

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

ESTUDO DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NOS NÍVEIS DE TENSÃO EM  
REDE DE DISTRIBUIÇÃO

por

Akan Augusto Marques da Costa

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro de Energia.

Porto Alegre, 9 de dezembro de 2016



**Universidade Federal do Rio Grande do Sul**  
**Escola de Engenharia**  
**Engenharia de Energia**

**ESTUDO DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NOS NÍVEIS DE TENSÃO EM  
REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

por

Akan Augusto Marques da Costa

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**ENGENHEIRO DE ENERGIA**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Roberto Chouhy Leborgne - COMGRAD-EEN  
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Banca examinadora:

Dr. Eng. César Wilhelm Massen Prieb

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre, 9 de dezembro de 2016.

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Prof. Ronald Augusto e Prof.<sup>a</sup> Rosa Marques, pelo empenho e dedicação com que me educaram e pela ajuda na formação do meu caráter.

Aos meus irmãos, Amaralina Dinka e Elomar Augusto, pelos momentos de alegria compartilhados.

Ao meu orientador, Prof. Roberto Leborgne, pelas instruções e conselhos dados que permitiram a pesquisa e construção deste trabalho.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, por me acolher e providenciar meios para desenvolver meu conhecimento.

Aos professores do curso de Engenharia de Energia desta universidade, que com dedicação criaram e aperfeiçoaram o curso, em especial aos professores Adriane Petry, Sérgio Haffner e Paulo Schneider.

À *University of New South Wales*, por me acolher como estudante intercambista e me proporcionar uma formação mais diversa e rica.

Ao Prof. Arno Krenzinger, Eng. César Prieb e ao restante da equipe do Labsol, pelas conversas e contribuições que me introduziram ao mundo prático da engenharia.

Aos meus amigos, Athos Cavalcanti, Daniel Luzzi, José Anzanello Júnior, Gustavo Aguiar, Nicolas Agostini e Tales Silveira, pela forte amizade.

À minha namorada, Nicolle Romani, por me acompanhar e cuidar de mim.

Ao CNPQ, pelo apoio financeiro como bolsista de 2 projetos de pesquisa e como intercambista pelo Ciência sem Fronteiras.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

MARQUES DA COSTA, A. A. **Estudo do impacto da geração fotovoltaica nos níveis de tensão em rede de distribuição**. 2016. 32 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

## RESUMO

Com o crescente número de unidades de geração distribuída, esta monografia se propõe a estudar o impacto da geração fotovoltaica nos níveis de tensão de um alimentador padrão teste do IEEE. Para realizar este estudo, a rede alimentadora de 13 barras do IEEE foi modelada no *Simulink*, sendo necessária a adaptação e criação de blocos de medições e blocos de cargas a partir de fontes controladas de corrente. Com a modelagem da rede, o desvio máximo entre as medições de corrente e tensão deste trabalho com os resultados do IEEE foi de 0,1%, indicando que a rede modelada possui o comportamento esperado. Depois de criado um caso base, as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos conectados nas 5 barras trifásicas possíveis foram variadas até que a tensão em algum ponto da rede e horário do dia atingisse os limites máximos de tensão, definidos pelo PRODIST. A partir disso, foram verificadas quais seriam as restrições da rede para os resultados obtidos. Dependendo da barra estudada, problemas relacionados à infraestrutura ou problemas de inviabilidade financeira poderiam limitar a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos de forma mais intensa que a sobretensão. Para todas as barras, fatores como a ampacidade das linhas, capacidade dos transformadores da rede e questões relacionadas à viabilidade financeira resultaram em potências instaladas máximas permitidas de 60% até 32% daquela calculada quando são considerados apenas problemas de sobretensão. Em outras palavras, o aumento de tensão causado pelos sistemas fotovoltaicos não se mostrou relevante frente a outras restrições técnicas da rede e restrições referentes ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica da ANEEL.

**PALAVRAS-CHAVE:** Geração Distribuída, Sistema Fotovoltaico, Aumento de Tensão, Simulink.

MARQUES DA COSTA, A. A. **Study of the impact of photovoltaic generation on the voltage levels on a distribution network**. 2016. 32 pages. Dissertation (Bachelor's Dissertation in Energy Engineering) – Engineering School, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

## ABSTRACT

With the increasing number of distributed generation units, this dissertation proposes to study the impact of photovoltaic generation on the voltage levels of a standard IEEE test feeder. In order to carry out this study, the IEEE 13-bus test feeder was modelled in *Simulink*, requiring the adaptation and creation of measurement and load blocks based on current-controlled sources. With the feeder modelled, the maximum deviation between the current and voltage measurements of this work and the IEEE results was 0.1%, indicating that the modelled network performs as expected. After a base case was established, the installed power of the photovoltaic systems connected in the five possible three-phase buses were varied until the voltage at some point in the network and time of day reached the maximum voltage limits, defined by the PRODIST. From this, the network constraints were verified based on the results obtained. Depending on the bus studied, problems related to infrastructure or problems of financial unfeasibility could limit the installed power of photovoltaic systems more significantly than overvoltage. For all buses, factors such as line ampacity, network transformers capacity and issues related to financial viability resulted in maximum installed power ratings of 60% to 32% of that calculated when only overvoltage problems are considered. In other words, the voltage rise caused by photovoltaic systems was not relevant when facing other technical grid restrictions and limitations related to ANEEL's Net Metering Programme.

**KEYWORDS:** Distributed Generation, Photovoltaic System, Voltage Rise, Simulink.

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1. MOTIVAÇÃO	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.3. ESTRUTURA DA MONOGRAFIA	2
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>3</b>
2.1. ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	3
2.2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	3
2.3. IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	3
2.4. VARIAÇÃO DE TENSÃO	4
<b>3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>5</b>
3.1. MODELAGEM DOS COMPONENTES DA REDE ELÉTRICA	5
3.1.1. LNHAS E TRANSFORMADORES	5
3.1.2. CARGAS	5
3.2. PAINÉIS SOLARES E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	6
3.2.1. PRINCÍPIOS DO FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	6
3.2.2. MÓDULO FOTOVOLTAICO E SISTEMA CONECTADO À REDE ELÉTRICA	7
3.3. RECURSO SOLAR	7
<b>4. METODOLOGIA E MODELAGEM</b>	<b>9</b>
4.1. METODOLOGIA	9
4.2. MODELAGEM (ALIMENTADOR TESTE DE 13 BARRAS DO IEEE)	10
4.2.1. CARGAS PONTUAIS E DISTRIBUÍDAS	11
4.2.2. LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSFORMADORES	12
4.2.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	13
<b>5. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS</b>	<b>15</b>
5.1. VERIFICAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE	15
5.2. ADAPTAÇÃO DA REDE	15
5.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	17
5.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS E RESTRIÇÕES DA REDE	18
5.4.1. TRANSFORMADOR DE BAIXA TENSÃO	20
5.4.2. TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO	20
5.4.3. AMPACIDADE DAS LINHAS	21
5.4.4. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	22
5.4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	23
<b>6. CONCLUSÕES</b>	<b>24</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>25</b>
<b>APÊNDICE</b>	<b>26</b>

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. MOTIVAÇÃO

As políticas energéticas em todo o mundo estão buscando cada vez mais a diversificação de suas matrizes de energia. Essa tendência pode ser induzida pela necessidade de adequação às políticas ambientais e/ou aumentar a segurança energética de um país através da crescente oferta de energia por diferentes fontes.

Do ponto de vista ambiental, a pressão da sociedade por medidas mais sustentáveis no setor energético traz variáveis adicionais às questões relacionadas ao consumo e geração de energia, principalmente referente aos recursos não renováveis. Apesar do persistente uso de combustíveis fósseis, devido à dependência e importância do mundo quanto aos mesmos, as variáveis ambientais trouxeram nas últimas décadas incentivos às fontes de energias renováveis que têm pouca visibilidade e credibilidade. No que se refere à produção de energia, fontes renováveis como solar e eólica geram um impacto ambiental quase nulo frente a outras fontes como carvão e óleos diesel e combustível. Tal vantagem vem proporcionando às fontes solar e eólica novas possibilidades.

Pela segurança energética, recursos renováveis alternativos ainda não competem com as fontes convencionais, entretanto por serem inesgotáveis, grandes investimentos estão sendo feitos visando o futuro. Energia eólica e solar fotovoltaica (FV) foram as tecnologias com maior crescimento entre as renováveis em 2014, com 55% e 36,8% do total investido, respectivamente (REN21, 2015). Esses investimentos proporcionam flexibilidade para a operação energética e diminuem a dependência em relação a fontes de energia não renováveis.

Essas novas características do setor energético criaram um campo fértil para tecnologias alternativas, como a energia solar. Por ser altamente flexível, no que se refere ao fato de ser aplicado tanto em micro quanto em macro escala, a energia solar fotovoltaica vem se tornando a fonte renovável mais próxima do consumidor final. O crescente contato com o usuário aumenta à medida que novas políticas e esquemas são implementados, seja com ajuda de subsídios ou não.

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou a micro e minigeração de energia elétrica no Brasil, possibilitando que usuários com geração de energia elétrica a partir de uma fonte renovável pudessem abater das suas contas de energia o excedente produzido por seus sistemas geradores. Esse esquema, conhecido em outros países como *net metering*, é definido pela ANEEL como Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Desde a regulamentação, atualizações foram realizadas de modo a incentivar a micro e minigeração. Tais atualizações foram feitas, por exemplo, através da isenção de impostos incidentes sobre os créditos gerados pelos sistemas, que vem sendo aceita em muitos estados neste ano, inclusive no RS com a isenção do ICMS sobre o consumo líquido de energia, se houver (Estado-Rs, 2016).

Contudo, a crescente instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) traz questionamentos quanto aos impactos técnicos causados na rede elétrica. Como será abordado na fundamentação teórica para que a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos seja utilizada nas residências, são necessários equipamentos como os inversores, que causam distúrbios na qualidade da energia elétrica. Além desse impacto, o aumento dos níveis de tensão é frequentemente analisado em estudos de qualidade de energia em sistemas de distribuição.

De modo a auxiliar o melhor entendimento referente aos impactos na rede elétrica desse tipo de sistema, cuja penetração é cada vez maior entre os consumidores finais, este trabalho tem como objetivo analisar as consequências da geração distribuída fotovoltaica no que se refere aos níveis de tensão. Com esse estudo, é discutido se o impacto na tensão é um fator limitante para que inviabilize um investimento, sob o esquema da ANEEL, de sistemas fotovoltaicos na rede estudada.

O estudo é realizado no alimentador teste de 13 barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). Esse alimentador é caracterizado por ter um alto desbalanço entre as fases, alto carregamento e cargas com diversos comportamentos. As simulações são realizadas utilizando a ferramenta de modelagem *Simulink* do MATLAB.

## **1.2. OBJETIVOS**

O objetivo geral deste trabalho é estudar a influência de sistemas fotovoltaicos nos níveis de tensão de uma rede elétrica e analisar sua relevância frente a outras restrições da rede.

Como objetivo específico, deseja-se encontrar as potências máximas que poderiam ser injetadas em diferentes pontos do alimentador de modo que as tensões, em alguma barra em qualquer horário, atinja os valores limites de tensão estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição). Apesar de ser permitida, segundo a legislação atual, a operação em curtos períodos dentro das faixas precária e crítica de tensão de atendimento, nesta monografia será considerada apenas a operação dentro da faixa adequada.

## **1.3. ESTRUTURA DA MONOGRAFIA**

Esta monografia está dividida em 6 capítulos: Revisão Bibliográfica, Fundamentação Teórica, Metodologia e Modelagem, Simulações e Análise dos Resultados e Conclusões.

Na revisão bibliográfica, serão analisados alguns trabalhos realizados na mesma linha de estudo desta monografia e algumas considerações importantes referentes à organização do sistema elétrico e como a geração distribuída entra nesse cenário.

Na fundamentação teórica serão abordados conceitos básicos para a modelagem de componentes utilizados em problemas de fluxo de potência. Para melhor entendimento quanto aos sistemas fotovoltaicos, serão abordados, também, fundamentos sobre o recurso solar, irradiação, princípios básicos do funcionamento de uma célula fotovoltaica e sobre os componentes principais de um sistema fotovoltaico.

Em Metodologia e Modelagem serão apresentadas a metodologia utilizada para atingir os objetivos do trabalho e o modo como foram modelados os componentes do alimentador e do sistema fotovoltaico.

