

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

GETÚLIO SANTIAGO DOS SANTOS JÚNIOR

**ESTUDO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERADORES
DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE BAIXA TENSÃO: UMA ABORDAGEM PROBABILÍSTICA
UTILIZANDO SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO**

ITUMBIARA - GO

2022



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Getúlio Santiago dos Santos Júnior

Matrícula: 20162040070269

Título do Trabalho: Estudo da capacidade de hospedagem de geradores distribuídos fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão: uma abordagem probabilística utilizando simulações de Monte Carlo.

Autorização - Marque uma das opções

1. ☒ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ☐ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. ☐ Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- ☐ O documento está sujeito a registro de patente.
☐ O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O referido autor declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais incluídos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 08/02/2022.

Local

Data

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

GETÚLIO SANTIAGO DOS SANTOS JÚNIOR

**ESTUDO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERADORES
DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE BAIXA TENSÃO: UMA ABORDAGEM PROBABILÍSTICA
UTILIZANDO SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à
Banca Examinadora do Curso Bacharelado em
Engenharia Elétrica, em cumprimento às exigências
legais como requisito parcial à obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Olívio Carlos
Nascimento Souto (IFG)

ITUMBIARA - GO

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

S237e	Santos Júnior, Getúlio Santiago dos Estudo da capacidade de hospedagem de geradores distribuídos fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão: uma abordagem probabilística utilizando simulações de Monte Carlo. Getúlio Santiago dos Santos Júnior. -- Itumbiara, 2022. 176 p. : il. color. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2022. Orientador: Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto 1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Energia - Fontes alternativas. I. Título. II. Souto, Olívio Carlos Nascimento. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. CDD 621.47
-------	--



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

Getúlio Santiago dos Santos Júnior

ESTUDO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO: UMA ABORDAGEM PROBABILÍSTICA UTILIZANDO SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 02 de fevereiro de 2022, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto - Orientador

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. Dr. Cláudio Roberto Pacheco - Membro

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. Dr. Sérgio Batista da Silva - Membro

Instituto Federal Triângulo Mineiro, Câmpus Ituiutaba

Prof. Dr. Thales Lima Oliveira - Membro

Itumbiara – GO

2022

Documento assinado eletronicamente por:

- **Claudio Roberto Pacheco, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 08/02/2022 19:36:34.
- **Olivio Carlos Nascimento Souto, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 08/02/2022 13:32:23.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 01/02/2022. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 241278

Código de Autenticação: d18888bd25



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Avenida Furnas, nº 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010

(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

Página de assinaturas



Sergio Silva
032.571.816-47
Signatário



Thales Oliveira
059.084.296-00
Signatário

HISTÓRICO

- | | | |
|-------------------------|---|---|
| 09 fev 2022
09:58:16 |  | Victor Régis Bernardeli criou este documento. (E-mail: victor.bernardeli@ifg.edu.br) |
| 09 fev 2022
14:32:34 |  | Sergio Batista Da Silva (E-mail: sergio.silva@ifg.edu.br, CPF: 032.571.816-47) visualizou este documento por meio do IP 177.191.58.12 localizado em Ituiutaba - Minas Gerais - Brazil. |
| 09 fev 2022
14:32:39 |  | Sergio Batista Da Silva (E-mail: sergio.silva@ifg.edu.br, CPF: 032.571.816-47) assinou este documento por meio do IP 177.191.58.12 localizado em Ituiutaba - Minas Gerais - Brazil. |
| 09 fev 2022
09:59:19 |  | Thales Lima Oliveira (E-mail: thaleslima.ufu@gmail.com, CPF: 059.084.296-00) visualizou este documento por meio do IP 191.55.169.67 localizado em Uberaba - Minas Gerais - Brazil. |
| 09 fev 2022
10:23:56 |  | Thales Lima Oliveira (E-mail: thaleslima.ufu@gmail.com, CPF: 059.084.296-00) assinou este documento por meio do IP 191.55.169.67 localizado em Uberaba - Minas Gerais - Brazil. |



DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Getúlio Santiago dos Santos e Adirlene Divina do Nascimento Santos. E também a minha querida irmã Geovana Santiago do Nascimento.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus por me proporcionar saúde, força e perseverança para concluir mais uma etapa da minha vida em meio de dificuldades e caminhos incertos.

Aos meus pais, Adirlene Divina do Nascimento Santos e Getúlio Santiago dos Santos, que sempre estiveram presentes durante toda minha vida me ajudando, apoiando, incentivando e me dando forças para continuar e, também, a minha irmã, Geovana Santiago do Nascimento, que sempre esteve disposta a poder me ajudar e me dar incentivo para continuar, os quais são responsáveis por essa conquista, pois me inspiram e despertam forças para nunca desistir, sem vocês isso não seria possível.

A todos os meus amigos de faculdade e em especial, Leocádio Narciso de Sousa Filho, Matheus Bueno de Siqueira Pinto e Max Victor Fideles Cunha, que compartilharam bons momentos e as mesmas dificuldades, chegamos juntos no final dessa mesma história, a meu amigo de infância João Vitor Azevedo Silva que esteve presente no início dessa jornada.

Ao meu notável mentor, professor e grande amigo, Olívio Carlos Nascimento Souto, que esteve presente durante toda minha graduação e também nesse trabalho auxiliando e sempre disposto a ajudar a qualquer momento. Sem seu apoio esse trabalho seria mais árduo de ser concluído.

Ao meu primeiro orientador de iniciação científica, professor e amigo, Marcos Antônio Arantes de Freitas, que me deu oportunidade de desenvolver e despertar a curiosidade em pesquisas científicas e a todos os meus professores que estiveram presentes durante essa carreira acadêmica.

E, por fim, aos professores e grandes amigos, que após à apresentação da defesa desse trabalho de conclusão de cursos fizeram complementações para deixar esse trabalho ainda mais completo, são eles: Claudio Roberto Pacheco, Sérgio Batista da Silva e Thales Lima Oliveira. Meus sinceros agradecimentos pelas contribuições e avaliação desse trabalho.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	18
1.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	18
1.2.	MOTIVAÇÕES	20
1.3.	OBJETIVOS	21
1.4.	OBJETIVO GERAL.....	21
1.5.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
1.6.	ESTRUTURA DA MONOGRAFIA.....	23
1.7.	ESTADO DA ARTE.....	24
2.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	26
2.2.	CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.3.	IMPACTOS PROVOCADOS À REDE DEVIDO À INSTALAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS	28
2.4.	NORMATIVAS REGULAMENTADORAS E LEI Nº 14.300 PARA A CONEXÃO DE GDs À REDE	29
2.4.1.	RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 – ANEEL	30
2.4.2.	RESOLUÇÃO NORMATIVA 687/2015 – ANEEL	30
2.4.3.	RESOLUÇÃO NORMATIVA 786/2017 – ANEEL	31
2.4.4.	LEI Nº 14.300 DE 6 DE JANEIRO DE 2022	32
2.5.	PRODIST – MÓDULO 8 E PARÂMETROS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	34
2.5.1.	TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	34
2.5.2.	FATOR DE POTÊNCIA.....	35

2.5.3. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	36
2.5.4. FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	37
2.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	37
3. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM.....	38
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	38
3.2. CONCEITO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM	38
3.3. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM POR MEIO DO ÍNDICE DE SOBRETENSÕES PERMITIDAS	42
3.4. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM A PARTIR DO ÍNDICE DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	45
3.5. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM MEDIANTE O CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR.....	45
3.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	46
4. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO	47
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	47
4.2. OPENDSS.....	47
4.3. LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO PYTHON	48
4.4. CONEXÃO OPENDSS + PYTHON VIA DLL	50
4.5. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	51
4.6. LÓGICA DE PROGRAMAÇÃO UTILIZADA.....	53
4.7. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADO NO OPENDSS	56
4.7.1. ELEMENTO <i>CIRCUIT</i> – CIRCUITO EQUIVALENTE	58
4.7.2. ELEMENTO <i>LINE</i> – LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	60

4.7.3. ELEMENTO <i>TRANSFORMER</i> – TRANSFORMADOR	61
4.7.4. ELEMENTO <i>REACTOR</i> – REATOR.....	62
4.7.5. ELEMENTO <i>LOAD</i> – CARGA.....	63
4.7.6. ELEMENTO <i>XYCURVE</i> – CURVAS XY	64
4.7.7. ELEMENTO <i>LOADSHAPE</i> – CURVA DE CARGA	65
4.7.8. ELEMENTO <i>TSHAPE</i> – CURVA DE TEMPERATURA	67
4.7.9. ELEMENTO <i>PVSYSTEM</i> – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	68
4.8. PLATAFORMA PARA ENTRADA DE DADOS E APRESENTAÇÃO DE GRÁFICOS	70
4.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	72
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	73
5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	73
5.2. TENSÕES DURANTE O DIA NAS BARRAS DO SISTEMA	85
5.2.1. TENSÕES DURANTE O DIA NA BARRA 1	85
5.2.2. TENSÃO DURANTE O DIA NA BARRA 4.....	88
5.2.3. TENSÃO DURANTE O DIA NA BARRA 7	90
5.3. TENSÕES MÁXIMAS EM CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO.....	92
5.4. TENSÕES MÉDIAS EM CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO.....	94
5.5. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA NP	95
5.6. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA POR SMC	97
5.6.1. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA – BARRA 1	97
5.6.2. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA – BARRA 4	98
5.6.3. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA – BARRA 7	100

5.7.	VIOLAÇÕES DE TENSÃO SUPERIORES A 1,05 P.U.	101
5.8.	HISTOGRAMA DE TODAS AS MEDIÇÕES DE TENSÃO EM CADA NP	104
5.9.	HISTOGRAMA DAS TENSÕES MÁXIMAS EM CADA BARRA	106
5.10.	PERCENTIL DE 95 E 99 PARA AS TENSÕES MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA EM CADA NP POR BARRA.....	108
5.11.	DEMONSTRATIVO DE CRITICIDADE ACUMULADA E FDA DE VIOLAÇÕES DE TENSÕES ACIMA DE 1,05 P.U. NAS BARRAS EM CADA NP.....	109
5.12.	DESEQUILÍBRIO DAS TENSÕES DE FASE	111
5.13.	VIOLAÇÕES DE DESEQUILÍBRIO DAS TENSÕES DE FASE SUPERIOR A 3% 114	
5.14.	HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS POR BARRA	115
5.14.1.	HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS NAS BARRAS 1, 4 E 7 PARA 20% DE NP	115
5.14.2.	HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS NAS BARRAS 1, 4 E 7 PARA 50% DE NP	117
5.14.3.	HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS NAS BARRAS 1, 4 E 7 PARA 80% DE NP	118
5.14.4.	HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS NAS BARRAS 1, 4 E 7 PARA 100% DE NP	120
5.15.	TENSÕES DIÁRIAS NAS FASES DO TRANSFORMADOR	121
5.15.1.	TENSÕES DIÁRIAS NA FASE A DO TRANSFORMADOR	121
5.15.2.	TENSÕES DIÁRIAS NA FASE B DO TRANSFORMADOR	123
5.15.3.	TENSÕES DIÁRIAS NA FASE C DO TRANSFORMADOR	125
5.16.	HISTOGRAMA DAS TENSÕES DIÁRIAS NAS FASES DO TRANSFORMADOR 127	

5.16.1. HISTOGRAMA DAS TENSÕES DIÁRIAS NA FASE A DO TRANSFORMADOR.....	128
5.16.2. HISTOGRAMA DAS TENSÕES DIÁRIAS NA FASE B DO TRANSFORMADOR.....	129
5.16.3. HISTOGRAMA DAS TENSÕES DIÁRIAS NA FASE C DO TRANSFORMADOR.....	130
5.17. BOXPLOT DAS TENSÕES DIÁRIAS NAS FASES DO TRANSFORMADOR....	131
5.18. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR.....	133
5.18.1. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR – FASE A.....	134
5.18.2. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR – FASE B.....	135
5.18.3. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR – FASE C.....	136
5.19. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA POR NP EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR	137
5.20. QUANTIDADE DE VIOLAÇÕES DE TENSÃO NO TRANSFORMADOR POR SMC EM CADA NP.....	139
5.21. PERCENTIL DE 95 E 99 DE TENSÃO MÁXIMA NAS FASES DO TRANSFORMADOR.....	140
5.22. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NO TRANSFORMADOR	141
5.23. HISTOGRAMA DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NO TRANSFORMADOR..	142
5.24. POTÊNCIA ATIVA NAS FASES DO TRANSFORMADOR.....	143
5.25. POTÊNCIA ATIVA DURANTE O DIA NA FASE A DO TRANSFORMADOR ..	143
5.26. POTÊNCIA ATIVA NA FASE B DO TRANSFORMADOR.....	146

5.27. POTÊNCIA ATIVA NA FASE C DO TRANSFORMADOR.....	148
5.28. POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA NO TRANSFORMADOR PARA CADA NP	150
5.29. FATOR DE POTÊNCIA NO TRANSFORMADOR	151
5.30. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	152
6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	155
6.1. CONCLUSÕES GERAIS.....	155
6.2. TRABALHOS FUTUROS	156
6.3. TRABALHO PUBLICADO	156
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	158
8. ANEXO A – CÓDIGO DO SISTEMA ELÉTRICO NO OPENDSS	161

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte [1].	18
Figura 2: Geração de energia elétrica de 2011 a 2020 [1].	19
Figura 3: Quantidade de conexões de geração distribuída no Brasil [2].	19
Figura 4: Sistema elétrico de potência de forma centralizada [13].	27
Figura 5: Geração distribuída de energia elétrica [14].	27
Figura 6: Capacidade de hospedagem aproximada de acordo com alto índice de desempenho [20]. (Adaptado pelo próprio autor).	39
Figura 7: Capacidade de hospedagem aproximada de acordo com baixo índice de desempenho [20]. (Adaptado pelo próprio autor).	40
Figura 8: Capacidade de hospedagem aproximada com a melhora no índice de desempenho [20]. (Adaptado pelo próprio autor).	41
Figura 9: Sistema de distribuição qualquer com duas barras e GD conectada.	42
Figura 10: 1º Fluxograma referente à lógica de programação.	54
Figura 11: 2º Fluxograma referente à lógica de programação com os laços de repetição.	54
Figura 12: Distribuição de probabilidade em função dos sistemas fotovoltaicos instalados até 10 kW em Itumbiara – GO.	55
Figura 13: Diagrama unifilar do sistema elétrico utilizado.	57
Figura 14: Equivalente de Thévenin.	58
Figura 15: Elemento <i>Circuit</i> equivalente.	59
Figura 16: Curva de carga residencial de potência ativa P.	66
Figura 17: Curva de carga residencial de potência reativa Q.	66
Figura 18: Curva de temperatura ambiente implementada no OpenDSS.	68
Figura 19: Diagrama do elemento <i>PVSystem</i> .	68
Figura 20: Interface visual para entrada de dados.	71
Figura 21: Janela para a apresentação dos gráficos.	71
Figura 22: Curva de irradiação solar implementada no OpenDSS.	74
Figura 23: Coeficiente de variação das tensões máximas na Barra 1 para cada NP.	75
Figura 24: Coeficiente de variação das tensões máximas na Barra 4 para cada NP.	76
Figura 25: Coeficiente de variação das tensões máximas na Barra 7 para cada NP.	76
Figura 26: Coeficiente de variação das tensões máximas na fase A do transformador para cada NP.	77
Figura 27: Coeficiente de variação das tensões máximas na fase B do transformador para cada NP.	78
Figura 28: Coeficiente de variação das tensões máximas na fase C do transformador para cada NP.	78
Figura 29: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na barra 7 com 50% de NP.	79
Figura 30: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na barra 7 com 100% de NP.	80
Figura 31: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase A do transformador com 50% de NP.	80
Figura 32: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase A do transformador com 100% de NP.	81
Figura 33: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase B do transformador com 50% de NP.	81
Figura 34: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase B do transformador com 100% de NP.	82

