



Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEL

Associação Ampla UFSJ / CEFET-MG

Universidade Federal de São João del-Rei - UFSJ

**Fluxo de Potência Trifásico Probabilístico  
utilizando o OpenDSS e a Transformação  
*Unscented* para Sistemas de Distribuição com  
Geração Distribuída Fotovoltaica e Controle  
Volt/Var**

**Aluno:** Igor de Sousa Ferreira

**Orientador:** Prof. Dr. Wesley Peres

**Coorientador:** Prof. Dr. Eduardo Moreira Vicente

**São João del-Rei, 16 de Novembro de 2023**



# **Fluxo de Potência Trifásico Probabilístico utilizando o OpenDSS e a Transformação *Unscented* para Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica e Controle Volt/Var**

Igor de Sousa Ferreira

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, associação ampla entre a Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica.

**Orientador:** Prof. Dr. Wesley Peres

**Coorientador:** Prof. Dr. Eduardo Moreira Vicente

**São João del-Rei, 16 de Novembro de 2023**

Ficha catalográfica elaborada pela Divisão de Biblioteca (DIBIB)  
e Núcleo de Tecnologia da Informação (NTINF) da UFSJ,  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

F383f Ferreira, Igor de Sousa.  
Fluxo de Potência Trifásico Probabilístico  
utilizando o OpenDSS e a Transformação Unscented para  
Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída  
Fotovoltaica e Controle Volt/Var / Igor de Sousa  
Ferreira ; orientador Wesley Peres; coorientador  
Eduardo Moreira Vicente. -- São João del-Rei, 2023.  
74 p.

Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica) -- Universidade Federal de São  
João del-Rei, 2023.

1. Fluxo de Potência Probabilístico. 2. Sistemas  
de Distribuição. 3. Geração Distribuída Fotovoltaica.  
4. Controle Volt/Var. 5. Transformação Unscented. I.  
Peres, Wesley, orient. II. Vicente, Eduardo Moreira,  
co-orient. III. Título.

FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO PROBABILÍSTICO UTILIZANDO O  
OPENDSS E A TRANSFORMAÇÃO UNSCENTED PARA SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA E  
CONTROLE VOLT/VAR

Igor de Sousa Ferreira

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, associação ampla entre a Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Apresentada em 16 de novembro de 2023.

---

Prof. Dr. Wesley Peres (Orientador)  
Universidade Federal de São João del-Rei

---

Prof. Dr. Eduardo Moreira Vicente (Coorientador)  
Universidade Federal de São João del-Rei

---

Prof. Dr. Enio Roberto Ribeiro  
Universidade Federal de Itajubá

---

Prof. Dr. Bráulio César de Oliveira  
Universidade Federal do Rio de Janeiro

---

Prof. Dr. Allan Fagner Cupertino  
Universidade Federal de Juiz de Fora

“Por fim, o meu Imaculado Coração triunfará!”

*Nossa Senhora de Fátima – 13/07/1917*

# AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus que me possibilitou a realização de todo este trabalho e me deu todos os meios para que ele fosse concluído.

Agradeço a minha esposa Tâmera Laiz por ter me apoiado em todo processo. Por ter compreendido as minhas ausências e me motivado, principalmente, nos momentos mais desafiadores.

Agradeço ao Professor Wesley Peres e ao Professor Eduardo Moreira que tiveram toda a paciência e boa vontade. Não mediram esforços para me ajudar e ensinar seus conhecimentos.

Agradeço a Universidade Federal de São João del-Rei, em especial ao PPGEL, por ter dado todo o suporte para que este trabalho fosse desenvolvido e concluído com sucesso.

*Dedico este trabalho a minha esposa Tâmera e as minhas filhas Luísa e Isabel, minhas grandes preciosidades para toda a eternidade.*

*“Por tudo dai graças, porque esta é a vontade de Deus, em Jesus Cristo, em relação a todos vós.”*

1 Tessalonicenses 5:18.

## Sumário

<b>Resumo .....</b>	<b>i</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>ii</b>
<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>iii</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>v</b>
<b>Lista de Siglas .....</b>	<b>vi</b>
<b>Capítulo 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>7</b>
<b>1.1 Considerações Iniciais .....</b>	<b>7</b>
<b>1.2 Motivações .....</b>	<b>9</b>
<b>1.3 Contribuições e Objetivos da Dissertação .....</b>	<b>9</b>
<b>1.4 Publicação decorrente da dissertação .....</b>	<b>10</b>
<b>1.5 Organização do texto .....</b>	<b>10</b>
<b>Capítulo 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1 Considerações Iniciais .....</b>	<b>11</b>
<b>2.2 Sistemas de Distribuição .....</b>	<b>11</b>
<b>2.3 Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição .....</b>	<b>14</b>
<b>2.3.1 Banco de Capacitores .....</b>	<b>15</b>
<b>2.3.2 Transformadores OLTC .....</b>	<b>15</b>
<b>2.3.3 Reguladores de Tensão .....</b>	<b>16</b>
<b>2.3.4 Controle Volt/Var .....</b>	<b>17</b>
<b>2.4 Fluxo de Potência Convencional .....</b>	<b>18</b>
<b>2.4.1 Fluxo de Potência .....</b>	<b>19</b>
<b>2.4.2 Fluxo de Potência Trifásico para Redes Desbalanceadas .....</b>	<b>20</b>
<b>2.4.3 OpenDSS .....</b>	<b>21</b>
<b>2.5 Modelagem do PVSystem no OpenDSS .....</b>	<b>21</b>
<b>2.6 Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) .....</b>	<b>23</b>
<b>2.6.1 Métodos Numéricos: Simulação Monte Carlo .....</b>	<b>24</b>
<b>2.6.2 Métodos Analíticos: Gram-Charlier .....</b>	<b>26</b>
<b>2.6.3 Métodos de Aproximação: 2PEM e UT .....</b>	<b>27</b>
<b>2.7 Transformação Unscented (UT) .....</b>	<b>27</b>

2.7.1	Principais Aplicações da UT na Solução do FPP.....	28
2.7.2	O método .....	28
2.7.3	Exemplo numérico para uma função não linear .....	29
2.8	Considerações finais .....	32
<b>Capítulo 3 – METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>		<b>34</b>
3.1	Considerações Iniciais.....	34
3.2	Modelo Probabilístico da Carga e da Irradiância .....	34
3.3	Vantagens do Fluxo de Potência Probabilístico via UT .....	35
3.4	Definição da Amostra.....	36
3.5	Fluxo de Potência Probabilístico Trifásico via UT e OpenDSS.....	36
3.6	Fluxo de Potência Probabilístico via SMC.....	38
3.7	Principais análises .....	39
3.8	Considerações Finais.....	39
<b>Capítulo 4 – RESULTADOS.....</b>		<b>40</b>
4.1	Considerações Iniciais.....	40
4.2	Descrição e Parâmetros Gerais .....	40
4.2.1	Parâmetros do Fluxo de Potência Probabilístico (FPP).....	44
4.2.2	Função inteligente Volt/Var (VVC) do Inversor .....	45
4.3	Simulações.....	46
4.3.1	Caso 1 – Rede com uma GD na barra 680 .....	46
4.3.2	Caso 2 – Rede com duas GDs, uma na barra 680 e outra na 671.....	49
4.3.3	Caso 3 – Rede com duas GDs, uma na barra 680 e outra na 671, considerando incerteza probabilística na irradiância.....	53
4.3.4	O impacto das Incertezas.....	55
4.3.5	O impacto no tempo de simulação .....	56
4.4	Considerações Finais.....	57
<b>Capítulo 5 – CONCLUSÕES E PROPOSTA DE CONTINUIDADE.....</b>		<b>58</b>
5.1	Considerações Finais.....	58
5.2	Propostas de continuidade.....	59



# Resumo

Este trabalho apresenta um Fluxo de Potência Trifásico Probabilístico baseado na Transformação *Unscented* e no uso do *software* OpenDSS, considerando a incerteza das cargas e da irradiância solar. A utilização da Transformação *Unscented* permite a redução do número de amostras das variáveis incertas. O uso do OpenDSS, *software* livre, permite maior flexibilidade na modelagem da rede de distribuição desequilibrada. A ferramenta desenvolvida é utilizada para avaliar o efeito do controle Volt/Var dos inversores, que conectam os sistemas fotovoltaicos aos sistemas de distribuição. Para as simulações foram utilizados os *softwares* MATLAB e OpenDSS em um computador Intel Core i7 2.00 GHz com 16 GB de RAM e Sistema operacional Windows 10 64-bit. Os resultados obtidos para um sistema de 13 barras são comparados com aqueles providos pela Simulação Monte Carlo, permitindo a redução expressiva do esforço computacional e mantendo a precisão das variáveis estatísticas estimadas. No caso do tempo de simulação foi possível observar uma redução na ordem de 99% ao utilizar a Transformação *Unscented* em relação a Simulação Monte Carlo.

**Palavras-chave:** fluxo de potência probabilístico; sistemas de distribuição; geração distribuída fotovoltaica; controle Volt/Var; Transformação *Unscented*; Simulação Monte Carlo; incertezas.

# Abstract

This work presents a Probabilistic Three-Phase Power Flow based on the Unscented Transformation and the OpenDSS software's use, considering the uncertainty of loads and solar irradiance. The application of the Unscented Transformation allows for a reduction in the number of samples of uncertain variables. OpenDSS, a free software, provides greater flexibility in modeling the unbalanced distribution network. The developed tool is used to evaluate the effect of inverters Volt/Var control, which connects photovoltaic systems to distribution systems. For the simulations, MATLAB and OpenDSS softwares were used on an Intel Core i7 2.00 GHz computer with 16 GB of RAM and Windows 10 64-bit operating system. The results obtained for a 13-bus system are compared with those provided by the Monte Carlo Simulation, allowing for a significant reduction in computational effort while maintaining the accuracy of the estimated statistical variables. In the case of simulation time, it was possible to observe a reduction of around 99% when using Unscented Transformation in relation to Monte Carlo Simulation.

**Keywords:** probabilistic power flow; distribution systems; photovoltaic distributed generation; Volt/Var control; Unscented Transformation; Monte Carlo Simulation; uncertainties.

# Lista de Figuras

Figura 1.1: GDs conectadas anualmente de 2014 a 2022.....	7
Figura 2.1: Resumo do Sistema Elétrico de Potência. ....	12
Figura 2.2: Diagrama unifilar de uma rede. ....	13
Figura 2.3 : Circuito equivalente com capacitor. ....	15
Figura 2.4: Transformador OLTC atuando no secundário e no primário.....	16
Figura 2.5: Diagrama esquemático de um regulador de tensão.....	17
Figura 2.6: Circuito unifilar equivalente de uma linha de transmissão.....	19
Figura 2.7: Representação de um sistema fotovoltaico.....	22
Figura 2.8: Categorização de alguns métodos utilizados para solucionar incertezas no SEP. ....	24
Figura 2.9: Fluxograma da SMC.....	26
Figura 2.10: Curva Normal da PDF apresentada na equação 2.28.....	30
Figura 3.1: Típica função densidade de probabilidade (PDF) de carga no SEP. ....	35
Figura 3.2: O princípio da Transformação <i>Unscented</i> . ....	38
Figura 4.1: Sistema IEEE de 13 barras. ....	42
Figura 4.2: Curvas de carga residencial e industrial, em p.u.....	42
Figura 4.3: Curva da irradiância solar em cada hora do dia.....	43
Figura 4.4: Curva da temperatura dos painéis em cada hora do dia.....	43
Figura 4.5: Diagrama unifilar da rede IEEE 13 barras com GD conectada à barra 680. ....	44
Figura 4.6: Diagrama unifilar da rede IEEE 13 barras com GDs conectadas às barras 680 e 671. .....	44
Figura 4.7: Função Volt/Var do Inversor. ....	45
Figura 4.8: Perdas horárias na rede com GD conectada à barra 680 sem VVC.....	47
Figura 4.9: Perdas horárias na rede com GD conectada à barra 680 com VVC. ....	47
Figura 4.10: Tensão na barra 680 em p.u.....	49
Figura 4.11: Perdas horárias na rede com duas GDs sem VVC (FPP via a UT).....	50
Figura 4.12: Desvio padrão das perdas com uma GD e duas GDs sem VVC (FPP via a UT). ..	50
Figura 4.13: Perdas horárias na rede com duas GDs sem VVC, simulações SMC e UT.....	51
Figura 4.14: Desvio padrão das perdas com duas GDs sem VVC, simulações SMC e UT.....	51
Figura 4.15: Perdas horárias na rede com duas GDs com VVC, simulações SMC e UT. ....	52
Figura 4.16: Desvio padrão das perdas com duas GDs com VVC, simulações SMC e UT .....	52
Figura 4.17: Perdas horárias na rede com duas GDs sem VVC, com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância, simulação UT.....	54
Figura 4.18: Desvio padrão das perdas com duas GDs sem VVC, com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância, simulação UT. ....	54

Figura 4.19: Perdas horárias na rede com duas GDs com VVC, com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância, simulação UT.....	55
Figura 4.20: Desvio padrão das perdas com duas GDs com VVC, com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância, simulação UT. ....	55

# Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Unidades com Geração Distribuída, classificada por tipo de geração, instaladas no Brasil até 31/12/2022. ....	8
Tabela 2.1: Tensões usuais de distribuição no Brasil.....	13
Tabela 2.2: Variáveis em um problema de fluxo de carga.....	19
Tabela 2.3: Parâmetros básicos do PVSystem. ....	23
Tabela 2.4: Avaliação da função em cada amostra $f_{XYi}$ .....	32
Tabela 2.5: Pesos de cada amostra $f_{XYi}$ .....	32
Tabela 4.1: Dados dos Sistemas Fotovoltaicos .....	41
Tabela 4.2: Dados dos Transformadores que conectam os Sistemas Fotovoltaicos .....	41
Tabela 4.3: Cargas presentes no sistema em p.u. ....	41
Tabela 4.4: Comparação das médias das perdas horárias considerando uma GD na barra 680 com a função VVC ativa nas simulações SMC e UT.....	47
Tabela 4.5: Tensão na barra 680 sem GD e com GD e VVC em p.u.....	48
Tabela 4.6: Média das perdas horária na rede com uma GD e com duas GDs .....	53
Tabela 4.7: Desvio padrão das perdas. ....	56
Tabela 4.8: Tempo gasto em cada simulação na SMC e UT. ....	56

# Lista de Siglas

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
COM	- <i>Component Object Model</i>
DSS	- <i>Distribution System Simulator</i>
EPRI	- <i>The Electric Power Research Institute</i>
ESG	- <i>Environmental, Social and Governance</i>
FPP	- Fluxo de Potência Probabilístico
GD	- Geração Distribuída
IEEE	- <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MICT	- Método de Injeção de Correntes Trifásicas
OLTC	- <i>On-load tap changer</i>
ONU	- Organização das Nações Unidas
PDF	- <i>Probability Density Function</i>
PEM	- <i>Point Estimate Method</i>
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SE	- Subestação de Energia
SEP	- Sistema Elétrico de Potência
UFV	- Usina Fotovoltaica
UT	- <i>Unscented Transformation</i>
VVC	- <i>Volt/Var Control</i>

# Capítulo 1 – INTRODUÇÃO

## 1.1 Considerações Iniciais

A presença de Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição cresceu de forma vertiginosa nos últimos anos, principalmente de sistemas fotovoltaicos tendo sua motivação, em grande parte, através do apelo ambiental e climático [1], embasada no uso de energia limpa e renovável. A Agenda 2030 da ONU (Organização das Nações Unidas) e as práticas de ESG (*Environmental, Social and Governance*) fomentadas por grandes empresas e corporações, são alguns sustentáculos desse processo.

Os dados apresentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme pode ser constatado na Figura 1.1, indicam o crescente número de unidades consumidoras com GD conectadas a cada ano desde 2014, ano em que vigorou a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Essa resolução autorizou os consumidores brasileiros a gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo fornecer o excedente para a rede de distribuição para posterior compensação de consumo, originando a Microgeração e a Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, aliando economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade [2].

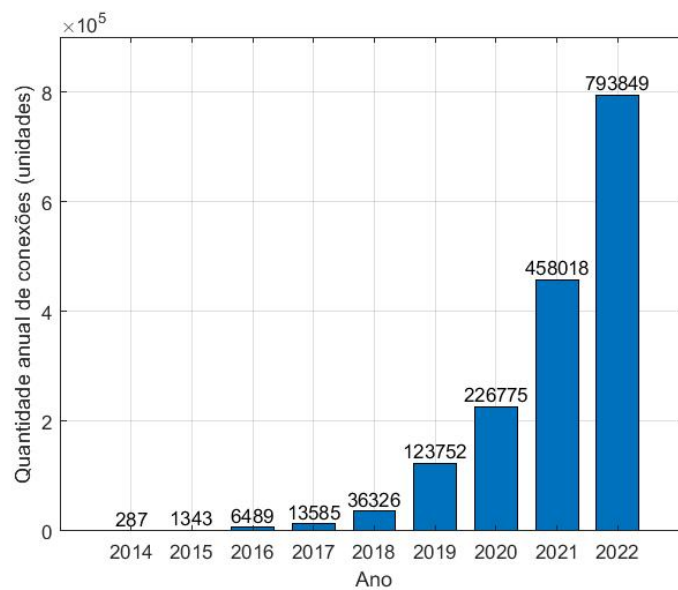


Figura 1.1: GDs conectadas anualmente de 2014 a 2022 [3].

Entre as fontes renováveis de energia elétrica destaca-se, principalmente, as Usinas Fotovoltaicas (UFVs) devido a não haver custos diretos para a obtenção da luz solar e a sua perenidade, diferentemente do petróleo, por exemplo, que é uma fonte de energia não renovável e altamente poluidora [4]. De acordo com a ANEEL, até o final de 2022 o Brasil possuía 1.659.809 unidades consumidoras com UFV instalada, como pode ser observado na Tabela 1.1. De janeiro a agosto de 2023 foram instaladas mais 453.698 UFVs no Brasil [3].

Tabela 1.1: Unidades com Geração Distribuída, classificada por tipo de geração, instaladas no Brasil até 31/12/2022 [3].