Em Simulações e Análise dos Resultados serão apresentados os resultados das medições do alimentador comparando com o modelo do IEEE. Também nessa seção, serão apresentados os resultados esperados para os objetivos, isto é, as potências máximas instaladas em cada barra considerada. Com base nos resultados obtidos, será investigado como os sistemas fotovoltaicos podem impactar na rede, considerando a capacidade do transformador da subestação, capacidade de um transformador pequeno no alimentador, capacidade das linhas e por fim, uma análise de como o esquema de compensação de energia elétrica da ANEEL pode influenciar como um fator limitante para as potências máximas a serem injetadas.

Em Conclusões, são destacados os pontos principais discutidos nesta monografia.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

A estrutura do sistema elétrico no Brasil seguiu a tendência do resto do mundo. Divide-se o sistema normalmente em 4 partes: geração, transmissão, subtransmissão e distribuição.

Os parâmetros que classificam cada parte variam de país para país. Nos EUA, sistemas de transmissão são classificados pelo *U.S. Occupational Safety and Health Administration* (OSHA) como tais, aqueles que operam com tensão acima de 69 kV e subtransmissão aqueles que operam entre 34,5 kV e 69 kV (IEEE, 2008). Já no Brasil, subtransmissão é classificada para tensões de até 138 kV, sendo a próxima tensão padronizada a de 230 kV, compondo a Rede Básica do sistema de transmissão.

No Brasil, devido às suas dimensões e à distância entre os locais de geração hidrelétrica e consumo nos centros urbanos, o sistema elétrico se organizou de maneira bastante extensiva. Entretanto, com novas fontes de energia surgindo e com a tecnologia sendo aprimorada, novas alternativas emergem para manter a expansão da oferta e demanda. Grande parte das discussões atuais é referente à crescente penetração da geração distribuída, que possibilita geração de energia próxima do local de consumo, evitando perdas no transporte e permitindo que o consumidor final possa suprir parte ou toda sua própria demanda.

### 2.2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A definição de geração distribuída é ampla, possuindo vários sinônimos, como por exemplo, geração descentralizada, geração dispersa e geração embutida (Ackermann *et al.*, 2001).

No Brasil, geração distribuída foi definida legalmente pela primeira vez com o decreto, que regulamenta comercialização, processos e autorizações referentes à geração de energia elétrica (Brasil, 2004):

*“...considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, ..., conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador...”*

No final dos anos 1990 e no início deste século, muitos agentes importantes para o setor elétrico foram criados e regulamentados. Como exemplos, citam-se o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS). Todos esses agentes se mostraram importantes para a atualização da organização do setor elétrico, proporcionando um ambiente favorável à geração distribuída até hoje.

Já em 2008, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) estabelecem as normas para acesso ao sistema de distribuição, desde então incluindo geradores distribuídos. Contudo, apenas na 4ª revisão, em 2012, em que a mini e microgeração foram abordadas nos procedimentos. Tal inclusão dá-se pela regulamentação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), criada no mesmo ano, em que possibilita que consumidores conectados no sistema de distribuição possam abater a conta de energia elétrica através de uma unidade geradora, desde que a energia seja proveniente de fontes especiais, como solar, eólica, cogeração qualificada, entre outras (ANEEL, 2016a)

### 2.3. IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Como abordado pelo guia do IEEE (2008), o impacto da geração distribuída depende fortemente do tipo de conversor utilizado, devido às diferentes inércias mecânicas e elétricas e constantes de tempo do sistema de controle. Para fontes de energia cujo aproveitamento necessita de máquinas rotativas, geradores síncronos e assíncronos (máquinas de indução) são os mais utilizados. Para geradores síncronos, a corrente injetada pode ser elevada em casos de falta no sistema. Nas máquinas de indução, uma falta na rede causa queda na potência reativa, essencial para manter o campo magnético girante no gerador, diminuindo consideravelmente a corrente injetada. Por fim, inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos

geralmente possuem sistemas de proteção rápidos, por conta da baixa capacidade térmica dos componentes eletrônicos do inversor.

Os impactos de SFCR mais importantes são investigados por Agüero e Steffel (2011). Nesse artigo, são analisados os impactos da flutuação e aumento da tensão, fluxo de potência reverso, interação com controladores de tensão (por exemplo, banco de capacitores) e aumento nas perdas no alimentador. O artigo propõe medidas de mitigação desses impactos como: injeção de potência com fator de potência não unitário, troca de banco de capacitores fixos por variáveis e utilização de armazenamento para suavizar a intermitência da geração. O artigo indica que, com as medidas corretas, o problema de aumento de tensão pode ser mitigado de modo eficiente, como mostra a Figura 2.1, no qual o problema de tensão é contornado ao injetar-se potência com fator de potência em adianto, absorvendo potência reativa.

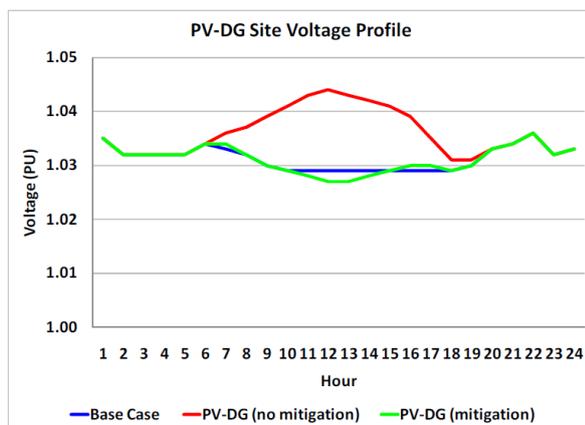


Figura 2.1 – Perfil de tensão do SFCR antes e depois da mitigação. Fonte: Agüero e Steffel (2011)

## 2.4. VARIAÇÃO DE TENSÃO

No que tange os impactos de SFCR em níveis de tensão em redes de distribuição, o *National Renewable energy Laboratory* (NREL) realizou um estudo em 2013 no qual foram simulados vários alimentadores típicos de distribuição com geração fotovoltaica, concluindo que em 86% dos casos simulados a penetração máxima de sistemas fotovoltaicos passou de 30% da demanda máxima das cargas (Hoke *et al.*, 2013). Utilizando o GridLab-D para modelar os alimentadores, níveis de penetração foram simulados até que houvesse sobretensão ou sobrecorrente em algum ponto dos alimentadores ao longo do ano. No entanto, não foram considerados outros fatores limitantes como as potências nominais dos transformadores.

Em um estudo sobre o impacto de sistemas fotovoltaicos em um alimentador no Reino Unido, indica-se que a penetração máxima pode passar de 50% quando se consideram os limites de tensão estabelecidos pelas normas britânicas (Ali *et al.*, 2012). Nesse trabalho, utiliza-se o Simulink para modelar uma rede elétrica real de mais de 18 mil propriedades e analisar problemas de sobretensão causadas por geração fotovoltaica. Vale ressaltar que a grande penetração permitida encontrada nesse artigo é possível pela maior variação da tensão permitida de acordo com as leis do país, podendo variar de 0,94 até 1,10 p.u..

Por fim, outro trabalho de grande relevância para os objetivos propostos nesta monografia é o de (Hasheminamin *et al.*, 2015), no qual modela-se a mesma rede de 13 barras do IEEE, utilizada aqui, para propor uma metodologia baseada em índices para avaliar o impacto da geração fotovoltaica. Esse trabalho não deixa claro, contudo, qual software é utilizado para avaliar os índices e modelar as redes. Os resultados obtidos pelo estudo indicam que a barra cuja tensão é mais sensível em relação à potência ativa é a barra 634, e em relação à potência reativa é a barra 652. Tal informação será utilizada para comparar com os resultados obtidos mais a frente nesta monografia.

### 3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

#### 3.1. MODELAGEM DOS COMPONENTES DA REDE ELÉTRICA

A análise do fluxo de potência em sistemas de distribuição difere consideravelmente dos sistemas de transmissão por causa das características da rede. Enquanto que redes de transmissão (RT) possuem cargas equilibradas, linhas transpostas e redes trifásicas, redes de distribuição (RD) possuem cargas desequilibradas, linhas não transpostas e podem ser tri-, bi- ou monofásicas, o que aumenta a complexidade na análise do sistema. Além disso, em RDs é comum haver cargas de impedância constante, corrente constante e potência constante, esta última sendo a mais comum em sistemas de transmissão. Os diferentes tipos de cargas e suas características serão abordados, assim como as possíveis configurações para cargas distribuídas uniformemente ao longo de uma linha.

##### 3.1.1. LNHAS E TRANSFORMADORES

Como em redes de distribuição as linhas não são transpostas, a impedância é distinta para cada fase, por conta da diferente influência entre uma fase e outra. Além disso, a resistência dos condutores passa a ser um importante fator, geralmente negligenciado em redes de alta tensão. Também, para cálculos mais precisos, as impedâncias mútuas entre as fases devem ser levadas em conta.

Ao se modelar componentes trifásicos como linhas e transformadores, é comum representá-los conforme a Equação 3.1 (matriz de impedância):

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

A dedução completa dessa equação pode ser encontrada em (Kersting, 2012), no qual utilizam-se as equações de Carson para calcular as impedâncias próprias e mútuas de uma linha trifásica para obter uma matriz 4x4 (matriz de impedância primitiva) e com uma redução (reduções de Kron), obtém-se a matriz da equação 3.1.

Essa matriz é utilizada para a modelagem de linhas de distribuição e transmissão. Entretanto, para linhas transpostas e equilibradas, os elementos da diagonal principal são iguais e os elementos fora da diagonal são todos iguais entre si, o que não é o caso das linhas de distribuição.

##### 3.1.2. CARGAS

Cargas podem ser modeladas como potência ativa e reativa (PQ) constante, impedância (Z) constante e corrente (I) constante. Cargas com potência constante independem da tensão sobre os terminais da carga. Em casos de queda de tensão, para a carga ser mantida a corrente aumenta, o que causa mais queda de tensão nas linhas, reduzindo a tensão mais ainda. Nessas situações, para evitar o colapso, mais geração deve ser incluída.

Para cargas com impedância constante, quedas de tensão não são tão prejudiciais, já que a corrente varia linearmente adequando-se à queda de tensão. Para estes tipos de carga, a potência consumida depende do módulo da tensão ao quadrado.

Finalmente, cargas de corrente constante, a tensão também influencia na potência consumida, sendo esta proporcional à tensão.

Diferentemente das cargas em sistemas de transmissão, que são pontuais, em sistemas de distribuição as cargas podem ser distribuídas ao longo das linhas. Para simplificação, estas cargas uniformemente distribuídas podem ser representadas como cargas concentradas de 3 maneiras: toda a carga concentrada no meio da linha; metade da carga concentrada em cada extremo da linha; e ainda 2/3 da carga concentrada em 1/4 do início para o fim da linha e o resto da carga concentrada no fim (Kersting, 2012).

## 3.2. PAINÉIS SOLARES E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

### 3.2.1. PRINCÍPIOS DO FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Uma célula fotovoltaica na sua configuração mais simples é estruturada por uma junção PN e contatos metálicos para captação dos elétrons livres. Uma junção PN é o contato de estruturas cristalinas de silício com diferentes dopagens. Inicialmente um *wafer* de silício, possui alguns dos seus átomos da rede cristalina ocupados por átomos de boro que contém 1 elétron a menos do que o silício na última camada, resultando em uma falta de elétron (lacuna) e portanto uma carga positiva (lado P). Para fazer o lado N, alguns átomos da rede cristalina são substituídos por átomos de fósforo que ao ligarem-se com outros átomos de silício da rede, permanecem com um elétron sobrando, resultando em uma carga negativa. Tais processos de dopagem ocorrem por difusão a altas temperaturas, que é um processo lento. Outra alternativa é a penetração de átomos injetados por raios dentro da rede cristalina, processo mais rápido causando, porém, distúrbios no cristal de silício.

Com apenas a parte superior do wafer dopada com fósforo, forma-se o lado N (em azul) e o lado P (em vermelho) (ver Figura 3.1). Na Figura 3.1b) observa-se que os elétrons que sobram no lado N, por conta do elétron extra do fósforo, por difusão eles tendem a migrar para o restante do *wafer*, em direção ao lado P (setas em azul). Da mesma forma, as lacunas tendem a migrar por difusão para onde a concentração de lacunas é baixa, em direção ao lado N (setas em vermelho).