Figura 35: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase C do transformador com 50% de NP.	82
Figura 36: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase C do transformador com 100% de NP.	83
Figura 37: Coeficiente de variação do fator de potência médio para cada NP no transformador.	84
Figura 38: Tensão durante o dia na barra 1 para 0% de NP.	86
Figura 39: Tensão durante o dia na barra 1 para 20% de NP.	87
Figura 40: Tensão durante o dia na barra 1 para 50% de NP.	87
Figura 41: Tensão durante o dia na barra 1 para 80% de NP.	87
Figura 42: Tensão durante o dia na barra 1 para 100% de NP.	87
Figura 43: Tensão durante o dia na barra 4 para 0% de NP.	88
Figura 44: Tensão durante o dia na barra 4 para 20% de NP.	89
Figura 45: Tensão durante o dia na barra 4 para 50% de NP.	89
Figura 46: Tensão durante o dia na barra 4 para 80% de NP.	89
Figura 47: Tensão durante o dia na barra 4 para 100% de NP.	89
Figura 48: Tensão durante o dia na barra 7 para 0% de NP.	90
Figura 49: Tensão durante o dia na barra 7 para 20% de NP.	91
Figura 50: Tensão durante o dia na barra 7 para 50% de NP.	91
Figura 51: Tensão durante o dia na barra 7 para 80% de NP.	91
Figura 52: Tensão durante o dia na barra 7 para 100% de NP.	91
Figura 53: Tensão máxima em p.u. na barra 1 para cada NP.	93
Figura 54: Tensão máxima em p.u. na barra 4 para cada NP.	93
Figura 55: Tensão máxima em p.u. na barra 7 para cada NP.	93
Figura 56: Tensão média em p.u. na barra 1 para cada NP.	94
Figura 57: Tensão média em p.u. na barra 4 para cada NP.	94
Figura 58: Tensão média em p.u. na barra 7 para cada NP.	94
Figura 59: Tensão máxima, média e mínima em p.u. na barra 1 para cada NP.	96
Figura 60: Tensão máxima, média e mínima em p.u. na barra 4 para cada NP.	96
Figura 61: Tensão máxima, média e mínima em p.u. na barra 7 para cada NP.	96
Figura 62: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 1 para 20% NP.	97
Figura 63: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 1 para 50% NP.	97
Figura 64: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 1 para 80% NP.	98
Figura 65: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 1 para 100% NP.	98
Figura 66: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 4 para 20% NP.	99
Figura 67: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 4 para 50% NP.	99
Figura 68: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 4 para 80% NP.	99
Figura 69: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 4 para 100% NP.	99
Figura 70: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 7 para 20% NP.	100
Figura 71: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 7 para 50% NP.	100
Figura 72: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 7 para 80% NP.	100
Figura 73: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 7 para 100% NP.	100
Figura 74: Violações de tensão superior a 1,05 p.u. para 20% NP.	101
Figura 75: Violações de tensão superior a 1,05 p.u. para 50% NP.	101
Figura 76: Violações de tensão superior a 1,05 p.u. para 80% NP.	102
Figura 77: Violações de tensão superior a 1,05 p.u. para 100% NP.	102
Figura 78: Violações de tensão para cada NP.	103
Figura 79: Carregamento total do transformador.	104
Figura 80: Histograma de tensões durante o dia em todas as barras para 20% NP.	105
Figura 81: Histograma de tensões durante o dia em todas as barras para 50% NP.	105

Figura 82: Histograma de tensões durante o dia em todas as barras para 80% NP.	106
Figura 83: Histograma de tensões durante o dia em todas as barras para 100% NP.	106
Figura 84: Histograma das tensões máximas na Barra 1.	107
Figura 85: Histograma das tensões máximas na Barra 4.	107
Figura 86: Histograma das tensões máximas na Barra 7.	107
Figura 87: Percentil de 95 e 99 na barra 1.	108
Figura 88: Percentil de 95 e 99 na barra 4.	108
Figura 89: Percentil de 95 e 99 na barra 7.	108
Figura 90: Demonstrativo de criticidade acumulada para as tensões acima de 1,05 p.u. nas barras em cada NP.	109
Figura 91: Função Distribuição Acumulada (FDA) de violações de tensão acima de 1,05 p.u.	110
Figura 92: Desequilíbrio de tensão barra 1.	112
Figura 93: Desequilíbrio de tensão barra 2.	112
Figura 94: Desequilíbrio de tensão barra 3.	112
Figura 95: Desequilíbrio de tensão barra 4.	112
Figura 96: Desequilíbrio de tensão barra 5.	113
Figura 97: Desequilíbrio de tensão barra 6.	113
Figura 98: Desequilíbrio de tensão barra 7.	113
Figura 99: Violações de desequilíbrio de tensão superior a 3%.	114
Figura 100: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 1 para 20%.	116
Figura 101: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 20%.	116
Figura 102: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 7 para 20%.	116
Figura 103: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 1 para 50%.	117
Figura 104: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 50%.	117
Figura 105: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 7 para 50%.	118
Figura 106: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 1 para 80%.	119
Figura 107: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 80%.	119
Figura 108: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 80%.	119
Figura 109: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 1 para 100%.	120
Figura 110: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 100%.	120
Figura 111: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 7 para 100%.	120
Figura 112: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 0% NP.	122
Figura 113: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 20% NP.	122
Figura 114: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 50% NP.	122
Figura 115: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 80% NP.	123
Figura 116: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 100% NP.	123
Figura 117: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 0% NP.	124
Figura 118: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 20% NP.	124
Figura 119: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 50% NP.	124
Figura 120: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 80% NP.	125
Figura 121: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 100% NP.	125
Figura 122: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 0% NP.	126
Figura 123: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 20% NP.	126
Figura 124: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 50% NP.	126
Figura 125: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 80% NP.	127
Figura 126: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 100% NP.	127
Figura 127: Histograma da tensão durante o dia na Fase A do transformador 20% NP.	128
Figura 128: Histograma da tensão durante o dia na Fase A do transformador 50% NP.	128
Figura 129: Histograma da tensão durante o dia na Fase A do transformador 80% NP.	128

Figura 130: Histograma da tensão durante dia na Fase A do transformador 100% NP.	128
Figura 131: Histograma da tensão durante o dia na Fase B do transformador 20% NP.....	129
Figura 132: Histograma da tensão durante o dia na Fase B do transformador 50% NP.....	129
Figura 133: Histograma da tensão durante o dia na Fase B do transformador 80% NP.....	129
Figura 134: Histograma da tensão durante dia na Fase B do transformador 100% NP.....	129
Figura 135: Histograma da tensão durante o dia na Fase C do transformador 20% NP.....	130
Figura 136: Histograma da tensão durante o dia na Fase C do transformador 50% NP.....	130
Figura 137: Histograma da tensão durante o dia na Fase C do transformador 80% NP.....	130
Figura 138: Histograma da tensão durante dia na Fase C do transformador 100% NP.....	130
Figura 139: Interpretação de um <i>boxplot</i> qualquer.....	131
Figura 140: <i>Boxplot</i> para as tensões na fase A do transformador durante todas as 500 SMC em cada NP.	132
Figura 141: <i>Boxplot</i> para as tensões na fase B do transformador durante todas as 500 SMC em cada NP.	132
Figura 142: <i>Boxplot</i> para as tensões na fase C do transformador durante todas as 500 SMC em cada NP.	133
Figura 143: Tensão máxima na fase A do transformador.	134
Figura 144: Tensão média na fase A do transformador.	134
Figura 145: Tensão mínima na fase A do transformador.....	134
Figura 146: Tensão máxima na fase B do transformador.	135
Figura 147: Tensão média na fase B do transformador.	135
Figura 148: Tensão mínima na fase B do transformador.....	136
Figura 149: Tensão máxima na fase C do transformador.	137
Figura 150: Tensão média na fase C do transformador.	137
Figura 151: Tensão mínima na fase C do transformador.....	137
Figura 152: Tensão máxima em cada fase do transformador por NP.....	138
Figura 153: Tensão média em cada fase do transformador por NP.....	138
Figura 154: Tensão mínima em cada fase do transformador por NP.	138
Figura 155: Número de violações de tensão superior a 1,05 p.u. na fase A do transformador.	139
Figura 156: Número de violações de tensão superior a 1,05 p.u. na fase B do transformador.	139
Figura 157: Número de violações de tensão superior a 1,05 p.u. na fase C do transformador.	140
Figura 158: Percentil de 95 da tensão máxima nas fases do transformador para cada NP. ...	141
Figura 159: Percentil de 99 da tensão máxima nas fases do transformador para cada NP. ...	141
Figura 160: Desequilíbrio de tensão no transformador.....	142
Figura 161: Histograma de desequilíbrio de tensão no transformador.....	143
Figura 162: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 0% de NP.	144
Figura 163: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 20% de NP.	145
Figura 164: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 50% de NP.	145
Figura 165: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 80% de NP.	145
Figura 166: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 100% de NP.	145
Figura 167: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 0% de NP.	146

Figura 168: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 20% de NP.	147
Figura 169: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 50% de NP.	147
Figura 170: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 80% de NP.	147
Figura 171: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 100% de NP.	147
Figura 172: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 0% de NP.	148
Figura 173: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 20% de NP.	149
Figura 174: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 50% de NP.	149
Figura 175: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 80% de NP.	149
Figura 176: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 100% de NP.	149
Figura 177: Potência ativa máxima, média e mínima na fase A do transformador.	150
Figura 178: Potência ativa máxima, média e mínima na fase B do transformador.	150
Figura 179: Potência ativa máxima, média e mínima na fase C do transformador.	150
Figura 180: Potência ativa máxima, média e mínima total no transformador.	150
Figura 181: Fator de potência médio para cada NP.	151

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (na base de 220/127 V) [6].	35
Tabela 2: Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (na base de 380/220 V) [6].	35
Tabela 3: Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão. [6]	37
Tabela 4: Parâmetros do elemento <i>Circuit</i> .	59
Tabela 5: Matriz de resistência do cabeamento.	60
Tabela 6: Matriz de reatância do cabeamento.	60
Tabela 7: Matriz de susceptância do cabeamento.	60
Tabela 8: Matriz de indutância do cabeamento.	61
Tabela 9: Matriz de capacitância do cabeamento.	61
Tabela 10: Parâmetros das linhas de distribuição que conectam as barras.	61
Tabela 11: Parâmetros do transformador.	62
Tabela 12: Parâmetros dos reatores.	63
Tabela 13: Parâmetros das cargas.	64
Tabela 14: Parâmetros de temperatura no módulo FV.	64
Tabela 15: Parâmetros de eficiência no módulo FV.	65
Tabela 16: Parâmetros da curva de carga residencial.	65
Tabela 17: Parâmetros da curva de irradiância solar no módulo FV.	67
Tabela 18: Parâmetros da curva de temperatura ambiente.	67
Tabela 19: Parâmetros do elemento <i>PVSystem</i> .	69
Tabela 20: Parâmetros dos fotovoltaicos que serão conectados nas UCs.	70
Tabela 21: Equivalência do número de NP.	85
Tabela 22: Exemplo do tratamento dos dados para uma barra X e Y de NP.	92

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BEN	Balanço Energético Nacional;
C++	Linguagem de programação baseada em C;
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CH	Capacidade de Hospedagem;
DLL	Dynamic Link Library, em português, Biblioteca de Vínculo Dinâmico;
DOU	Diário Oficial da União;
FD	Fator de Desequilíbrio;
FP	Fator de Potência;
FV	Fotovoltaico;
GD	Geração Distribuída;
GDFVs	Geradores Distribuídos Fotovoltaicos;
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers;
MMC	Métodos de Monte Carlo;
NP	Nível de Penetração de Geração Fotovoltaica;
OpenDSS	Open Distribution System Simulator;
PHP	Personal Home Page, em português, Página Pessoal;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
QEE	Qualidade de Energia Elétrica;
RMS	Root Mean Square, em português, Raiz Quadrada Média;
RN	Resolução Normativa;
SFVs	Sistemas Fotovoltaicos;
TCs	Transformadores de Corrente;
TPs	Transformadores de Potencial.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo realizar o estudo e a quantificação da capacidade de hospedagem (CH) de uma rede de distribuição de baixa tensão a partir da inserção massiva de geração distribuída fotovoltaica. A metodologia utilizada torna-se possível através implementação do método probabilístico de Monte Carlo com o uso da linguagem de programação Python que possibilita a criação de inúmeros cenários de simulação, onde é escolhido de forma aleatória o ponto de conexão da geração distribuída fotovoltaica, potência dos geradores e quantidade de sistemas de geração. Para a realização do cálculo do fluxo de potência, é empregado o uso do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) integrado à ferramenta em Python a partir de uma DLL (*Dynamic Link Library*) para controle e execução da lógica de programação. Após todos os cenários criados, são medidos a potência, o desequilíbrio e a amplitude de tensão pontual nas cargas que foram instalados os geradores fotovoltaicos e também no secundário do transformador. Posto isso, é realizado uma análise estatística, a fim de determinar a capacidade de hospedagem da rede, uma vez que a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) estabelece parâmetros mínimos para o desequilíbrio e nível de tensão para manter uma boa qualidade de energia elétrica. E por fim e visto que a capacidade de hospedagem é dinâmica, não podendo ser generalizada, pois em cada ponto do sistema possui suas características e assim sendo necessário identificar a CH separadamente para cada barras do sistema, no entanto, pode-se preestabelece-la em torno de 60% ou 70% de nível de penetração fotovoltaica, uma vez que as concessionárias de energia podem instalar bancos de baterias ou realocar consumidores para outras fases a fim de mitigar os impactos causados à rede.

Palavras-chave: Capacidade de hospedagem, Desequilíbrio de tensão, Fluxo de potência, Geração distribuída, Nível de tensão, Qualidade de energia, Sistema fotovoltaico.

ABSTRACT

This work aims to perform the study and quantification of the hosting capacity (CH) of a low voltage distribution network from the massive insertion of photovoltaic distributed generation. The methodology used becomes possible through the implementation of the Probabilistic Method of Monte Carlo with the use of the Python programming language that allows the creation of numerous simulation scenarios, where the connection point of the distributed photovoltaic generation, power of the generators and the amount of generation systems is randomly chosen. To perform the calculation of the power flow, it is used the use of opendss software (Open Distribution System Simulator) integrated into the tool in Python from a DLL (Dynamic Link Library) to control and execute the programming logic. After all the scenarios created, the power, imbalance and amplitude of punctual voltage are measured in the loads that were installed the photovoltaic generators and also in the secondary of the transformer. That said, a statistical analysis is performed in order to determine the hosting capacity of the network, since ANEEL (National Electric Energy Agency) establishes minimum parameters for the imbalance and voltage level to maintain a good quality of electricity. And finally, since the hosting capacity is dynamic, and cannot be generalized, because at each point of the system has its characteristics and thus it is necessary to identify the CH separately for each system bars, however, it can be pre-established around 60% or 70% of photovoltaic penetration level, since power concessionaires can install battery banks or relocate consumers to other phases in order to mitigate impacts on the network.