<b>Tipo de geração</b>	<b>Quantidade de GDs (unidades)</b>
Usina Fotovoltaica (UFV)	1.659.809
Usina Termelétrica (UTE)	505
Central Geradora Eólica (EOL)	95
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	79

As redes de distribuição são projetadas para operar em sua maior parte radialmente, ou seja, levam energia das subestações até os consumidores por um só percurso, sem a possibilidade de haver uma interligação em anel (malha) [5]. Neste contexto, a grande presença desordenada de GDs fotovoltaicas podem provocar danos na operação do SEP como variação/oscilação de tensão, fluxo reverso e sobrecarga nos transformadores. No entanto, desde que haja estudos e aplicação controlada dessas GDs, os benefícios são evidentes, como a redução de perdas, controle de tensão e postergação no investimento de melhoria dos alimentadores [1].

Tomando como ponto de partida o controle de tensão nas redes de distribuição, figura entre os controles existentes o controle Volt/Var (Volt/Var *Control* - VVC) que pode ser encontrado em alguns inversores fotovoltaicos nas suas funções inteligentes. De forma simples e econômica, o controle Volt/Var pode melhorar o perfil de tensão nas redes de distribuição [6].

Ao estudar a operação, planejamento e expansão das redes de distribuição, é necessário avaliar os impactos das incertezas das cargas e das GDs no SEP. A ferramenta utilizada para esse estudo é o FPP (Fluxo de Potência Probabilístico) em regime permanente. O FPP permite o cálculo da média e do desvio padrão das variáveis de saída, tensões e correntes, por exemplo, a partir da média e do desvio padrão das cargas e das potências das unidades de geração distribuída. Neste caso, existem vários



métodos para a solução do FPP, entre eles, destacam-se os métodos de aproximação, principalmente a Transformação *Unscented* (UT), precisa e eficiente, reduzindo drasticamente os recursos computacionais [3].

Neste trabalho, o problema do controle de tensão é tratado através da função Volt/Var dos inversores fotovoltaicos. A efetividade do controle na redução de perdas e melhoria do perfil de tensão, diante de incertezas de carga e irradiância solar, é feita a partir de uma metodologia de FPP proposta, que integra o *software* OpenDSS e a Transformação *Unscented*. O OpenDSS é uma ferramenta que resolve o fluxo de potência determinístico para sistemas desequilibrados [1].

## 1.2 Motivações

Esse trabalho motiva-se a avaliar o impacto da função inteligente Volt/Var dos inversores fotovoltaicos através da solução do Fluxo de Potência Probabilístico trifásico com a Transformação *Unscented* na operação das redes de distribuição de energia elétrica.

Como evidenciado na seção anterior, a quantidade de UFVs aumentou muito nos últimos anos e tende a aumentar à medida em que a população toma consciência de seus benefícios econômicos e ambientais e ocorra maiores oportunidades de acesso, seja a partir de fontes de financiamento ou redução de preços dos equipamentos. Desta forma, é urgente que se realizem pesquisas focadas na solução dos problemas ocasionados a operação do SEP, devido ao aumento de GDs fotovoltaicas nas redes de distribuição.

## 1.3 Contribuições e Objetivos da Dissertação

A presente dissertação apresenta a solução do FPP da rede IEEE 13 barras considerando incertezas nas cargas e na irradiância solar através da Transformação *Unscented* avaliando os benefícios do controle Volt/Var dos inversores fotovoltaicos na redução das perdas e melhoria do perfil de tensão.

Para a realização deste trabalho foi utilizado o MATLAB juntamente com o OpenDSS, sendo calculadas as perdas e as tensões nas barras onde os inversores fotovoltaicos foram conectados.

Os objetivos deste trabalho são:

- Resolver o FPP considerando incertezas nas cargas e irradiância solar através da UT;
- Comprovar a eficiência e eficácia do controle VVC nos inversores fotovoltaicos;
- Comprovar a eficiência da UT comparando os resultados e o tempo de simulação com a Simulação Monte Carlo (SMC).

#### 1.4 Publicação decorrente da dissertação

No decorrer da pesquisa o seguinte trabalho foi aceito e publicado:

FERREIRA, Igor de Sousa; PERES, Wesley; VICENTE, Eduardo Moreira. Fluxo de Potência Trifásico Probabilístico utilizando o OpenDSS e a Transformação *Unscented* para Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica e Controle Volt/Var. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 1., 2023, Manaus. **Anais SBSE**. Manaus: SBSE, 2023. p. 1-6. Disponível em: [https://sbai2023.com.br/submissoes/file/paper\\_3469.pdf](https://sbai2023.com.br/submissoes/file/paper_3469.pdf).

#### 1.5 Organização do texto

O presente trabalho, além desse capítulo introdutório, é composto de mais 4 capítulos. O capítulo 2 aborda a revisão bibliográfica, analisando os temas abordados nesta dissertação. No capítulo 3 é apresentada a metodologia utilizada para resolver o problema proposto. O capítulo 4 apresenta os resultados e o capítulo 5 apresenta a conclusão final e a proposta de continuidade.

# Capítulo 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

## 2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica a respeito dos sistemas de distribuição, o fluxo de potência e as estratégias utilizadas para tratar as incertezas no SEP.

## 2.2 Sistemas de Distribuição

Os Sistemas Elétricos de Potência possuem a função de fornecer energia elétrica aos seus consumidores de forma perene e com qualidade, atendendo a todas as expectativas. Eles são subdivididos em sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição [5].

A Geração é responsável por transformar uma modalidade de energia em energia elétrica. Destaca-se a geração hidrelétrica, na qual a energia potencial gravitacional oriunda de uma queda d'água é responsável por acionar um gerador eletromecânico, transformando-a em energia elétrica. No caso do Brasil, devido ao alto potencial hidroenergético, as usinas hidrelétricas estão mais presentes na matriz energética do país. Classificada como geração renovável devido a sua matriz limpa e dependente do ciclo biogeoquímico da água, questiona-se, por outro lado, a emissão de gás carbônico fruto da decomposição de matéria orgânica imersa na formação das barragens. Da mesma forma, a geração a partir de biomassa, que apesar de ser uma fonte renovável, há emissão de gases poluentes e que contribuem para o efeito estufa.

Além da geração hidrelétrica, pode-se mencionar a geração térmica a partir da queima de combustíveis fósseis e carvão mineral (combustíveis não renováveis), que está em crescente desuso devido ao alto índice poluidor e degradante aos ecossistemas e a vida no planeta. Inclui-se na classificação não renovável a geração a partir de usinas nucleares, na qual utiliza-se a fissão nuclear de elementos radioativos.

Na classificação das fontes renováveis, destacam-se a geração de energia elétrica a partir da luz solar (Energia Fotovoltaica) e pelos ventos (Energia Eólica). A Energia Fotovoltaica e a Eólica estão em crescimento vertiginoso devido aos inúmeros benefícios e reduzidos impactos negativos.

Após a geração, a energia é transmitida pelo Sistema de Transmissão de Energia Elétrica através das linhas de transmissão até os centros consumidores. Com o intuito de reduzir perdas, a tensão de transmissão é maior que a tensão de geração e de distribuição. Esse fluxo da energia pode ser observado na Figura 2.1.

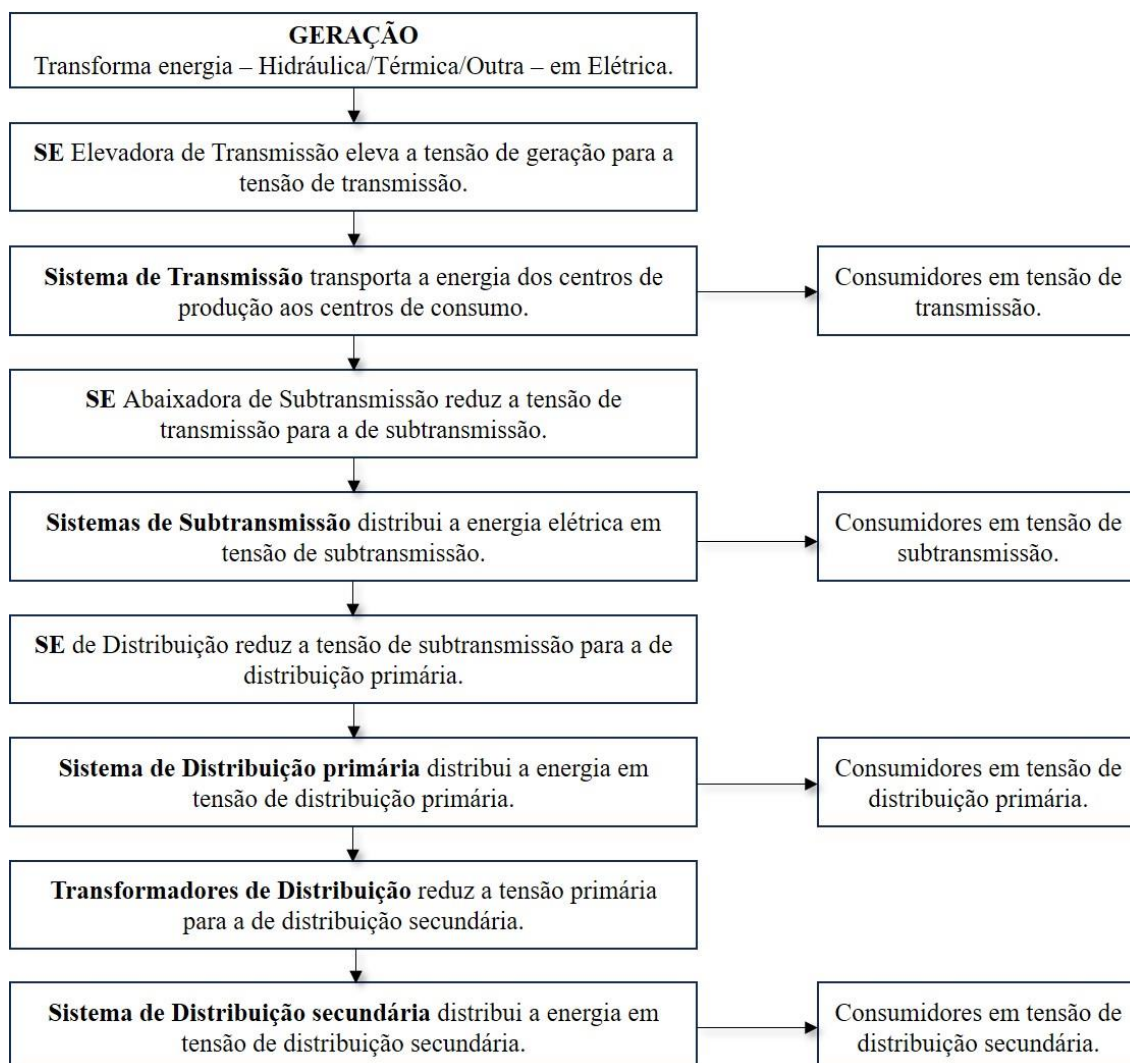


Figura 2.1: Resumo do Sistema Elétrico de Potência, adaptado da Figura 1.1 de [5].

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica são compostos de linhas, redes, subestações e equipamentos capazes de levar a energia elétrica aos usuários após recebê-la do Sistema de Transmissão [5]. No Brasil, os valores eficazes das tensões, na frequência de 60 Hz, são definidos pelo Ministério de Minas Energia. No ano de 2021 foi publicada a Resolução Normativa da ANEEL de número 956 (PRODIST) que definiu esses limites de tensão conforme pode ver verificado na Tabela 2.1 [7].

Tabela 2.1: Tensões usuais de distribuição no Brasil.

Sistema de Distribuição	Tensão (kV)
Alta tensão	$\geq 69$ e $< 230$
Média tensão	$\geq 2,3$ e $< 69$
Baixa tensão	$< 2,3$

As redes de distribuição podem operar radialmente, em malha ou interconectada. Essa operação vai depender da demanda e da situação requisitada. A Figura 2.2 evidencia um diagrama unifilar de rede na qual o sistema de transmissão está operando em anel (ou malha) e o de subtransmissão radialmente. Geralmente, o sistema de distribuição primária opera radial e o de distribuição secundária radial ou em anel, esse geralmente em grandes centros, dependendo da situação [5].

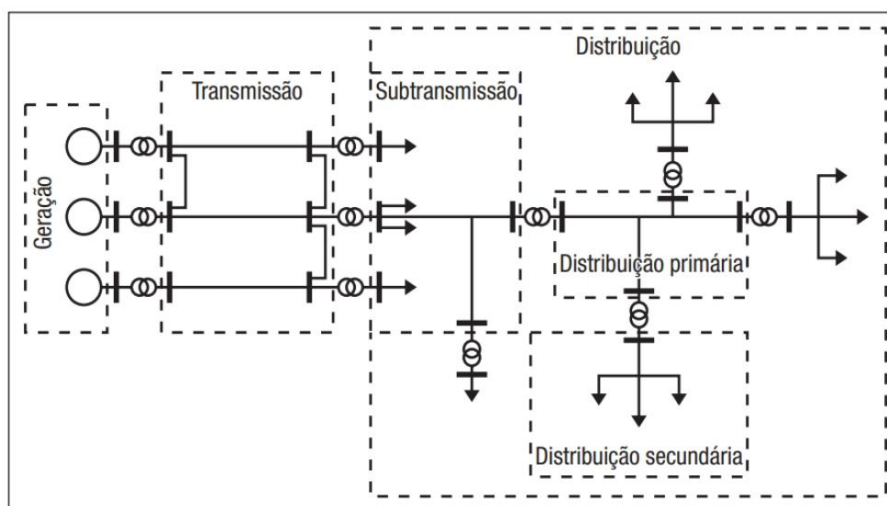


Figura 2.2: Diagrama unifilar de uma rede, Figura 1.2 de [5].

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica devem possuir como requisitos de existência um controle rigoroso de tensão, disponibilidade de energia sob demanda e confiabilidade [8]. No caso da tensão, existe uma relação proporcionalmente direta com o comprimento da linha. Quanto maior a linha, maior a queda de tensão, tratando-se de

condutores de mesmo material e seção nominal, ou seja, mesmos parâmetros elétricos por unidade de distância. Adicionalmente, as variações de carga também provocam variações na tensão.

A necessidade de controlar a tensão parte do pressuposto que quedas de tensão podem provocar o mau funcionamento de equipamentos, como motores, por exemplo, e reduzir a receita das distribuidoras, uma vez que há a redução no consumo. A tensão elevada pode danificar equipamentos e provocar uma inoperância sistêmica em todo o circuito. Em [8] é estabelecido que as variações de tensão não devem suplantar os 6%. O Módulo 8 do PRODIST [7] estabelece limites de variação para cada caso, em regime permanente ou transitório.

### 2.3 Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição

O controle de tensão na rede é essencial para que os usuários de energia elétrica sejam bem atendidos. Para as distribuidoras, o controle de tensão reduz intercorrências e evita multas a partir das agências reguladoras. No caso do Brasil, a ANEEL aplica sanções às distribuidoras caso haja desrespeito na qualidade do fornecimento a partir do que está estabelecido na Resolução 956 [7].

De acordo com [9] os problemas de tensão podem ocorrer devido a:

- i. Aumento de carga, consequência de uma redução significativa da potência reativa local;
- ii. Incidentes relacionados com a desconexão de fontes de geração que fornecem suporte de energia reativa ou a desconexão de linhas de transmissão, aumentando a carga da rede;
- iii. Funcionamento inadequado dos comutadores de derivação em carga (OLTCs), que fazem parte dos transformadores de alta e média tensão e atuam como dispositivos de regulação de tensão em nível de distribuição.

Uma tensão muito baixa no sistema pode provocar falhas no funcionamento dos motores, dificuldades em partida de motores e redução na luminosidade de lâmpadas, por exemplo. No caso de tensão elevada, falhas em motores devido ao *stress* no isolamento, saturação dos transformadores e outros fatores [10]. Nesta seção serão tratados equipamentos e estratégias utilizadas para controlar a tensão na rede elétrica.

### 2.3.1 Banco de Capacitores

Os capacitores podem melhorar a regulação da tensão no SEP, corrigir o fator de potência, reduzir as perdas das linhas e aumentar a capacidade do sistema. São instalados em redes trifásicas em um consumidor em específico ou em pontos estratégicos de uma rede de distribuição [10].

O aumento da tensão ocorre devido a corrente no capacitor que é fornecida através da reatância indutiva da fonte. Considerando o circuito da Figura 2.3, a corrente no capacitor é dada pela equação (2.1), onde  $Q_{CAP}$  é a potência reativa trifásica no capacitor em VAR e  $V_{LL}$  é a tensão de linha no banco de capacitor em V. O aumento da tensão no capacitor é representado pela equação (2.2), onde  $X_L$  é a indutância reativa da linha [10].

$$I_C = \frac{Q_{CAP}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} \quad (2.1)$$

$$V_{Aumento} = X_L \cdot I_C = X_L \cdot \frac{Q_{CAP}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} \quad (2.2)$$

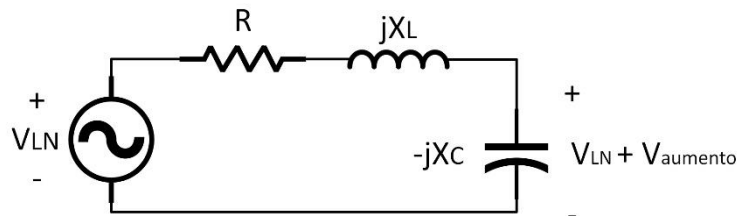


Figura 2.3 : Circuito equivalente com capacitor, adaptado da Figura 9.11 de [10].

### 2.3.2 Transformadores OLTC

É comum que os transformadores de subestações de distribuição possuam *taps* indicando no enrolamento uma maior tensão ou menor tensão. As classificações de *tap* são geralmente especificadas como uma porcentagem acima ou abaixo da classificação de tensão nominal do enrolamento. Esses *taps* podem estar fixos ou ajustáveis conforme o mecanismo de variação da carga [10].

A relação de espiras do transformador é ajustável ao valor especificado pela classificação do *tap*. Desta forma, a tensão no transformador é alterada de acordo com a mudança do *tap*. A relação de espiras do transformador é dada pela equação (2.3). A tensão no lado de menor tensão ( $V_{LB}$ ) sob condições sem carga é dada pela equação (2.4), onde  $V_{LA}$  é a tensão no lado de maior tensão [10].

$$a = \frac{V_{nom}^{AT}}{V_{nom}^{BT}} \quad (2.3)$$

$$V_{LB} = V_{LA} \cdot \frac{1}{a} \quad (2.4)$$

Ao alterar a posição do *tap* por meio do OLTC (*On-load tap changer*), os transformadores têm a capacidade de ajustar a tensão nos terminais do enrolamento secundário [9]. A Figura 2.4 representa um transformador equipado com OLTC.

