilizando mais barras do sistema torna o problema mais complexo e requer um maior esforço computacional, porém é uma outra opção interessante de estudo que analisaria com maiores detalhes o impacto da integração da UFV no sistema.

REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, DF, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 13 abr. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 10 out. 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº481/2012**. Brasília, DF, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº482/2012**. Brasília, DF, 2012.

ANUÁRIO DO CEARÁ. Disponível em: <<http://www.anuarioceara.com.br/cidades/massape/>>. Acesso em 07 nov. 2017.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 171 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

CHESF. **Subestação Sobral II – Dados** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <thays.uchoa12@gmail.com> em 29 nov. 2017.

CHESF. **Subestação Sobral II – Dados** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <thays.uchoa12@gmail.com> em 12 abr. 2018.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013. cap. 9.

EDF ENERGIES NOUVELLES. **EDF Energies Nouvelle met em service 350 MW de capacités éolienne et solaire au Brésil**. Disponível em: <<https://www.edf-energies-nouvelles.com/edf-energies-nouvelles-met-service-350-mw-de-capacites-eolienne-solaire-bresil/>>. Acesso em: 12 out. 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. 64 p. Rio de Janeiro, 2012.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro, 2016a. 452 p.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Leilão de Energia de Reserva de 2014: Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral**. Rio de Janeiro, 2014.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da Geração 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015: Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral.** Rio de Janeiro, 2016b.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report.** Freiburg, 2016. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 10 dez. 2018.

GOOGLE EARTH. [**Fazenda Mumbaba**]. [2017]. Disponível em: <<https://earth.google.com/web>>. Acesso em: 25 nov. 2018.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **2019 Snapshot of Global PV Market.** Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_T1_35_Snapshot2019-Report.pdf>. Acesso em: 09 dez. 2019.

INPE - INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos, 2017.

MERTENS, K. **Textbook Photovoltaics.** Disponível em: <https://textbook-photovoltaics.org/figures_1.html>. Acesso em: 20 abr. 2018.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Energia Solar no Brasil e Mundo: Ano de Referência 2015.** Brasília, DF, 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

MME – Ministério de Minas e Energia. Brasília, DF, 2015. **Ranking Mundial de Energia e Socioeconomia.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de Rede.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 25 nov. 2018.

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 mar. 2018.

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.** 188 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

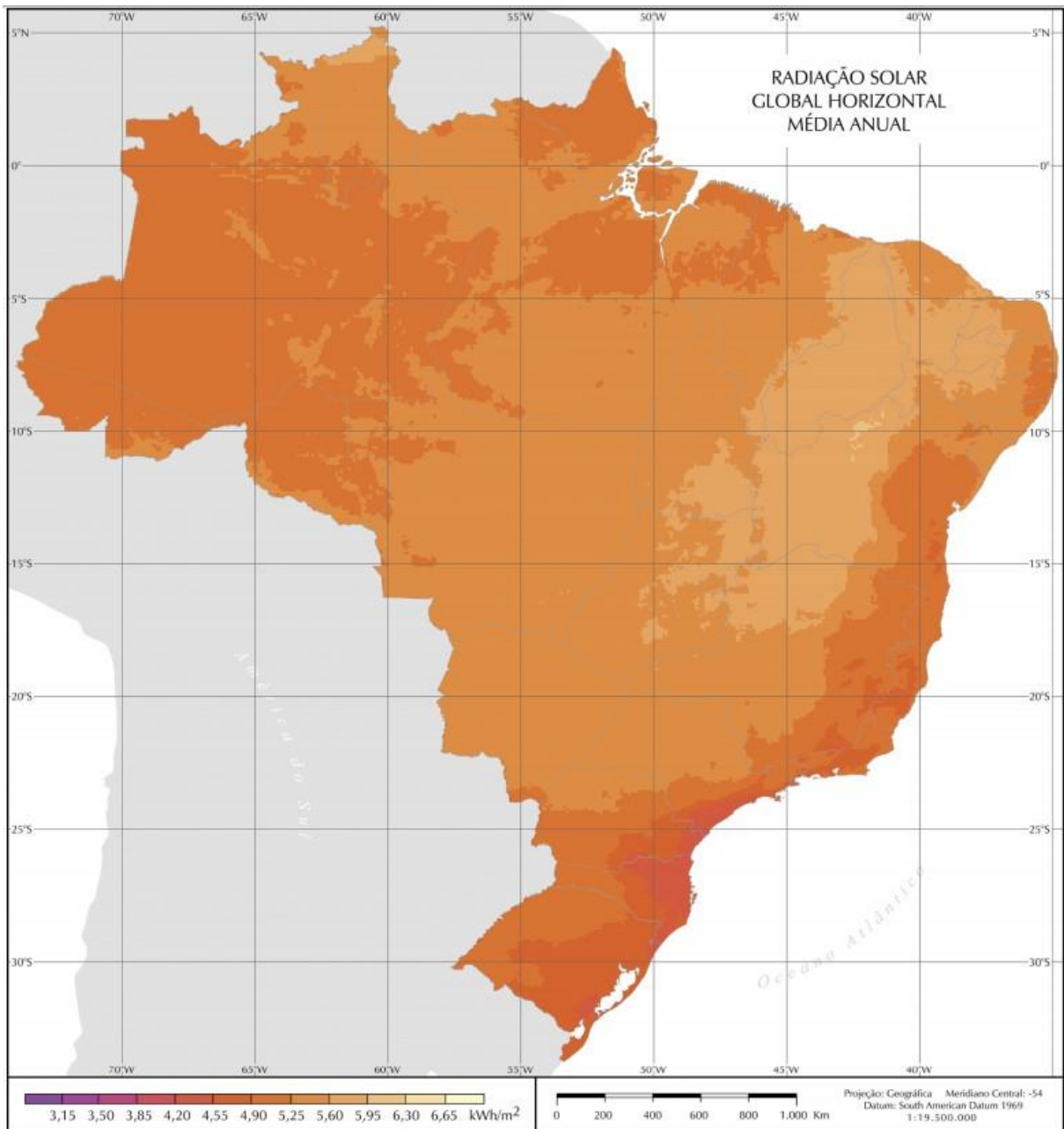
PINHO, J.T.; GALDINO, M.A., (Org). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** 530 p. Rio de Janeiro, 2014.