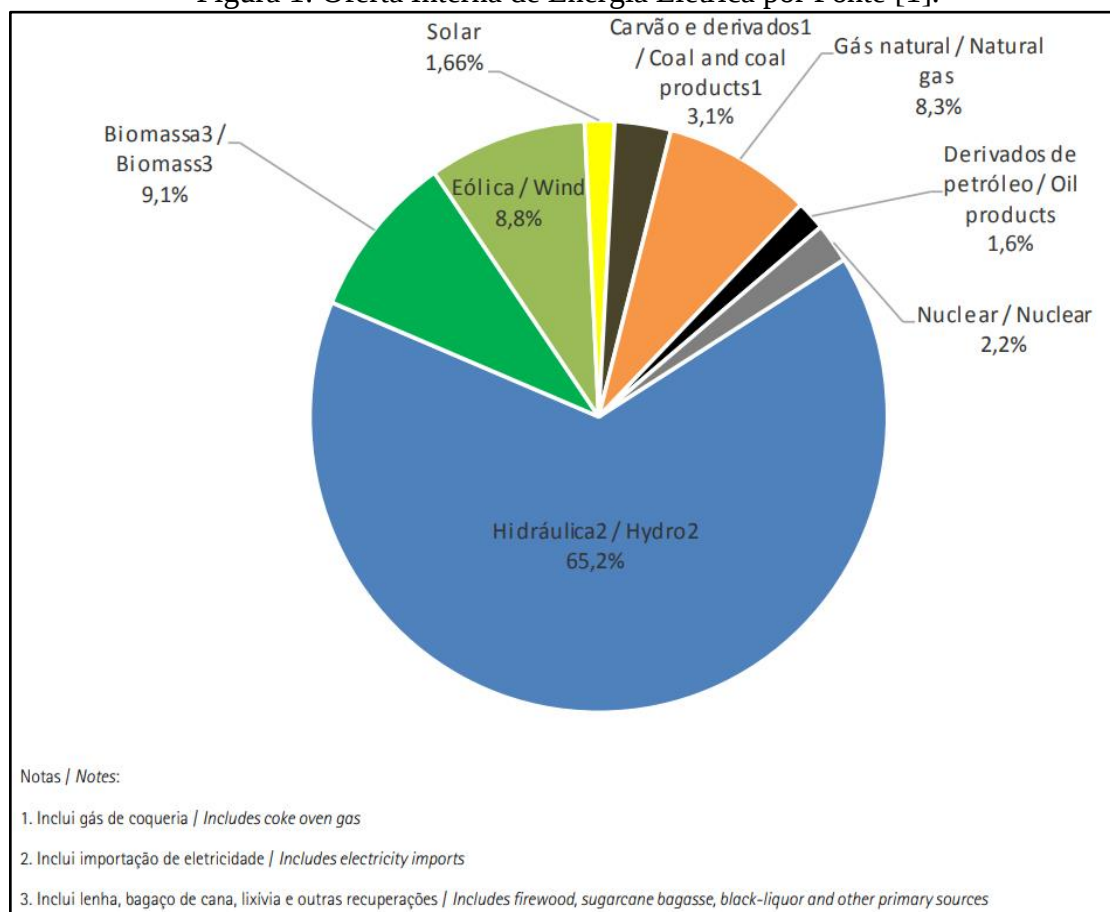
Keywords: Hosting capacity, Voltage unbalance, Power flow, Distributed generation, Voltage level, Power quality, Photovoltaic system.

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), de 2021 com referência ao ano de 2020, a proporção da oferta de energia elétrica no Brasil de origem solar corresponde a 1,66% do total da matriz elétrica representada na Figura 1. Nesse sentido, quando comparada às demais fontes de geração de energia, a proveniente de fonte solar apresenta a possibilidade de grande difusão por ser uma das fontes renováveis e estar em seu início de popularização.

Figura 1: Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte [1].



Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN) de 2021 [1].

Na Figura 2, é apresentado dados de geração de eletricidade em âmbito nacional obtidos entre os anos de 2011 e 2020. A partir dessas informações, é perceptível o aumento não linear de geração de energia elétrica em giga watt-hora (GWh) oriundo da fonte solar que teve início em 2012 com 2 GWh até 2020 com 10.748 GWh.

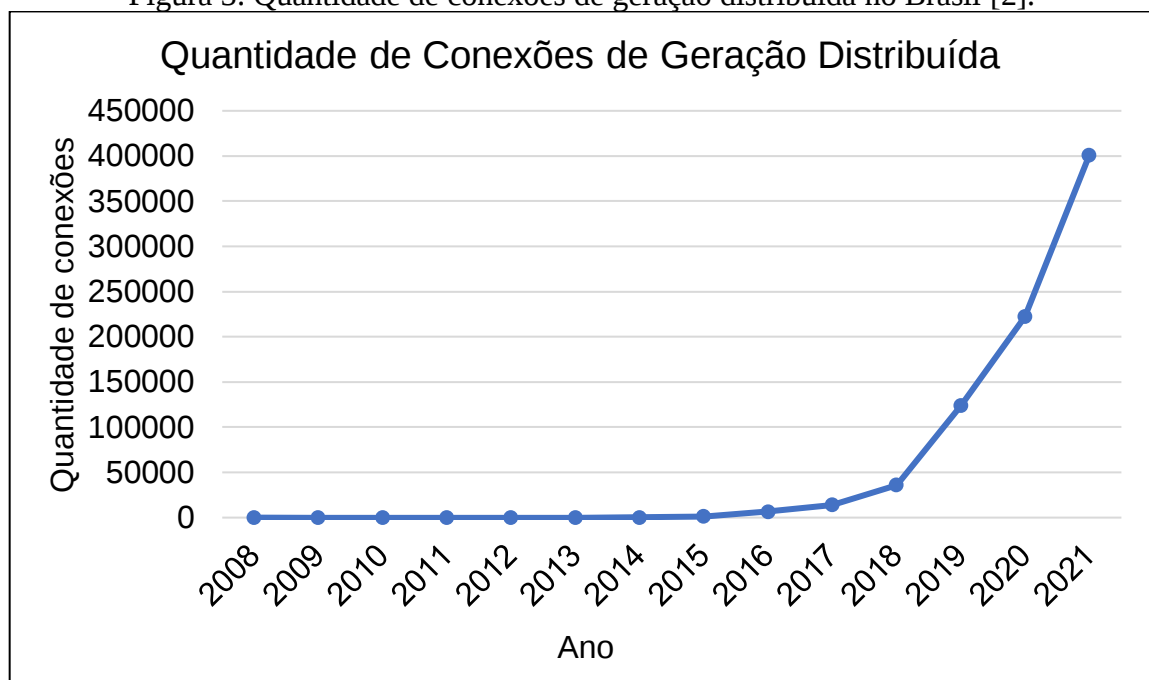
Figura 2: Geração de energia elétrica de 2011 a 2020 [1].

IDENTIFICAÇÃO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	UNIDADE (Unit)	SPECIFICATION
GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	531.758	552.498	570.835	590.542	581.228	578.898	589.327	601.396	626.328	621.251		ELECTRICITY GENERATION
NÃO RENOVÁVEIS	68.092	96.339	132.288	157.798	149.920	113.079	122.304	106.107	110.890	98.329		NON-RENEWABLE
GÁS NATURAL	25.095	46.760	69.003	81.073	79.490	56.485	65.593	54.622	60.448	53.464		NATURAL GAS
CARVÃO VAPOR	6.485	8.422	14.801	18.385	18.856	17.001	16.257	14.204	15.327	11.946		STEAM COAL
ÓLEO DIESEL	8.576	10.043	10.477	12.717	9.784	5.148	4.607	4.514	4.695	5.390		DIESEL OIL
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.268	5.699	11.113	18.117	15.230	6.660	7.851	4.779	2.231	2.356		FUEL OIL
GÁS DE COQUERIA	1.201	1.058	1.018	1.345	981	1.042	1.607	1.520	1.494	1.435		COKE GAS
OUTRAS SECUNDÁRIAS	2.340	3.044	3.935	3.222	3.279	2.792	2.746	2.859	2.931	2.784		OTHER SECONDARIES
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	5.466	5.274	6.492	7.560	7.566	8.085	7.903	7.935	7.636	6.902		OTHER NON-RENEWABLE
URÂNIO CONTIDO NO UO ₂	15.659	16.038	15.450	15.378	14.734	15.864	15.739	15.674	16.129	14.053	GWh	URANIUM CONTAINED IN UO ₂
RENOVÁVEIS	463.666	456.160	438.547	432.745	431.308	465.820	467.024	495.290	515.438	522.922		RENEWABLE
LENHA	1.532	1.582	1.735	1.952	2.180	1.970	2.139	2.360	2.274	2.362		FIREWOOD
BAGAÇO DE CANA	22.240	25.066	29.871	32.557	34.163	35.236	35.656	35.435	36.827	38.776		SUGAR CANE BAGASSE
LIXÍVIA	7.861	8.014	8.073	10.478	11.051	12.031	12.946	14.081	13.010	14.475		BLACK LIQUOR
BIODIESEL	394	472	500	695	643	294	283	391	432	555		BIODIESEL
OUTRAS RENOVÁVEIS	602	632	792	1.397	1.843	1.804	1.889	2.116	2.377	2.574		OTHER RENEWABLE
EÓLICA	2.705	5.050	6.578	12.210	21.626	33.489	42.373	48.475	55.986	57.051		WIND
SOLAR	0	2	5	16	59	85	832	3.461	6.655	10.748		SOLAR
HIDRÁULICA	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906	388.971	397.877	396.381		HYDRAULIC

Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN) de 2021 [1].

Já na Figura 3, é apresentado o gráfico da quantidade de conexões de geração distribuída no Brasil de 2008 até 2021, com dados obtidos juntamente a ANEEL [2].

Figura 3: Quantidade de conexões de geração distribuída no Brasil [2].



Fonte: ANEEL [2].

Com base nas informações levantadas, houve um crescimento abrupto de geração solar tanto de forma centralizada, Figura 2, como distribuída, Figura 3. Assim, faz-se necessária a análise quantitativa e qualitativa dos impactos que podem afetar a rede de distribuição, uma vez que são causados majoritariamente pela geração distribuída fotovoltaica.

1.2. MOTIVAÇÕES

O aproveitamento de energia elétrica proveniente dos Geradores Distribuídos Fotovoltaicos (GDFVs) interligados ao sistema de distribuição se intensificou recentemente devido aos incentivos fiscais e financeiros. A pesquisa e o investimento dessa tecnologia no Brasil vem sendo fomentada em razão da crescente demanda de geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, além de ser incentivada e apoiada no país por algumas resoluções normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como, 482/2012 (RN 482) que possibilita o consumidor brasileiro gerar sua energia elétrica de modo sustentável e abastecer a rede de distribuição local com seu excedente de geração [3], 687/2015 (RN 687) classificando os Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) conectados à rede em microgeração com potência máxima instalada de até 75kW, minigeração acima de 75kW até 5MW de potência instalada e usinas de geração superior a 5MW de potência [4] e, finalmente, a resolução 786/2017 (RN 786) que complementa a primeira normativa citada e inclui a permissão de instalação ou adequação de equipamentos em instalações de distribuição já existentes com o intuito de manter qualidade, confiabilidade e/ou aumento da capacidade de distribuição. Além disso, podendo enviar ou receber créditos para diferentes unidades consumidoras desde que estejam na mesma titularidade, certificando a geração compartilhada e o autoconsumo remoto [5]. Ademais ocorreu a publicação da Lei Nº 14.300 gerando um novo marco para a geração distribuída e alterando alguns dispositivos das RNs que serão apresentados nesse trabalho posteriormente.

Sendo assim, surge um novo cenário para as distribuidoras de energia em relação às atividades de operação, manobras e manutenção, pois ocorre o aparecimento de fluxo de potência bidirecional nas redes de distribuição, as quais não foram projetadas para isso. Dessa forma, os impactos originários devido ao alto nível de penetração de geração fotovoltaica (NP) nas redes se dividem em duas categorias: os que estão relacionados aos parâmetros que estabelecem a Qualidade de Energia Elétrica (QEE) adequada e os que caracterizam níveis não apropriados para as condições operacionais como, elevações pontuais de tensão, atuação

indevida dos dispositivos de proteção, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão na rede, alteração do fluxo de carga, mudança no perfil de perdas elétricas, entre outros.

Para a expansão de uma rede de distribuição, é necessário que tenha um planejamento e que contemple as instalações de Geração Distribuída (GD). A ANEEL solicita que a expansão dos alimentadores seja projetada levando em consideração esse tipo geração, porém não estipula como isso deve ser feito. A fim de solucionar esse problema, é indispensável o uso de metodologias para identificar e quantificar os limites de geração fotovoltaica com a finalidade de aumentar a Capacidade de Hospedagem (CH) da rede e assim adiar investimento de custos elevados em modificação de estruturas físicas.

Para definir a CH, as concessionárias de energia elétrica necessitam de ferramentas e metodologias que possam ser capazes de realizar esse trabalho de forma a garantir que os indicadores de qualidade de energia estejam dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [6]. Ademais, impedir a obstrução para a vasta adesão de SFVs residenciais, acelerar o processo de conexão e diminuir custos, é indispensável que as distribuidoras de energia elétrica aumentem a capacidade de hospedagem dos GDFVs em suas redes de baixa tensão.

A CH é o limite de inserção dos sistemas fotovoltaicos. E é interessante que esse parâmetro seja analisado e quantificado para cada ponto do sistema, de modo que não ultrapasse os valores adequados impostos pelo PRODIST. Vale ressaltar que, é relevante prever, identificar e viabilizar soluções para os impactos provocados à rede, para proporcionar padrões mínimos de QEE no local que o consumidor está instalado e impedir danos as cargas conectadas ao ramal de distribuição gerando má funcionamento, sobrecarga, aquecimento fora do padrão, entre outros problemas.

Adicionalmente, faz-se necessário incluir nos estudos as incertezas associadas à operação dos sistemas fotovoltaicos, dentre elas: a irradiação solar, a temperatura ambiente, o perfil da carga, o local de instalação dos GDFVs na rede de distribuição, a potência do sistema fotovoltaico, entre outras.

1.3. OBJETIVOS

1.4. OBJETIVO GERAL

Este trabalho possui como objetivo geral criar um algoritmo computacional que possa avaliar o desempenho operacional de uma rede de distribuição de baixa tensão quando da

inserção massiva de geração distribuída fotovoltaica. Para garantir que os limites de tensão, bem como outros itens que definem a qualidade da energia elétrica, o programa computacional determina a capacidade de hospedagem da rede, sem que sejam necessários investimentos à melhoria de infraestrutura, e que não ocorra violação nos limites técnicos avaliados na metodologia.

Dados reais de redes de uma distribuição foram modelados no *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) e inúmeros cenários foram simulados para se determinar a capacidade de hospedagem destas redes em função dos impactos que a operação da geração distribuída fotovoltaica provoca nas mesmas. Com vistas a contemplar as diversas variáveis aleatórias que compõem estes tipos de estudos, a metodologia implementada foi a criação de diversos cenários empregando Simulações de Monte Carlo dentro do conjunto dos Métodos de Monte Carlo.

Os resultados oriundos das simulações são tratados utilizando conceitos da estatística descritiva, bem como, estratégias de tratamento de *big data*, tendo em vista os milhares de dados obtidos nas simulações.