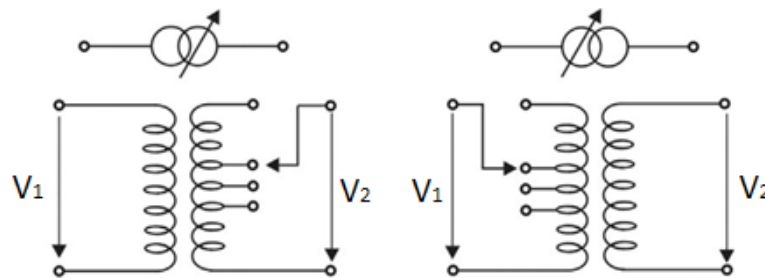


Figura 2.4: Transformador OLTC atuando no secundário e no primário, adaptado da Figura 3.25 de [9].

### 2.3.3 Reguladores de Tensão

Um regulador de tensão é basicamente um autotransformador com um enrolamento comum e um enrolamento em série com a derivação. Uma chave reversora permite que o enrolamento em série seja conectado para aumentar ou diminuir a tensão da linha à medida que a carga varie ao longo do dia. O número de *taps* depende da porcentagem de incremento na resolução de regulação de tensão desejada por etapa. Normalmente, possuem 32 *taps* de  $\frac{5}{8}\%$ , sendo 16 *taps* acima do nominal e 16 *taps*



abaixo do nominal, para uma faixa total de regulação em  $\pm 10\%$  [10]. A Figura 2.5 apresenta um diagrama esquemático de um regulador de tensão.

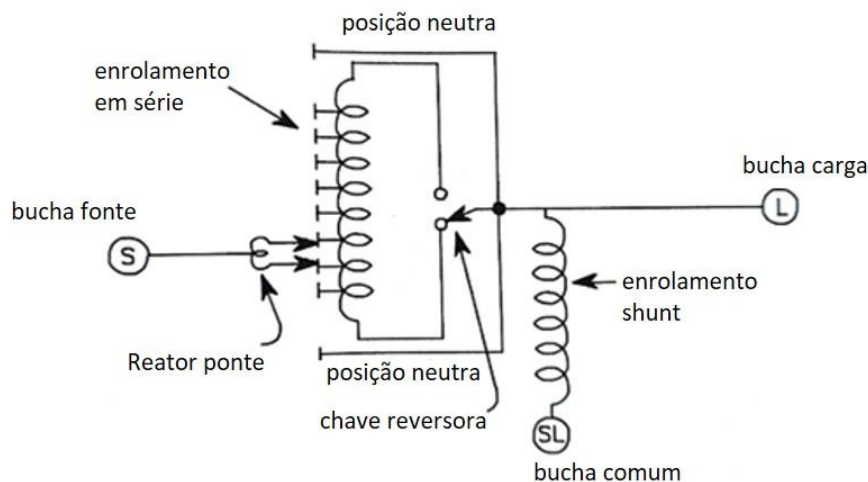


Figura 2.5: Diagrama esquemático de um regulador de tensão, adaptado da Figura 8.10 de [10].

### 2.3.4 Controle Volt/Var

Um desequilíbrio entre a potência reativa gerada e a demanda reativa, resulta em uma variação na tensão de barra. O controle Volt/Var (VVC) consiste em controlar a tensão e a potência reativa do sistema durante todo o período de operação [11].

Desde o final da década de 1970 os dispositivos mais utilizados no controle VVC, tradicionalmente, eram os reguladores de tensão – transformadores com comutação sob carga (*on-load tap-changing transformers*) – e bancos de capacitores, de forma individual e estática, sem uma coordenação que permitisse um acompanhamento nas mudanças dos perfis de carga diários [12].

No caso dos bancos de capacitores, eles podem ser fixos, ou seja, estão conectados permanentemente ao sistema, ou comutando conforme a demanda de potência reativa do sistema. Os bancos fixos, geralmente, estão fornecendo uma potência reativa mínima ao que foi estabelecido para a demanda do sistema. Já os bancos comutadores fornecem potência reativa à medida que há um aumento de carga no sistema, de acordo com a necessidade. Esses últimos podem ser inseridos na rede de forma manual ou automática, que inclui um controle de tempo, para saber a hora exata em que o banco deve entrar em operação, além do fator de potência e da tensão [10].

O controle VVC automático, também chamado controle centralizado, exige uma infraestrutura de comunicação eficiente e possui uma capacidade limitada de ajuste, uma vez que suas regras são definidas previamente o que dificulta as mudanças operacionais da rede [12].

A grande quantidade de GDs nas redes de distribuição podem provocar alguns impactos negativos nas redes, principalmente as variações nos limites estabelecidos para a tensão [13]. Muitos inversores dos sistemas fotovoltaicos possuem a função inteligente VVC inclusa em sua programação, que são capazes de controlar a injeção ou a absorção de potência reativa e modificar a tensão no ponto de conexão. O controle VVC pelos inversores é uma estratégia rápida e de custo operacional baixo [6].

## 2.4 Fluxo de Potência Convencional

Para as concessionárias de energia elétrica é necessário que sejam realizados cálculos do fluxo de potência (ou fluxo de carga) do sistema elétrico com o objetivo de analisar e controlar variáveis fundamentais. Isto é, calcula-se em regime permanente e na frequência fundamental as tensões nas barras, correntes injetadas e potência nos elementos [14]. A partir daí, avaliam-se perdas, níveis de tensão, limites de carregamento e distorções harmônicas, por exemplo [5].

O método mais tradicionalmente utilizado para a resolução do fluxo de potência é o Newton Raphson [15], que para sistemas de transmissão considera que as redes são equilibradas e utiliza seus equivalentes monofásicos. Por outro lado, as redes de distribuição não são equilibradas e a própria presença de Geração Distribuída (monofásica, por exemplo) na rede, dificulta a convergência dos cálculos [14].

Quando não se consideram incertezas no SEP, isto é, admitem-se apenas valores específicos de geração e demandas de carga, o fluxo de potência a ser calculado é chamado de Fluxo de Potência Determinístico. No caso das concessionárias de energia, ignorar incertezas no contexto em que há geração distribuída fotovoltaica que insere potência intermitente no sistema, não é prudente uma vez que as redes exigem um planejamento da operação cada vez mais complexo [16].

Na seção 2.6 será tratado o Fluxo de Potência Probabilístico, quando na resolução do fluxo de potência são consideradas incertezas no sistema.

### 2.4.1 Fluxo de Potência

O estudo do fluxo de potência, ou fluxo de carga, é de grande importância para a operação, planejamento e expansão dos sistemas elétricos de potência. As principais informações obtidas em um estudo de fluxo de potência são o módulo e o ângulo de fase das tensões em cada barra e o fluxo de potência ativa e reativa em cada linha, assim como outras informações adicionais [15].

A formulação básica de um fluxo de potência evidencia que à cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas, como pode ser observado na Tabela 2.2 [17].

Tabela 2.2: Variáveis em um problema de fluxo de carga.

Variável	Definição
$V_k$	Magnitude da tensão nodal (barra k)
$\theta_k$	Ângulo da tensão nodal
$P_k$	Injeção líquida (geração menos carga) de potência ativa
$Q_k$	Injeção líquida de potência reativa

O ponto de partida para a resolução do fluxo de potência é a montagem da matriz admitância a partir do diagrama unifilar do sistema. As linhas de transmissão são representadas pelos seus circuitos equivalentes  $\pi$ , como na Figura 2.6, por exemplo [15].

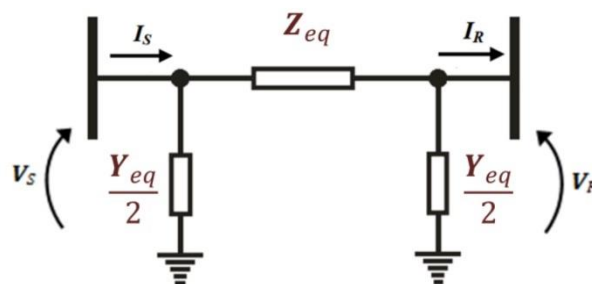


Figura 2.6: Circuito unifilar equivalente de uma linha de transmissão, adaptado de [15].

A utilização do equivalente monofásico para as linhas de transmissão é possível devido ao efeito da transposição de linhas e o balanceamento das cargas [18]. O elemento  $(i, j)$  da matriz admitância é representado pela equação (2.5) e a tensão complexa em uma barra  $i$  pela equação (2.6).

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.5)$$

$$V_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (2.6)$$

A corrente líquida injetada na barra  $i$  da rede em termos dos elementos da matriz admitância e do vetor de tensões nodais é calculada pela equação (2.7).

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (2.7)$$

A potência ativa e reativa líquidas injetadas na rede pela barra  $i$ , são obtidas pela equação (2.8).

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (2.8)$$

A grande quantidade de equações e variáveis envolvidas na resolução do fluxo de potência demanda métodos iterativos como o método Gauss-Seidel e o de Newton-Raphson. O método de resolução Gauss-Seidel é iterativo e cria deslocamentos sucessivos da variável calculada, sendo pouco eficiente devido ao grande número de iterações que demanda para a resolução, tornando o processo lento. O método de Newton-Raphson é baseado na expansão da série de Taylor, sendo mais eficiente que o Gauss-Seidel por convergir mais rapidamente [19].

Os métodos derivados de Newton-Raphson, chamados de desacoplado e desacoplado rápido consideram os desacoplamentos entre as potências elétricas ativa e reativa do módulo da tensão elétrica e do seu ângulo [19]. Tais métodos eram bastante utilizados para sistemas de transmissão quando os recursos computacionais eram limitados.

#### 2.4.2 Fluxo de Potência Trifásico para Redes Desbalanceadas

A formulação apresentada na subseção anterior é adequada para sistemas de transmissão, em que as variáveis são as tensões complexas em coordenadas polares (módulo e fase das tensões nodais). No caso dos sistemas desbalanceados, a relação

$R/X$  é elevada, dificultando a convergência do método formulado em coordenadas polares. O Método de Injeção de Correntes Trifásicas (MICT) proposto em [20] é uma derivação do método de Newton-Raphson muito eficiente para a resolução do fluxo de potência em circuitos desbalanceados. Neste método, há a utilização das equações de corrente e tensão no formato retangular [19].

### 2.4.3 OpenDSS

O *software* OpenDSS é fruto do aprimoramento do *software* DSS (*Distribution System Simulator*) pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*), no qual em 2008 adquiriram a licença do DSS e desde então estão em constante atualização do *software*, mas em código fonte aberto [14], com o objetivo de colaborar com os estudos e desenvolvimento em *Smart Grids* [21].

Amplamente utilizado em todo mundo por pesquisadores e empresas de energia, o OpenDSS analisa o SEP em uma plataforma flexível com GDs, por exemplo, estuda novas abordagens para análises em sistemas de distribuição e preenche lacunas de outros *softwares* presentes no mercado [21].

Através da interface COM (*Component Object Model*) da Microsoft, o OpenDSS pode ser programado através de *softwares* externos como o MATLAB (*MATrix LABoratory*) por exemplo. Além de haver outras aplicações que o tornam um completo programa solucionador de sistemas de energia elétrica [14].

Uma das principais características do OpenDSS é realizar simulações sequenciais de fluxo de potência. No caso do fluxo de potência, ele pode ser executado em vários modos, sendo eles: padrão, diário, anual, Monte Carlo e o modo no qual a carga varia em função do tempo [14].

## 2.5 Modelagem do PVSystem no OpenDSS

O sistema fotovoltaico produz energia ativa a partir da conversão que ocorre em seus módulos. Uma forma de representá-lo é através de um equivalente de Norton, no qual a energia gerada em corrente contínua nos painéis é convertida em corrente alternada através de um inversor, como pode ser verificado na Figura 2.7. No OpenDSS a função responsável por modelar o sistema fotovoltaico é a função *PVSystem*.

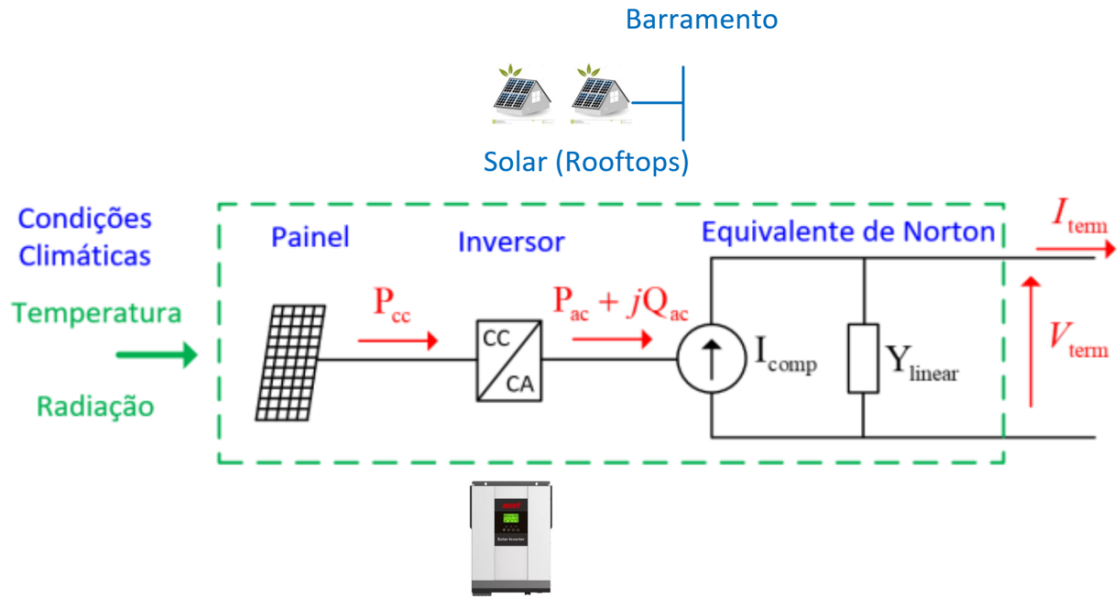


Figura 2.7: Representação de um sistema fotovoltaico, adaptado da Figura 1 de [45].

A energia gerada que é injetada na rede,  $P_{saída}$ , é função da irradiação solar, temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da Potência nominal do painel no ponto de máxima potência ( $Pmp$ ). A potência de saída do painel no instante  $t_0$  pode ser calculada pela equação (2.9), conforme [14]:

$$P(t_0) = Pmp(1kW/m^2) \cdot irradiância(p.u.)(t_0) \cdot irradiância(base) \cdot Pmp(p.u., T(t_0)) \quad (2.9)$$

Em que:

- $P(t_0)$ : Potência na saída do painel no instante  $t_0$ ;
- $Pmp(1kW/m^2)$ : Potência nominal no ponto de máxima potência;
- $irradiância(p.u.)(t_0)$ : Valor da irradiação em  $pu$  no instante  $t_0$ ;
- $irradiância(base)$ : Valor máximo da irradiação no dia selecionado;
- $Pmp(p.u., T(t_0))$ : Fator de correção do  $Pmp$  em função da temperatura no instante  $t_0$ .

A potência ativa que é injetada na rede é representada pela equação (2.10).

$$P_{saída}(t) = P(t) \cdot eff(P_{saída}(t)) \quad (2.10)$$

Em que:

- $eff(P_{saída}(t))$ : eficiência do inversor para uma dada potência de saída.

No caso da potência reativa, ela pode ser definida em um valor fixo ou em função de um fator de potência fixo. O inversor varia a potência aparente a partir da definição que foi programada [14]. Neste contexto, a função inteligente Volt/Var (VVC) do inversor é responsável por regular a tensão e a potência reativa respeitando os limites que foram impostos.

Os principais parâmetros utilizados para definir o *PVSystem* estão explicitados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Parâmetros básicos do *PVSystem*, baseado na Tabela 31 de [14].

Parâmetro	Descrição
kV	Tensão de linha nominal em kV
bus1	Nome da barra no qual seu terminal será conectado
kVA	Potência nominal do inversor em kVA
PF	Fator de potência
irrad	Irradiação nominal, irradiância (Base)
Pmp	Potência nominal no ponto de máxima potência, $Pmp(1kW/m^2)$
Temperature	Temperatura nominal
effcurve	Curva de eficiência por potência
P-temperature	Potência por temperatura, $Pmp(pu,T(t))$
Daily	Irradiância diária, irradiância(pu)(t)
Tdaily	Temperatura diária

A função inteligente do inversor VVC é definida no parâmetro “*XYCurve*” no qual é explicitada a curva VVC que o inversor deverá seguir para regular os reativos no circuito. Geralmente, essa curva é definida a partir das agências reguladoras. No caso do Brasil, esses valores estão estipulados no Módulo 8 do PRODIST ANEEL.

## 2.6 Fluxo de Potência Probabilístico (FPP)

O Sistema Elétrico de Potência contemporâneo conta com questões que acarretam em várias incertezas como a imensa integração de energias renováveis em geração distribuída e erros na previsão da demanda de carga, por exemplo [22].

Para que sejam tomadas decisões corretas no SEP, as incertezas devem ser consideradas na solução do fluxo de potência. Existem três abordagens para lidar com as incertezas no problema de fluxo de potência. A primeira delas é a Abordagem Probabilística, na qual os parâmetros incertos são modelados por uma Função

Densidade de Probabilidade (*Probability Density Functions* – PDFs). A segunda é a Abordagem Possibilística na qual os parâmetros incertos são representados pela teoria *fuzzy*. A terceira é a Abordagem Híbrida, em que está inclusa a probabilística e a possibilística [22]. A presente dissertação é focada na abordagem probabilística e uma revisão sobre tais técnicas é apresentada na sequência.

A primeira metodologia de Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) foi proposta no início da década de 1970 [16], na qual as incertezas nas demandas das cargas foram consideradas [23].