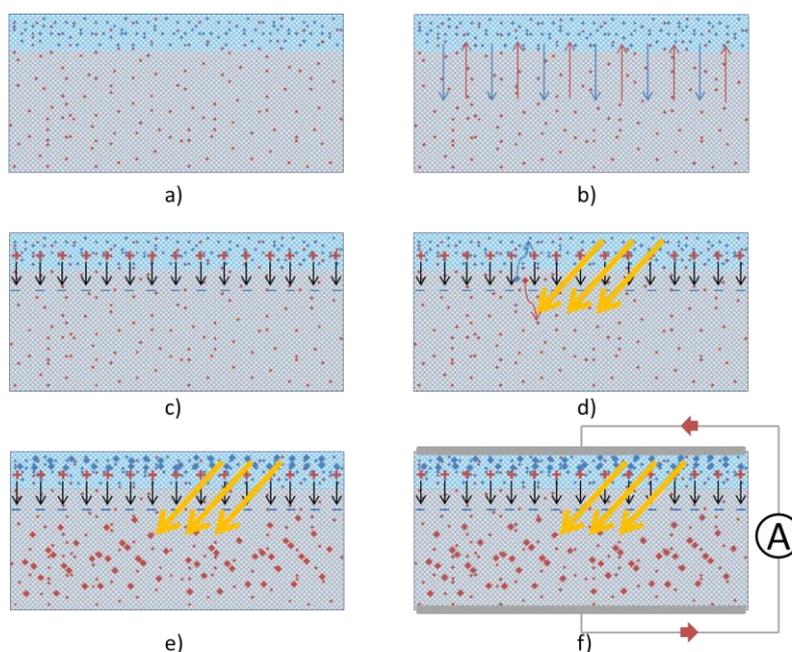


Figura 3.1 – Efeito fotovoltaico em uma junção PN célula fotovoltaica (Elaborado pelo Autor)

Com isso, os átomos fixos de fósforo na rede cristalina ficam com carga positiva (por perderem o elétron) e o lado P do *wafer* fica com cargas negativas fixas (por “perderem” uma lacuna). Essa separação de cargas resulta em um campo elétrico no sentido lado N para lado P (setas pretas na Figura 3.1c), formando a região de depleção. Ao passo que a difusão tende a fazer com que os elétrons voltem para o lado N e as lacunas para o lado P, o campo elétrico age no sentido oposto até que as forças de difusão e elétricas entrem em equilíbrio.

Com a absorção de fótons (Figura 3.1d), pares elétron-lacuna são criados e separados pelo campo elétrico. Com mais pares sendo criados e sofrendo ação do campo elétrico, aumenta a concentração de cargas de sinais opostos em regiões opostas, aumentando a tensão elétrica entre os terminais da célula (Figura 3.1e). Finalmente, para se obter a energia gerada, são necessários contatos metálicos para fechar o circuito e utilizar a energia gerada (Figura 3.1f).

### 3.2.2. MÓDULO FOTOVOLTAICO E SISTEMA CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Como a tensão gerada por uma célula de silício convencional gira em torno de 0,5 V, uma célula apenas seria de pouco uso. Para obtenção de mais tensão e corrente, faz-se a associação das células, dispondo-as em paralelo para agregar corrente ou em série para agregar tensão.

Módulos fotovoltaicos comumente comercializados possuem tensão da ordem de poucas dezenas de volts, produzindo, em situações ideais de insolação e temperatura, entre 100 e 300 W cada módulo.

Da mesma forma que com apenas uma célula um módulo pode ser utilizado para pequenas aplicações, mas para geração de energia elétrica costuma-se associá-los para obter mais potência instalada. Como mencionado na introdução desta monografia, isso traz flexibilidade, uma vez que um sistema pode ser utilizado tanto para uma residência pequena (de 1 até 10kW) até grandes centrais geradoras (300 MW).

Como as células fotovoltaicas possuem curvas de corrente e tensão regidas pela equação do diodo, a corrente extraída da célula depende da tensão em que está sendo operada. Como pode ser visualizado na Figura 3.2, a corrente extraída de uma célula é máxima quando a tensão é nula, corrente de curto-circuito, e é nula quando a tensão é máxima (tensão de circuito aberto). A curva da potência pode ser visualizada em azul onde identifica-se uma potência máxima com uma tensão de operação um pouco abaixo de  $V_{OC}$  e levemente abaixo de  $I_{SC}$ . O segmento do ponto de máxima potência procura encontrar a tensão e corrente para que seja extraída a máxima potência do conjunto de painéis fotovoltaicos (arranjos).

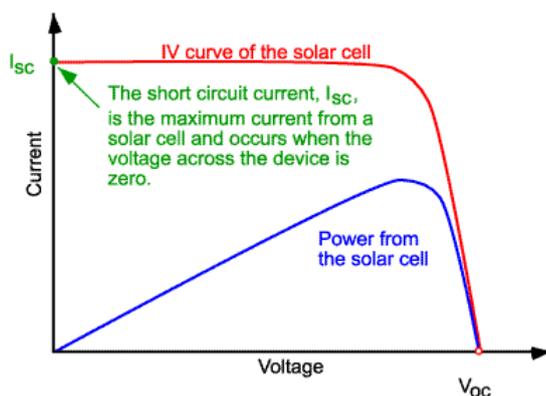


Figura 3.2 - Curva I-V e P-V (Honsberg e Bowden, 2016)

Uma das características das células fotovoltaicas é que a potência gerada é em corrente contínua, sendo necessária uma transformação da mesma para que o sistema seja conectado na rede elétrica. Essa transformação dá-se com o uso de um inversor, que utiliza dispositivos semicondutores, como IGBTs, para transformar a tensão contínua em uma tensão senoidal.

Entretanto, como neste trabalho será considerada somente a operação em regime permanente e apenas uma injeção de potência ativa pelo inversor, a modelagem do sistema fotovoltaico será bastante simplificada. Por exemplo, o sistema será modelado como uma fonte de corrente operando com fator de potência unitário, ou seja, o inversor opera sem injeção de reativos. Além disso, será considerada que essa potência é uma função apenas da irradiação incidente no painel. Portanto, efeitos da irradiação na tensão do módulo – que afetaria a potência injetada – e os efeitos da temperatura serão desconsiderados.

### 3.3. RECURSO SOLAR

A energia solar depende, de maneira óbvia, do Sol, mais precisamente da posição do nosso planeta em relação à estrela. A posição da Terra e inclinação do eixo de rotação, em relação ao próprio plano de translação em torno da estrela, adicionados às condições

climáticas locais em certa região moldam a quantidade e qualidade do recurso solar disponível para geração de energia.

A posição da terra e inclinação do eixo de rotação influenciam nas estações do ano em cada hemisfério, baseado na diferente inclinação com que os raios solares incidem sobre a superfície terrestre. Quando há incidência solar de maneira similar nos dois hemisférios ocorrem a primavera e o outono. Quando há mais incidência solar no hemisfério sul do que no norte, é verão no primeiro e inverno no segundo.

O espalhamento dos raios solares na atmosfera dá origem à distinção entre duas componentes da energia solar: a direta e a difusa. A irradiação direta é aquela que recebemos diretamente do Sol sem nenhuma mudança de direção significativa. Já a irradiação difusa é aquela luz que sofreu reflexões, por conta dos componentes da atmosfera, antes de incidir sobre os medidores ou módulos. A soma das duas componentes resulta na irradiação global.

O cálculo da irradiação incidente horária ( $W/m^2$ ) em um plano inclinado qualquer é dado por (Krenzinger e Bugs, 2010):

$$I_{direta.inclinada} = I_{direta} * \cos\left(\frac{\theta_s}{\theta_z}\right) \quad (3.2)$$

Onde os ângulos  $\theta_s$  e  $\theta_z$  são respectivamente os ângulos de incidência em relação ao plano e o ângulo de zênite que representando a distância angular entre o zênite e o Sol em um dado momento.

O cálculo de  $I_{direta}$  leva em consideração fatores que dependem da localização do plano, que dependem de da latitude, constante solar, ângulo do pôr do sol e a irradiação diária total, difusa e direta. A irradiação diária, por sua vez, depende uma grandeza conhecida como índice de limpidez que leva em consideração a influência das condições atmosféricas (Krenzinger e Bugs, 2010).

Com a utilização do *software* Radiasol 2, disponível gratuitamente pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS (LABSOL), pode-se obter valores estatísticos para qualquer dia. O programa calcula a irradiação horária, global e difusa em um plano com inclinação e orientação quaisquer, em qualquer localidade do Brasil para um ano típico. Esse ano típico foi calculado com base em dados medidos por estações meteorológicas ao longo de vários anos, representando, portanto um ano médio.

Como nesta monografia as simulações foram realizadas com os dados disponíveis pelo programa para o dia 1º de janeiro, a irradiação horária em um plano com inclinação de 30º em relação à horizontal, voltado para o norte e situado na cidade de Porto Alegre, resultou na Figura 3.3, que mostra a variação do recurso solar ao longo dos 3 primeiros dias do ano típico.

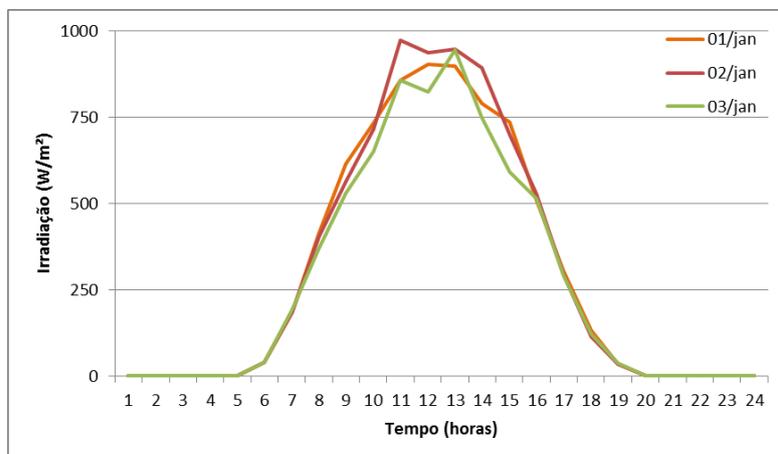


Figura 3.3 - Irradiação horária (Elaborado pelo Autor com base nos dados do Radiasol 2)

## 4. METODOLOGIA E MODELAGEM

### 4.1. METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho é mostrada na Figura 4.1. Como o objetivo é desta monografia é analisar o impacto da geração fotovoltaica em uma rede de distribuição, primeiramente deve-se escolher uma rede, cuja concepção no *Simulink* seja viável, e que possa ser verificado se não há distorções na modelagem. Para tanto, foi escolhido neste trabalho a rede padrão de testes de 13 barras do IEEE, que será abordada em maiores detalhes posteriormente.

A partir da modelagem do alimentador no *Simulink*, faz-se a verificação do comportamento do modelo. Por ser uma rede padrão utilizada em muitos trabalhos, todos os detalhes dos componentes da rede são fornecidos pelo IEEE, assim como os resultados dos fluxos de potência. Com o modelo construído, são comparados os resultados dos fluxos de potência em toda a rede da simulação deste trabalho com os resultados divulgados pelo IEEE em Kersting (1991). Após a certificação de que a rede possui o comportamento esperado e que a modelagem feita no *Simulink* não produz distorções significativas, algumas alterações na rede são realizadas de modo a ser obtido um caso base a ser trabalhado. As alterações serão explicadas e descritas posteriormente.

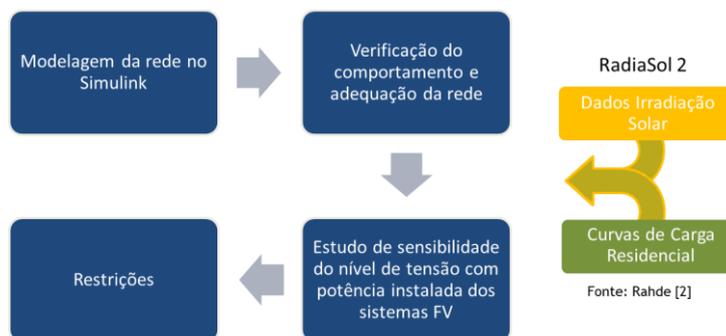


Figura 4.1 Diagrama esquemático da metodologia empregada (Elaborado pelo Autor)

Com uma rede base para ser realizado o trabalho, são incluídos na modelagem dos sistemas fotovoltaicos dados de irradiação solar disponíveis pelo *software* Radiasol 2. No modelo do IEEE, são apresentados apenas as potência instaladas das cargas e o seu tipo de comportamento, já que trata-se de um modelo estático no tempo. Entretanto, como o objetivo é analisar a variação da tensão ao longo de um dia, deve-se levar em conta a variação das fontes de energia (sistemas fotovoltaicos) assim como a das cargas (aqui modelados como cargas residenciais acumuladas). A Figura 4.2 ilustra os perfis de carga residencial utilizados.