1.5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Com a finalidade de assegurar a execução do objetivo geral do trabalho, os seguintes objetivos específicos serão apresentados a seguir:

- Levantamento de dados bibliográficos sobre a operação e o impacto da geração fotovoltaica instalada em unidades consumidoras das redes de distribuição radiais de baixa tensão;
- Obtenção de dados de uma rede de distribuição convencional de baixa tensão;
- Reconhecer a aleatoriedade das variáveis que serão analisadas e interpretadas a fim de ser capaz de executar métodos estatísticos e realizar as simulações de Monte Carlo;
- Desenvolver uma metodologia de análise sistêmica dos impactos provocados por altos níveis de penetração de geração fotovoltaica em redes de distribuição secundárias. E através do Método de Monte Carlo, é possível incluir o aspecto probabilístico da conexão massiva de geradores fotovoltaicos e, assim, determinar seus impactos de forma mais realista;
- Criar inúmeros cenários para examinar as incertezas inerentes aos SFVs;

- Caracterizar os principais impactos técnicos em regime permanente provocados pela conexão dos GDFVs em redes secundárias;
- Identificar e modelar os fatores que influenciam a energia produzida por geradores fotovoltaicos;
- Avaliar os conceitos sobre capacidade de hospedagem e definir as equações necessárias para a avaliação de uma rede de distribuição;
- Modelagem e implementação no OpenDSS dos diversos equipamentos elétricos que perfazem o sistema de distribuição a ser avaliado, dentre eles: linhas de distribuição, sistema fotovoltaico, transformadores, cargas e medidores;
- Criação de um algoritmo para a conexão e controle da lógica de simulação a ser implementada no OpenDSS via DLL através da linguagem de programação Python.
- Realizar simulações computacionais do referido sistema de distribuição e avaliar o impacto na qualidade da energia elétrica devido à geração distribuída fotovoltaica;
- Propor aplicações práticas do método de análise visando simplificar o gerenciamento do aumento expressivo da penetração de geração fotovoltaica e assim reduzir o receio das concessionárias para esta tendência.

1.6. ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

No capítulo introdutório dessa monografia referente ao trabalho de conclusão de curso, encontra-se a descrição do cenário atual que reflete o avanço da geração distribuída fotovoltaica no Brasil, a motivação para a realização do estudo proposto e, para que isso seja possível, é apresentado o objetivo geral que aponta a finalidade desse trabalho, os objetivos específicos com o intuito de garantir toda a execução do estudo e, por fim, elabora-se a estrutura bibliográfica a respeito da geração distribuída de forma universal em especial a fotovoltaica, os impactos causados devido à inserção GDFVs na rede de distribuição de baixa tensão, esclarecimento sobre como abordar as variáveis: nível de penetração fotovoltaica e a capacidade de acomodação de GD.

O segundo capítulo é encarregado de apresentar os conceitos de geração distribuída, exemplificar e discutir sobre os impactos causados à rede de distribuição após a inserção de GDFVs, debater as normativas e procedimentos de regulação de parâmetros elétricos. Já no terceiro capítulo, é discutido o conceito de capacidade de hospedagem de forma geral e também de acordo com os indicadores de QEE como sobretensão e desequilíbrio de tensão.

No quarto capítulo, é apresentado o levantamento sobre o desenvolvimento do projeto, expondo o programa utilizado para o cálculo do fluxo de carga, linguagem de programação Python, conexão do OpenDSS com Python via DLL, método probabilístico usado para realizar a simulação de vários cenários, a fim de garantir realidade e fidelidade no resultado e, por último, é mostrado a lógica de programação empregada.

O quinto capítulo é responsável por apresentar os resultados e análises estatísticas obtidas através da simulação de Monte Carlo e, por fim, a identificação da capacidade de hospedagem da rede utilizada que pode ser aplicada em demais redes de baixa e média tensão. E, no penúltimo capítulo, faz-se a conclusão do trabalho de forma sucinta e propostas futuras para melhoria e/ou otimização da ferramenta criada.

Finalmente, no sexto capítulo contém as referências bibliográficas que foram encarregadas por dar suporte a produção desse trabalho.

1.7. ESTADO DA ARTE

Ao falar de impactos causados à rede proveniente da Geração Distribuída (GD) e a busca por determinar a capacidade de hospedagem, surge a necessidade de realizar estudo do comportamento da rede e, conseqüentemente, efetuar a quantificação dos impactos originados do alto nível de concentração de geração fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica. Posto isto, o presente capítulo tem a finalidade de apresentar as influências geradas à rede de distribuição devido à instalação de geração distribuída sobretudo a fotovoltaica e apresentar os termos: nível de penetração fotovoltaica e capacidade de hospedagem.

Recentemente, o termo geração distribuída se tornou comum em discussões nas diversas áreas que englobam o Sistema Elétrico de Potência (SEP) como, qualidade de energia elétrica, análise do SEP, transmissão e distribuição de energia elétrica, dentre outras. Dessa forma, entender e identificar os impactos causados proveniente da inserção de GD no sistema é crucial para o aprimoramento de técnicas a fim de mitigar essas decorrências.

Em [7] e [8] Trevisan e Jenkins apontam diferentes efeitos causados pela GD no contexto de qualidade de energia elétrica independentemente do tipo de geração, tais como: elevação de tensão, aparecimento de transitórios na onda de tensão devido à conexão e desconexão dos geradores na rede, desequilíbrios de tensão, distorções harmônicas, interrupções de longa e curta duração, flutuações de tensão e influência na proteção do sistema.

Ao mencionar impactos causados por geração fotovoltaica ligada à GD, De Oliveira, Bonatto, Filho, Ribeiro e Santos em [9] apontam que o fluxo bidirecional de potência tem a

propriedade de ocasionar a variação de tensão no ponto de conexão da rede onde foi instalado o sistema fotovoltaico, podendo provocar prejuízo aos equipamentos elétricos instalados naquele local por apresentar limites maiores que os nominais suportados. Além disso, os dispositivos de proteção e de regulação de tensão podem não funcionar de forma adequada pelo motivo de não serem projetados para receber esse tipo de fluxo.

Ao abordar os efeitos da elevação da magnitude de tensão e o sobrecarregamento do transformador em [10] Machado de Brito, Santiago dos Santos Júnior, Carlos Nascimento Souto, Batista da Silva e Nunes Belchior, mostram que ocorre o aumento nos valores de tensão tanto no transformador quanto no ponto mais distante da rede, devido ao aumento da potência instalada referente aos sistemas fotovoltaicos e ressaltam a necessidade de analisar não só o nível de tensão como também o carregamento do alimentador da rede.

A partir das literaturas apresentadas, é possível pontuar alguns impactos causado à rede de distribuição devido à inserção de geração distribuída no sistema de energia elétrica e será mostrado no próximo capítulo.

Um aspecto importante que deve ser levado em conta é a determinação do nível de penetração fotovoltaica, em [11] é abordado uma metodologia para a determinação dos limites de penetração de GD fotovoltaica como um percentual de potência total dos transformadores instalados na rede de distribuição, ou seja, o limite máximo de penetração fotovoltaica estaria na mesma potência do transformador resultando em 100%. Vale ressaltar, que esse limite de 100% pode ou não ser atingido, pois existem duas variáveis que o limitam, são elas: tensão no barramento e a capacidade térmica dos transformadores.

No artigo [12], Etherden e Bollen discutem sobre a capacidade de hospedagem (HC, do inglês “*Hosting Capacity*”) no sistema de distribuição, para determinar esse valor adotam dois parâmetros, sobretensão e sobrecorrente. Os autores, a partir de vários ensaios, chegaram à conclusão que a medida de CH pode ser obtida em tempo real através de indicadores dinâmicos de desempenho que respondem diretamente em pontos da rede, assim, mostrando que existe um nível de HC antes de ocorrer os efeitos de sobretensão e sobrecorrente.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

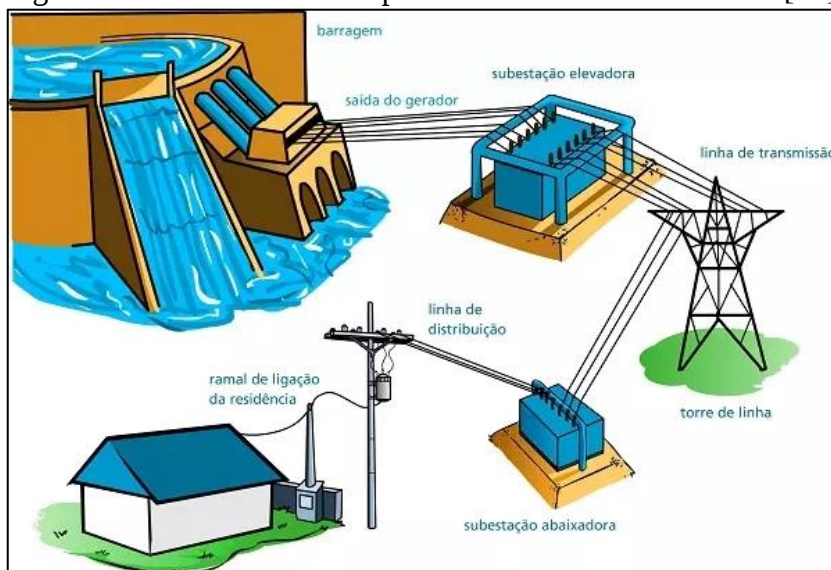
O presente capítulo tem por objetivo definir a noção sobre a geração distribuída por meio da descrição de suas características. Além do mais, pontua os impactos provocados à rede de distribuição devido à elevada taxa de instalação de geradores, em especial, fotovoltaicos.

Com o intuito de seguir um meio regulamentário para a padronização do sistema elétrico de distribuição no Brasil, foi escolhido o Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional e com destaque em seu módulo 8 para seguir as normas de qualidade do produto. Também será descrito conceitos sobre as Resoluções Normativas 482/2012, 687/2015, 786/2017 elaboradas pela ANEEL, a fim de manter condições para o acesso de microgeração e minigeração ao sistema de distribuição de energia elétrica.

2.2. CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O sistema elétrico de potência brasileiro é embasado a partir de grandes centrais geradoras de energia, podendo ser hidroelétricas, termoeletricas, nucleares ou entre outras formas de geração, essas são situadas na maioria das vezes em locais remotos e longe das cidades, próximas aos recursos naturais que são utilizados para a conversão de energia potencial, cinética ou térmica em eletricidade. Essa metodologia, exemplificada na Figura 4, de geração de energia elétrica centralizada presume um fluxo de potência unidirecional, que se origina nas centrais geradoras e tem como ponto final os consumidores residenciais, comerciais ou rurais. Durante esse percurso, o transporte de energia elétrica passa por diferentes subdivisões do sistema elétrico, iniciando nas centrais geradoras, percorrendo pelas linhas de transmissão até subestações abaixadoras e/ou elevadoras onde estão presentes equipamentos de conversão, proteção e medição como transformadores de distribuição, relés e chaves seccionadoras, TPs (Transformadores de Potencial) e TCs (Transformadores de Corrente), e finalizando seu percurso nos consumidores que se encontram no final do sistema elétrico. Esses elementos são dimensionados adotando o fluxo unidirecional de potência por meio do modelo dito anteriormente. E com a geração distribuída esse sentido começa a mudar e se alterando para bidirecional.

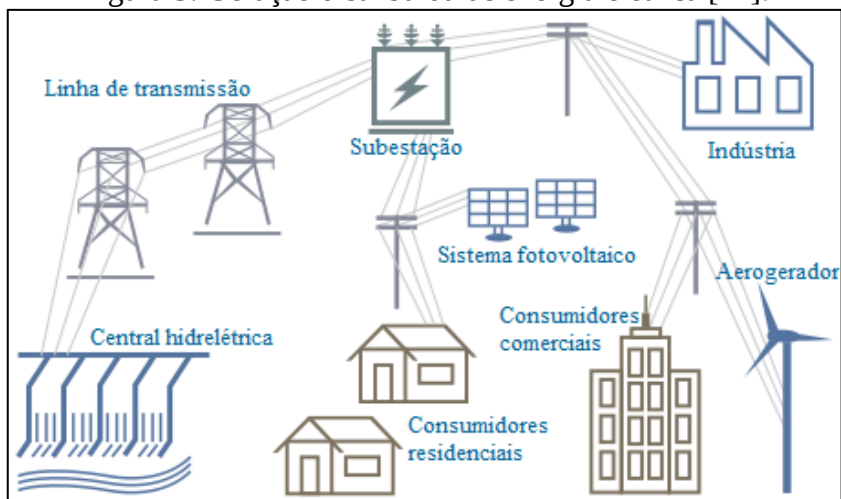
Figura 4: Sistema elétrico de potência de forma centralizada [13].



Fonte: Mundo da Elétrica [13].

O conceito de geração distribuída significa que a geração de energia elétrica é proveniente de várias fontes conectadas à rede de distribuição, podendo ser perto ou juntamente ao consumidor, normalmente é conectada em baixa tensão sendo comum o uso de fontes de energia renovável. Graças a essas fontes de geração serem próximas aos consumidores, gastos com manutenção da linha de transmissão, perdas e dispositivos de proteção são poupados pelas empresas responsáveis pela transmissão e distribuição de energia elétrica. Dessa forma, fazendo com que a GD seja vantajosa quando comparada à geração centralizada. A fim de exemplificar a geração distribuída, na Figura 5, é mostrado um modelo de rede de distribuição com GD conectada à rede.

Figura 5: Geração distribuída de energia elétrica [14].



Fonte: ANEEL [14]. (Atualizado pelo próprio autor)

O modelo de geração centralizada usada nos momentos atuais necessita de investimentos em infraestrutura, manutenção e diferentes equipamentos para seu funcionamento, além de concentrar todo o poder de geração de energia em apenas um ponto fazendo com que haja pouca segurança quando se fala em continuidade de fornecimento de eletricidade, sendo que caso ocorra algum problema com a fonte geradora irá acarretar em falta de energia para toda a linha de transmissão e distribuição. Já no caso dos geradores distribuídos em sistemas híbridos com baterias, podem continuar operando e fornecendo energia para o consumidor.

Em 2021, com o aumento do preço do combustível fóssil [15], em especial o diesel proveniente do petróleo, o preço do kWh gerado por termoelétricas se tornou mais caro devido à grande demanda de combustível e energia elétrica por causa da redução dos reservatórios das hidrelétricas que são responsáveis pela maior parcela de geração de eletricidade no Brasil, fazendo com que a fatura de luz dos consumidores tivessem mais de 6% de acréscimo no preço final da fatura [16]. Porém, graças à geração distribuída através das pequenas instalações próximas aos consumidores, foi possível proporcionar uma redução no preço final da fatura de energia e, assim, estimular o consumo de fontes renováveis de energia elétrica.

Posto isto, o consumo de energia gerada no próprio local onde será consumida reduz as perdas e ainda auxilia na redução do preço pago pelos consumidores finais, sendo assim a geração distribuída se torna mais atrativa do que a geração e distribuição em longas distâncias.

2.3. IMPACTOS PROVOCADOS À REDE DEVIDO À INSTALAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS

Por meio dos impactos causados pelas fontes renováveis à rede de distribuição de energia elétrica, ocorre a mudança de sua topologia, uma vez que o sistema de distribuição atual é passivo e foi projetado para ter apenas uma fonte geradora e fluxo de potência unidirecional. Já os sistemas de geração distribuída são ativos podendo atuar como geradores e consumidores de energia e assim surgindo um fluxo bidirecional de potência. E como os sistemas atuais não foram projetados para receber esse tipo de bidirecionalidade de fluxo de energia poderão apresentar alguns problemas devido ao crescimento da GD [9].

De acordo com Trevisan em [7], uma baixa taxa de inserção de geradores distribuídos produzem poucos impactos ao sistema elétrico de distribuição caso o sistema não seja fraco. Nada obstante, o Brasil e o mundo têm a propensão de crescimento da GD, fazendo assim com que aconteça o surgimento de uma quantidade significativa desse tipo de fornecimento de

energia. E o que será abordado nesse trabalho é quantificar a capacidade de hospedagem através da inserção massiva de geração distribuída em especial a fotovoltaica e para isso deve ser levado em consideração os impactos causados à rede.

A partir disso, pode-se pontuar alguns problemas causados como:

- Elevação de tensão pontual;
- Problemas na regulação de tensão e frequência;
- Alteração dos níveis de curto-circuito;
- Ilhamento não-intencional;
- Distúrbios na qualidade de energia elétrica;
- Desequilíbrio de tensão;
- Alteração do fluxo de carga;
- Modificação do perfil de perdas elétricas;
- Distorções harmônicas;
- Interrupções de curta duração;
- Interrupções de longa duração;
- Falha ou atuação indevida dos dispositivos de proteção;
- Distúrbios de tensão e corrente nos pontos de conexão.