Nesta seção serão apresentadas as principais técnicas de resolução do FPP levando em consideração os resultados mais satisfatórios apresentados na literatura. A complexidade do SEP contemporâneo exige métodos de resolução que sejam computacionalmente eficientes, uma vez que a quantidade de dados incertos aumenta enormemente o tempo de resolução do fluxo, demandando memória computacional [16]. Neste contexto, os métodos de aproximação tornam-se muito relevantes, principalmente a Transformação *Unscented*, que é destaque neste trabalho. As três categorias da abordagem probabilística estão representadas na Figura 2.8.

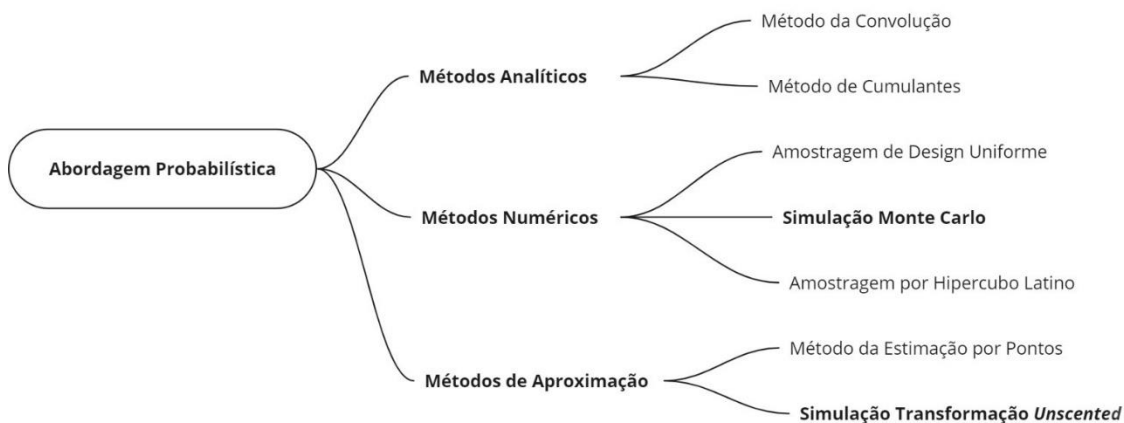


Figura 2.8: Categorização de alguns métodos utilizados para solucionar incertezas no SEP, baseado na Figura 1 de [24].

### 2.6.1 Métodos Numéricos: Simulação Monte Carlo

O nome Monte Carlo é uma referência a um bairro de Mônaco que ficou famoso devido a um cassino. Esse nome foi utilizado como um código secreto para “bomba atômica” durante a Segunda Guerra Mundial envolvendo simulações aleatórias do processo de difusão do nêutron. O método em si ganhou destaque no século XVIII



através do francês Buffon ao publicar um trabalho calculando o valor de  $\pi$  em 1777 [25].

A Simulação Monte Carlo (SMC) é um método muito difundido para resolver problemas considerando incertezas no SEP, no qual as entradas e as saídas seguem uma função representada pela equação (2.11). Nessa equação,  $X$  representa os parâmetros incertos de entrada como as cargas e a geração dos painéis fotovoltaicos, por exemplo, e  $y$  representa as variáveis de saída do sistema, como as perdas e tensões [22].

$$y = f(X) \quad (2.11)$$

A variável  $y$  é representada por uma PDF gaussiana no qual a média e o desvio padrão são calculados. O FPP pode ser matematicamente modelado pela equação (2.11), sendo as cargas representadas por  $X$  com uma PDF conhecida (média e desvio padrão):  $y$  será o total de perdas no sistema (entre outras variáveis). Para um total de simulações igual a  $n$  e sendo a média  $m$  e o desvio padrão  $\sigma$ , é possível escrever as equações (2.12), (2.13), (2.14) e (2.15) onde a amostra  $X_{e,i}$  segue uma PDF [22].

$$i = 1:n \quad (2.12)$$

$$y_{e,i} = f(X_{e,i}) \quad (2.13)$$

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n y_{e,i}}{n} \quad (2.14)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_{e,i} - m)^2}{n}} \quad (2.15)$$

Quanto maior é o número de simulações, mais preciso são os resultados. Um dos problemas da Simulação Monte Carlo é o aumento expressivo de uso de memória computacional e tempo de simulação à medida que se aumenta o número de variáveis incertas e o número de simulações [22]. Neste contexto, as simulações utilizando métodos alternativos ficam em evidência. Em todo caso, a SMC valida e confirma os

resultados obtidos a partir dos demais métodos [24]. Um exemplo de fluxograma de um FPP resolvido pela SMC é representado pela Figura 2.9.

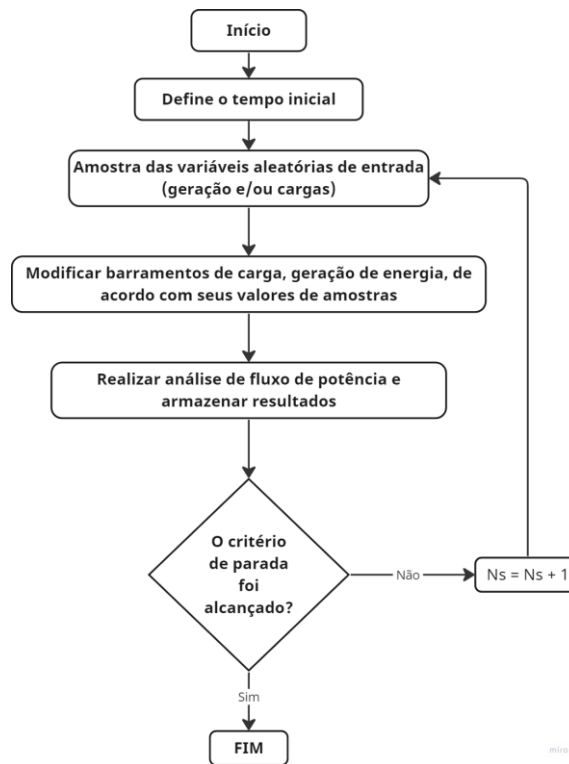


Figura 2.9: Fluxograma da SMC, adaptado da Figura 7 de [24].

## 2.6.2 Métodos Analíticos: Gram-Charlier

Dentre os Métodos Analíticos, a expansão da série de Gram-Charlier é a mais utilizada [26]. A função de distribuição de probabilidade pode ser obtida a partir das expressões (2.16) e (2.17) [27].

$$f(x) = \sum_{i=0}^n \frac{C_i}{i!} (-1)^i \varphi(x) \quad (2.16)$$

Em que  $n$  é a ordem da série de Gram-Charlier e  $\varphi(x)$  é a PDF da distribuição normal.  $C_i$  são os coeficientes que são definidos pela equação (2.17), onde  $H_i(x)$  é o termo polinomial de Hermite [27].

$$C_i = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) H_i(x) dx \quad (2.17)$$

O método de expansão de Gram-Charlier é derivado da teoria do Limite Central, no qual fornece melhor aproximação quando o número de variáveis independentes tende ao infinito e a função de distribuição de probabilidade de cada variável é contínua em vez de discreta [28]. Em suma, tais métodos expressam as variáveis estatísticas de saída como uma combinação linear das variáveis estatísticas de entrada. Embora a redução do tempo computacional seja atrativa, métodos baseados em linearizações podem perder a precisão quando o ponto de operação se distânciava muito do ponto utilizado na linearização.

### 2.6.3 Métodos de Aproximação: 2PEM e UT

Os métodos de aproximação são propostos com a motivação de manter um equilíbrio entre precisão e eficiência computacional. Os métodos numéricos, como a SMC, por exemplo, possuem grande precisão, no entanto demanda esforço computacional elevado. No caso dos métodos de aproximação, os mais utilizados são o Método de Estimação Pontual (*Point Estimate Method* - PEM) e a Transformação *Unscented* (UT) [24].

O PEM reduz drasticamente o esforço computacional quando comparado com a SMC [24]. Foi proposto pela primeira vez em 1975 por Emilio Rosenblueth em [29] calculando os primeiros momentos de uma função de variáveis estocásticas. No caso do PEM, cada variável incerta a ser analisada possui o que é chamado de concentração ou  $L$  pontos. Quanto maior a concentração, maior é a precisão realizada pela simulação. Neste caso, no FPP é muito comum utilizar o 2PEM, onde se considera 2 pontos para cada variável incerta (sendo um abaixo e um acima da média), sendo mais preciso que o PEM e com custo computacional menor quando comparado com simulações com mais de 2 pontos [30].

Neste trabalho, foram realizadas simulações com o método de aproximação UT que será detalhado na seção a seguir.

## 2.7 Transformação *Unscented* (UT)

A Transformação *Unscented* (UT) foi proposta para solucionar as deficiências nos métodos analíticos de resolução do FPP (baseados em linearização) [33], possuindo um excelente desempenho em transformações não lineares. A principal ideia do método

situa no uso de um conjunto reduzido de amostras que são deterministicamente calculadas e que são submetidas à uma transformação não-linear. Com isso propaga-se a média e a variância das variáveis de entrada através de uma transformação não-linear (modelo caixa-preta, que não exige linearizações) para estimar a média e a variância das variáveis de saída [31]. No caso de grandes simulações com variáveis incertas, a UT apresenta resultados satisfatórios de precisão e recursos computacionais em relação aos métodos numéricos tradicionais, como a SMC [32].

### 2.7.1 Principais Aplicações da UT na Solução do FPP

A referência [31] publicada em 2012 resolve o fluxo de potência probabilístico em sistemas de transmissão utilizando a UT considerando incertezas de carga e geração eólica, desprezando a correlação entre as unidades renováveis. A correlação entre as unidades de geração distribuída eólica e solar foi considerada no FPP proposto pelos mesmos autores em [32].

Mais recentemente, em [39], foi proposto um fluxo de potência ótimo probabilístico para a minimização de perdas em microrredes ilhadas considerando a incerteza das cargas. Em [40] é apresentada uma metodologia de fluxo de potência probabilístico para microrredes trifásicas desbalanceadas utilizando a Transformação *Unscented*, em que o efeito de variação da frequência bem como a incerteza das cargas e gerações eólicas foram consideradas.

### 2.7.2 O método

Considere um vetor de variáveis incertas  $z$  de dimensão  $n$  com média  $z_m$  e matriz de variância  $P_z$ . A variável  $y$  em função de  $z$  através de uma função não-linear é calculada pela equação  $y = g(z)$ . A média e a variância de  $y$  podem ser calculadas pela UT através dos passos a seguir, sendo  $n$  o número de variáveis incertas [24]:

- i. Calcular os  $2n + 1$  *sigma points* das variáveis de entrada. Cada *sigma point* é um vetor coluna. O vetor  $u_i$  é uma coluna da matriz  $U$  obtida a partir da fatoração de Cholesky (2.19):

$$\begin{aligned} X_1 &= z_m \\ X_{i+1} &= z_m + u_i, \quad i = 1, \dots, n \\ X_{i+n+1} &= z_m - u_i, \quad i = 1, \dots, n \end{aligned} \tag{2.18}$$

$$U^T U = (n + k)P_z \quad (2.19)$$

- ii. Obter o peso  $W_i$  associado a cada *sigma point*:

$$\begin{aligned} W_1 &= \frac{k}{n+k} \\ W_{i+1} &= (2(n+k))^{-1}, \quad i = 1, \dots, n \\ W_{i+n+1} &= (2(n+k))^{-1}, \quad i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (2.20)$$

- iii. Aplicar a função não-linear para cada *sigma point* para gerar novos *sigma points*.

$$y_i = g(z) \quad (2.21)$$

- iv. Obter a média e a variância dos resultados das variáveis  $y$ :

$$y_{mi} = \sum_{i=1}^{2n+1} W_i y_i \quad (2.22)$$

$$P_{y_i} = \sum_{i=1}^{2n+1} W_i [(y_i - y_{mi})(y_i - y_{mi})^T] \quad (2.23)$$

### 2.7.3 Exemplo numérico para uma função não linear

Como a título de exemplo, nesta seção será aplicada a UT na função não linear apresentada na equação (2.24) no intervalo em que  $-2\pi \leq x, y \leq 2\pi$ .

$$f(x, y) = 2 \sin(x) + 3 \cos(y) \quad (2.24)$$

Considere  $X$  e  $Y$  duas variáveis aleatórias contínuas com médias ( $\mu_X, \mu_Y$ ) e desvios padrão ( $\sigma_X, \sigma_Y$ ) em que  $-\infty < x, y < \infty$ ,  $\sigma_X > 0$  e  $\sigma_Y > 0$ . A PDF (Função Densidade de Probabilidade) é definida pela equação (2.25), sendo uma distribuição Normal. A função está associada à variável  $X$  e a mesma notação se aplica à variável  $Y$ .

$$f_X(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_X^2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu_X}{\sigma_X}\right)^2} \quad (2.25)$$

O Valor Esperado e a variância, são representados pelas equações (2.26) e (2.27), respectivamente (para a variável  $X$ , sendo o mesmo aplicado para  $Y$ ).

$$E[X] = \mu_X \quad (2.26)$$

$$V(X) = \sigma_X^2 \quad (2.27)$$

A Probabilidade de  $X$  estar entre os limites  $[a, b]$  é definida pela equação (2.28) em que se constata as aproximações apresentadas em (2.29), (2.30) e (2.31).

$$P(a < X < b) = \int_a^b \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_X^2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu_X}{\sigma_X}\right)^2} dx \quad (2.28)$$

$$P(\mu_X - \sigma_X < X < \mu_X + \sigma_X) \approx 0,68 \quad (2.29)$$

$$P(\mu_X - 2\sigma_X < X < \mu_X + 2\sigma_X) \approx 0,95 \quad (2.30)$$

$$P(\mu_X - 3\sigma_X < X < \mu_X + 3\sigma_X) \approx 0,99 \quad (2.31)$$

A curva da distribuição Normal pode ser observada na Figura 2.10.

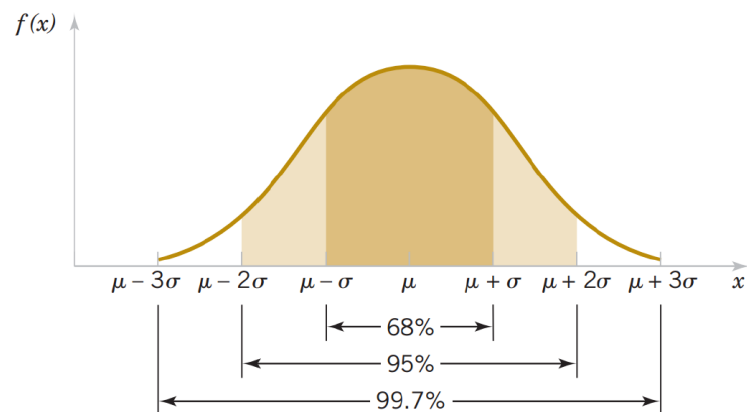


Figura 2.10: Curva Normal da PDF apresentada na equação 2.28 [38].

No Modelo Probabilístico da Função se pressupõe que as variáveis seguem a distribuição Normal conforme (2.32) e (2.33).

$$\begin{aligned} x &\sim N(\mu_X, \sigma_X) \\ y &\sim N(\mu_Y, \sigma_Y) \end{aligned} \quad (2.32)$$

$$f_{XY} \sim N(\mu_{f_{XY}}, \sigma_{f_{XY}}) \quad (2.33)$$

Definindo os vetores com média e variância das variáveis e desvio padrão sendo 10% da média tem-se:

$$\begin{pmatrix} \mu_X \\ \mu_Y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2\pi \\ 2\pi \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 6,2832 \\ 6,2832 \end{pmatrix} \quad (2.34)$$

$$\begin{pmatrix} \sigma_X \\ \sigma_Y \end{pmatrix} = 0,10 \begin{pmatrix} \mu_X \\ \mu_Y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,62832 \\ 0,62832 \end{pmatrix} \quad (2.35)$$

$$P_{XY} = \begin{pmatrix} 0,39478 & 0 \\ 0 & 0,39478 \end{pmatrix} \quad (2.36)$$

Sendo que são duas variáveis incertas ( $x$  e  $y$ ), logo  $n = 2$ . Para definir as amostras, ou seja os *sigma points*, pela definição do método UT deverão ser calculados 5 *sigma points* pois  $2n + 1 = 5$ . Fazendo  $k = 2$ , a equação matricial (2.37) é resolvida a seguir.

$$U^T U = (n + k)P_x \quad (2.37)$$

O termo  $U^T U$  é fatorado via Cholesky, desta forma, pela equação (2.38):

$$U = \begin{pmatrix} 1,2566 & 0 \\ 0 & 1,2566 \end{pmatrix} \quad (2.38)$$

Calculando os *sigma points*, chega-se na matriz (2.39):

$$X_i = \begin{pmatrix} 6,2832 & 7,5398 & 6,2832 & 5,0265 & 6,2832 \\ 6,2832 & 6,2832 & 7,5398 & 6,2832 & 5,0265 \end{pmatrix} \quad (2.39)$$

Aplicando os valores à função, a Tabela 2.4 é obtida.

Tabela 2.4: Avaliação da função em cada amostra  $f_{XYi}$

Amostra	$f(x, y)$
1	3
2	4,90210
3	0,92705
4	1,09790
5	0,92705

Calculando os pesos associados a cada amostra e realizando o somatório obtém-se a Tabela 2.5.

Tabela 2.5: Pesos de cada amostra  $f_{XYi}$

Amostra	$f(x, y)$
1	0,5
2	0,125
3	0,125
4	0,125
5	0,125
<b>Somatório</b>	1

O cálculo da média da função é realizado pela equação (2.40):

$$\mu_{f_{XY}} = \sum_{i=1}^{2n+1} W_i f_{XYi} = 2,4818 \quad (2.40)$$

A variância é calculada pela equação (2.41):

$$(\sigma_{f_{XY}})^2 = \sum_{i=1}^{2n+1} W_i (f_{XYi} - \mu_{f_{XY}})^2 = 1,3078 \quad (2.41)$$

## 2.8 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os temas mais relevantes para embasar o estudo do FPP e a aplicação do VVC. Para a Transformação *Unscented*, método de aproximação utilizado nesse trabalho para a solução do FPP, foram apresentados os conceitos, um exemplo numérico e trabalhos recentes da literatura que a utilizam para a



solução do FPP. O VVC é fruto de interesse das companhias energéticas e tem ganhado relevância na literatura, uma vez que possui capacidade de reduzir perdas e inserir as redes de distribuição dentro dos limites que são propostos pelas agências reguladoras.