RIBEIRO, C. H. M. **Implantação de um Sistema de Geração Fotovoltaica**. 74 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2012.

SALGADO, R. S. **Fluxo de Potência – Método de Newton**. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~katia/FPNR-Slg.pdf>>. Acesso em 13 mar. 2018.

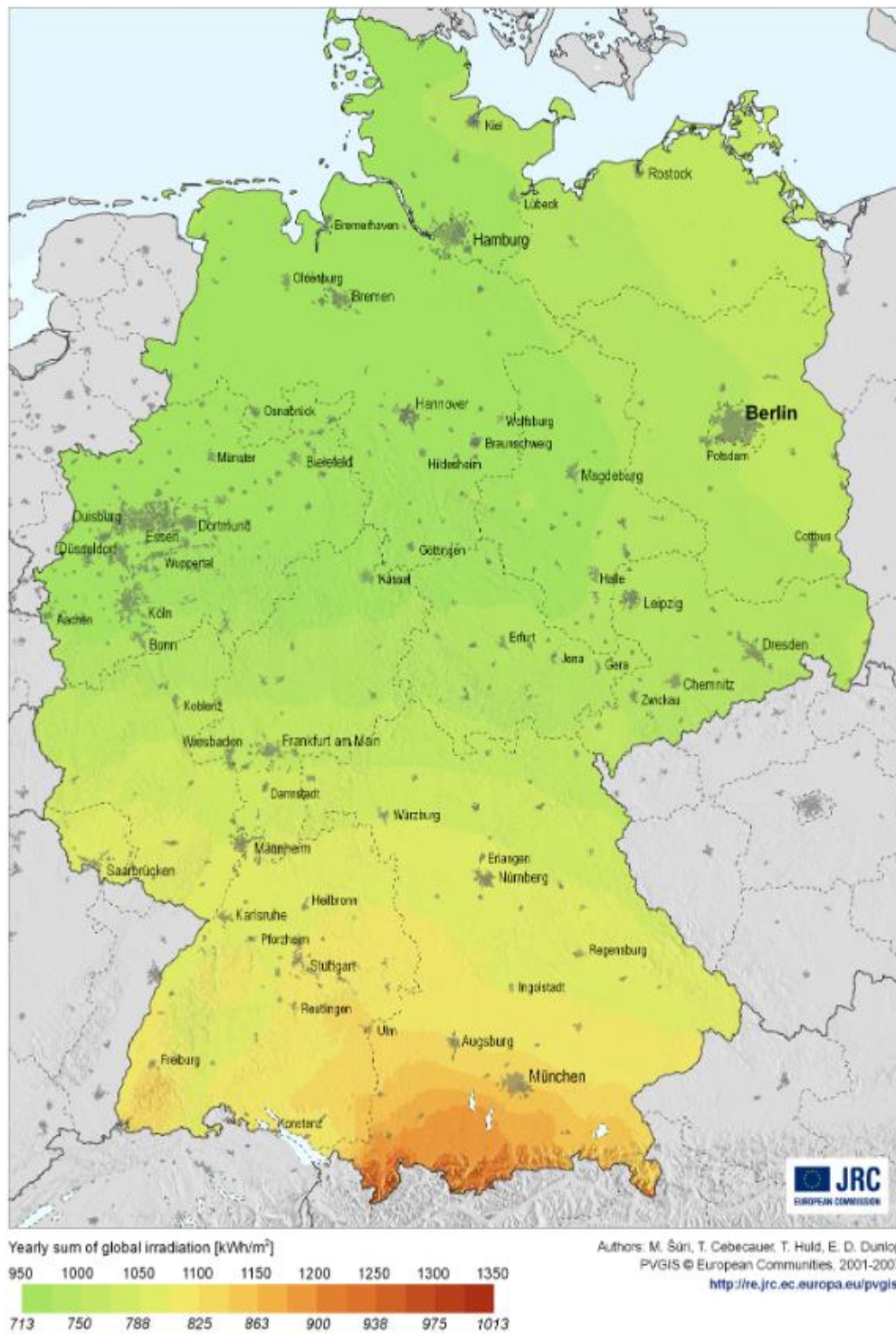
WHITAKER, C. M *et al.* PV Systems. In: LUQUE, A; HEGEDUS, S. (Ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. Nova Jersey: Wiley, 2012. cap. 19.

ANEXO A – MAPA DA RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL HORIZONTAL MÉDIA ANUAL



Fonte: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2017).

ANEXO B – MAPA DA RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL HORIZONTAL MÉDIA ANUAL DA ALEMANHA



Fonte: Adaptada de (MERTENS, 2018)