2.4. NORMATIVAS REGULAMENTADORAS E LEI Nº 14.300 PARA A CONEXÃO DE GDs À REDE

A seguir, serão apresentadas as três principais Resoluções Normativas (RNs) criadas pela ANEEL que estabelecem o procedimento para possibilitar o acesso de microgeração e minigeração distribuída à rede de distribuição de energia elétrica. E também será apresentado a Lei Nº 14.300 que estipula um novo marco legal para a geração distribuída. Essas resoluções normativas são publicadas no Diário Oficial da União (DOU) frequentemente pela Agência Nacional de Energia Elétrica e regulamentam interesses voltados ao setor elétrico e tem como objetivo estabelecer diretrizes, obrigações, encargo, condições, limites ou quaisquer deveres e direitos dos agentes ou usuários.

2.4.1. RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 – ANEEL

A RN 482 de 2012 *“Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências”* [3].

O artigo 2 do capítulo 1 dessa RN sofreu algumas atualizações pelas RNs 687/2015 e 786/2017 a fim de facilitar a conexão das gerações distribuídas ao sistema elétrico de distribuição. No capítulo 2, diz a respeito do acesso aos sistemas de distribuição, cita que durante a solicitação de fornecimento primário ou aumento da potência disponível para a UC com microgeração ou minigeração distribuída deve ser aplicado os procedimentos, prazos e condições já estabelecidas nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e no Módulo 3 do PRODIST. E também é proibido a divisão da central geradora em parcelas menores para adequar-se nos limites de potência de micro e minigeração distribuída, e assim a distribuidora tem o papel de identificar esses ocorridos e solicitar a adequação da instalação e, se não estiver satisfeita, recusar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica [3]. Já no capítulo 3, consta a definição do sistema de compensação de energia elétrica que também sofreu alteração pela RN 687 de 2015.

Vale ressaltar que essa breve síntese não substitui a leitura total da resolução normativa 482 de 2012.

2.4.2. RESOLUÇÃO NORMATIVA 687/2015 – ANEEL

A RN 687 de 2015 *“Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.”* [4]

Essa normativa inclui ao artigo 2 do capítulo 1 da RN 482/2012, as seguintes diretrizes:

I – Microgeração distribuída como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada igual ou inferior a 75 kW e utilizando cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes de energia elétrica renováveis, conectadas à rede de distribuição através da instalação em UCs; [4]

III – Sistema de compensação de energia elétrica, tal como, um sistema em que a energia operacional fornecida por uma unidade consumidora com distribuição de mini ou microgeração é transferida, por meio de empréstimo gratuito para a distribuidora local e posteriormente

compensada como créditos na fatura pela energia ativa injetada na rede e esses créditos possuem validade de até 60 meses; [4]

IV – Melhoria, tal como, instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes ou a adequação de tais instalações, para manter o adequado fornecimento do serviço elétrico; [4]

Também inclui ao capítulo 3 da RN 482 de 2012, definições sobre o sistema de compensação de energia elétrica e certifica que os consumidores responsáveis por UCs com micro ou minigeração distribuída, integrantes de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras que são basicamente condomínios onde estão situadas várias UCs em uma mesma propriedade, a GD nesse caso é instalada em um local comum e os créditos são repartidos entre as unidades pertencentes à propriedade.

Da mesma forma, caracteriza-se como geração compartilhada uma cooperativa ou um grupo de consumidores, sejam eles pessoas físicas ou jurídicas que tenham UCs com geração distribuída em locais diferentes aos das unidades consumidoras que serão compensadas com os créditos adquiridos pela energia elétrica ativa injetada.

E finalmente, o autoconsumo remoto, no qual qualquer pessoa física ou jurídica, podem compensar várias UCs com os créditos gerados desde que essas unidades consumidoras estejam sob a mesma titularidade. Todos os métodos citados podem aderir ao sistema de restituição de energia elétrica.

Dessa forma a RN 687 de 2015, foi um marco regulatório que autorizou aos consumidores fornecer seu excedente de energia gerada para a rede de energia elétrica, e também criou as regras e o sistema de compensação de créditos para os consumidores pela quantia de energia injetada. Essa normativa impulsionou o processo de popularização e conexão de geração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica por meio das modificações e regulamentações citadas nesse tópico.

Além dessas atualizações, existem outras revisões que devem ser lidas na própria RN para melhor compreensão.

2.4.3. RESOLUÇÃO NORMATIVA 786/2017 – ANEEL

A RN 786 de 2017 “Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.” [5]

Essa normativa inclui ao artigo 2 do capítulo 1 da RN 482/2012, as seguintes diretrizes:

II – Minigeração distribuída como uma usina geradora de energia elétrica, com carga instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e utilizando cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes de energia elétrica renováveis, conectadas à rede de distribuição através da instalação em UCs; [5]

§1º – Não é permitido ser considerado como micro ou minigeração instalação de geração distribuída de energia elétrica, que tenha sido objeto de registro, licença, aprovação ou autorização, ou tenha entrado em operação comercial ou tenha tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, e assim deve a distribuidora identificar essas circunstâncias; [5]

§2º – A vedação de que trata o §1º não passa a proibir os empreendimentos que tenham protocolado a solicitação de acesso, na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, em data anterior a publicação da RN 786 de 2017. [5]

2.4.4. LEI Nº 14.300 DE 6 DE JANEIRO DE 2022

A Lei Nº 14.300, *“Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.”* [17]

Sancionada dia 6 de janeiro de 2022, um dia antes de sua publicação no Diário Oficial da União, pelo presidente da república. No entanto, houveram dois vetos de permissões que constavam na sua apresentação inicial, o primeiro, havia a possibilidade de realizar construções de inúmeras usinas de micro e minigeração distribuída em reservatórios ou qualquer superfície de lâmina de água em hidroelétricas. Já o segundo ponto, era a alternativa de enquadrar os projetos de geração distribuída em programas como debentures incentivadas, FIPs (Fundos de Investimento em Participações), entre outros meios que auxiliam no financiamento de projetos de GDs. Vale ressaltar que esses vetos serão reanalisados pelo congresso nacional, contudo a Lei Nº 14.300 já está em vigor.

Outro ponto a ser discutido é que a lei não revoga a normativa 482 de 2012, entretanto por ser superior hierarquicamente à RN, ela revoga implicitamente todos os dispositivos da 482 que contradiz qualquer disposição apresentada na lei, como por exemplo, anteriormente na RN 482/2012 classificava minigeração distribuída fotovoltaica até 5MW, todavia, com a Lei 14.300, ocorreu uma redução dessa potência para 3MW englobando todo tipo de geração de

energia elétrica proveniente de fontes não despacháveis, ou seja, fontes que não são controladas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) onde sua energia produzida é injetada diretamente na rede por meio do seu recurso primário.

Além de já estar em vigor a partir da data de sua publicação, a 14.300 traz o prazo de 180 dias para ANEEL regular a lei de forma efetiva, ou seja, a Agência Nacional de Energia Elétrica tem esse período para atualizar a RN 482 para que não haja divergências como a citada anteriormente, e também notificar como as demais informações citadas na lei irão ser implementadas, como é o caso do armazenamento de energia em bancos de baterias para fontes despacháveis com capacidade de modulação de geração, para à integração em micro redes e ainda comunica que as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica devem atender aos pedidos de acesso à rede por unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída contendo ou não sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos.

Outra mudança significativa é em relação ao sistema de compensação de créditos, pois antes da Lei 14.300 o consumidor com geração distribuída conectada à rede de baixa tensão além de pagar a taxa mínima de disponibilidade, no caso monofásico 30 kWh, bifásico 50 kWh e trifásico 100 kWh, usava sua geração para abater toda a futura. Em outras palavras, um consumidor trifásico que teve um consumo de 400 kWh no mês e uma injeção de energia de também 400 kWh no mesmo período tinha seu valor zerado em consumo, porém ainda era cobrado a taxa de disponibilidade de 100 kWh, fazendo com que houvesse algo parecido como dupla cobrança. E com a lei entrando em vigência, tanto os novos consumidores como os antigos terão sua fatura ajustada fazendo com que haja apenas um abate de consumo de 300 kWh de sua energia injetada, armazenando os outros 100 kWh em créditos e sendo cobrado os 100 kWh em reais da taxa mínima para o caso desse consumidor hipotético.

Por fim, houve também mudança na metodologia de distribuição de créditos para as unidades consumidoras pertencentes ao sistema de compensação, como por exemplo, antes só era possível enviar créditos para uma UC em mesma titularidade por meio da definição sobre o percentual de excedente da unidade geradora, e com a vigência da Lei 14.300 é capaz de distribuir os créditos de acordo com uma prioridade definida a escolha do cliente, ou seja, o consumidor poderá dizer a concessionária de energia que quer compensar o consumo da unidade A, depois a da B e se caso sobrar abater na unidade C. Além disso, caso haja acúmulo de créditos em uma determinada UC, o titular pode solicitar que ocorra uma redistribuição para as outras unidades, algo que não era permitido anteriormente.

2.5. PRODIST – MÓDULO 8 E PARÂMETROS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

O Módulo 8 do PRODIST estabelece procedimentos relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição referentes à qualidade do produto, qualidade do serviço e qualidade comercial. Para os fenômenos que se enquadram na qualidade do produto, é entendido como os acontecimentos associados à conformidade das ondas de tensão em regime permanente e transitório, definindo os indicadores, valores de referência, métodos de medição e gerenciamento de reclamações. Já para as ocorrências relativas à qualidade de serviço, são interpretadas e ligadas à continuidade do fornecimento de energia elétrica, fornecendo metodologia para a averiguação dos indicadores de ininterrupção e de atendimento a casos emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

Também estabelece procedimentos ligados à conferência da qualidade comercial, sendo entendida como a qualidade do atendimento telefônico, da administração das reclamações e obediência aos prazos. Fornece métodos para supervisão e direcionamento das informações relacionadas a acidentes de trabalho e com terceiros. E por fim, certifica os procedimentos para ocorrer a compensação e envio dos relatórios de acompanhamento à ANEEL.

Para o presente trabalho, será levado em consideração para determinar a capacidade de hospedagem apenas os indicadores que abordam a qualidade do produto, como as faixas de classificação da tensão em regime permanente, fator de potência, desequilíbrio de tensão e flutuação de tensão.

2.5.1. TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

É estabelecido que a tensão em regime permanente esteja em conformidade com a referência para a comparação do valor de tensão adquirido através de medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão entendidos como adequados, precários e críticos. São especificados também os indicadores individuais e coletivos para a conformidade da tensão elétrica, critérios para registro, medição e prazos para a compensação ao usuário caso a medição da amplitude de tensão apresente violações dos limites dos indicadores.

Além disso, a tensão em regime permanente deve ser mensurada em todo o sistema de distribuição, e é função da distribuidora possuir recursos e técnicas atuais para realizar esse serviço. Assim, atuando de forma preventiva para que essa tensão se mantenha dentro dos padrões adequados. E essa tensão medida deve ser analisada juntamente ao conjunto de leituras

obtidas por meio de medição correta, em conformidade com os níveis de tensão característicos dos pontos de conexão, nos pontos entre os alimentadores e a distribuidora como também entre os consumidores e a distribuidora. Na Tabela 1, mostra-se as faixas de tensão com base em 220/127 V e na Tabela 2 com base em 380/220 V.

Tabela 1: Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (na base de 220/127 V) [6].

TENSÃO DE ATENDIMENTO	FAIXA DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE LEITURA (TL) EM RELAÇÃO À TENSÃO DE REFERÊNCIA (TR)
Adequada	$(0,9182 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}) / (0,9212 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,0472 \text{ TR})$
Precária	$(0,8682 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,9182 \text{ TR} \text{ ou } 1,05 \text{ TR} < \text{TL} \leq 1,0590 \text{ TR}) / (0,8661 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,9212 \text{ TR} \text{ ou } 1,0472 \text{ TR} < \text{TL} \leq 1,0630 \text{ TR})$
Crítica	$(\text{TL} < 0,9455 \text{ TR} \text{ ou } \text{TL} > 1,0590 \text{ TR}) / (\text{TL} < 0,8661 \text{ TR} \text{ ou } \text{TL} > 1,0630 \text{ TR})$

Fonte: PRODIST [6]. (Adaptada pelo próprio autor)

Tabela 2: Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (na base de 380/220 V) [6].

TENSÃO DE ATENDIMENTO	FAIXA DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE LEITURA (TL) EM RELAÇÃO À TENSÃO DE REFERÊNCIA (TR)
Adequada	$(0,9210 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}) / (0,9182 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR})$
Precária	$(0,8710 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,9210 \text{ TR} \text{ ou } 1,05 \text{ TR} < \text{TL} \leq 1,0605 \text{ TR}) / (0,8682 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,9182 \text{ TR} \text{ ou } 1,05 \text{ TR} < \text{TL} \leq 1,0590 \text{ TR})$
Crítica	$(\text{TL} < 0,8710 \text{ TR} \text{ ou } \text{TL} > 1,0605 \text{ TR}) / (\text{TL} < 0,9455 \text{ TR} \text{ ou } \text{TL} > 1,0590 \text{ TR})$

Fonte: PRODIST [6]. (Adaptada pelo próprio autor)

2.5.2. FATOR DE POTÊNCIA

Para o Fator de Potência (FP), deve ser feito medições permanentes e obrigatórias no caso de UCs ligadas por meio de conexão com a distribuidora ou por medição individual permanente e facultativa nos casos de unidades consumidoras do Grupo B. Além disso, a distribuidora deve armazenar, em meios eletrônicos, os registros das medições do FP pelo período mínimo de 10 anos.

Para UCs do Grupo A ou com conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar entre 0,92 e 1,00 indutivo ou capacitivo,

e devem respeitar as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Já para centrais geradoras, o FP deve estar compreendido entre os valores informados no Procedimento de Rede.

2.5.3. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno representado por quaisquer divergências verificadas nas amplitudes entre as três fases de um sistema trifásico, e também podendo ser na defasagem de 120° (graus) elétricos entre as tensões fase-neutro do sistema. O Fator de Desequilíbrio (FD) é uma métrica para calcular o desequilíbrio de tensão de um determinado sistema e pode ser feito pela equação 1 [6], que foi adotado nesse trabalho por ser mais conveniente, através da decomposição da onda de tensão em componentes simétricas e posteriormente realizar a razão entre a componente de sequência negativa pela de sequência positiva.

$$FD\% = \frac{V^-}{V^+} \times 100[\%] \quad (1)$$

Onde:

FD% = fator de desequilíbrio de tensão;

V- = magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental;

V+ = magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental.

Porém, existe também a possibilidade de ser calculado pela equação 2 [6] e [18].

$$FD\% = 100 \times \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} [\%] \quad (2)$$

E o valor de β é obtido pela equação 3.

$$\beta = \frac{(V_{ab})^4 + (V_{bc})^4 + (V_{ca})^4}{[(V_{ab})^2 + (V_{bc})^2 + (V_{ca})^2]^2} \quad (3)$$

Onde:

Vab, Vbc e Vca = magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

O limite para o indicador de desequilíbrio em unidades conectadas à rede com tensão nominal inferior a 1kV é de 3% de desequilíbrio, já para UCs alimentadas com tensão nominal até 230 kV esse limite é de 2%, vistos na Tabela 3. Para os usuários da rede básica, o indicador de desequilíbrio de tensão é regido pelo Procedimentos de Rede.