# Capítulo 3 – METODOLOGIA PROPOSTA

## 3.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para avaliar como as incertezas nas cargas e na irradiância solar impactam a projeção e operação de redes de distribuição e como a função inteligente Volt/Var dos inversores de sistemas fotovoltaicos contribui para reduzir perdas e melhorar a tensão na rede. A metodologia proposta, o fluxo de potência probabilístico a partir da Transformação *Uncented*, também é apresentada.

## 3.2 Modelo Probabilístico da Carga e da Irradiância

Para analisar as incertezas nos sistemas elétricos de potência, as abordagens probabilísticas são as mais utilizadas [22]. Neste caso, essas incertezas são modeladas conforme uma função densidade de probabilidade e avaliadas através de metodologias de fluxo de potência resolvidas a partir de técnicas que podem ser divididas em métodos analíticos, métodos numéricos e métodos de aproximação [24].

As cargas e a irradiância solar no sistema elétrico de potência não assumem parâmetros determinísticos uma vez que há muitos erros e incertezas. Desta forma, a função densidade de probabilidade, equação (3.1), é comumente modelada como uma curva Gaussiana, na qual a média assume seu próprio valor previsto [22].

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad -\infty \leq x \leq \infty \quad (3.1)$$

em que:

$\mu$  – é a média;

$\sigma$  – é o desvio padrão.

A Figura 3.1 apresenta como exemplo uma curva da densidade de probabilidade da carga, considerando uma média de 100 kW e um desvio padrão de 5 kW.

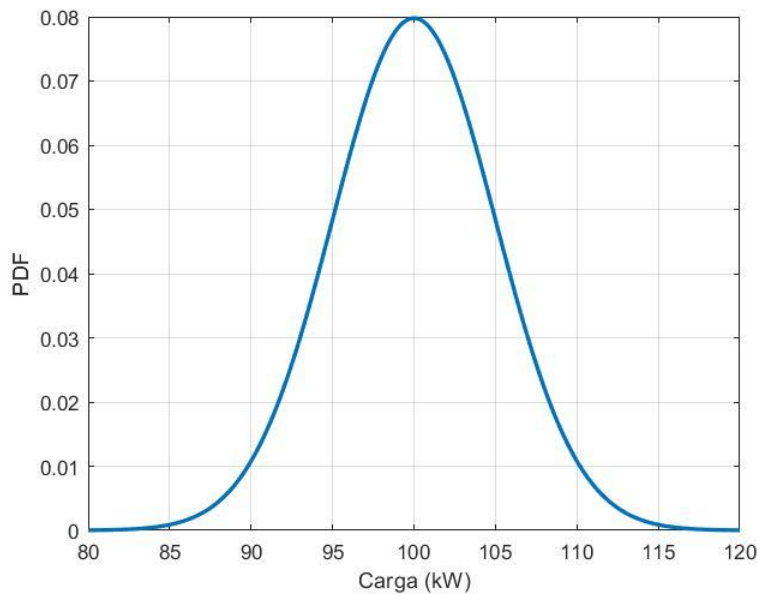


Figura 3.1: Típica função densidade de probabilidade (PDF) de carga no SEP, baseado na Figura 3 de [22].

### 3.3 Vantagens do Fluxo de Potência Probabilístico via UT

A Transformação *Unscented* (UT), na solução do problema de Fluxo de Potência Probabilístico, permite a redução do tempo computacional em comparação ao método numérico de Monte Carlo e evita os problemas de divergência ocasionados pelos métodos analíticos baseados em linearização [31]. Tanto na literatura [24], [31] e [32], quanto neste trabalho, fica evidente que o tempo de simulação da UT é muito inferior quando comparado com os métodos numéricos, como a Simulação Monte Carlo (SMC) [33]. A UT é um método adequado para calcular as incertezas em conjuntos nos quais as saídas não são lineares [34]. Entretanto, a UT apenas fornece uma aproximação da média e variância das variáveis de saída, existindo na literatura diversas variações que tentam reduzir o erro entre a solução da UT e da SMC [41].

O ponto principal da UT está no fato de criar amostras significativas das variáveis de entrada, mantendo informações suficientes a respeito da *Probability density function* (PDF) – em tradução livre função da densidade de probabilidade – das entradas [31].

### 3.4 Definição da Amostra

Conforme [35], para estudos considerando incertezas, as cargas são modeladas seguindo uma distribuição normal dada em (3.5), com média  $z_m$  e variância  $P_z$  conhecidas ( $P_z$  é uma matriz diagonal com as variâncias das cargas). Neste trabalho, a irradiância também é tratada com uma distribuição normal.

$$z \sim N(z_m, P_z) \quad (3.5)$$

Seja na UT ou SMC, utiliza-se um conjunto de amostras que são submetidas a um fluxo de potência determinístico que calculará as perdas de potência para 24 horas do dia. Com base nos resultados do fluxo de potência para cada amostra, calcula-se a média e o desvio padrão das perdas horárias.

É importante então, neste ponto, definir o que seria o vetor de variáveis  $z_m$ . Como dito anteriormente, utiliza-se o OpenDSS para a execução de um fluxo de potência trifásico para 24 horas. Nesse caso o vetor  $z_m$  será composto por: (i) todas as cargas ativas e reativas nominais e (ii) os 24 valores de irradiância solar. Ao se entregar esse vetor para o OpenDSS, juntamente com uma curva de carga pré-estabelecida, o programa vai executar o fluxo sequencial em que, em cada hora: (i) a carga em cada barra será obtida a partir do valor nominal multiplicado pelo fator de carga e (ii) a geração nos painéis será função da irradiância naquela hora.

Uma vez definido o vetor de médias, fica claro que uma amostra será um vetor com as cargas nas barras e 24 valores de irradiância. O que difere a UT da SMC, é que na UT serão feitos cálculos determinísticos para gerar a amostra.

Ao se enviar essa amostra ao OpenDSS, o programa utilizará o valor de carga amostrado e multiplicará pela curva de carga em cada hora e definirá o montante de geração solar com base na irradiância amostrada em cada hora.

### 3.5 Fluxo de Potência Probabilístico Trifásico via UT e OpenDSS

O FPP é entendido como uma função não linear,  $g(z)$ , o qual permite estimar a média e a variância (desvio padrão ao quadrado) das variáveis de interesse  $y$  (tensão, perdas, gerações), conhecendo o modelo probabilístico da carga e irradiâncias  $z$ . O

fluxo de potência determinístico trifásico não-linear  $g(z)$  foi resolvido neste trabalho através do *software* OpenDSS considerando o controle inteligente Volt/Var do inversor, conforme equação (3.6).

$$y = g(z) \quad (3.6)$$

A UT utiliza um conjunto de amostras deterministicamente calculadas (chamadas de *sigma points*), sendo cada amostra aplicada na equação (3.6) para a estimação da média e variância das variáveis de interesse  $y$ . O algoritmo proposto é o seguinte:

- i. Passo 01: definir o vetor  $z_m$  com a média das variáveis incertas (cargas nominais nas barras e vetor com as irradiâncias nas 24 horas do dia) e a matriz de variâncias  $P_z$ ;
- ii. Passo 02: definir o número de variáveis incertas:  $n$  (total de cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, e 24 irradiâncias);
- iii. Passo 03: calcular as  $2n+1$  amostras, denominadas *sigma points*  $X_i$ . Diferentemente da SMC, as amostras são deterministicamente calculadas, conforme a equação (3.7). Cada *sigma point* é um vetor coluna, com as cargas ativa e reativa do sistema, e 24 irradiâncias. O vetor  $u_i$  é uma coluna da matriz  $U$  obtida a partir da fatoração de Cholesky, apresentada em (3.8), sendo  $k = 2$  um parâmetro empiricamente atribuído para reduzir o erro da Transformação *Unscented* em relação à SMC [31].

$$\begin{aligned} X_1 &= z_m \\ X_{i+1} &= z_m + u_i, \quad i = 1, \dots, n \\ X_{i+n+1} &= z_m - u_i, \quad i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$U^T U = (n + k)P_z \quad (3.8)$$

- iv. Passo 04: Calcular os pesos  $W_i$  de cada *sigma point* conforme equação (3.9). O somatório dos pesos deve ser unitário.

$$\begin{aligned} W_1 &= \frac{k}{n + k} \\ W_{i+1} &= (2(n + k))^{-1}, \quad i = 1, \dots, n \\ W_{i+n+1} &= (2(n + k))^{-1}, \quad i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (3.9)$$

- v. Passo 05: Resolver o fluxo de potência determinístico (via OpenDSS com o controle Volt/Var) para cada *sigma point* e salvar as variáveis de interesse  $y_i$  (perdas de potência ativa) no vetor  $y$ , como pode ser observado na Figura 3.2.
- vi. Passo 06: calcular a média de cada variável de interesse  $y_{mj}$ , conforme (3.10).

$$y_{mj} = \sum_{i=1}^{2n+1} W_i y_{ji} \quad (3.10)$$

em que  $y_{mj}$  é a  $j$ -ésima variável de interesse,  $y_{ji}$  é o valor da variável  $j$  calculada utilizando o  $i$ -ésimo sigma point.

- vii. Passo 07: calcular a variância de cada variável de interesse  $P_{y_j}$ , através de (3.11).

$$P_{y_j} = \sum_{i=1}^{2n+1} W_i (y_{ji} - y_{mj})^2 \quad (3.11)$$

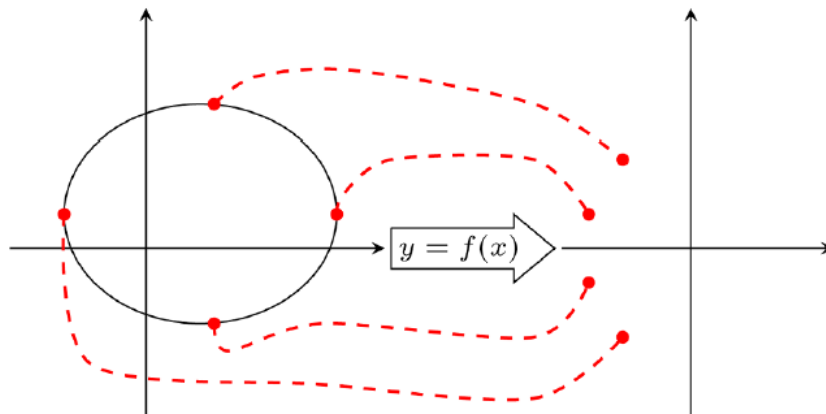


Figura 3.2: O princípio da Transformação *Unscented* [24].

### 3.6 Fluxo de Potência Probabilístico via SMC

O método numérico mais empregado para a solução do FPP é a Simulação Monte Carlo (SMC), que consiste em:

- i. Passo 01: gerar probabilisticamente um conjunto suficiente de amostras  $z$ , conforme (3.5). Em geral, para o problema de fluxo de potência, 10 mil amostras são suficientes. À medida que se aumenta as amostras, as médias e as variâncias das variáveis de saída tendem a se estabilizar [31];

- ii. Passo 02: para cada amostra de cargas, resolver o Fluxo de Potência Trifásico Determinístico via OpenDSS (com o controle Volt/Var). Esta etapa corresponde à equação (3.6);
- iii. Passo 03: para cada variável de interesse, calcular a média e o desvio padrão (ou variância).

### 3.7 Principais análises

Os métodos de aproximação são propostos com o intuito de gerar um equilíbrio entre a precisão e a eficiência computacional na solução do problema. No caso da UT, sua eficiência computacional é destaque juntamente a precisão das amostras que não são geradas aleatoriamente, mas são escolhidas deterministicamente a partir da média e covariância que são definidas previamente para as variáveis incertas de entrada [24].

A SMC, que é um método numérico, é capaz de validar o resultado obtido a partir da UT [24]. Os resultados são muito próximos e significantes, como pode ser observado no capítulo 4 deste trabalho.

A metodologia proposta neste trabalho será importante para avaliar as perdas de potência ativa em uma rede de distribuição considerando ou não o controle Volt/Var dos inversores que conectam os painéis à rede. Com isso, tem-se a possibilidade de avaliar o impacto das incertezas das cargas e da irradiância no total de perdas, que é um parâmetro importante no planejamento dos sistemas de distribuição por envolver recursos financeiros.

### 3.8 Considerações Finais

Foi apresentada neste capítulo a metodologia utilizada para gerar os resultados esperados e realizar as análises. Modela-se o problema e em seguida é aplicada uma simulação. É destaque a simulação UT, método de aproximação eficaz e validada pela SMC conforme apresentado na literatura. Diferentemente da SMC na qual os valores comparados são precisos e o número de avaliações é aumentado até que o desvio padrão das variáveis se estabilize, a UT fornece valores estimados do desvio padrão e o número de avaliações depende da quantidade de variáveis incertas ( $2n + 1$ ). Essa diferença é significativa para que haja redução do tempo de simulação e esforço computacional.

---

# Capítulo 4 – RESULTADOS

## 4.1 Considerações Iniciais

Os resultados são discutidos considerando três partes. A primeira parte analisa a presença de um sistema de geração distribuída (GD) fotovoltaico no circuito IEEE 13 barras considerando incertezas na carga. Na segunda parte, avalia-se o impacto de dois sistemas de GD fotovoltaicos no mesmo circuito. Na terceira parte considera-se, também, incertezas na irradiância solar. Nas análises, é avaliada a função inteligente Volt/Var (VVC) do inversor fotovoltaico no circuito, tanto para uma GD quanto para duas GDs. Para essas análises foram utilizadas a Transformação *Uncented* (UT), que é um método de aproximação, e a Simulação Monte Carlo (SMC) como forma de validar as simulações, método numérico de amostragem, como pode ser verificado em [24].

## 4.2 Descrição e Parâmetros Gerais

Foi utilizada a rede teste IEEE 13 barras para todas as simulações com sistemas fotovoltaicos que podem ser observados na Tabela 4.1 e transformadores elevadores de tensão responsáveis por conectar as GDs a rede que estão detalhados na Tabela 4.2. Apesar de ser uma rede com apenas 13 barras ela possui características que são capazes de validar as simulações que aqui foram realizadas [36]. Essa rede apresenta linhas trifásicas aéreas e subterrâneas desbalanceadas, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, dois transformadores trifásicos de distribuição, cargas localizadas e uma distribuída, dois bancos de capacitores *shunt* e um regulador conectado em estrela [42]. O diagrama unifilar pode ser observado na Figura 4.1. A rede opera com tensão nominal de 4,16 kV, carga total de 3,47 MW e 2,10 MVar. As cargas presentes no sistema podem ser observadas na Tabela 4.3.

As cargas da rede possuem dois tipos de comportamento: industrial (barras 671 e 692) e residencial (demais barras), vistas na Figura 4.2. A maior quantidade de cargas industriais entra em operação a partir das 08h, tendo seu pico por volta das 11h e reduzindo drasticamente a partir das 19h. É interessante notar que entre 13h e 14h há uma redução nas cargas devido ao horário de almoço. Ao contrário das cargas industriais, a carga residencial possui a maior operação no período noturno, tendo seu pico às 21h. Esse fenômeno acontece devido ao comportamento das residências,



tendendo a possuir maior contingente de pessoas que utilizam energia elétrica após o horário comercial.

Tabela 4.1: Dados dos Sistemas Fotovoltaicos

<b>Parâmetros</b>	<b>Descrição</b>
Tensão Nominal	480 V
Potência Nominal no ponto de máxima potência	500 kW
Potência Aparente Nominal do inversor	600 kVA
Fator de Potência	1
Temperatura Nominal	25°C
Irradiação de base	0,98 kW/m <sup>2</sup>

Tabela 4.2: Dados dos Transformadores que conectam os Sistemas Fotovoltaicos

<b>Parâmetros</b>	<b>Descrição</b>
Tensão Nominal	0,48/4,16 kV
Potência Aparente Nominal	750 kVA
Reatância entre Bobinas	0,0575 p.u.
Perdas em Vazio	0,005 p.u.
Perdas no Cobre	0,010 p.u.

Tabela 4.3: Cargas presentes no sistema em p.u.

<b>Hora</b>	<b>Residencial</b>	<b>Industrial</b>	<b>Hora</b>	<b>Residencial</b>	<b>Industrial</b>
1	0,59	0,15	13	1,18	1,21
2	0,48	0,19	14	1,05	1,62
3	0,44	0,22	15	0,93	1,65
4	0,41	0,25	16	0,92	1,57
5	0,55	0,41	17	1,02	1,35
6	0,85	0,65	18	1,16	1,15
7	1,01	1,01	19	1,31	0,65
8	0,80	1,25	20	1,39	0,55
9	0,89	1,55	21	1,55	0,35
10	0,91	1,65	22	1,30	0,25
11	1,07	1,73	23	1,09	0,21
12	1,12	1,55	24	0,69	0,19

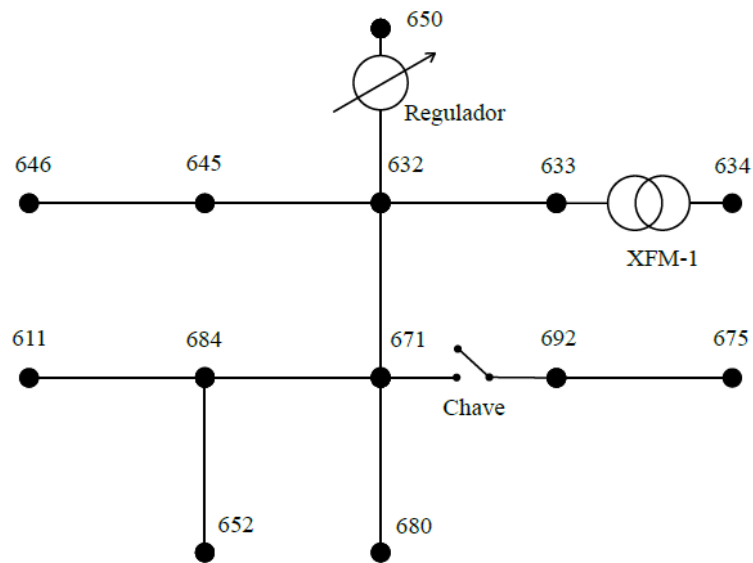


Figura 4.1: Sistema IEEE de 13 barras [14].