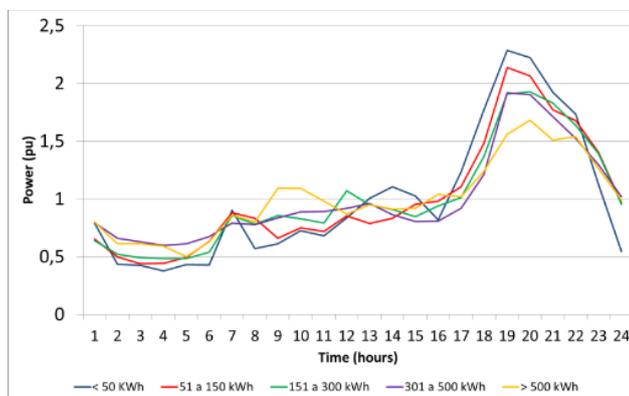


Figura 4.2 - Curvas de perfil residencial (Elaborado pelo Autor com base em (Rahde e Kaehler, 1998), apud (Martins, 2013))

De forma a modelar uma rede com cargas com perfis distintos em cada barra, as 5 curvas foram normalizados de acordo com o seu valor máximo e distribuídas entre as cargas da rede.

Com um caso base adequado para ser trabalhado, sistemas fotovoltaicos já com as curvas de irradiação e as cargas com os perfis residenciais, os estudos de sensibilidade podem ser realizados. Nessa etapa, várias simulações são realizadas com diferentes potências injetadas pelos sistemas fotovoltaicos conectados em diferentes barras da rede. A partir de cada valor, analisa-se a variação da tensão ao longo do dia inteiro em todas as barras observando se em algum momento e lugar os limites de tensão crítica ou precária estabelecidos pelo PRODIST são atingidos.

As faixas de operação para tensão adequada, precária e crítica são mostradas na Tabela 4.1 para a tensão de operação de 4,16 kV (tensão de referência da rede).

Tabela 4.1 - Faixas de operação para tensão nominal entre 1 e 69kV. Fonte: ANEEL (2016b)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Após realizar o estudo para certo número de barras, as restrições impostas pela infraestrutura da rede e pelo sistema de compensação de energia são analisados. Na parte da infraestrutura, a ampacidade das linhas e a potência nominal dos transformadores são analisadas. No âmbito financeiro, as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica são analisadas para as potências instaladas máximas, observando se tais potências são suficientes para gerar a energia total que será consumida pelas cargas ao longo de um período. Com essas análises, pretende-se verificar se o aumento de tensão causado pelos sistemas fotovoltaicos é um fator mais crítico ou não do que características da rede e de aspectos financeiros.

#### 4.2. MODELAGEM (ALIMENTADOR TESTE DE 13 BARRAS DO IEEE)

O alimentador teste de 13 barras do IEEE é caracterizado por uma rede pequena em extensão, com alto carregamento nas cargas, além de grande desequilíbrio entre as fases. Tal desequilíbrio é causado em pequena parte pela assimetria das linhas de distribuição e em maior parte pela diferente potência conectada em cada fase das cargas. A rede ainda conta com dois bancos de capacitores em dois pontos extremos, um transformador pequeno em um dos ramos, um regulador de tensão na saída da subestação (ver Figura 4.3). Há ainda na rede uma chave trifásica, entretanto, como não serão estudados transitórios nesta monografia, a chave sempre foi considerada como fechada.

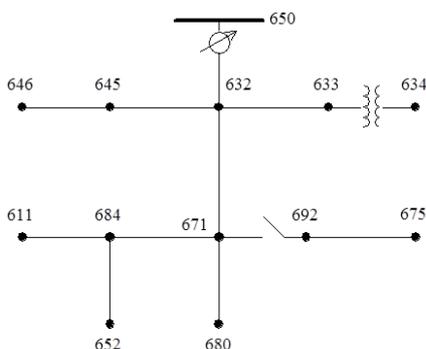


Figura 4.3 - Diagrama unifilar da rede de 13 barras (Fonte: Kersting (1991))

#### 4.2.1. CARGAS PONTUAIS E DISTRIBUÍDAS

A Tabela 4.2 mostra o comportamento e capacidade instalada de cada carga e suas fases. Em *Barra*, é mostrado onde cada carga está conectada. Na segunda coluna, é mostrado o tipo de conexão das cargas, no qual Y indica que cargas trifásicas estão conectadas em estrela e cargas monofásicas estão conectadas entre uma fase e um terra. As cargas conectadas em delta são identificadas por *D*, no qual as cargas trifásicas são conectadas em delta e as cargas monofásicas são conectadas com um dos terminais da fase especificada e o outro na seguinte fase, de acordo com a sequência *abc*, ou seja, a carga monofásica conectada na barra 692 possui um terminal conectado na fase *c* e o outro na fase *a*. A terceira coluna da tabela indica o tipo do comportamento da carga, como discutido na seção [3.1.2](#).

Tabela 4.2: Especificação das cargas pontuais e distribuídas (Elaborado pelo Autor com base em Kersting (1991))

ESPECIFICAÇÕES DAS CARGAS PONTUAIS								
Barra	Conexão	Tipo de Carga	Fase - a		Fase - b		Fase - c	
			kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	Y	PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y	PQ	0	0	170	125	0	0
646	D	Z	0	0	230	132	0	0
652	Y	Z	128	86	0	0	0	0
671	D	PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y	PQ	485	190	68	60	290	212
692	D	I	0	0	0	0	170	151
611	Y	I	0	0	0	0	170	80
TOTAL			1158	606	973	627	1135	753
ESPECIFICAÇÕES DAS CARGAS DISTRIBUÍDAS								
Barra A	Barra B	Carga	Fase - a		Fase - b		Fase - c	
		Modelo	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Somadas todas as cargas, a potência instalada total da rede chega em 3.466 kW.

Antes de prosseguir com a modelagem dos componentes, é necessário explicar alguns pontos importantes a cerca do modo como são realizadas as simulações.

O Simulink possui uma ferramenta para realizar simulações de fluxo de potência, que é a utilização combinada do bloco *load flow bus*, que faz a medição das correntes e tensões em um ponto a ser definido como uma barra e a ferramenta de fluxo de potência do bloco *powergui*, que permite o usuário escolher qual método quer utilizar para resolver o modelo. O problema encontrado nessa opção é que para a versão do *Matlab* utilizada neste trabalho, versão R2015a, o bloco *load flow bus* faz o cálculo das grandezas envolvidas considerando que o sistema é equilibrado entre as fases, o que deixa de ser verdade para o alimentador teste considerado. Outro ponto importante a ser discutido se fosse utilizado esse método para as simulações é que as os blocos de cargas disponíveis pelo software permitem escolher o tipo do comportamento das mesmas, porém apenas entre cargas com PQ constante e Z constante.

Tendo em vista as limitações mencionadas, a solução foi montar o modelo no *Simulink*, criando a partir dos blocos disponíveis, outros blocos de medição para aferir de maneira correta as tensões e correntes em todas as barras ao longo do dia de operação. A partir disso, com a escolha adequada de um *solver* (dentre os disponíveis no programa), as simulações são realizadas, os resultados são registrados e analisados.

Como discutido, é necessária a criação de blocos de cargas com comportamentos distintos. A Figura 4.4 ilustra como o bloco de corrente constante foi concebido. A carga foi feita a partir de uma fonte de corrente controlada (assim como para os blocos de PQ e Z constante) e um controle de medição automático. Com a medição da tensão nos terminais da fonte de

corrente (voltímetro), multiplica-se o valor para obter a tensão RMS, já que o voltímetro mede valores de pico, e depois passa por um filtro para impedir divisões por zero. Depois dessa medição, faz-se uma comparação entre a tensão aferida e a tensão de referência nominal da carga, resultando em uma proporção. Ao mesmo tempo, a potência nominal da carga é dividida pela tensão medida (obtendo uma medida de corrente) e multiplicada pela proporção entre a tensão medida e a tensão de referência. Desta forma, um aumento na tensão com que a carga opera causará um aumento na mesma proporção da potência consumida, resultando em uma corrente constante. Com esse valor de corrente calculado retornado à fonte de corrente, a carga segue sendo controlada, lembrando que antes do valor medido ser enviado à fonte, o sinal é registrado por um bloco que impede *loops*, fazendo com que o sinal convirja para um valor estável.

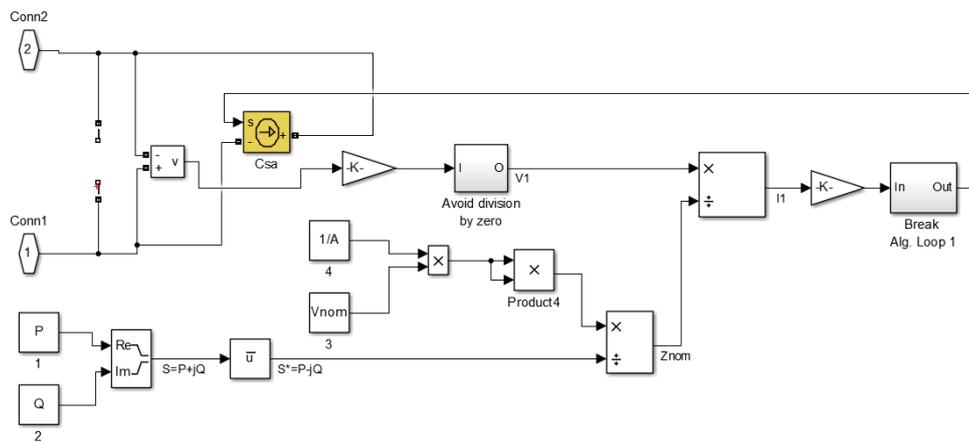


Figura 4.4 – Diagrama em blocos da carga de corrente constante (Elaborado pelo Autor)

De maneira análoga, os blocos de carga com PQ e Z constante são criados (consultar Apêndice). Vale ressaltar que na Figura 4.4, as potências ativa e reativa estão definidas como constantes para simplificação do modelo, contudo nas simulações a potência varia ao longo do tempo de acordo com os perfis de carga residencial discutidos na seção anterior.

No que tange a modelagem das cargas em si, a construção dos blocos já foi explicada. Contudo, há diferença entre as cargas pontuais e cargas distribuídas. Para a modelagem correta das cargas distribuídas, faz-se uso da seção 3.1.2 novamente no qual são explicadas de maneira sucinta formas de modelar esses tipos de cargas. A representação utilizada neste trabalho é a mais simples: a carga total é dividida em 2 partes iguais, sendo alocadas nos extremos da linha.

#### 4.2.2. LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSFORMADORES

A modelagem das linhas foi feita a partir da utilização de dois blocos distintos. Para os ramos que conectam as extremidades da rede com o ramo principal, de maior fluxo, foram utilizados os blocos *Distributed Parameters Line*, que utilizam um método de parâmetros distribuídos para o cálculo das quedas de tensão. Para o ramo principal, que conecta a subestação aos ramos secundários, onde as correntes são mais intensas, foi utilizado um bloco que modela as linhas a partir de indutâncias mútuas. Antes de justificar a escolha desses blocos, as opções para modelagem das linhas no *Simulink* são analisadas.

Alguns aspectos importantes a serem considerados quando se busca modelar as linhas de distribuição de maneira mais precisa são:

- Representar corretamente as impedâncias e susceptâncias da linha;
- Considerar as impedâncias mútuas entre as fases;
- Representar corretamente os desequilíbrios entre as fases.

Um dos blocos disponíveis é para uma modelagem a partir de parâmetros concentrados, através do modelo Pi, bloco *Three-Phase PI Section Line*. O problema com esse bloco é que se entra com os dados de resistência, indutância e capacitância de sequências positivas e zero, não representando a diferença entre as fases das linhas de distribuição, apesar de levar em conta as indutâncias próprias e mútuas. Outra limitação deste bloco é que só permite a modelagem de linhas trifásicas, e como discutido antes ainda há linhas bi- e monofásicas no alimentador considerado.