Tabela 3: Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão. [6]

Indicador	Tensão nominal $V_n < 2, 3 \text{ kV}$	Tensão nominal $2, 3 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: PRODIST [6]. (Adaptada pelo próprio autor)

2.5.4. FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

A flutuação de tensão é o acontecimento caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica dos valores eficazes de amplitude ou da tensão de pico instantânea. O objetivo de determinar a qualidade da tensão da rede de distribuição sob oscilações de tensão é avaliar os inconvenientes causados pelo efeito da cintilação luminosa ao consumidor, cujos pontos luminosos são alimentados em baixa tensão à unidade consumidora. Além disso, um dos indicadores utilizados nesse trabalho é o percentil de 95% que representa que foi superado 5% das leituras válidas.

2.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi exposto o conceito de geração distribuída e os possíveis problemas ocasionados à rede de distribuição devido à alta taxa de inserção de geradores distribuídos de forma geral, quanto dos GDFVs. Logo após, foi confrontado a GD ao meio de geração centralizada a montante utilizado nos momentos atuais no Brasil, como, por exemplo, é o fluxo de potência originado nas usinas hidroelétricas para as subestações chegando até aos consumidores finais.

Assim, foi também abordado o Módulo 8 do PRODIST, encarregado de definir a qualidade do produto para o fornecimento de energia elétrica proveniente de geradores distribuídos. E, por fim, foi mostrado as resoluções normativas criadas pela a ANEEL que estabelece condições para a conexão de micro e minigerações à rede de distribuição de energia elétrica.

3. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Por meio das informações mostradas no capítulo anterior, foi observado que devido à inserção de geração distribuída no sistema elétrico ocorre o surgimento de alguns impactos ligados à qualidade de energia elétrica e podendo assim, ser comprometida até chegar ao consumidor final. No entanto, a GD se torna viável e podendo ser utilizada para a redução das perdas ao longo de todo o sistema de distribuição de energia elétrica.

A geração distribuída fotovoltaica pode ocasionar elevados níveis de tensão no ponto de conexão, desequilíbrio de tensão, deterioração do fator de potência e sobrecarregamento do transformador e esses problemas serão utilizados nesse capítulo para descrever a capacidade de hospedagem a partir de alguns limites que irão avaliar a qualidade de energia elétrica fornecida no ponto de entrega dos consumidores. E assim, será possível identificar e calcular a capacidade de hospedagem de geração distribuída fotovoltaica de um sistema elétrico de distribuição, como será descrito neste capítulo de forma teórica e no capítulo de resultados de forma experimental via *software*.

3.2. CONCEITO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

A capacidade de hospedagem é definida como o índice de desempenho do sistema elétrico ao acomodar geração distribuída sem desrespeitar os limites dos indicadores de qualidade de energia elétrica já apresentados no capítulo anterior.

A fim de calcular a CH, é necessário determinar os índices de desempenho que serão usados [19]. A escolha desses limites não pode ser levada como a forma definitiva para realizar essa avaliação, pois é apenas uma maneira de estipular seu valor, uma vez que a capacidade de hospedagem é dinâmica e quanto mais índices melhores será a confiabilidade dos resultados, porém, será mais complexo de se encontrar a capacidade de hospedagem.

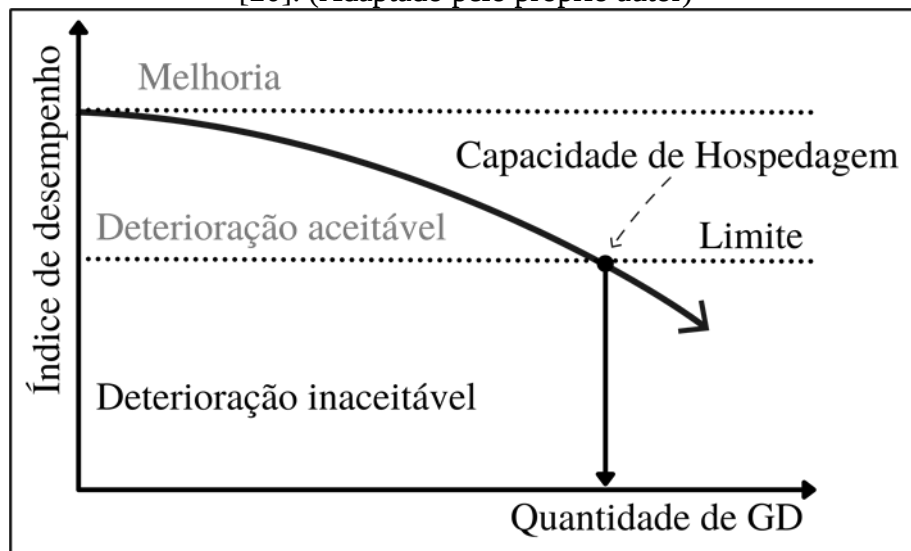
Dessa forma, tendo uma maneira de quantificar a capacidade máxima de geração distribuída ligada à rede de distribuição respeitando seus limites dos índices de referência, obtém-se credibilidade e confiabilidade dos órgãos regulamentadores, permitindo uma acomodação dessa tecnologia de modo consciente e adequado.

Pode-se citar alguns indicadores nos pontos comuns de conexão do sistema elétrico, a fim de estimar a capacidade de hospedagem, como:

- Sobreensões;
- Desequilíbrio de tensões;
- Deterioração do fator de potência;
- Perdas elétricas;
- Carregamento do transformador;
- Entre outros.

Isto é, em qualquer que seja o índice de desempenho escolhido existirá um limite que tem de ser respeitado, para que seja possível acomodar a maior quantidade de geradores distribuídos. Desse modo, a performance do sistema é inversamente proporcional à quantidade de GDs conectadas à rede. Na Figura 6, é mostrado o desempenho do sistema elétrico de forma genérica, em relação ao aumento da quantidade de geradores.

Figura 6: Capacidade de hospedagem aproximada de acordo com alto índice de desempenho [20]. (Adaptado pelo próprio autor)

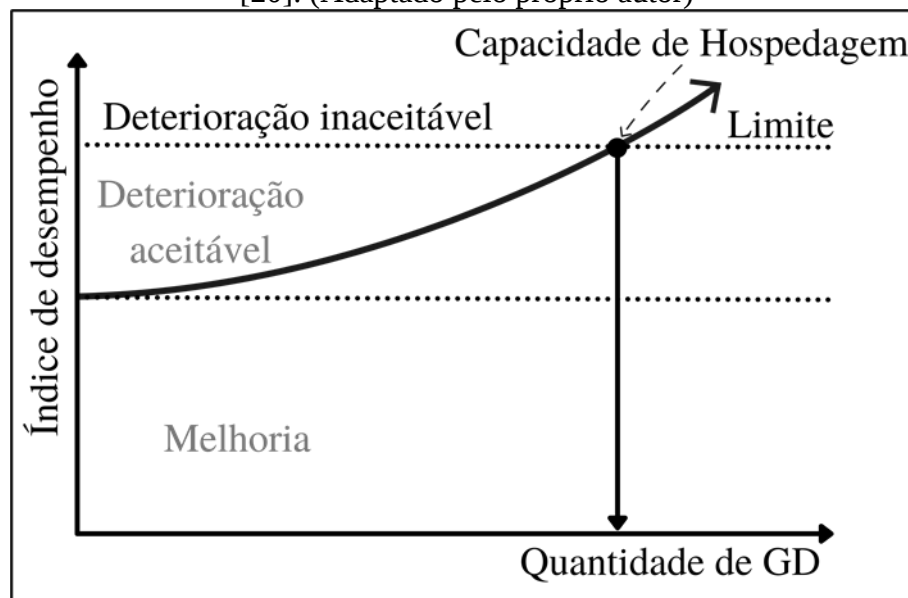


Fonte: F. Alalamat, 2015 [20]. (Adaptada pelo próprio autor)

Nesse modelo, mostra-se que o quanto menor for a quantidade de conexões de GDs na rede, ocorrerá poucos impactos no desempenho do sistema. Logo, entende-se que a máxima performance é adquirida quando não há nenhuma geração, e à medida que se insere geradores seu desempenho é reduzido. No entanto, essa metodologia não é constantemente aplicada porque em grande parte dos modelos ideais abordam valores baixos de desempenho para uma melhor performance da rede.

Na Figura 7, é apresentado o cálculo para capacidade de hospedagem por meio de sobretensões aceitáveis, mostrando que quanto maior for a quantidade de geração distribuída significará em uma maior deterioração da qualidade de energia fornecida e no aumento do índice de desempenho. Uma vez que, em pontos distantes do alimentados da rede, ocorre quedas na magnitude de tensão e com pequenas parcelas de inserção de geradores distribuídos o aumento de tensão será baixo, já para grandes penetrações de GDFVs a tensão pode se elevar muito e tornando-se inaceitavelmente alta e, assim, havendo violação do limite da capacidade de hospedagem.

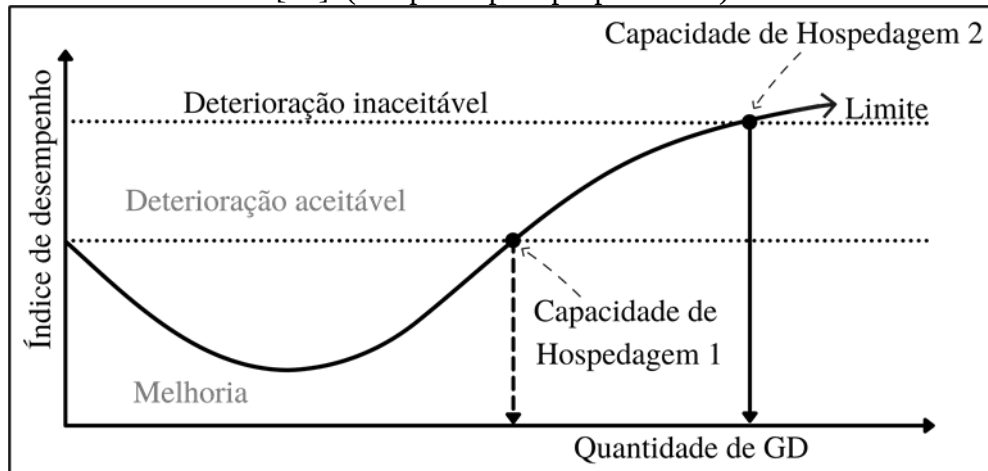
Figura 7: Capacidade de hospedagem aproximada de acordo com baixo índice de desempenho [20]. (Adaptado pelo próprio autor)



Fonte: F. Alalamat, 2015 [20]. (Adaptada pelo próprio autor)

Também existem casos específicos em que ao se inserir GDs ocasionará inicialmente um aumento no índice de desempenho, mas em grandes casos irá se deteriorar. Em outras palavras, é possível ter mais de uma capacidade de hospedagem para o mesmo sistema, representada na Figura 8, onde a primeira CH (Capacidade de Hospedagem 1) atingida apresenta deterioração aceitável, ou seja, qualidade inferior quando comparada com a ausência de geração, mas ainda fornecendo confiabilidade no fornecimento a partir da inserção de geradores. Já, na segunda CH (Capacidade de Hospedagem 2), essa deterioração se torna inaceitável, apresentando o limite máximo suportado. Em ambos os casos, há uma melhora no índice com a redução das perdas elétricas e riscos de sobrecargas para pequenas quantidades de geração distribuída, mas caso aumente o número de GDs irá deteriorar o desempenho tornando-o inaceitável.

Figura 8: Capacidade de hospedagem aproximada com a melhora no índice de desempenho [20]. (Adaptado pelo próprio autor)



Fonte: F. Alalamat, 2015 [20]. (Adaptada pelo próprio autor)

De acordo com Bollen e Hassan em [21], para determinar a capacidade de hospedagem é necessário:

1. Escolher o tipo de fenômeno e os índices de desempenho almejado;
2. Estabelecer os limites adequados para cada evento;
3. Delimitar os índices de desempenho em relação à quantidade de geração distribuída conectada à rede;
4. Realizar o cálculo da CH.

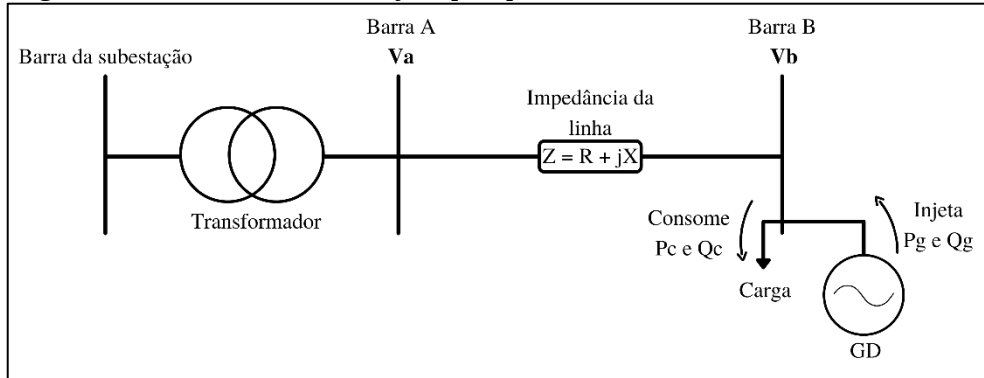
Caso seja encontrado mais de uma capacidade de hospedagem na escolha de dois ou mais fenômenos ou índices de desempenho durante as análises, é essencial usar o menor valor encontrado, pois irá garantir que para o pior caso todos os parâmetros estarão dentro dos limites aceitáveis. E, como dito anteriormente neste trabalho, serão empregados três índices de qualidade de energia elétrica para o cálculo de CH, são eles: sobretensões permitidas, desequilíbrio de tensão e carregamento do transformador. Os quais irão ser explicados nos próximos tópicos deste capítulo.

3.3. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM POR MEIO DO ÍNDICE DE SOBRETENSÕES PERMITIDAS

Devido à conexão de uma fonte de geração distribuída na rede, haverá um aumento na amplitude de tensão no ponto de conexão comum do sistema. Esse efeito ocorre, pois, a energia injetada da GD começará a ser fornecida para a carga instalada, no momento em que for totalmente suprida passa a existir um excedente de potência que será inserido na rede gerando um fluxo de potência em sentido contrário, assim, elevando tanto a tensão pontual quanto aumentando a tensão para todos os outros consumidores que estão conectados no sistema de distribuição, sendo menos impactados os usuários mais distantes do ponto de acoplamento.

Na Figura 9, é mostrado um sistema de distribuição qualquer, formado por duas barras, uma carga e uma fonte de geração distribuída. Entende-se que $\dot{V}_a$ é a tensão nominal com ângulo 0° na barra fonte do sistema (Barra A) logo após o transformador e $\dot{V}_b$ representa a tensão na barra onde se localiza a carga e um GD (Barra B), é possível calcular o aumento de tensão proveniente da conexão da geração distribuída, $\Delta \dot{V}$, por meio da equação 4.

Figura 9: Sistema de distribuição qualquer com duas barras e GD conectada.