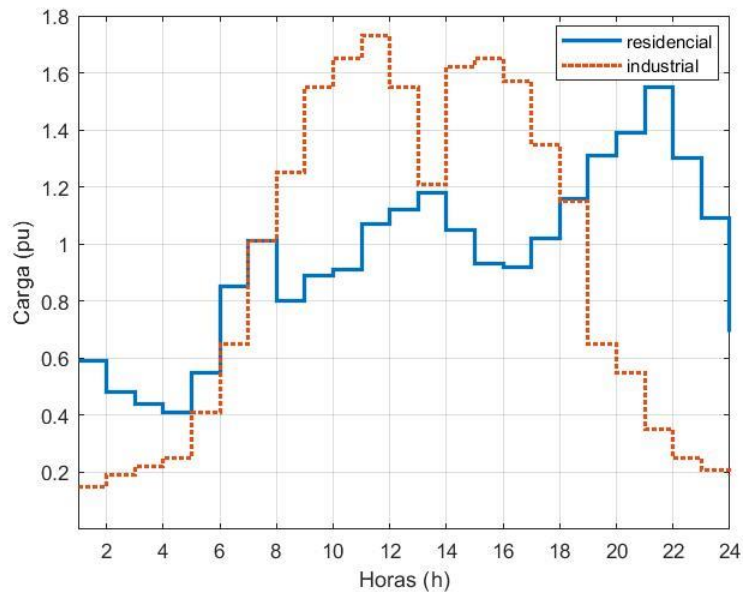


Figura 4.2: Curvas de carga residencial e industrial, em p.u.

A irradiância solar segue um comportamento conforme apresentado pela Figura 4.3, no qual apresenta seu maior valor por volta das 13h. A temperatura de operação dos painéis varia de 25°C a 60°C, como mostra a Figura 4.4. A irradiância e a temperatura de operação dos painéis definem a condição de operação no período analisado do sistema fotovoltaico. Tanto os dados da irradiância quanto da temperatura foram baseados nas curvas apresentadas no trabalho [44].

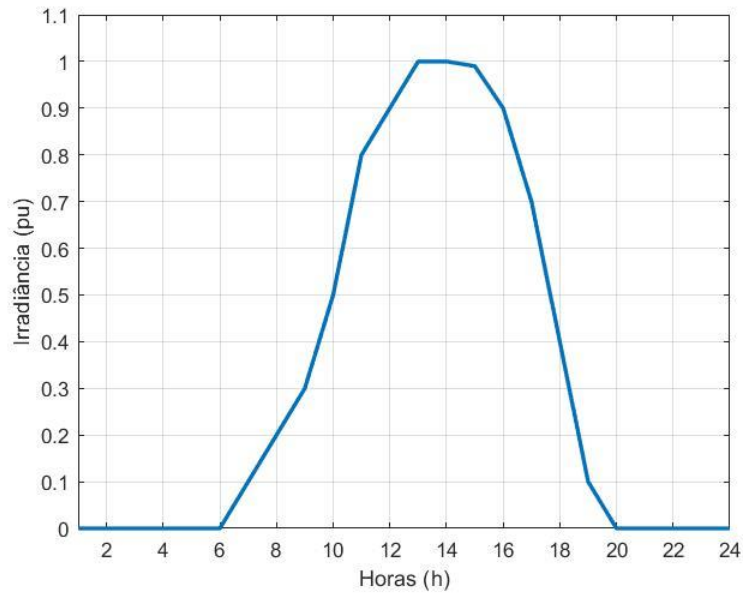


Figura 4.3: Curva da irradiância solar em cada hora do dia.

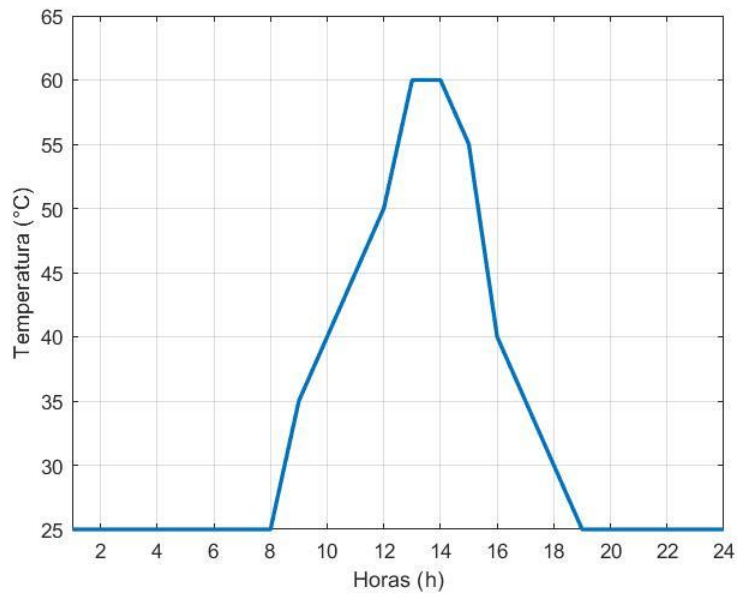


Figura 4.4: Curva da temperatura dos painéis em cada hora do dia.

Na primeira parte do trabalho, foram realizadas simulações envolvendo a instalação de uma GD à barra 680 (Figura 4.5) e, na segunda parte, foi incrementado mais uma GD à rede, sendo na barra 671 (Figura 4.6). A conexão dos sistemas fotovoltaicos foi realizada através de transformadores elevadores de tensão, como mostrado na Tabela 4.2.

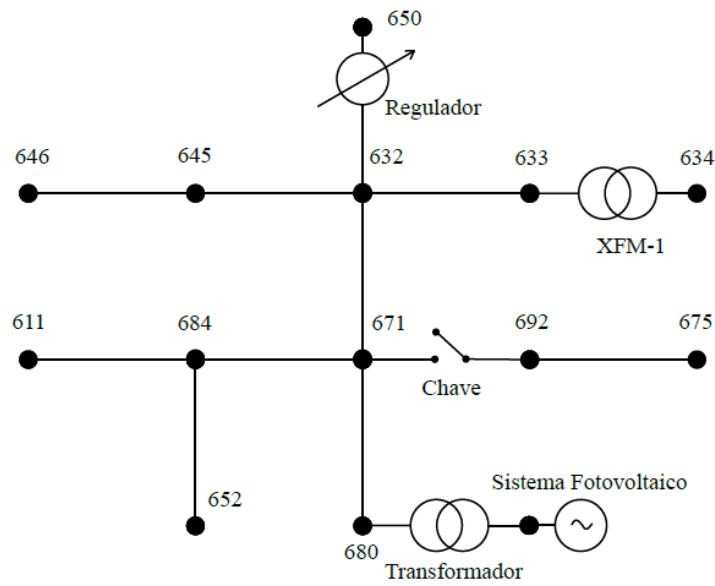


Figura 4.5: Diagrama unifilar da rede IEEE 13 barras com GD conectada à barra 680.

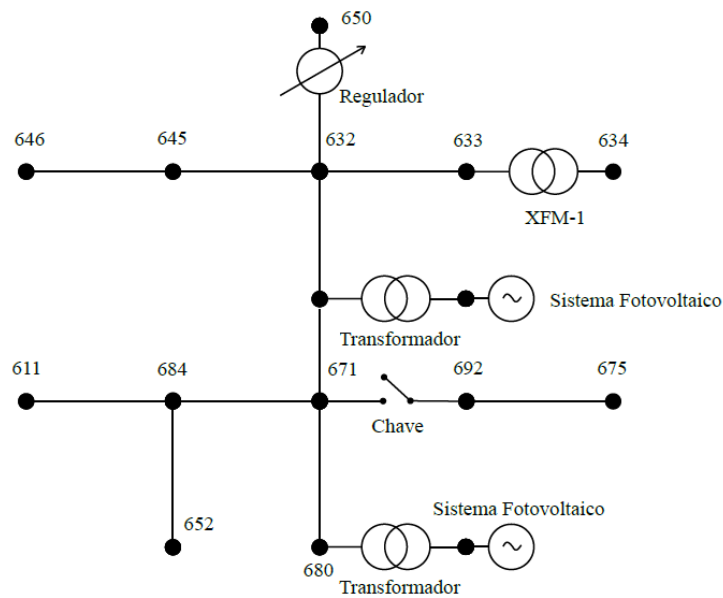


Figura 4.6: Diagrama unifilar da rede IEEE 13 barras com GDs conectadas às barras 680 e 671.

#### 4.2.1 Parâmetros do Fluxo de Potência Probabilístico (FPP)

Considerando incertezas nas cargas, elas foram modeladas seguindo uma distribuição normal [24]. O Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) é uma função não-linear que permite estimar a média e o desvio padrão das variáveis de interesse, que neste caso são as perdas e tensões nas barras. Foram realizadas simulações considerando a média como sendo o valor nominal das cargas e com o desvio padrão igual 5%, 10% e

15% da média. Quanto maior o desvio padrão, maiores são as incertezas a serem consideradas no sistema.

#### 4.2.2 Função inteligente Volt/Var (VVC) do Inversor

A função inteligente Volt/Var (VVC) do inversor é regulada pela IEEE 1547 [43], a qual estabelece que o inversor injete ou absorva potência reativa à medida que os valores médios das tensões de fase são monitorados, conforme a Figura 4.7.

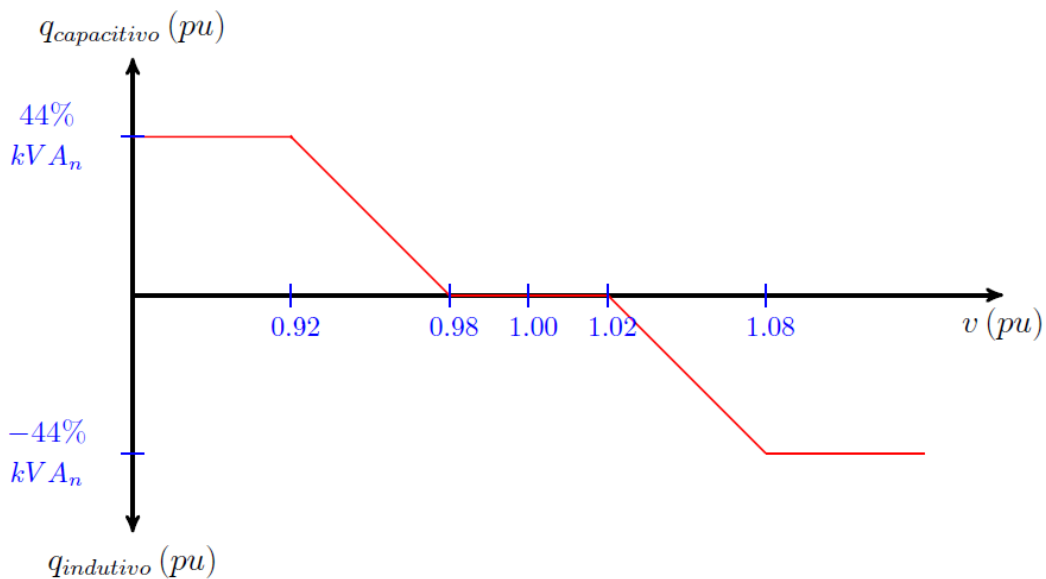


Figura 4.7: Função Volt/Var do Inversor, Figura 23 de [1].

No intervalo de 0,98 p.u. a 1,02 p.u., também chamado de banda morta, o inversor não injeta nem absorve potência reativa. Abaixo de 0,98 p.u. o inversor fornece potência reativa e, acima de 1,02 p.u., absorve. A máxima potência reativa ocorre quando a tensão está abaixo de 0,92 p.u. e a mínima quando é maior que 1,08 p.u. [1]. O algoritmo de fluxo de potência do OpenDSS possui a função do VVC implementada, que permite o cálculo da potência reativa do inversor durante a solução do problema. Logo, uma vez especificada a curva da Figura 4.7, o OpenDSS faz todo o procedimento automaticamente.

### 4.3 Simulações

Para todas as simulações utilizou-se a plataforma MATLAB em conjunto com o OpenDSS e um computador Intel Core i7 2.00 GHz com 16 GB de RAM e Sistema operacional Windows 10 64-bit. A seguir são apresentadas as simulações realizadas.

#### 4.3.1 Caso 1 – Rede com uma GD na barra 680

Analisando o circuito com um inversor fotovoltaico conectado à barra 680, foi possível constatar que a perda de energia foi de 2415,534 kWh considerando uma incerteza na carga com 10% de desvio padrão, quando a função inteligente VVC do inversor não estava ativa. Enquanto que com a função VVC ativa, as perdas foram de 2367,570 kWh. Ocorrendo uma leve redução de perdas com esta função ativada.

Na Simulação Monte Carlo foram realizadas 10 mil simulações, enquanto na Transformação *Uncented* foram realizadas 109 simulações ( $2n + 1$ ), no qual  $n$  é o número de variáveis incertas. O tempo de simulação computacional na SMC foi em torno de 99,77 minutos e na UT foi de 59,18 segundos. A diferença é muito expressiva uma vez que a quantidade de simulações também é muito diferente e pela simulação UT se tratar de uma simulação de aproximação.

É possível constatar que há uma redução de perdas quando se compara as Figuras 4.8 e 4.9. A função VVC do inversor é capaz de reduzir perdas e atuar de forma inteligente no sistema. Essa redução nas perdas com o controle VVC ativado no inversor, permite um maior controle dos níveis de tensão no barramento. Observa-se na Figura 4.6 que o painel fotovoltaico está alocado próximo às barras 671 e 692 (cargas de natureza industrial com grande parcela reativa). Assim, ao se injetar reativo a partir do sistema fotovoltaico através da ação do controle Volt/Var (principalmente nas horas de pico de demanda industrial), reduz-se a potência reativa circulante da subestação para as cargas e, conseqüentemente, as perdas.

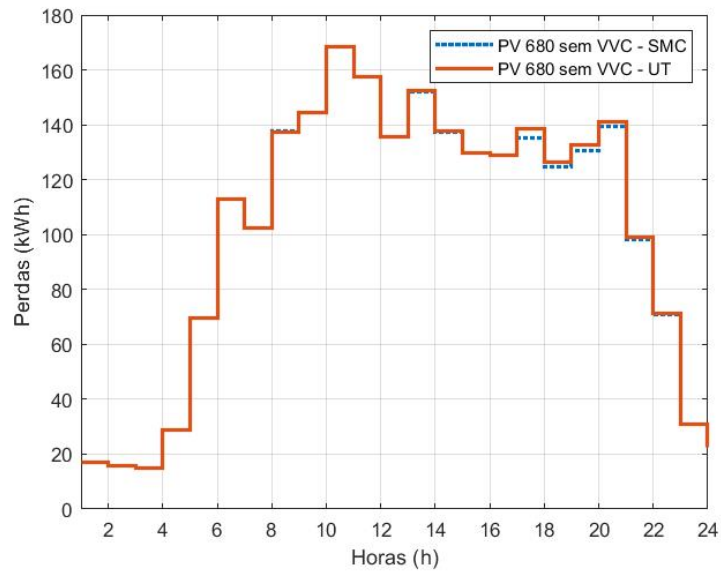


Figura 4.8: Perdas horárias na rede com GD conectada à barra 680 sem VVC.

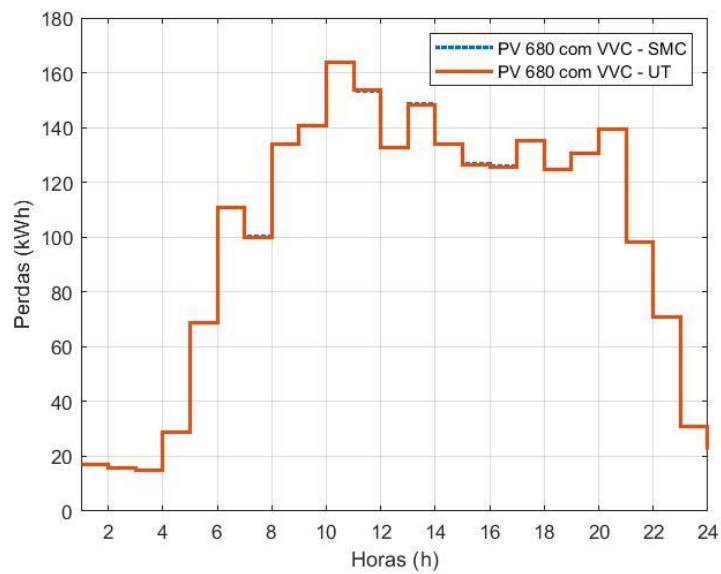


Figura 4.9: Perdas horárias na rede com GD conectada à barra 680 com VVC.

Tabela 4.4: Comparação das médias das perdas horárias considerando uma GD na barra 680 com a função VVC ativa nas simulações SMC e UT.

Hora	SMC	UT	SMC-UT
1	17,00163	16,99128	0,010355
2	15,71123	15,71239	0,001161
3	15,02336	15,00905	0,014305
4	28,69079	28,68513	0,005655
5	68,89682	68,93767	0,040847
6	110,6475	110,6172	0,030303
7	100,1633	99,97315	0,190121
8	133,8879	133,778	0,109909

<b>9</b>	140,7043	140,5911	0,113245
<b>10</b>	163,8138	163,8024	0,011461
<b>11</b>	153,4472	153,447	0,000146
<b>12</b>	<b>132,8076</b>	<b>132,6243</b>	<b>0,183299</b>
<b>13</b>	<b>148,4901</b>	<b>148,3039</b>	<b>0,186278</b>
<b>14</b>	133,9529	133,9438	0,009056
<b>15</b>	126,614	126,4515	0,162505
<b>16</b>	125,7542	125,6966	0,057588
<b>17</b>	135,4053	135,326	0,079352
<b>18</b>	124,5724	124,5879	0,015503
<b>19</b>	130,5551	130,6875	0,132343
<b>20</b>	139,5976	139,5198	0,077827
<b>21</b>	98,39112	98,30781	0,083307
<b>22</b>	70,7645	70,83708	0,072586
<b>23</b>	30,84029	30,79433	0,045966
<b>24</b>	22,32505	22,2963	0,028744

Pode-se constatar, através da Tabela 4.4, que há uma redução significativa nas perdas quando há a maior irradiância disponível, que ocorre por volta das 12h às 13h. A diferença entre valores obtidos nas simulações SMC e UT são mínimas, validando os dados.