O primeiro bloco utilizado, *Distributed Parameters Line*, utiliza a modelagem de parâmetros distribuídos ao longo da linha. O fato de utilizar essa metodologia diferente é de pouca importância, já que para distâncias curtas, o modelo não apresenta distorções significativas. Algumas vantagens da utilização desse bloco são: possibilidade de optar pelo número de fases da linha e possibilidade de entrar com as matrizes de resistência, impedância e capacitância já disponíveis no sistema IEEE 13 barras.

Entretanto, para correntes mais intensas, esse bloco não se mostrou preciso por conta dos grandes desequilíbrios entre as fases, sendo necessária outra opção. A utilizada para modelar as linhas do ramo principal é um bloco de indutâncias mútuas, que também possibilitam optar pelo número de fases e entrar com as matrizes de resistência e indutância, levando em conta corretamente as impedâncias próprias e mútuas. A desvantagem de utilizar esse bloco é que a capacitância da linha é desconsiderada. Porém, como as linhas são curtas e as capacitâncias baixas, o efeito delas é insignificante, não trazendo erros consideráveis na modelagem da linha.

Não foi possível utilizar esse último tipo de bloco em todas as linhas porque o programa não permite que indutâncias sejam conectadas em série com fontes de corrente (presentes nas cargas), portanto, esse tipo de bloco foi utilizado apenas onde não acarretariam problemas de convergência para a solução do fluxo de potência.

Quanto ao transformador de baixa tensão, também não foi possível utilizar o bloco disponível para conectá-lo em série com as cargas, uma vez que eles são modelados também como indutâncias. Entretanto, como os cálculos realizados são todos por unidade (em p.u.), o efeito mais importante do transformador na rede é o acréscimo nas perdas. Para tanto, ao invés de utilizar um transformador, foram calculadas as impedâncias de cada fase que causariam as mesmas perdas que o transformador entre as barras 633 e 634. As impedâncias utilizadas foram modeladas através dos blocos *Series RLC Branch*, que têm como entrada a resistência e indutância por unidade de comprimento.

A subestação da rede foi modelada a partir de uma fonte de tensão e o transformador da subestação foi modelado através de 3 transformadores monofásicos conectados em  $\Delta$  no lado primário e Y no secundário.

Quanto ao regulador de tensão, não foi encontrada uma forma de modelá-lo, uma vez que o único bloco útil para regulação da tensão realiza o controle do *tap* de todas as fases da mesma maneira. Para a verificação do comportamento da rede, a partir dos resultados do fluxo de potência disponíveis pelo IEEE para a rede de 13 barras, nota-se que o *tap* do transformador é diferente para cada fase, portanto o regulador disponível pelo *Simulink* não seria adequado.

#### **4.2.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE**

Os principais componentes e suas funções de um sistema fotovoltaico conectado à rede foram abordados de maneira breve na fundamentação teórica (seção [3.2.2](#)). O motivo para ser uma explicação breve é que, para verificar o impacto nos níveis de tensão ao longo de um dia inteiro, necessita-se saber apenas o quanto de potência está sendo injetada no ponto de conexão. Portanto, as informações necessárias para modelar o sistema fotovoltaico são apenas a capacidade instalada e como será a geração de energia a partir da variação da irradiação ao longo do dia.

Por conta dessa simplificação, a potência ativa injetada pelos sistemas fotovoltaicos segue a equação 4.1:

$$P = P_{inst} \cdot \alpha \quad (4.1)$$

Onde  $P_{inst}$  é a potência instalada do sistema fotovoltaico e  $\alpha$  é um fator que relaciona a irradiação medida em comparação com as condições padrões de irradiação, dado por:

$$\alpha = \frac{I}{I_{STC}} \quad (4.2)$$

Onde  $I$  é a irradiação em  $W/m^2$  medida e  $I_{STC} = 1000 W/m^2$ , com o subíndice STC, representando as condições padrões de teste ( $1000 W/m^2$  e  $25^\circ C$ ), *Standard Test Conditions*, em inglês.

A partir do cálculo da potência ativa, utiliza-se esse dado para calcular a corrente injetada pelas fontes controladas que modelam o sistema fotovoltaico cuja modelagem principal pode ser visualizada na Figura 4.5:

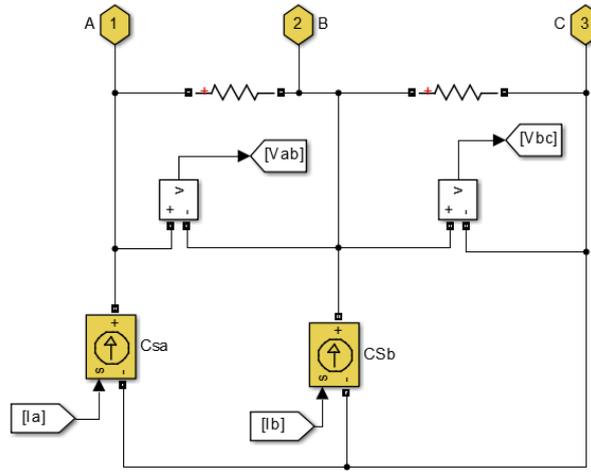


Figura 4.5 – Diagrama em blocos de parte do SFCR (Fonte: Simulink)

A partir das medições de  $V_{ab}$  e  $V_{bc}$ , calcula-se a tensão de sequência positiva através da Equação 4.3:

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_{ab} - a^2 \cdot V_{bc}) \quad (4.3)$$

Onde  $a = \exp(j120)$ .

A partir desse valor, calcula-se a corrente de sequência positiva, disponível na Equação 4.4:

$$S = \frac{3}{2}(V_1 \cdot I_1^*) \quad (4.4)$$

Onde  $S$  é dado pela soma da potência ativa (calculada pela Equação 4.1) e da potência reativa. No caso da necessidade do sistema fotovoltaico operar com fator de potência unitário, a reativa é definida como valor nulo ou muito pequeno, comparado com a potência ativa. O fator  $\frac{1}{2}$  é necessário pelo fato das medições de tensão e corrente serem valores de pico.

Finalmente, isolando  $I_1$  da Equação 4.4, encontram-se as correntes de sequência positiva a serem injetadas e posteriormente as correntes de fase  $I_A, I_B$  e  $I_C$ .

## 5. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, serão abordadas primeiramente a simulação para verificação do comportamento da rede e a adequação da rede para obtenção do caso base e posteriormente as simulações para análise de sensibilidade da tensão com a potência injetada.

### 5.1. VERIFICAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE

Com a simulação do modelo criado, os resultados do fluxo de potência são obtidos através dos blocos de medição criados (não abordados nesta monografia) e comparados aos resultados do IEEE para essa rede. Ressalta-se que nesta etapa todas as cargas possuem apenas um valor fixo (potência instalada) e não há geração fotovoltaica em nenhum ponto da rede. É importante ressaltar também que os tapes do transformador da subestação foram ajustados (similar ao que seria realizado com um regulador de tensão) de modo que as tensões na barra 632 (saída da subestação) fossem as mesmas para o fluxo de potência encontrado pelo IEEE.

As comparações entre os resultados obtidos desta monografia e o do IEEE são mostradas Figura 5.1.

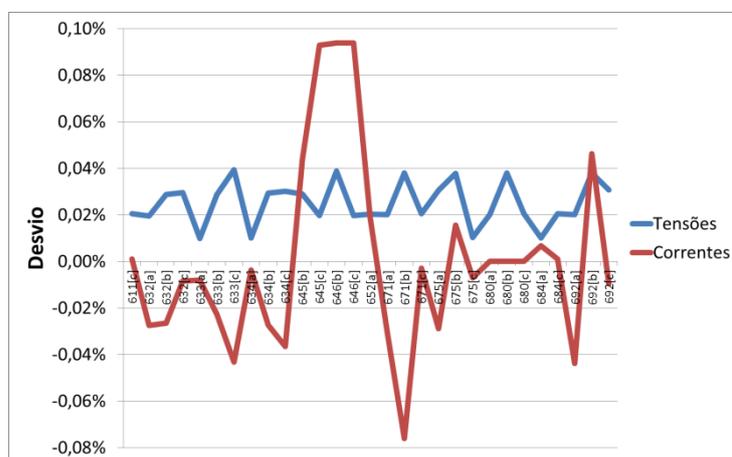


Figura 5.1 – Desvio de tensão e corrente em relação ao alimentador teste (Elaborado pelo Autor)

Os valores se referem às medições dos módulos de tensão nos nós e módulo de corrente nos ramos da rede. Percebe-se que os maiores desvios foram obtidos para as medições de corrente, entretanto, ainda assim não passaram de 0,1%, mostrando que a rede possui um comportamento muito próximo ao padrão estabelecido pelo IEEE.

### 5.2. ADAPTAÇÃO DA REDE

Com as curvas de carga residencial já adicionadas nos blocos de modelo de carga, as tensões em todas as barras ao longo de um dia são computadas. Nesta etapa, os bancos de capacitores permanecem ligados durante o dia inteiro e o regulador de tensão permanece sem alterações. A Figura 5.2 mostra os resultados obtidos da variação da tensão ao longo do dia de operação, onde cada linha corresponde às fases de cada uma das 13 barras analisadas. Por serem 32 fases (do total de 13 barras, 8 são trifásicas, 3 bifásicas e 2 monofásicas) seria inviável inserir um rótulo ou legenda. Além disso, vale ressaltar que a proposta da figura é mostrar as curvas do extremo, as quais devem estar dentro dos limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST.

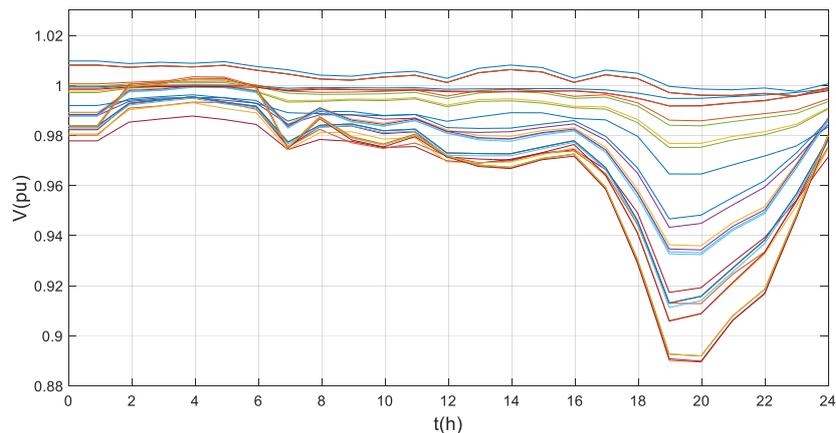


Figura 5.2 – Tensões na rede sem alterações (Elaborado pelo Autor)

Nota-se que as tensões nas barras variam bastante ao longo do dia, atingindo valores mais baixos nos períodos de maior consumo de energia, entre as 18h e 22h. Após esse período, as tensões nas barras retornam ao patamar original, quando as cargas passam a consumir menos potência.

Para esta simulação, sem alteração nenhuma na rede, a diferença entre a tensão máxima e a tensão mínima ao longo do dia é de aproximadamente 0,12 p.u.. Considerando que os limites do PRODIST para a faixa de tensão adequada variam de 1,05 e 0,93, tem-se 0,12 p.u. de faixa para ser trabalhado. Com isso, conclui-se que sem alteração da rede, não há margem para aumento de tensão (provocado pelo sistema fotovoltaico a ser instalado). Portanto, modificações na rede são necessárias.

A primeira modificação é na alteração do horário de funcionamento dos bancos de capacitores. Uma das funções de um banco de capacitores em uma rede elétrica é de mitigar problemas de afundamento de tensão enquanto está em operação, uma vez que a injeção de potência reativa capacitiva provoca o aumento da tensão local. Para evitar que os dois bancos de capacitores fossem ligados ao mesmo tempo, causando um grande distúrbio na rede em pouco tempo, o capacitor monofásico foi ligado antes do capacitor trifásico.