Fonte: Próprio autor.

$$\Delta \dot{V} = \dot{V}_b - \dot{V}_a \quad (4)$$

Para calcular a potência total injetada nas barras, utiliza-se a equação 5. Onde P_g e Q_g são as potências ativa e reativa injetada pela GD, respectivamente. E P_c e Q_c representam as potências ativa e reativa absorvidas pela carga.

$$\dot{S} = (P_g - P_c) + j(Q_g - Q_c) \quad (5)$$

Como a impedância da linha é dado por Z complexo, tendo uma parcela real resistiva R e outra imaginária reativa X e por meio das equações 6 e 7, utilizando a Lei de Ohm, pode-se determinar ΔV :

$$\Delta V = Z \times I \quad (6)$$

$$\Delta V = (R + jX) \times I \quad (7)$$

A corrente I que se origina na GD percorre toda a linha de distribuição chegando até a Barra A (barra fonte). Dessa forma, pode-se calcular I em relação à potência resultante, mostrada nas equações 8 e 9.

$$I = \left(\frac{\dot{S}}{|V_a|} \right)^* [A] \quad (8)$$

$$I = \frac{P - jQ}{|\dot{V}_a|} [A] \quad (9)$$

Substituindo a equação 9 em 7, tem-se a equação 10:

$$\Delta \dot{V} = (R + jX) \times \left(\frac{P - jQ}{|\dot{V}_a|} \right) [V] \quad (10)$$

Realizando a multiplicação dos termos, obtém-se a equação 11.

$$\Delta \dot{V} = \left[\frac{(P \times R) + (Q \times X)}{|\dot{V}_a|} \right] + j \left[\frac{(P \times X) - (Q \times R)}{|\dot{V}_a|} \right] [V] \quad (11)$$

Na equação 12, nomeia-se os termos da equação anterior, sendo ΔV_d a componente de eixo direto e ΔV_q a componente de eixo de quadratura.

$$\Delta \dot{V} = \Delta V_d + j\Delta V_q [V] \quad (12)$$

Como a parcela imaginária é muito menor que a real, pode ser desconsiderada como dito em [21], e o cálculo aproximado de sobretensão fica apenas em função de ΔV_d , resultando na equação 13.

$$\Delta V \cong \left[\frac{(P \times R) + (Q \times X)}{|\dot{V}_a|} \right] [V] \quad (13)$$

Posto isso, entende-se que:

- 1 – O aumento de tensão está relacionado às incógnitas da equação 13;
- 2 – V_a é uma variável característica da parte estrutural da rede, sendo complicada de ser alterada, então a capacidade de hospedagem é adquirida modificando P, Q, R e X;
- 3 – Como R é igual ao produto da resistividade (ρ , em $\Omega.m$) pela razão entre o comprimento da linha (l , em m) com a área da secção transversal (A , em m^2), que é mostrado na equação 14, quanto maior for a distância entre a GD e a barra fonte do sistema maior será a elevação de tensão ocasionada na rede e no ponto de acoplamento.

$$R = \rho \times \frac{l}{A} [\Omega] \quad (14)$$

Porém, para o presente trabalho é utilizado o *software* OpenDSS para o cálculo do fluxo de carga e, ao fim das simulações, obtém-se com facilidade o resultado das tensões pontuais em cada barra de um sistema e também no alimentador da rede, pois é implementado uma modelagem matemática própria para obter esses dados, sendo assim, não é necessário realizar cálculos aproximados para encontrar o aumento de tensão nas barras, uma vez que o programa já entrega todos os valores prontos.

Portanto, este trabalho irá identificar a capacidade de hospedagem via programação computacional a partir dos limites de sobretensões, seguindo as diretrizes no Módulo 8 do PRODIST para a qualidade do produto, supracitado no capítulo 2.

3.4. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM A PARTIR DO ÍNDICE DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Para a determinação da CH, o índice de desequilíbrio de tensão foi outro fenômeno escolhido e, como foi explicado no capítulo 2, é a diferença na magnitude de tensão entre as três fases do sistema trifásico e/ou na defasagem de 120° elétricos entre as tensões de fase.

Seguindo as normas no Módulo 8 do PRODIST, para redes alimentadas com tensão nominal inferior a 1 kV, o fator de desequilíbrio máximo aceitável é de 3%, enquanto para sistemas ligados a uma tensão nominal acima de 1 kV e abaixo de 230 kV pode haver até 2% de desequilíbrio. Como mostrado anteriormente na equação 1, o FD pode ser calculado pela razão entre as componentes de sequência negativa (V-) pela de sequência positiva (V+). E esse método é o que será utilizado no trabalho para identificar a CH por apresentar mais comodidade e, devido às simulações, obter os valores das componentes simétricas é consideravelmente simples. Vale ressaltar que esse modelo de estudo por desequilíbrio de tensão é o mesmo desenvolvido pelo IEEE 1159 [22].

No entanto, pode haver casos que não seja possível ter acesso às componentes simétricas no ponto em que será analisado, dessa forma, o FD pode ser calculado por meio das medições de magnitude de tensão RMS (do inglês: *Root Mean Square*, em português Raiz Quadrada Média), como já foi mostrado nas equações 2 e 3. Vale dizer que o segundo método apresenta resultados aproximados, porém bem fiéis à primeira forma.

3.5. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM MEDIANTE O CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR

A determinação da CH, a partir do carregamento do transformador, consiste em analisar a potência máxima inserida na rede pelos geradores distribuídos fotovoltaicos em relação à potência nominal do transformador. Sabendo que esse tipo de equipamento é robusto e pode trabalhar sobredimensionado, no entanto, é necessário atentar-se aos limites construtivos e térmicos para que não haja redução excessiva de sua vida útil ou até mesmo danificar esses dispositivos de conversão. Vale ressaltar que, cada fabricante de transformadores adota limiares diferentes, então é de responsabilidade da concessionária ou do proprietário desse equipamento fazer esse tipo de avaliação seguindo as recomendações do fabricante.

Por exemplo são os transformadores de 75 kVA 13,8/0,38 kV da fabricante WEG, os quais têm seu limite térmico de 120 °C, ou seja, caso seja ultrapassado começará a danificar o

isolamento térmico podendo envelhecer o equipamento ou até mesmo tornando não operacional. Já para a análise do fator de carregamento depende tanto das especificações da concessionária como da fabricante, porém, existe a NBR 5356-7 de 2017 [23] que regulamenta o carregamento para transformadores imersos em líquido isolante, informando que para transformadores de distribuição pode-se utilizar até 1,50 (50% de sobrecarga) ou em casos de emergência pode-se utilizar até 1,80 (80% de sobrecarga em relação a potência nominal) de carregamento, no entanto é interessante ser conservador e utilizar 1,20 de sobrecarga, ou seja, 20% a mais de sua capacidade nominal, uma vez que esses dispositivos durante a madrugada operam em baixa potência fazendo que sua vida útil seja pouca afetada. Todavia, é imprescindível que haja verificação desses limites.

3.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse capítulo, ocorreu a apresentação dos modelos para determinar a capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição de energia elétrica a partir do seu desempenho. Foi destacado também os métodos para mensurar e calcular a CH.

Por meio da determinação da capacidade de hospedagem, possibilita-se agregar valor às discussões sobre o tema, uma vez que, terá confiabilidade nos resultados para bons níveis e qualidade de tensão fornecida para os consumidores ao longo de todo o sistema de distribuição, derrubar obstáculos contra as novas fontes de geração de energia elétrica, promover redução de perdas elétricas e além de poder reduzir custos operacionais e de manutenção no sistema elétrico.

No capítulo de resultados, essa metodologia para determinar a capacidade de hospedagem será aplicada através de simulações e análises probabilísticas dos níveis de tensão, carregamento do transformador e desequilíbrio de tensão para um determinado sistema de distribuição.

4. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Esse capítulo tem a finalidade de apresentar o desenvolvimento do projeto, explicando quais foram as ferramentas usadas, dar um breve esclarecimento sobre o OpenDSS e a linguagem de programação Python, mostrar a modelagem dos elementos essenciais do sistema elétrico implementado dentro do OpenDSS. Além disso, será exposto a lógica de programação criada por meio de fluxogramas e a interface visual criada para facilitar o acesso do usuário.

4.2. OPENDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um *software* responsável por realizar simulações que estão ligadas ao sistema de distribuição de energia elétrica, publicado em 1997 com a intenção de fornecer suporte e análises de sistemas elétricos. Ele foi desenvolvido em três versões, sendo a primeira, um programa executável autônomo (OpenDSS.exe) com interface básica baseada em comando de texto e como mecanismos de ajuda para auxiliar o usuário no desenvolvimento do seu código, a segunda, um servidor COM (*Component Object Model*) implementado por meio de uma DLL (OpenDSSEngine.DLL). Por último, a terceira versão, uma DLL de comando que fornece todas as funções do servidor COM (OpenDSSDirect.DLL), podendo ser usada em linguagens de programação de alto nível que não suportam COM ou necessitam de Thread-safe que requisitam vários dados e partes do código usando *multi-threads* (vários *threads*). [24]

O *Thread-safe* é uma noção de programação de computadores que se aplica ao contexto de programas em *multi-thread*. Uma fração do código é chamada de *Thread-safe* quando ele trabalha com estruturas de dados compartilhados de forma a garantir execução segura por meio da requisição de vários threads simultaneamente.

Inicialmente o OpenDSS, chamado apenas de DSS, foi criado pelos pesquisadores e engenheiros eletricitas Roger Dugan e Thomas McDemontt, e tinha como objetivo analisar o sistema elétrico de distribuição a partir da inserção de geração distribuída. Todavia, em 2004 foi comprado pela empresa EPRI (*Electric Power Research Institute*) e em 2008 o tornou um software com licença livre, recebendo o nome de OpenDSS. [24]

O *software* realiza a maioria das análises em regime permanente senoidal, domínio da frequência, normalmente usadas para supervisionar e projetar sistemas de distribuição de

energia elétrica. Além de suportar modernas formas de análise que poderão atender necessidades futuras que estão sendo mencionadas pelas concessionárias de energia por todo o mundo em relação às Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*). Outros recursos suportados são as análises em eficiência energética e distorções harmônicas. O OpenDSS foi criado com a missão de ser expansível podendo ser atualizado para atender diversas utilidades futuras tanto de forma geral quanto para usuários individuais.

Além do mais, o OpenDSS permite configurar simulações em diferentes cronologias, podendo ser fluxo de potência instantâneo, chamado de *SnapShot*, fluxo de potência diário, anual ou em ciclos. Realiza também estudos de falhas comuns, falhas de Monte Carlo, entre outras funcionalidades.

Nesse trabalho, foi utilizado a terceira versão por meio da OpenDSSDirect.DLL, pois essa alternativa foi criada para acelerar a velocidade de simulação entre o OpenDSS e programas externos. Normalmente, em linguagens de programação que operam em alto nível não suportam ligações com o servidor COM que apresentam conexões tardias e devido ao atraso das informações sobrecarregam o processo de simulação, especialmente quando são executados laços de repetições [25]. Vale ressaltar que, o programa continua livre e sendo atualizado constantemente até a data de apresentação dessa monografia e para melhor entendimento do *software*, deve ser lido o manual de introdução [24] fornecido pela própria fabricante.

4.3. LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO PYTHON

Python é uma das diferentes linguagens de programação que existem e seu diferencial é ser uma ferramenta de alto nível, com sintaxes facilmente compreensíveis e que se aproximam da linguagem humana. De acordo com o artigo da RedMonk em [26], o Python está dentre as três linguagens mais populares do mundo. Essa popularidade ocorre pois sua utilização é feita em diferentes áreas, como ambiente web, servidores virtuais, ciência de dados, programação orientada a objeto, modelagens matemáticas, automação e até mesmo na área de pesquisa voltada para engenharia, em especial, a elétrica, uma vez que existem *softwares* criados para engenheiros que fazem conexão por meio dessa linguagem permitindo um controle avançado, alterações de parâmetros específicos, criação de diversos modelos de simulações, entre outros casos.

O Python foi difundido na década de 90 pelo programador Guido Van Rossum [27] com a intenção de dar suporte ao trabalho do desenvolvedor, transformando a escrita simples, limpa e legível, que antes era complexo comparado as outras linguagens disponíveis. Essa ferramenta

fornece recursos dinâmicos, poderosas bibliotecas padrões, excelentes módulos e *frameworks* (conjunto de bibliotecas) desenvolvidos pela comunidade, sendo que seu código é aberto e de livre acesso, podendo ser utilizado em praticamente qualquer sistema operacional existente.

Por possuir uma construção simples, um código desenvolvido em Python consome ser mais compacto e legível se comparando a C++ ou PHP, por exemplo. Possui menos obrigações relacionada à estrutura de programação, como dois pontos, parênteses, ponto-e-vírgula fazendo com que o código flua sem contratempos.

Para executar essa linguagem, pode-se utilizar o próprio ambiente de comando do computador ou por meio de interpretadores criados por diversas fabricantes, sendo o segundo mais recomendado, pois melhora a velocidade de programação e alguns programas possuem inteligência artificial para completar palavras e comandos, compactação de dados em tabelas, guia de ajuda, além de ter uma interface visual mais agradável.

Nesse trabalho foram utilizados alguns módulos e bibliotecas específicas na construção de todo o programa para determinar a capacidade de hospedagem, dentre esses estão:

- NumPy, responsável por toda parte de cálculos numéricos e estatísticos como, variância, soma, multiplicação, desvio padrão e etc;
- Pandas, utilizada para a armazenagem de dados em DataFrames (bancos de dados específicos), manipulação e extração de valores individuais ou até mesmo criação de tabelas nas extensões .csv, .xlsx, .xls;
- Matplotlib, para a criação de gráficos;
- PyQt5, com a finalidade de construir uma interface visual para entrada de dados e apresentação de resultados;
- Mpl_toolkits, para criação de gráficos tridimensionais;
- Time, usada na contagem do tempo de simulação;
- OS, para criação de diretórios no sistema operacional;
- Random, que permite realizar sorteios de números aleatórios com ou sem uma distribuição de probabilidade;
- E por fim e mais importante, a biblioteca py-dss-interface, responsável por permitir a conexão do OpenDSS via DLL com o Python e executar os cálculos de fluxo de potência.

4.4. CONEXÃO OPENDSS + PYTHON VIA DLL

Nesse tópico, será mostrado como efetuar a sincronização das duas ferramentas utilizadas e, como dito anteriormente, para a criação desse trabalho foi utilizado a versão do OpenDSS baseada na OpenDSSDirect.DLL. No entanto, para realizar a conexão do Python com o OpenDSS, é necessário que se instale o módulo py-dss-interface, criado por Paulo Radatz, Ênio Viana e Rodolfo Pilar Londero. Toda a documentação e informações podem ser encontradas em [28]. Para implementar esse pacote no ambiente virtual do compilador, deve-se acessar o terminal/console e informar o comando a abaixo:

```
pip install py-dss-interface
```

Após completar todo o processo de descarga, o pacote já estará pronto para uso no compilador, porém para o funcionamento total de todo o programa criado para o cálculo da capacidade de hospedagem, é necessário que se instale os outros pacotes, por meio dos comandos:

```
pip install numpy  
pip install pandas  
pip install pyqt5  
pip install matplotlib
```

Posto isso, todos os pacotes estarão prontos para uso. Para iniciar o OpenDSS, deve-se criar um *script* com as seguintes linhas de códigos:

```
dss = py_dss_interface.DSSDLL(r"COLOCAR O DIRETÓRIO DO OPENDSS  
INSTALADO NO COMPUTADOR")  
dss_file = r"COLOCAR O DIRETÓRIO DO ARQUIVO .dss"  
dss.text(f'compile [{dss_file}])
```

Depois, cria-se uma função para facilitar a requisição da resolução do circuito e juntamente se define o método de simulação, o passo de simulação e a quantidade de medições:

```
def solve():  
    dss.text('set mode=daily')  
    dss.text('set stepsize=1m')  
    dss.text('set number=1440')  
    dss.solution_solve()
```

Posto isso, o OpenDSS já estará sincronizado com o Python e pronto para realizar qualquer comando ou lógica de programação.