Quando verifica-se a tensão na barra 680 com GD e sem GD a Tabela 4.5 é obtida. Constata-se que a geração distribuída fotovoltaica com VVC é capaz de aumentar e controlar a tensão, conforme Figura 4.10.

Tabela 4.5: Tensão na barra 680 sem GD e com GD e VVC em p.u.

Hora	Sem GD			GD na 680 com VVC		
	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
1	0,986	1,011	0,979	0,986	1,011	0,979
2	0,987	1,009	0,981	0,987	1,009	0,981
3	0,987	1,008	0,982	0,987	1,008	0,982
4	0,973	1,007	0,964	0,973	1,007	0,964
5	0,947	1,007	0,932	0,947	1,007	0,932
6	0,926	0,999	0,909	0,926	0,999	0,910
7	0,927	0,991	0,916	0,928	0,991	0,917
8	0,913	0,985	0,900	0,914	0,985	0,901
9	0,910	0,983	0,897	0,912	0,984	0,899
10	0,902	0,983	0,886	0,905	0,984	0,889
11	0,907	0,989	0,889	0,910	0,990	0,893
12	0,917	0,998	0,898	0,920	0,999	0,901
13	0,908	0,986	0,892	0,911	0,987	0,895
14	0,912	0,984	0,899	0,916	0,986	0,902



15	0,915	0,986	0,902	0,919	0,987	0,905
16	0,917	0,992	0,902	0,920	0,993	0,904
17	0,916	0,998	0,897	0,918	0,999	0,899
18	0,925	1,012	0,902	0,925	1,012	0,903
19	0,924	1,015	0,900	0,924	1,015	0,900
20	0,924	1,021	0,897	0,924	1,021	0,897
21	0,940	1,022	0,916	0,940	1,022	0,916
22	0,952	1,021	0,931	0,952	1,021	0,931
23	0,976	1,014	0,962	0,976	1,014	0,962
24	0,982	1,013	0,971	0,982	1,013	0,971

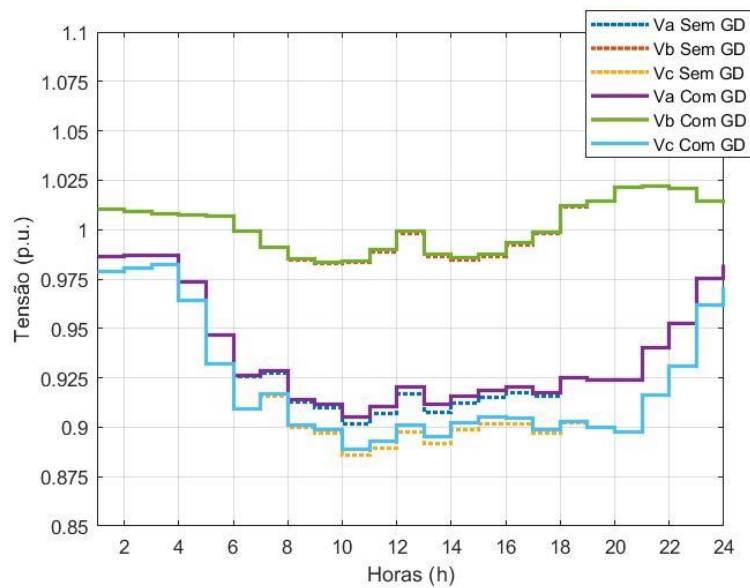


Figura 4.10: Tensão na barra 680 em p.u.

#### 4.3.2 Caso 2 – Rede com duas GDs, uma na barra 680 e outra na 671

Quando são adicionados dois inversores no circuito, um na barra 680 e outro na barra 671, obtém-se o gráfico representado na Figura 4.11, quando os inversores não estão com a função inteligente VVC em funcionamento.

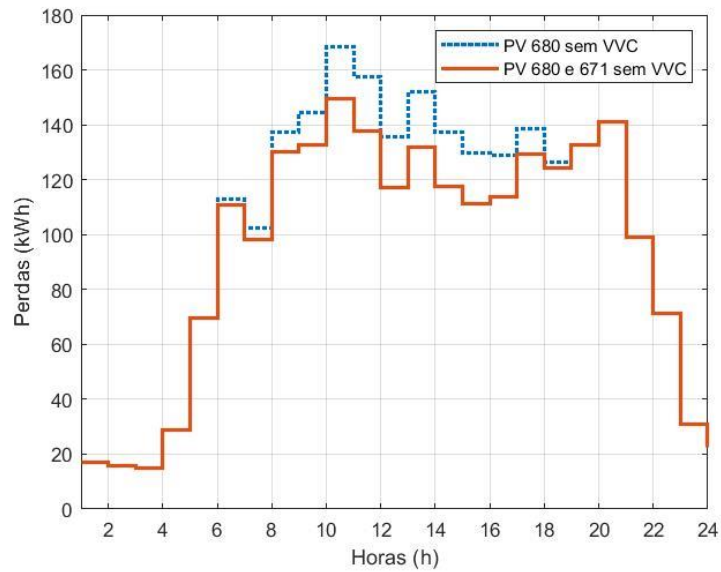


Figura 4.11: Perdas horárias na rede com duas GDs sem VVC (FPP via a UT).

Comparando o circuito com apenas uma GD na barra 680 e com duas GDs, uma na barra 680 e outro na barra 671, verifica-se que há uma redução expressiva das perdas nos horários com irradiação solar. Na Figura 4.12 pode-se analisar o desvio padrão indicando que, com a inclusão de mais uma GD na rede, há redução de perdas, uma vez que as médias ficam mais próximas do valor central.

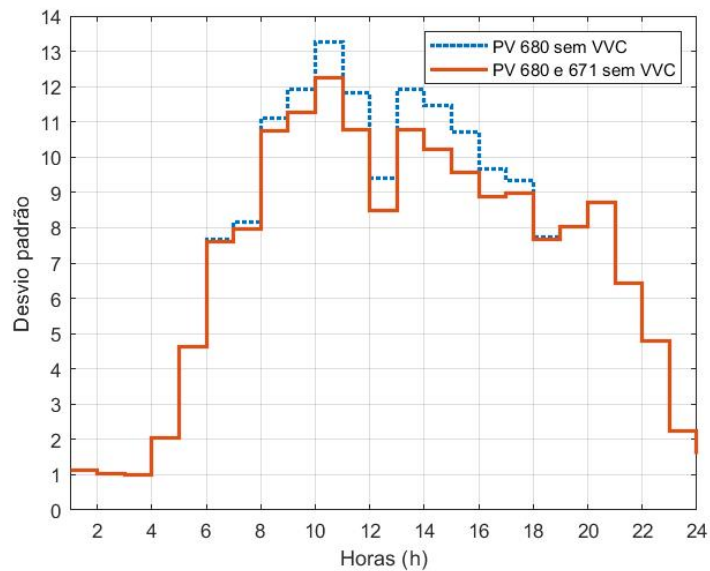


Figura 4.12: Desvio padrão das perdas com uma GD e duas GDs sem VVC (FPP via a UT).

Ao analisar o circuito com as GDs nas barras 680 e 671 sem VVC obtém-se o gráfico da Figura 4.13. As curvas estão sobrepostas com variações mínimas

principalmente nos pontos em que há irradiação. Essa observação valida, mais uma vez, a eficácia da UT através da SMC.

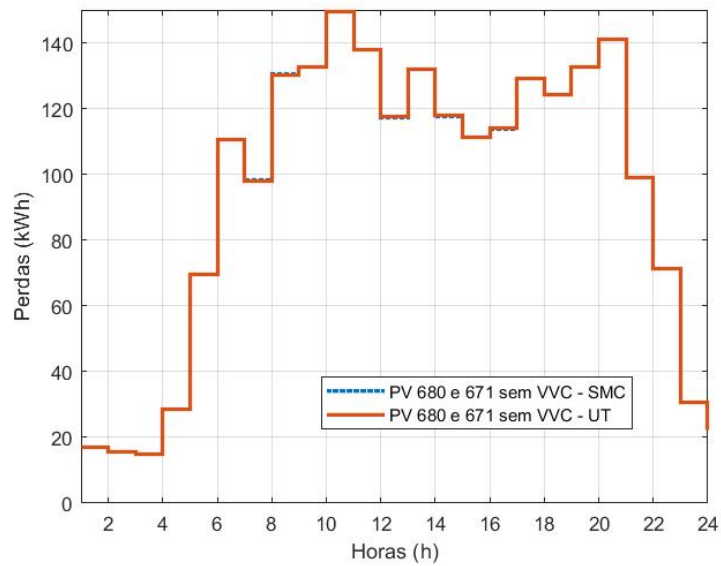


Figura 4.13: Perdas horárias na rede com duas GDs sem VVC, simulações SMC e UT.

O desvio padrão pode ser constatado na Figura 4.14 evidenciando que os valores são praticamente os mesmos.

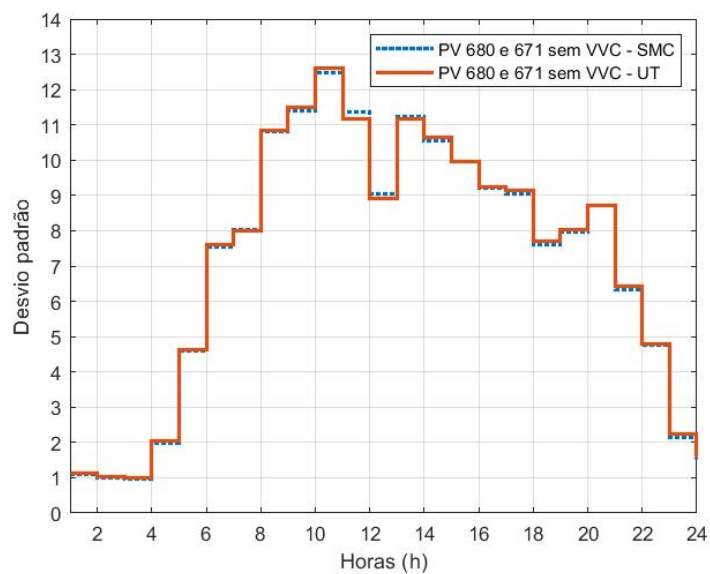


Figura 4.14: Desvio padrão das perdas com duas GDs sem VVC, simulações SMC e UT.

Quando a função inteligente VVC do inversor é utilizada, os resultados das Figuras 4.15 e 4.16 são obtidos.

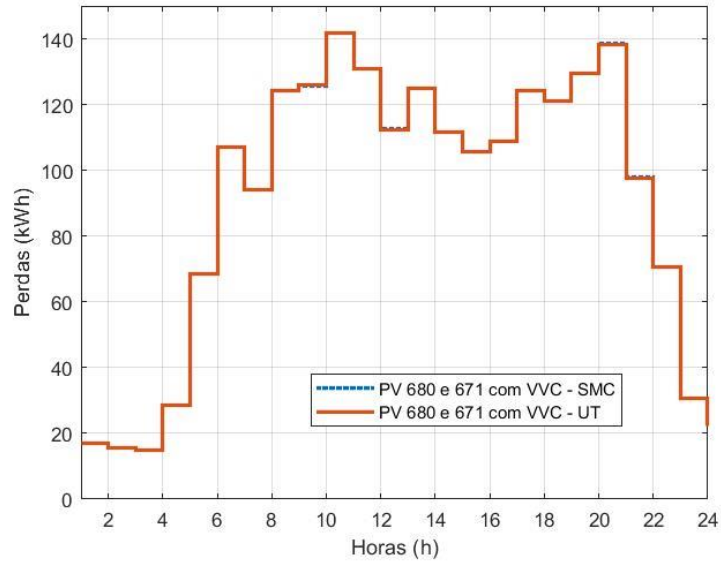


Figura 4.15: Perdas horárias na rede com duas GDs com VVC, simulações SMC e UT.

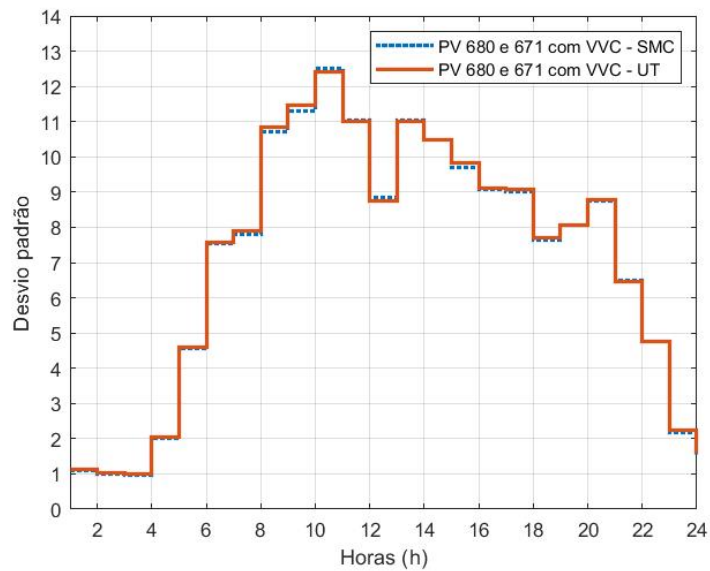


Figura 4.16: Desvio padrão das perdas com duas GDs com VVC, simulações SMC e UT

Analisando a energia perdida no circuito com apenas 1 GD e com 2 GDs obtém-se a Tabela 4.6 na qual é possível concluir que a função inteligente Volt/Var do inversor, aliada com mais de uma GD, é eficaz para reduzir perdas.

Tabela 4.6: Média das perdas horária na rede com uma GD e com duas GDs

Hora	680 sem VVC	680 com VVC	680 e 671 sem VVC	680 e 671 com VVC
1	16,991	16,991	16,991	16,991
2	15,712	15,712	15,712	15,712
3	15,009	15,009	15,009	15,009
4	28,684	28,685	28,684	28,686
5	69,715	68,938	69,715	68,376
6	112,826	110,617	110,725	106,934
7	102,343	99,973	98,094	94,042
8	137,433	133,778	130,294	124,092
9	144,446	140,591	132,650	125,922
10	168,360	163,802	149,458	141,540
11	157,429	153,447	137,899	130,887
12	<b>135,660</b>	<b>132,624</b>	<b>117,277</b>	<b>112,267</b>
13	<b>152,180</b>	<b>148,304</b>	<b>131,748</b>	<b>124,880</b>
14	137,497	133,944	117,668	111,384
15	129,843	126,452	111,100	105,314
16	128,860	125,697	113,862	108,614
17	138,417	135,326	129,228	124,124
18	126,476	124,588	124,414	121,208
19	132,502	130,687	132,502	129,416
20	141,141	139,520	141,141	138,405
21	99,106	98,308	99,106	97,756
22	71,211	70,837	71,211	70,558
23	30,791	30,794	30,791	30,796
24	22,295	22,296	22,295	22,297

#### 4.3.3 Caso 3 – Rede com duas GDs, uma na barra 680 e outra na 671, considerando incerteza probabilística na irradiância

Em todas as análises realizadas até o momento, consideraram-se apenas incertezas probabilísticas na carga. Nesta seção, serão consideradas incertezas na irradiância, enriquecendo a análise.

A irradiância solar pode ser afetada por incertezas que prejudicam a geração de energia como o sombreamento e poeira sobre os painéis, potência real dos módulos instalados e o albedo, por exemplo, que é a radiação solar refletida do solo [37]. Neste caso, considerar incerteza probabilística na irradiância é importante e espera-se que haja variações reais na geração de energia solar fotovoltaica.

Na Figura 4.17, pode-se observar as perdas considerando o circuito com GDs nas barras 680 e 671 sem VVC e com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância. Na Figura 4.18, verifica-se o desvio padrão, que são muito próximos.

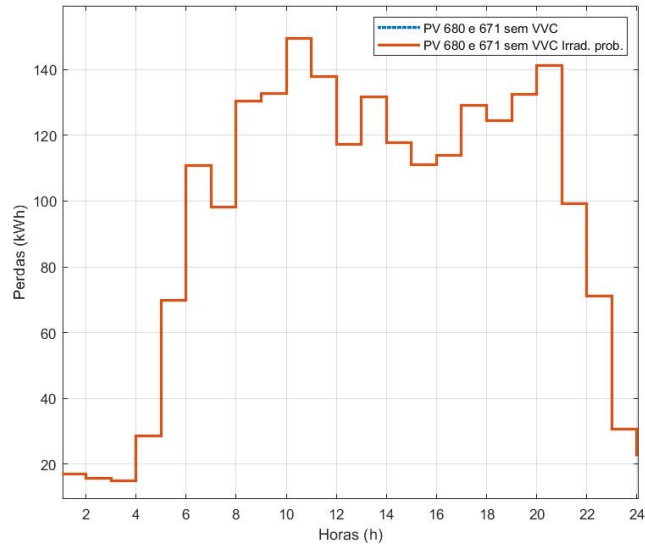


Figura 4.17: Perdas horárias na rede com duas GDs sem VVC, com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância, simulação UT.

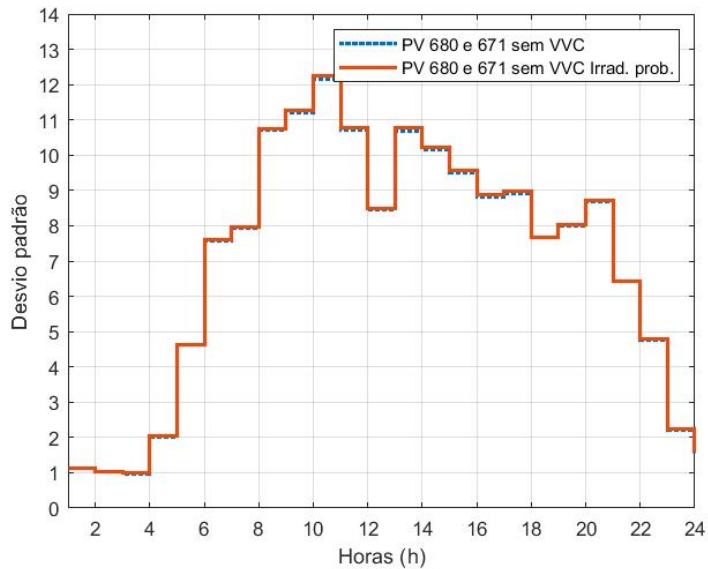


Figura 4.18: Desvio padrão das perdas com duas GDs sem VVC, com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância, simulação UT.