A segunda modificação foi realizada no controle do *tap* do transformador da subestação. Já que trata-se de um sistema desequilibrado, procurou-se evitar, através do regulador (fixo) de que uma das fases tivesse sua tensão muito baixa nas extremidades da rede, optando portanto por uma regulagem que diminuísse as grandes diferenças entre as fases. A partir dessas modificações, obtém-se o caso base a ser trabalhado, cujas tensões nas barras ao longo dos dias são mostradas na Figura 5.3:

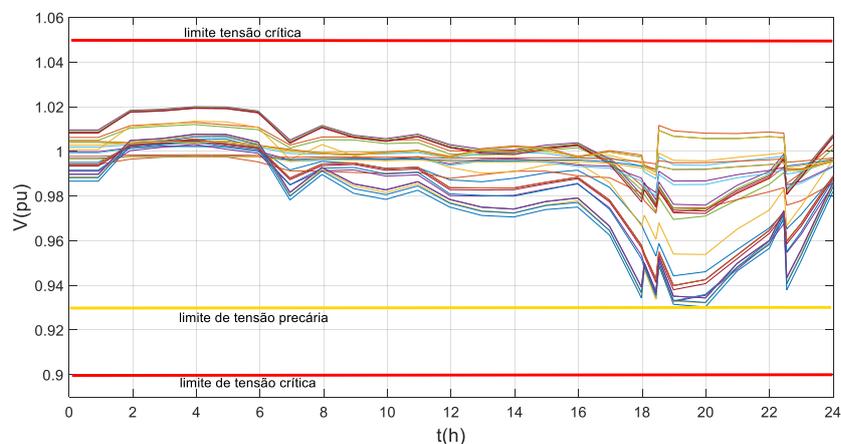


Figura 5.3 – Tensões na rede do caso base (Elaborado pelo Autor)

Nessa figura, observa-se que as tensões são mais elevadas durante a madrugada, devido ao baixo carregamento e menores durante o horário de pico, de alto carregamento. Nessa figura, também são destacados os limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST indicando as faixas de tensão adequada, precária e crítica.

### 5.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Com o caso base já estabelecido, os estudos de sensibilidade da tensão em função da potência injetada pelos SFCR podem ser realizados. Como visto na seção 4.2.3, é modelado um sistema fotovoltaico trifásico, portanto os estudos de sensibilidades serão realizados apenas nas barras trifásicas, destacadas na Figura 5.4.

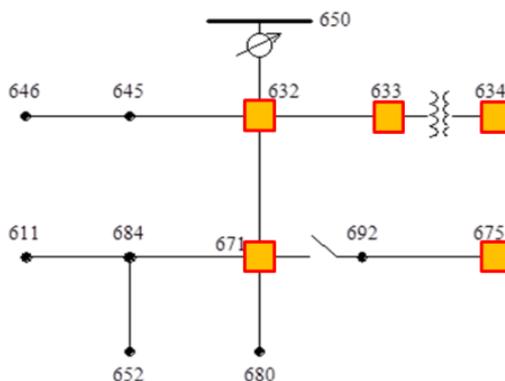


Figura 5.4 – Barras trifásicas da rede (Elaborado pelo Autor)

Nota-se que não há um sistema conectado na barra 692 já que de modo prático, ela é a mesma barra 671, uma vez que está sendo considerado que a chave (sem perdas) está sempre fechada.

O primeiro caso a ser analisado é o de um sistema conectado na barra 634. A instalação de um sistema nessa na barra faz com que o aumento de tensão seja identificado quando há maior incidência de raios solares. Isso pode ser visualizado na Figura 5.5 para um sistema com potência instalada de 2.073 kW.

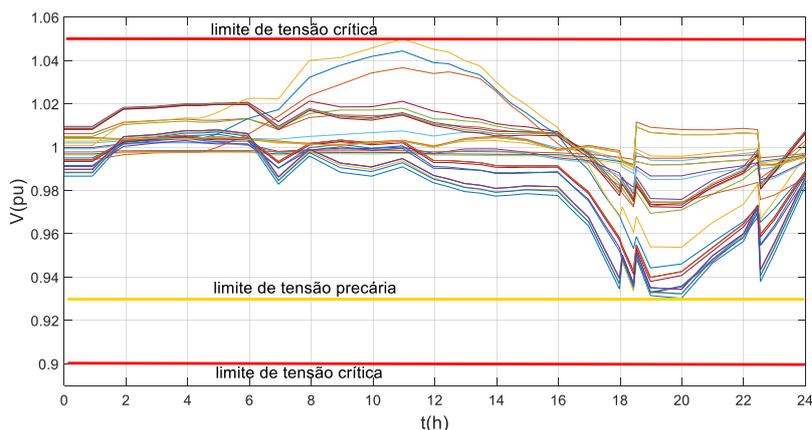


Figura 5.5 – Variação da tensão com SFCR na barra 634 (Elaborado pelo Autor)

Para essa potência instalada, o aumento de tensão na rede foi o suficiente para que a tensão atingisse o limite superior de tensão crítica no dia de operação considerado.

Um fato relevante a ser destacado é que por ser uma barra bastante sensível à variação da potência ativa, como previsto no trabalho de Hasheminamin *et al.* (2015), a barra de código 634 possui suas tensões mais afetadas do que as tensões nas outras barras. Ao passo que a

maioria das tensões nas barras sofre um pequeno aumento durante o dia, as tensões na barra em questão variam mais intensamente (curvas em amarelo, azul e vermelho no topo). Como será identificado para as outras barras, o impacto nas tensões é mais generalizado ao longo de toda a rede.

Realizando o mesmo procedimento para as outras barras trifásicas destacadas na Figura 5.4 os gráficos da Figura 5.6 são obtidos.

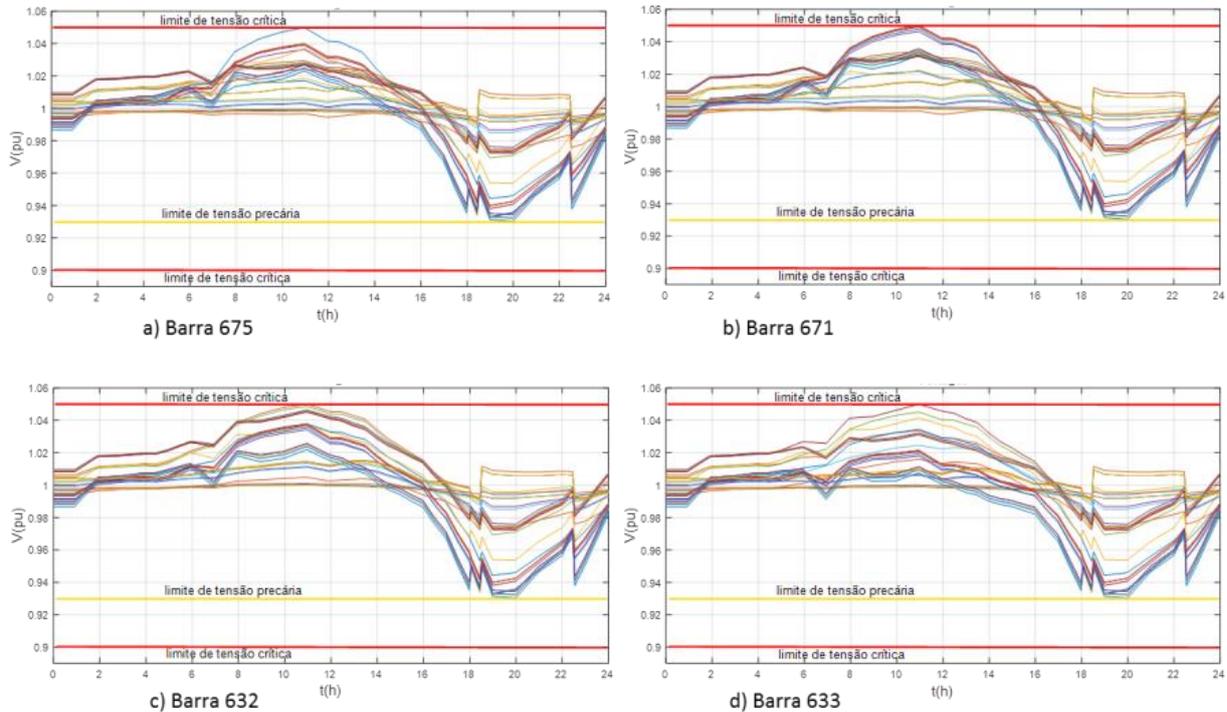


Figura 5.6 – Resultados obtidos para barras 675, 671, 632 e 633 (Elaborado pelo Autor)

Como mencionado antes, por serem barras não tão sensíveis quanto a 634, a influência do sistema fotovoltaico é identificada em todas as barras da rede, apesar de que a maior influência é obviamente nas barras onde são conectadas (cujas curvas de tensão são as mais próximas do limite, incluindo as que o tocam).

As potências máximas dos SFCR que produzem tensões limites são resumidas na Tabela 5.1, cujos valores foram obtidos com uma tensão de referência na subestação fixa. Como esperado, as barras mais externas permitem potências instaladas menores do que as barras mais próximas da subestação, uma vez que as tensões atingem os limites de tensão crítica antes das outras barras.

Tabela 5.1 – Potências instaladas em cada caso (Elaborado pelo Autor)

Barra	632	633	634	671	675
Potência (kW)	9.050	5.701	2.073	6.144	4.968

#### 5.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS E RESTRIÇÕES DA REDE

A simples obtenção dos valores da Tabela 5.1 traz pouco valor para o estudo sem uma análise contextualizando-os com outros aspectos fundamentais. O quão significativo esses valores são comparados com as capacidades dos componentes da rede ou ainda com o quanto é necessário ter um SFCR de potência instalada para compensar a energia consumida através do SCEE são questões discutidas nessa seção.

Utilizando o caso de um sistema conectado na barra 634, observam-se os fluxos de potência ao longo da rede durante o dia inteiro.

Como pode ser observado na Figura 5.7a durante a madrugada não há geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico, então o fluxo de potência na rede é o normal, ou seja, fluindo da subestação para os extremos da rede. Já às 8h da manhã a geração fotovoltaica é grande o suficiente para inverter o fluxo no ramo das barras 633 e 634 (Figura 5.7b), entregando parte da energia consumida pelas cargas da rede complementando a energia disponível pela subestação.

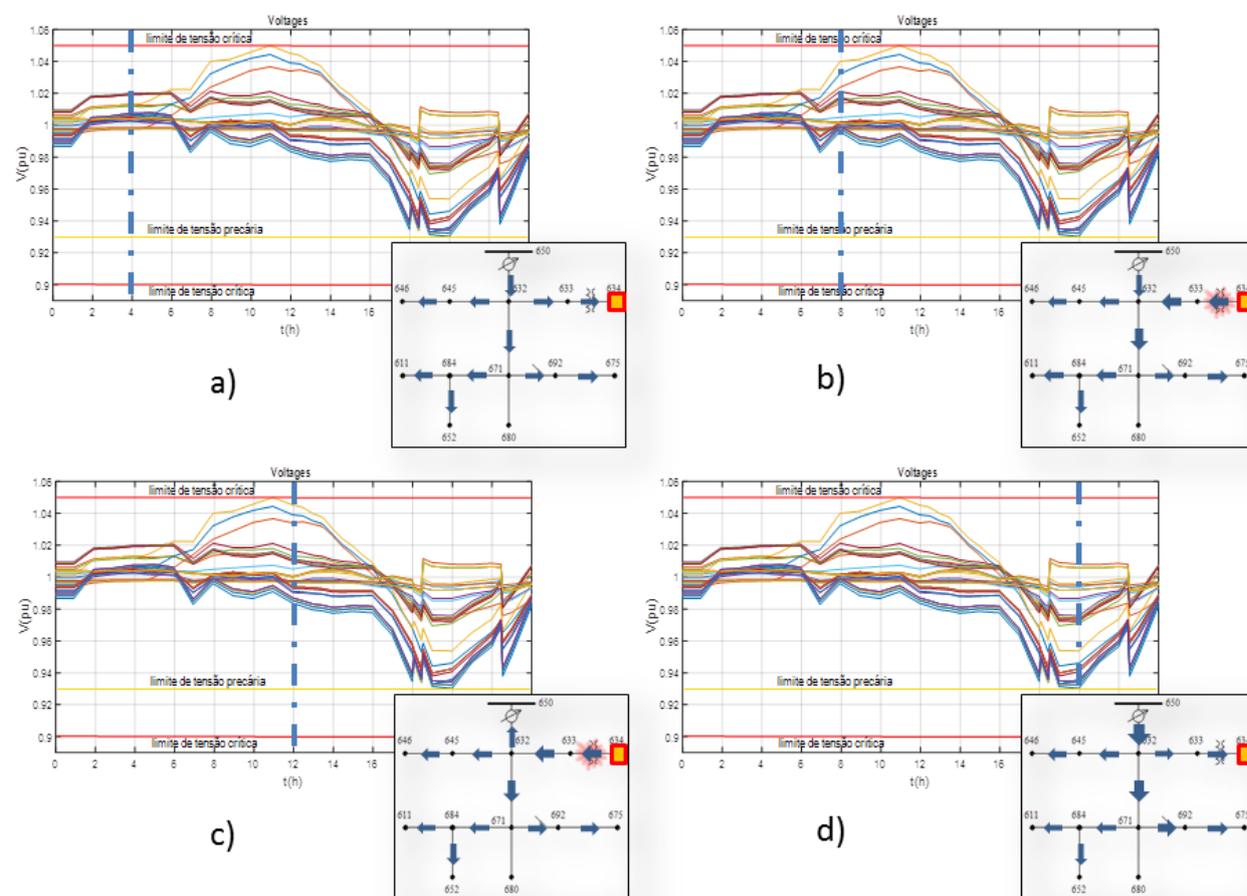


Figura 5.7 – Análise do caso 634 ao longo do dia de operação (Elaborado pelo Autor)

Durante o horário de maior irradiação disponível, a geração fotovoltaica é grande o suficiente para suprir a demanda de todas as cargas da rede e ainda exportar o restante para a subestação (Figura 5.7c). Durante a noite (Figura 5.7d), no horário de pico de demanda, não há mais geração fotovoltaica, fazendo com que o fluxo de potência no ramo em que o sistema está conectado volte ao sentido original. Nesse horário então a subestação supre todo o intenso consumo das cargas.