Na Figura 4.19 pode-se observar as perdas considerando o circuito com GDs nas barras 680 e 671 com VVC e com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância. Na Figura 4.20 verifica-se o desvio padrão, que, novamente, são muito próximos.

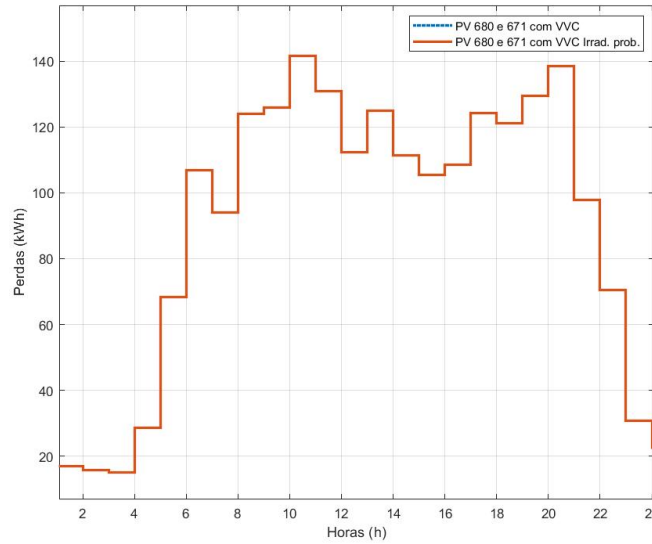


Figura 4.19: Perdas horárias na rede com duas GDs com VVC, com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância, simulação UT.

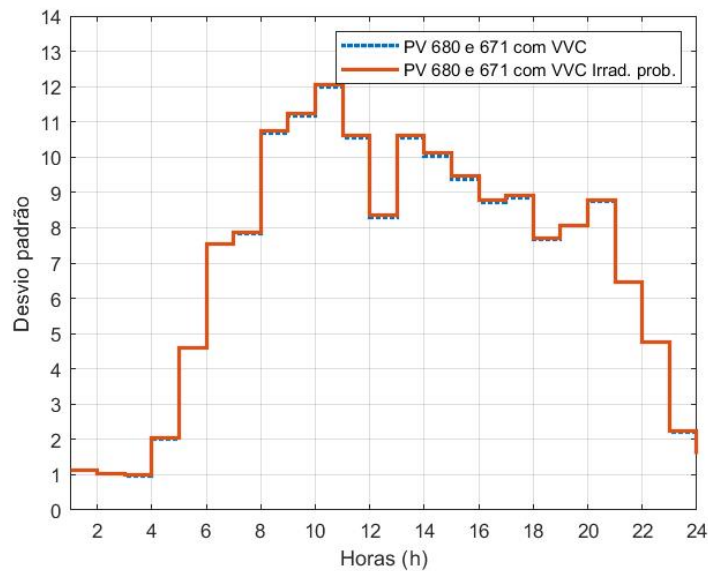


Figura 4.20: Desvio padrão das perdas com duas GDs com VVC, com incerteza probabilística nas cargas e na irradiância, simulação UT.

#### 4.3.4 O impacto das Incertezas

As cargas são impactadas por incertezas relacionadas a erros na medição, imprecisão no cálculo ou prognóstico dos valores de demanda futura, incerteza na

distribuição das cargas pelas fases, por exemplo. Assim como a irradiância solar é impactada por sombreamento e albedo, como já citado [37]. De fato, ao contemplar a análise de rede com as incertezas da carga e da irradiância induz-se a um resultado muito mais próximo da realidade, sendo eficaz na modelagem ou solução de problemas. A Tabela 4.7 evidencia que quanto maior o desvio padrão da amostra analisada, isto é, quanto maior a dispersão dos valores analisados em relação à média, maior é a perda. Isso ocorre uma vez que com o aumento do desvio padrão, aumenta-se a incerteza sobre a carga e também sobre a irradiância.

Tabela 4.7: Desvio padrão das perdas.

Casos de simulação – Desvio padrão	5%	10%	15%
<b>1GD - Sem VVC - Incerteza na Carga</b>	82,234	164,819	248,104
<b>2GD - Sem VVC - Incerteza na Carga</b>	77,817	156,090	235,302
<b>1GD - Com VVC - Incerteza na Carga</b>	81,911	164,040	246,892
<b>2GD - Com VVC - Incerteza na Carga</b>	77,227	155,017	233,741
<b>1GD - Sem VVC - Incerteza na Carga + Irradiância</b>	82,353	165,532	250,306
<b>2GD - Sem VVC - Incerteza na Carga + Irradiância</b>	78,038	157,046	238,071
<b>1GD - Com VVC - Incerteza na Carga + Irradiância</b>	81,993	164,706	249,122
<b>2GD - Com VVC - Incerteza na Carga + Irradiância</b>	77,446	155,978	236,556

#### 4.3.5 O impacto no tempo de simulação

O tempo necessário para realizar as simulações foi fortemente reduzido ao utilizar-se a Simulação *Unscented*, conforme pode ser observado na Tabela 4.8. As reduções no tempo foram, para todas as simulações, na ordem de 99%, aproximadamente.

Tabela 4.8: Tempo gasto em cada simulação na SMC e UT.

Casos de simulação	Tempo de simulação		% Redução tempo UT para SMC
	SMC (min)	UT (s)	
<b>1GD - Sem VVC - Incerteza na Carga</b>	99,766	59,184	99,011%
<b>2GD - Sem VVC - Incerteza na Carga</b>	306,630	70,811	99,615%
<b>1GD - Com VVC - Incerteza na Carga</b>	102,361	70,339	98,855%
<b>2GD - Com VVC - Incerteza na Carga</b>	315,017	72,573	99,616%
<b>1GD - Sem VVC - Incerteza na Carga + Irradiância</b>	389,732	231,092	99,012%
<b>2GD - Sem VVC - Incerteza na Carga + Irradiância</b>	1002,313	231,467	99,615%
<b>1GD - Com VVC - Incerteza na Carga + Irradiância</b>	390,720	268,489	98,855%
<b>2GD - Com VVC - Incerteza na Carga + Irradiância</b>	1018,558	234,258	99,617%



---

#### 4.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos após a aplicação da metodologia proposta para um sistema de distribuição com apenas uma GD e com duas GDs, realizando análises do impacto da função inteligente VVC do inversor sobre as incertezas nas cargas e na irradiância solar. Foi usado o sistema teste do IEEE de 13 barras. Os resultados obtidos apontam a efetividade da metodologia proposta e uma redução expressiva no tempo de simulação ao utilizar a Simulação *Unscented*.

---

# Capítulo 5 – CONCLUSÕES E PROPOSTA DE CONTINUIDADE

## 5.1 Considerações Finais

O presente trabalho apresentou uma metodologia para resolver o Fluxo de Potência Probabilístico Trifásico em uma rede com geração distribuída fotovoltaica e controle de tensão e potência reativa. O objetivo foi aplicar a Transformação *Unscented* na resolução do FPP e utilizar a função inteligente VVC dos inversores através do *software* OpenDSS.

A Transformação *Unscented* mostrou-se amplamente eficaz frente a Simulação Monte Carlo, que também foi utilizada para validar a aplicação da UT. No caso do tempo de simulação foi observado que na UT, em média, houve uma redução de 99%, aproximadamente, em relação a SMC. Uma redução expressiva e importante, haja vista a necessidade de reduzir recursos computacionais e tempo de simulação em estudos para tomada de decisão por parte das concessionárias de energia elétrica.

Em relação a acurácia dos dados obtidos na UT em relação a SMC é possível constatar uma diferença muito baixa nos valores. No caso das perdas, como exemplo, foi observado que a maior diferença (Tabela 4.4) ocorreu nas horas 12 e 13, sendo uma diferença aproximada de 0,18 unidades, isto é, 0,14% em termos percentuais. No caso dos outros dados analisados é observada a mesma acurácia. Desta forma, conclui-se que a UT possui uma eficácia comprovada tratando-se de um método de aproximação.

As simulações realizadas neste trabalho confirmam a eficiência e facilidade de manuseio do *software* OpenDSS. De código fonte aberto, o OpenDSS é capaz de resolver simulações complicadas sendo uma ferramenta mundialmente utilizada, principalmente por estudiosos do SEP e companhias energéticas. Atualizado e em consonância com o mercado, foi possível de maneira prática e simples aplicar funções inteligentes dos inversores, como o controle Volt/Var.

Como verificado nas simulações, o controle Volt/Var é capaz de reduzir perdas. Isto ocorre devido ao controle de tensão e de potência reativa na rede. O VVC é capaz de atuar nos horários em que iriam ocorrer alguma extrapolação e reduzir

significativamente perdas. Ainda que haja um pequeno aumento do tempo de simulação quando o VVC é incluído na análise (Tabela 4.8), sua atuação é necessária devido a colaborar para manter a rede de distribuição dentro dos parâmetros regulatórios. Esse aumento no tempo de simulação acontece devido ao controle implementado no algoritmo de solução de fluxo de potência do OpenDSS.

A principal conclusão do trabalho evidencia a redução drástica de tempo de análises necessárias em redes de distribuição. Redução de recurso computacional e agilidade nos processos em situações nas quais as distribuidoras de energia devem atuar de forma eficaz e rápida na solução de problemas.

## 5.2 Propostas de continuidade

Os trabalhos futuros estarão focados em:

- consideração de outras funções inteligentes dos inversores;
- avaliação de um número maior de GDs;
- consideração de perfis de carga em um horizonte de planejamento;
- avaliação de outros métodos probabilísticos;
- definição dos melhores parâmetros da Simulação Monte Carlo (número de amostras) e da Transformação *Unscented* ( $\kappa$ ).

---

## Referências Bibliográficas

- [1] FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. 2020. 191 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 28 set. 2023.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades com Geração Distribuída**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 28 set. 2023.
- [4] DIAS, Leandro Rosa. **Análise da Influência de Elevados Níveis de Penetração de Geração Fotovoltaica na Operação de Redes Reticuladas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2018. 165 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.
- [5] KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010. 328 p.
- [6] ALVES FILHO, Pedro Genaro. **Impacto do controle Volt/Var em redes de distribuição a partir da exploração do potencial dos inversores de sistemas fotovoltaicos**. 2018. 120 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°956**. Brasília, 07 dez. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>. Acesso em: 08 set. 2023.
- [8] MEHTA, V. K.; MEHTA, Rohit. **Principles of Power System**. 4. ed. New Delhi:

- 
- S. Chand, 2005. 608 p.
- [9] MONTI, Antonello; MILANO, Federico; BOMPARD, Ettore; GUILLAUD, Xavier. **Converter-Based Dynamics and Control of Modern Power Systems**. Oxford: Elsevier, 2021. 360 p.
- [10] BOSELA, Theodore R. **Introduction to Electrical Power System Technology**. Upper Saddle River: Prentice-Hall, 1997. 510 p.
- [11] ELGERD, Olle L. **Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1977. 461 p. Tradução de: Ademaro A. M. B. Cotrim.
- [12] MELLO, Ana Paula Carboni de. **Estratégia de controle Volt/VAR Coordenado para sistemas de distribuição inteligentes**. 2018. 196 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.
- [13] ABDELMOTTELEB, Ibtihal; GOMEZ, Tomas; CHAVES-AVILA, Jose Pablo. Benefits of PV inverter volt-var control on distribution network operation. **2017 IEEE Manchester Powertech**, [S.L.], p. 1-6, jun. 2017. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/ptc.2017.7981098>.
- [14] FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 191 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
- [15] GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power system analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. 814 p.
- [16] CHEN, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.. Probabilistic load flow: a review. **2008 Third International Conference On Electric Utility Deregulation And Restructuring And Power Technologies**, [S.L.], p. 1586-1591, abr. 2008. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/drpt.2008.4523658>.
- [17] MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983. 87 p.

- 
- [18] MELO, Igor Delgado de. **Fluxo de Potência: teoria e implementação de códigos computacionais**. São Paulo: Blucher, 2023. 216 p.
- [19] COSTA, Lucas Araújo da. **Fluxo de potência trifásico e desequilibrado pelo método de Newton-Raphson**. 2015. 101 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.
- [20] GARCIA, Paulo A. N.; PEREIRA, José F. R.; CARNEIRO JR, Sandoval. Fluxo de potência trifásico por injeção de corrente: Parte 1 - Formulação básica. **Revista Controle & Automação**, Campinas, v. 12, n. 03, p. 178-187, 2001a.
- [21] DUGAN, Roger C.; MCDERMOTT, Thomas E.. An open source platform for collaborating on smart grid research. **2011 IEEE Power And Energy Society General Meeting**, [S.L.], p. 1-7, jul. 2011. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/pes.2011.6039829>.
- [22] JORDEHI, A. Rezaee. How to deal with uncertainties in electric power systems? A review. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 96, p. 145-155, nov. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.056>.
- [23] BORKOWSKA, B. Probabilistic load flow, **IEEE Trans. Power App. Syst.**, vol. PAS-93, no. 3, p. 752–759, Maio. 1974.
- [24] SINGH, Vikas; MOGER, Tukaram; JENA, Debashisha. Uncertainty handling techniques in power systems: a critical review. **Electric Power Systems Research**, [S.L.], v. 203, p. 107633, fev. 2022. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107633>.
- [25] BILLINTON, Roy; LI, Wenyuan. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York: Springer Science+Business Media, 1994. 361 p.
- [26] WANG, XI-Fan; SONG, Yonghua; IRVING, Malcolm. **Modern Power Systems Analysis**. New York: Springer, 2008. 569 p.
- [27] SILVA, Elson Natanael Moreira. **Estimação probabilística do nível de distorção harmônica total de tensão em redes de distribuição secundárias**

- com geração distribuída fotovoltaica.** 2017. 127 f. Dissertação (Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade), Universidade Federal do Maranhão, São Luis, 2017.
- [28] ZHANG, P.; LEE, S.T.. Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion. **IEEE Transactions On Power Systems**, [S.L.], v. 19, n. 1, p. 676-682, fev. 2004. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2003.818743>.
- [29] ROSENBLUETH, Emilio. Point estimates for probability moments. **Proceedings Of The National Academy Of Sciences**, [S.L.], v. 72, n. 10, p. 3812-3814, out. 1975. Proceedings of the National Academy of Sciences. <http://dx.doi.org/10.1073/pnas.72.10.3812>.
- [30] GALLEGO, Luis A.; FRANCO, John F.; CORDERO, Luis G.. A fast-specialized point estimate method for the probabilistic optimal power flow in distribution systems with renewable distributed generation. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, [S.L.], v. 131, p. 107049, out. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107049>.
- [31] AIEN, Morteza; FOTUHI-FIRUZABAD, Mahmud; AMINIFAR, Farrokh. Probabilistic Load Flow in Correlated Uncertain Environment Using Unscented Transformation. **IEEE Transactions On Power Systems**, [S.L.], v. 27, n. 4, p. 2233-2241, nov. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2012.2191804>.
- [32] AIEN, Morteza; RASHIDINEJAD, Masoud; FIRUZ-ABAD, Mahmud Fotuhi. Probabilistic optimal power flow in correlated hybrid wind-PV power systems: a review and a new approach. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 41, p. 1437-1446, jan. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.012>.
- [33] JULIER, S.J.; UHLMANN, J.K. Unscented Filtering and Nonlinear Estimation. **Proceedings Of The IEEE**, [S.L.], v. 92, n. 3, p. 401-422, mar. 2004. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/jproc.2003.823141>.

- 
- [34] JULIER, S.; UHLMANN, J.; DURRANT-WHYTE, H.F.. A new method for the nonlinear transformation of means and covariances in filters and estimators. **IEEE Transactions On Automatic Control**, [S.l.], v. 45, n. 3, p. 477-482, mar. 2000. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/9.847726>.
- [35] TUINEMA, Bart W.; TORRES, José L. Rueda; STEFANOV, Alexandru I.; GONZALEZ-LONGATT, Francisco M.; MEIJDEN, Mart A. M. M. van Der. **Probabilistic Reliability Analysis of Power Systems**. [S.l.]: Springer Cham, 2020. 334 p.
- [36] KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: **IEEE. Power Engineering Society Winter Meeting**, 2001. IEEE. [S.l.], 2001. v. 2, p. 908–912.
- [37] OLIVEIRA, Luís Guilherme Monteiro. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2017. 242 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.
- [38] MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C. **Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros**. 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. 416 p.
- [39] PERES, Wesley. Probabilistic Optimal Power Flow for Balanced Islanded Microgrids. **IEEE Latin America Transactions**, [S.l.], v. 21, n. 1, p. 167-174, jan. 2023. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tla.2023.10015139>.
- [40] PERES, W. A probabilistic load flow for unbalanced three-phase islanded microgrids using Unscented Transformation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l.], v. 155, p. 109554, 2024.
- [41] CANON, Juan D. Franco; JAFARZADEH, Saeed. Improved probabilistic load flow using unscented transformations. **2017 North American Power Symposium (Naps)**, [S.l.], p. 1-6, set. 2017. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/naps.2017.8107354>.



- 
- [42] IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's and Distribution Test Feeder Working Group. **Distribution Test Feeders**. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 28 set. 2023.
- [43] IEEE Standards Coordinating Committee 21. **IEEE 1547**: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. New York: IEEE, 2018. 138 p.
- [44] COELHO, Bárbara Ferreira. **Despacho Horário de Geração Distribuída via PSO para Minimização de Perdas com Restrição de Desequilíbrio de Tensão**. 2019. 80 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São João Del-Rei, São João Del-Rei, 2019. Disponível em: <https://ufsj.edu.br/portal2-repositorio/File/ppgel/223-2019-12-19-DissertacaoBarbaraCoelho.pdf>. Acesso em: 28 set. 2023.
- [45] FERREIRA, Igor de Sousa; PERES, Wesley; VICENTE, Eduardo Moreira. Fluxo de Potência Trifásico Probabilístico utilizando o OpenDSS e a Transformação *Unscented* para Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica e Controle Volt/Var. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 1., 2023, Manaus. **Anais SBSE**. Manaus: SBSE, 2023. p. 1-6. Disponível em: [https://sbai2023.com.br/submissoes/file/paper\\_3469.pdf](https://sbai2023.com.br/submissoes/file/paper_3469.pdf).