É importante destacar que o transformador conectado entre as barras 633 e 634 não tem capacidade suficiente para escoar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico em sua totalidade, porém essa restrição será abordada mais adiante.

Com base nessas análises, destacam-se 2 restrições relacionadas à infraestrutura da rede. Primeiro, a capacidade do transformador de baixa tensão. Segundo, a possibilidade da subestação absorver o excesso de energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Posteriormente, serão analisados ainda mais uma restrição técnica – a capacidade das linhas da rede – e uma restrição financeira – o sistema *de net metering*.

### 5.4.1. TRANSFORMADOR DE BAIXA TENSÃO

Como há apenas uma barra a jusante do transformador de baixa tensão e essa barra é a de código 634, a potência transformada pelo transformador sempre será regida pela carga conectada na barra 634, com exceção de quando há um SFCR nessa barra, que então será regida pelo balanço entre a potência da carga e a geração do sistema. Portanto, a capacidade do transformador é um fator restritivo apenas no caso do estudo da barra 634 (Figura 5.8).

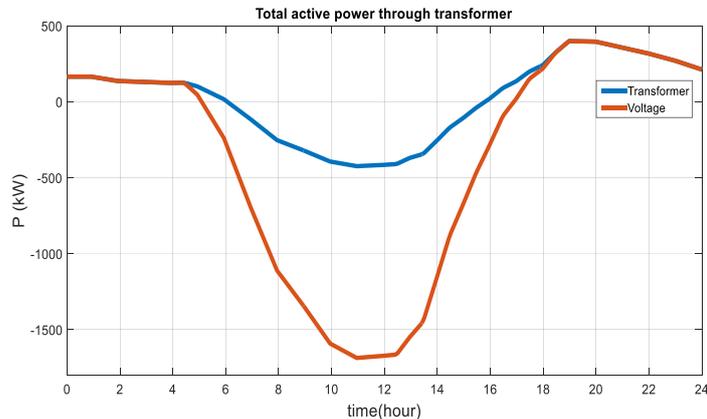


Figura 5.8 – Potência ativa no transformador no caso da barra 634 (Elaborado pelo Autor)

Como a capacidade do transformador é de 500 kVA, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico deve suprir a demanda da carga no horário de maior irradiação e forçar um fluxo de no máximo 500 kVA. A potência máxima permitida para o SFCR é de 670 kW (curva em azul), valor bem abaixo daquele calculado desconsiderando a capacidade do transformador (curva em laranja).

### 5.4.2. TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO

Ao considerar a subestação, mais restrições surgem. Primeiramente, por questões de segurança, a subestação pode ser configurada apenas para permitir fluxo de potência em um sentido, o que é característico de sistemas de distribuição radiais. Segundamente, por conta da capacidade do transformador da subestação (5 MVA), as potências injetadas pelos sistemas fotovoltaicos estariam limitadas em alguns dos casos.

Analisando a potência ativa entregue (ou absorvida) pela subestação para cada um dos cenários considerados, essas restrições ficam mais evidentes (ver Figura 5.9). Em todos os cenários, há um período em que a geração de energia pelo sistema fotovoltaico é maior do que a demanda das cargas de todas as cargas, sendo necessário, portanto, entregar o excesso para a subestação (curvas passam para o lado negativo). Com exceção do cenário da barra 634 no qual há pouca exportação de energia para a subestação, todos os outros cenários seriam fortemente modificados se a subestação não permitisse fluxo reverso. Em outras palavras, as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos, mostradas na Tabela 5.1 seriam bastante reduzidas.

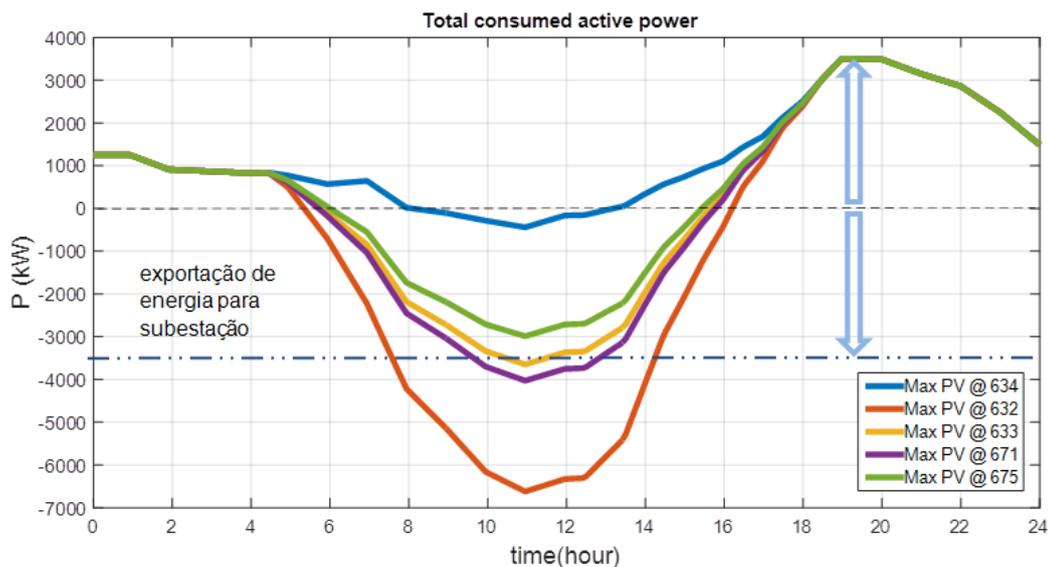


Figura 5.9 – Potência Ativa entregue pela subestação em cada caso (Elaborado pelo Autor)

Se for considerado que a potência ativa máxima a ser absorvida pela subestação é a mesma entregue por ela no horário de pico (sem geração fotovoltaica) - setas em azul - então as curvas para os sistemas conectados nas barras 671 (em violeta) e 632 (em laranja) ultrapassariam esse limite e em uma pequena porcentagem, para a barra 633 (3%). Nesses casos, as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos conectados nessas barras também seriam menores do que as apresentadas na Tabela 5.1.

### 5.4.3. AMPACIDADE DAS LINHAS

Como última restrição de infraestrutura, as capacidades máximas de transportar correntes em cada seção da rede serão consideradas. Os resultados para essa análise derivam dos fluxos de potência encontrados nas simulações anteriores. Aqui, foram medidas as correntes em cada seção e comparadas com as ampacidade dos condutores das linhas. A Tabela 5.2 registra os resultados:

Tabela 5.2 – Ampacidades e correntes simuladas (Elaborado pelo Autor)

Node A	Node B	Length(m)	Config.	I <sub>max</sub>	
632	645	152	603	230	PV @ 633: I <sub>max</sub> =664A
632	633	152	602	340	
633	634	0	XFM-1	-----	
645	646	91	603	230	PV @ 632: I <sub>max</sub> =946A
650	632	610	601	730	
684	652	244	607	310	
632	671	610	601	730	
671	684	91	604	230	
671	680	305	601	730	
671	692	0	Sw itch	-----	
684	611	91	605	230	
692	675	152	606	329	PV @ 675: I <sub>max</sub> =592A

As primeiras duas colunas indicam os extremos de cada seção da rede. A terceira coluna indica o comprimento dos ramos em metros. A penúltima coluna indica o tipo de configuração das linhas (espaçamento entre linhas, número de fases, etc.), disponíveis no modelo original.

Dos 5 cenários analisados, apenas em 3 as correntes ultrapassaram as ampacidade das linhas de distribuição em algum ponto da rede em algum horário. Indicados junto à tabela

estão os valores máximos dessas correntes resultantes do fluxo de potência. Para um sistema conectado na barra 633 com potência instalada de 5.701 kW (ver Tabela 5.1) a corrente máxima chegaria a 664 A entre as barras 633 e 634, quase o dobro da ampacidade das linhas do referido ramo. O mesmo se repete para um sistema de 4.968 kW na barra 675, no qual a corrente atinge 592 A no ramo cuja ampacidade é 329 A. Por fim, no ramo principal da rede onde a ampacidade dos condutores é maior, a corrente máxima ultrapassa em 29,6% a corrente máxima permitida para um sistema de 9.050 kW na barra 632.

As potências instaladas máximas permitidas para cada caso de modo que não se ultrapassem as ampacidades dos condutores é de 2.961 kW, 7.222 kW e 2.744kW para as barras 633, 632 e 675 respectivamente. Esse resultado já indica que nesses casos a ampacidade dos condutores é um fator mais limitante para a potência instalada do que problemas de sobretensão na rede de distribuição.

#### 5.4.4. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Até o momento, foram analisadas apenas as restrições técnicas que fariam com que o problema de aumento de tensão fosse menos importante. Nesta etapa, será analisado se a potência instalada necessária para viabilidade de um SFCR sob o sistema de compensação de energia elétrica da ANEEL é baixa o suficiente a ponto de os problemas técnicos serem insignificantes.

Para preencher esse requisito, é necessário conhecer o consumo energético total das cargas para comparar com a geração total de energia. Entretanto, para fazer a análise de comparação entre geração e consumo, foram analisadas apenas as barras que possuem somente cargas consideráveis, equivalente a uma unidade consumidora (um condomínio, por exemplo) e um sistema fotovoltaico (pertencente à unidade consumidora). Apesar de prevista em lei, não foi considerada a possibilidade de geração compartilhada, na qual a geração em um ponto de conexão pode abater o consumo em outros pontos, desde que todos estejam dentro da mesma área de concessão da distribuidora e sob o mesmo CNPJ/CPF (ANEEL, 2016a). Caso fosse levada em conta essa possibilidade, haveria um número imenso de combinações possíveis a serem analisadas, não contribuindo significativamente para os objetivos deste trabalho.

Além disso, será considerada que a curva de carga é a mesma para todos os dias do ano. Com relação aos SFCR, foram utilizados os dados de irradiação de um ano médio típico - disponíveis a partir do Radiasol 2 para a cidade de Porto Alegre, em um plano orientado para o norte e com inclinação de 30° em relação a horizontal. Com isso em mente, a análise é realizada para as barras 634 e 675 nos quais há apenas uma carga definida e para a barra 671 na qual a carga total considerada é aquela conectada em todo o barramento, incluindo as cargas conectadas na barra 692 e metade da carga distribuída. As barras 632 e 633 não possuem cargas conectadas diretamente.

Tabela 5.3 - Resultados com SCEE como fator limitante (Elaborado pelo Autor)

Barra	Total do consumo anual das cargas (MWh)	Total de geração anual para Potência Instalada Máxima (MWh)	Potência Instalada para tensão crítica (kW)	Potência Instalada Adequada (kW)
634	1.824	3.666	2.073	1.031
675	3.259	8.785	4.968	1.843
671	6.440	10.864	6.144	3.642

Realizando a integração da potência consumida pelas cargas e da potência entregue pelos sistemas fotovoltaicos conectados às barras em questão, o consumo e geração de energia (em MWh) é computado e mostrado na Tabela 5.3. Nota-se que as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos que levam as tensões da rede ao limite crítico (terceira coluna) são suficientes para gerar até 2,7 vezes a energia necessária para compensar o

consumo das cargas no caso do estudo realizado na barra 675. À primeira vista isso aparenta ser vantajoso, já que haveria mais energia para vender à concessionária local. Entretanto, sob o SCEE da ANEEL, não há previsão de venda de energia excedente para a distribuidora. O excesso de energia é convertido em créditos para abater consumo posterior (segundo novas regras, até o prazo de 60 meses). Somado a isso, a viabilidade financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede depende de um fluxo de caixa regido pelas saídas (investimento inicial de capital na compra dos componentes e instalação) e pelas entradas (custo evitado com o abatimento do consumo a partir dos créditos gerados). Com um sistema sobredimensionado, os custos iniciais aumentam, mas as receitas não, tornando o investimento inviável financeiramente.

A partir dessas considerações, foram calculadas as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos cuja geração de energia compensasse 100% da energia consumida pelas cargas. Percebe-se que os valores (última coluna da tabela) são inferiores comparados com os da penúltima coluna, quando se considera apenas a variação de tensão causada pelos sistemas como fator limitante.

#### 5.4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Tabela 5.4 resume os resultados para as potências instaladas máximas considerando os fatores limitantes (FL) discutidos nas seções 5.4.1 até 5.4.4.

Tabela 5.4 – Compilação dos fatores limitantes (Elaborado pelo Autor)

Barra	FL1: Transformador da Subestação	FL2: Transformador de Baixa Tensão	FL3: Ampacidade	FL4: Sistema de Compensação de Energia Elétrica	FL5: Limites de Tensão
632	5.455	IND	7.222	N.A.	9.050
633	5.532	IND	2.961	N.A.	5.701
634	-	670	NA	1.031	2.073
671	5.525	IND	-	3.642	6.144
675	-	IND	2.744	1.843	4.968

Onde “IND” significa *indiferente*, pelo fato de não fazer diferença o que for conectado à montante do transformador de baixa tensão, apenas à jusante, ou seja, a barra 634. “N.A.” indica “Não Aplicável”, pois como discutido na seção anterior, não há cargas conectadas nessas barras.

Após todas as análises dos resultados, verifica-se que o aumento de tensão causado pelos sistemas fotovoltaicos na rede deste estudo não se mostrou tão relevante frente a outros problemas relacionados à infraestrutura da rede e/ou à questão da viabilidade de um sistema fotovoltaico sob o sistema de compensação de energia elétrica. Em vermelho estão destacados, para cada barra considerada, quais são os valores da potência instalada limitada pelo respectivo fator. Nota-se também que os valores são próximos para os 3 casos analisados para a potência do transformador da subestação como fator limitante (2ª coluna). Isso é explicado pelas pequenas perdas das linhas que conectam as barras entre si.

Como forma de comparação com outros trabalhos publicados, considerando apenas o limite de tensão como restrição, a penetração máxima variou de 260% na barra mais “forte” (632) até 60% na barra mais sensível (634). Aqui, usa-se como definição de penetração a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos em relação à potência instalada total das cargas da rede. Por outro lado, quando se consideram os outros fatores limitantes, a penetração máxima permitida variou de 157% na barra mais “forte” até 19% na barra mais sensível. Em outras palavras, os outros fatores limitantes reduziram as potências instaladas para 60% e 32% respectivamente daquelas calculadas com a tensão como restrição. Finalmente, vale ressaltar que esses resultados são fortemente dependentes do caso base adotado.

## 6. CONCLUSÕES

Os recentes avanços tecnológicos e aumento do custo da energia elétrica possibilitaram que sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) se tornassem investimentos viáveis. Com a regulamentação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) pela ANEEL, um número crescente de consumidores pequenos vem instalando sistemas de micro e minigeração para diminuir os custos com energia elétrica.

O objetivo desta monografia foi analisar o impacto da geração fotovoltaica nos níveis de tensão de um alimentador padrão teste do IEEE. Mais especificamente, procurou-se encontrar o quanto os limites máximos de tensão podem influenciar na potência instalada de um sistema. Para realizar este estudo, a rede alimentadora de 13 barras do IEEE foi modelada no *Simulink*, sendo necessária a adaptação e criação de blocos de medições e blocos de cargas a partir de fontes de corrente. Com a modelagem da rede, o desvio máximo entre as medições de corrente e tensão deste trabalho com os resultados do IEEE foi de 0,1%, indicando que a rede modelada possui o comportamento esperado.

Depois de criado um caso base, as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos conectados nas 5 barras trifásicas possíveis foram variadas até que a tensão em algum ponto da rede e horário do dia atingisse o limite máximo de tensão estabelecido pelo módulo 8 do PRODIST. Os valores obtidos foram bastante elevados em relação à própria capacidade instalada das cargas. Com isso, foram verificadas quais seriam as restrições da rede para os resultados obtidos.

Conforme discutido na análise dos resultados, dependendo da barra estudada, problemas relacionados à infraestrutura ou problemas de inviabilidade financeira poderiam limitar a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos de forma mais intensa que a possibilidade de sobretensão. Para todas as barras, fatores como a ampacidade das linhas, capacidade dos transformadores da rede e questões relacionadas à viabilidade financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica da ANEEL resultaram em potência instaladas máximas permitidas de 60% até 32% daquela calculada quando são considerados apenas problemas de sobretensão.

De modo geral, o aumento de tensão, na rede analisada, se mostrou pouco importante para as potências instaladas técnica-financeiramente viáveis. Em outras palavras, segundo as análises realizadas aqui, a potência instalada necessária de um sistema fotovoltaico para compensar o consumo de energia do próprio consumidor não é alta o suficiente para causar distúrbios relevantes de sobretensão ou sobrecorrente.

Com os baixos impactos durante a geração de energia, sistemas fotovoltaicos podem ser uma interessante alternativa – se uma análise financeira resultar em viabilidade – para o consumidor do mercado livre ou cativo economizar recursos financeiros ao gerar toda ou parte de sua própria demanda. A fim de incentivar um crescimento seguro e estável de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, minimizando impactos negativos nas redes de distribuição, estudos como esta monografia são fundamentais para melhorar o entendimento deste novo recurso disponível à sociedade.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **ELSEVIER**, 2001.
- AGÜERO, J. R.; STEFFEL, S. J. Integration challenges of photovoltaic distributed generation on power distribution systems. **Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE**, 2011.
- ALI, S.; PEARSALL, N.; PUTRUS, G. Impact of High Penetration Level of Grid-Connected Photovoltaic Systems on the UK Low Voltage Distribution Network. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality**, 2012.
- ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. Caderno Temático, 2016a
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro – Prodist**. Módulo 8: 33 p. 2016b.
- BRASIL. **DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. 2004.
- ESTADO-RS. **DECRETO Nº 52.964, DE 30 DE MARÇO DE 2016**. Modifica o Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (RICMS). 2016.
- HASHEMINAMIN, M. et al. Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration. **IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, VOL. 5, NO. 4, JULY 2015**, 2015.
- HOKE, A.; BUTLER, R.; HAMBRICK, J. Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders. **IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY**, v. 4, APRIL 2013 2013.
- HONSBURG, C.; BOWDEN, A. S. PVEDUCATION. **Solar Cell Operation**, Solar Cell Parameters, 2016. Disponível em: < <http://pveducation.org/> >. Acesso em: 20/10/2016.
- IEEE. **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. IEEE Standards Coordinating Committee 21: 9 p. 2008.
- KERSTING, W. H. **Radial distribution test feeders**. IEEE Transactions on Power Systems: 06 August 2002, p.975-985. 1991
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**: CRC Press 2012.
- KRENZINGER, A.; BUGS, R. C. RADIASOL2: SOFTWARE PARA SINTETIZAR DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR. **IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES CLA) y XVII Simposio Peruano de Energía Solar (XVII – SPES)**, Cuzco, 1-5.11.2010, 2010.
- MARTINS, F. **Comparação dos métodos de cálculo de demanda das normas NEC, IEC com o RIC de BT vigente**. 2013. 92 (Graduação em Engenharia Elétrica). Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul
- RAHDE, S. B.; KAEHLER, J. W. **Modelagem da curva de carga das faixas de consumo de energia elétrica residencial a partir da aplicação de um programa de gerenciamento de energia pelo lado da demanda**. 1998. (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica). Departamento de Engenharia Mecânica e Mecatrônica, PUCRS - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
- REN21. **RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT**. p.22. 2015

## APÊNDICE

A modelagem das cargas com potência e impedância constante segue o mesmo princípio de controle utilizado para a de corrente constante.

No caso das cargas com potência constante, encontra-se a corrente a ser injetada pela fonte controlada ao dividir a tensão aparente, soma da ativa e da reativa, pelo valor da tensão medido entre os terminais da carga (ver Figura A.1)

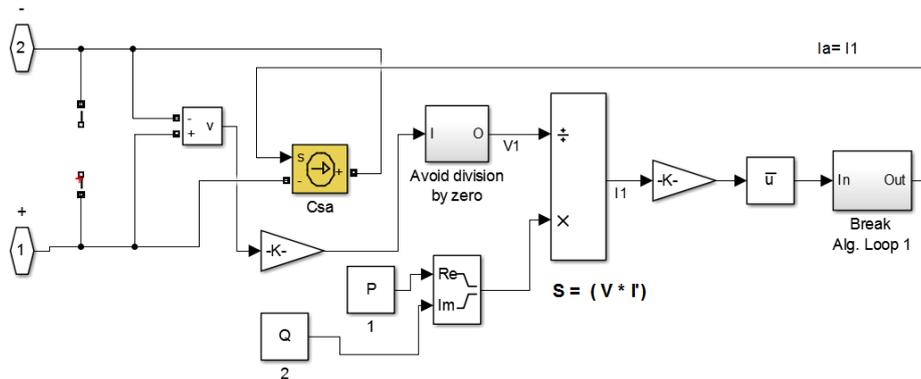


Figura A.1 – Diagrama em blocos da carga de potência constante (Elaborado pelo Autor)

Quanto às cargas de impedância constante, foi necessário fazer o bloco pelo seguinte fato: não há um bloco de carga disponível no Simulink que permita a modelagem de uma carga com diferentes potências em cada fase e que possa ser variado o carregamento das mesmas. Uma carga trifásica com diferentes potências em cada fase poderia ser modelada, mas não seria possível modificar a potência ao longo do tempo. Da mesma forma, uma carga poderia ser modelada com um controle externo para variar ao longo do tempo, entretanto não permitiria optar por diferentes carregamentos em cada fase.

Um detalhe importante a ressaltar é que uma carga com impedância constante significa que para uma determinada potência e tensão nominal, a carga deve permanecer com a mesma impedância nominal independente da variação da tensão com que opera. Ou seja, como as cargas variam ao longo do dia, elas não são estáticas, mas a impedância da carga para um determinado valor de carregamento se mantém fixa mesmo com uma variação de tensão.

À luz dessas considerações, a Figura A.2 ilustra a modelagem da carga.

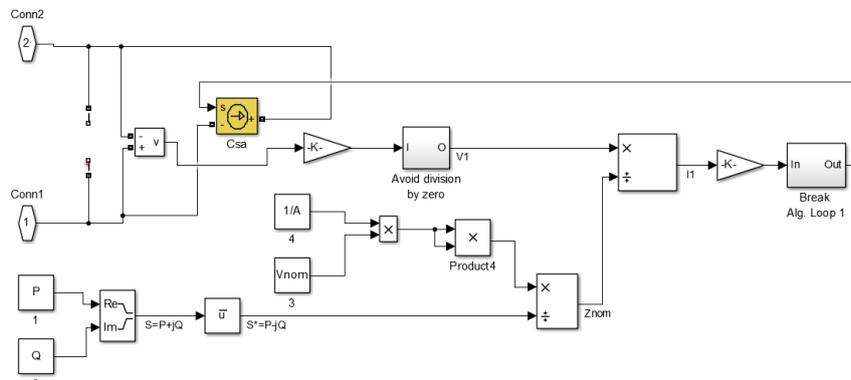


Figura A.2 – Diagrama em blocos da carga de impedância constante (Elaborado pelo Autor)

Partindo de um valor de potência nominal em certo instante de tempo, obtido pelas curvas de carga, calcula-se a impedância “nominal” momentânea com a tensão nominal da carga. Para calcular a corrente a ser injetada na fonte controlada, divide-se a medição de tensão entre os terminais da carga pela impedância “nominal” daquele instante.