4.5. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

A Simulação de Monte Carlo (SMC) é uma técnica abundantemente utilizada em análises probabilísticas para determinado sistema. Essa ferramenta consiste em uma manipulação numérica para obter-se as estatísticas das variáveis de saída de uma modelagem computacional. Em cada simulação, é definido as variáveis de entrada amostradas por meio de distribuições de probabilidade e assim os valores de saída são calculados usando o modelo computacional. A partir das variáveis de saída são feitas as análises estatísticas para a interpretação do problema enfrentado.[29]

Essa ferramenta pertence à coleção de técnicas chamada Métodos de Monte Carlo (MMC) que envolve algoritmos computacionais para a solução de diversos problemas que necessitam de grandes amostras aleatórias, previsão de possíveis cenários futuros, integração e otimização de problemas matemáticos, geração de inúmeras possibilidades para facilitar a tomada de decisão, indagação de preços e múltiplos relacionados às ações do mercado financeiro, são alguns exemplos de aplicação prática desses métodos.

A SMC é comumente usada em duas circunstâncias, para a validação de métodos analíticos descritivos e para a solução de modelos complexos que necessitam de grande quantidade de cálculos ou que não são capazes de ser resolvidos numericamente, necessitando de aproximações analíticas difíceis de serem executadas. Para o segundo caso a Simulação de Monte Carlo realiza várias análises determinísticas dos diferentes cenários criados utilizando distribuições de probabilidades para as variáveis de entrada.

A utilização de simulações probabilísticas de um determinado sistema permite gerar inúmeras ocorrências de eventos independente do modelo. Ou seja, não importa qual o problema que está sendo enfrentados, através da Simulação de Monte Carlo permitirá criar variados tipos de cenários, interpretar as variáveis de saída de forma estatísticas e posteriormente tomar resultados com base nas análises feitas. Cada simulação origina uma nova série, diferente da anterior, porém com as mesmas características estatísticas. Como cada cenário são distintos entre si, é possível obter vários resultados provenientes de cada SMC ao contrário da abordagem determinística onde se obtém um único resultado. Dessa forma, a análise probabilística das Simulações de Monte Carlo permite o analista tomar decisões baseadas, não em um caso isolado, mas sim através de diversos eventos estudados.

Já a origem do nome dessa técnica começou em Los Alamos na década de 1940, quando físicos e matemáticos que eram responsáveis por problemas relacionados ao transporte de partículas começaram a encontrar soluções usando algo parecido com a Simulação de Monte Carlos que conhecemos hoje. O motivo do nome tem muitas controversas, mas supostamente tem influência causada pelo Cassino de Monte Carlo, que é um complexo de jogos localizados em Monte Carlo, no Principado do Mónaco, onde físicos e matemáticos tentavam prever por meio de inúmeros resultados passados em qual número iria parar a bola do jogo roleta.

Em fevereiro de 1946 surge o primeiro computador digital, o ENIAC, e o Von Neumann cria o método de Monte Carlo que era utilizado em problemas termonucleares e de fissão em 1947. Nesse ano Ulam e Neumann criaram técnicas de inversão e aceitação-rejeição, para simular amostras de distribuições que não eram uniformes. Em 1949, acontece um simpósio sobre Monte Carlo.[30][31]

Para realizar a Simulação de Monte Carlo deve-se:

1. Escolher a modelagem dos resultados, relacionando diferentes variáveis;
2. Determinar quais variáveis iram participar da simulação;
3. Estabelecer as distribuições de probabilidades das variáveis levando em consideração dados existentes, históricos ou obtidos por meio de análises subjetivas;
4. Definir as correlações entre as variáveis;
5. Por meio de testes encontrar um número de simulações que satisfaz as análises considerando erro aceitável, pouca variação nos resultados e confiabilidade;
6. Realizar a simulação. Cada *loop* concluído é um cenário possível e fiel às distribuições de probabilidades implementadas;

7. Por fim, analisar estatisticamente os resultados por meio de valores esperados, violações de limites, probabilidade de ocorrência, frequência acumulada, criticidade, entre outros métodos.

Nesse trabalho, a simulação de Monte Carlo tem o papel de possibilitar a criação de diversos cenários, onde a potência instalada será escolhida através de uma distribuição de probabilidade construída por meio do banco de dados da ANEEL [2] e será apresentada posteriormente nesse capítulo e também o ponto de conexão do SFV escolhido com base em uma distribuição uniforme.

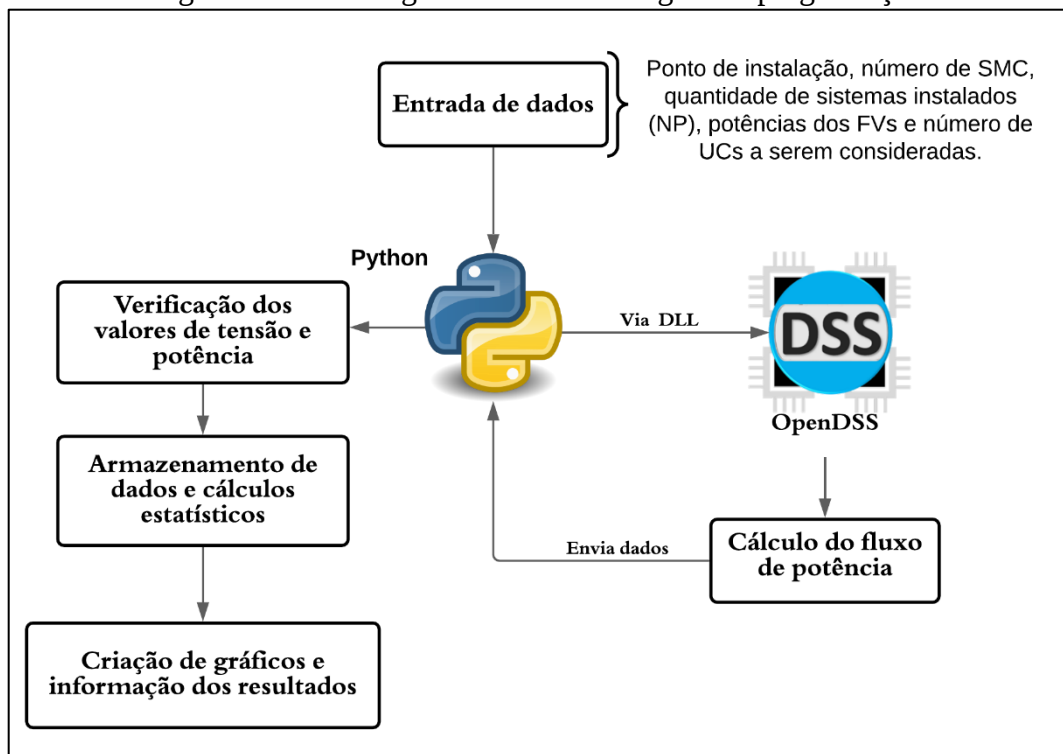
4.6. LÓGICA DE PROGRAMAÇÃO UTILIZADA

Para a lógica de programação foi desenvolvido um algoritmo em Python onde recebe como entrada de dados: número de SMC (Simulações de Monte Carlo), quantidade de geradores fotovoltaicos chamado NP (nível de penetração fotovoltaica) e o número de UCs (Unidades Consumidoras) a serem consideradas.

Na figura 10 e 11, é mostrado a lógica de programação em forma de fluxogramas a fim de exemplificar o método utilizado. Por meio da conexão Python-OpenDSS, são criados alguns laços de repetição para execução da simulação de Monte Carlo como: laços para a contagem e realização da SMC, implementação de diferentes níveis de penetração fotovoltaica (NP), criação de diferentes pontos de conexão dos geradores FVs e um laço para selecionar randomicamente a potência dos FVs através de uma distribuição de probabilidade construída mediante os parâmetros obtidos no banco de dados da ANEEL [2] para as instalações residenciais de até 10 kW na cidade de Itumbiara no Estado de Goiás conforme ilustra a Figura 12.

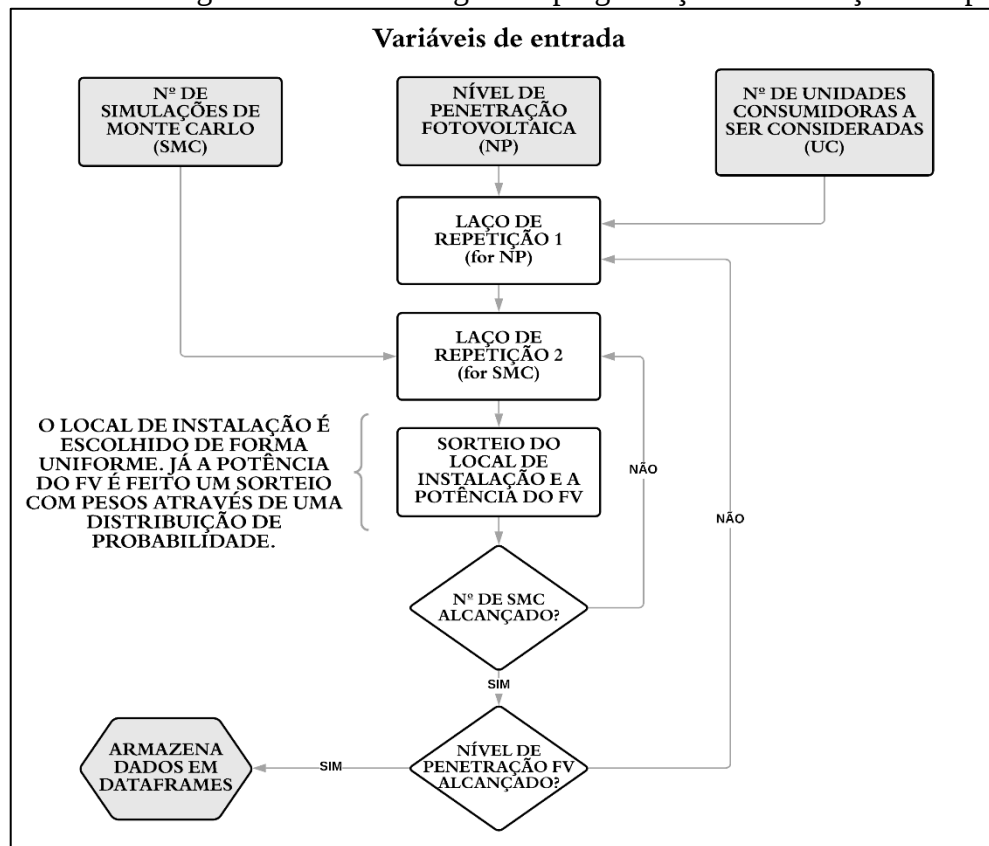
A escolha da potência de 10 kW está relacionada diretamente com a disponibilização no mercado de equipamentos de energia solar, uma vez que os inversores frequência com potência nominal igual ou inferior a 10 kW em sua grande maioria são monofásicos e como será discutido posteriormente, as cargas presentes no sistema de distribuição utilizado são monofásicas e isso se torna o fator decisivo para a escolha desse nível de potência a fim de realizar a construção da distribuição de probabilidade.

Figura 10: 1º Fluxograma referente à lógica de programação.



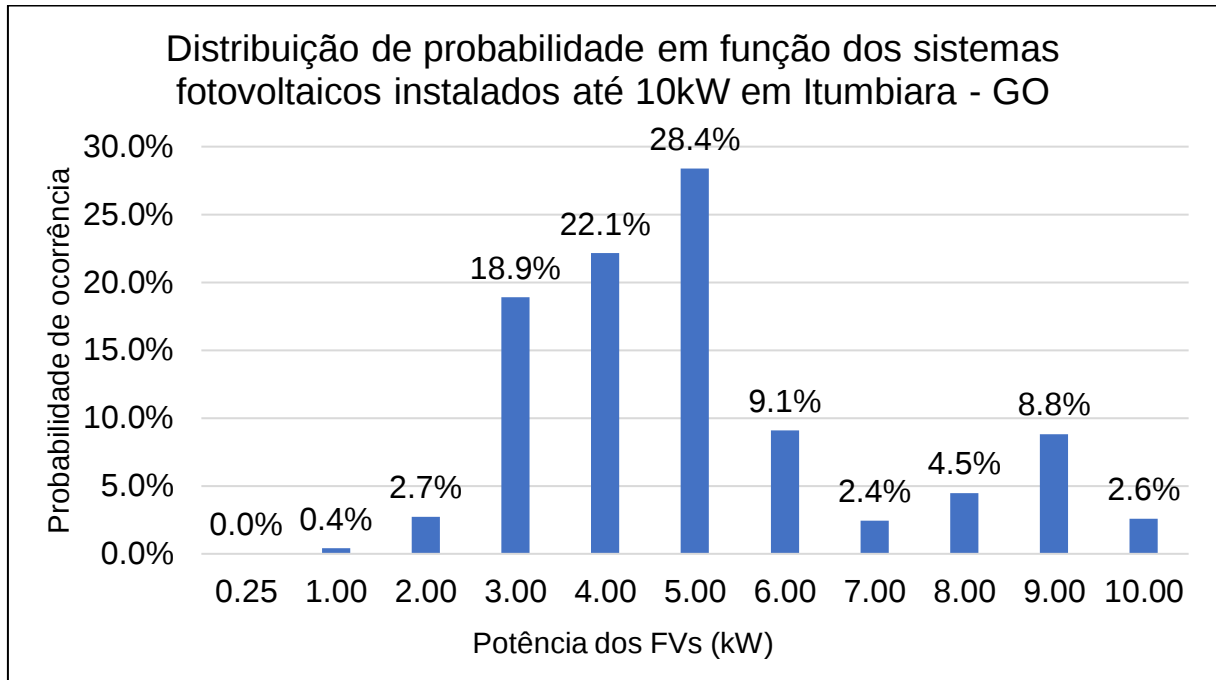
Fonte: Próprio autor.

Figura 11: 2º Fluxograma referente à lógica de programação com os laços de repetição.



Fonte: Próprio autor.

Figura 12: Distribuição de probabilidade em função dos sistemas fotovoltaicos instalados até 10 kW em Itumbiara – GO.



Fonte: Próprio autor.

Após a entrada de dados, essas informações são passadas para o código desenvolvido e se inicia a criação de diversos cenários de geração fotovoltaica que em seguida são inseridos na rede. Posto isso, é realizado o cálculo de fluxo de potência no OpenDSS, cada cenário passa pela verificação de limite de tensão dentre os valores fornecidos pela ANEEL que são apresentados na Tabela 2.

Como a Simulação de Monte Carlo trata-se de método probabilístico é necessário que haja a identificação de algumas variáveis aleatórias, e nesse caso a escolha da potência de cada sistema fotovoltaico é interpretada como uma das aleatoriedades principais para a construção desse trabalho, uma vez que a concessionária de energia elétrica não tem o controle e nem a certeza do valor da potência do sistema de um novo cliente. Sendo assim, torna-se indispensável realizar uma pesquisa estatística a fim de encontrar uma relação entre a potência instalada e a quantidade de solicitações de acesso com aquela determina capacidade. A partir disso foi analisado o banco de dados da ANEEL em [2], filtrando os sistemas fotovoltaicos instalados de até 10 kW na cidade de Itumbiara, no estado de Goiás e assim foi construído uma distribuição de probabilidade, Figura 12, e posteriormente implementada no código da Simulação de Monte Carlo para garantir essa imprevisibilidade.

Além da incerteza na escolha da potência FV, o ponto ou local de instalação do GDFV, a temperatura ambiente, a irradiância solar e o perfil de consumo do cliente, são outras variáveis

aleatórias que a concessionária nem o cliente tem controle sobre seus valores. E para isso, o ponto de instalação é definido a partir de uma distribuição uniforme de probabilidade, ou seja, todos os clientes presentes na rede têm a mesma chance de instalar um SFV, dessa forma, garante-se uma aproximação da realidade que as concessionárias estão passando, onde cada vez mais clientes querem ter um tipo de GD instalada em sua residência. A temperatura é definida para um dia claro a fim de garantir equilíbrio térmico ideal para o funcionamento nominal dos módulos, e também com uma irradiância “perfeita”, pois caso isso ocorra será o pior cenário possível para a rede de alimentação quando se fala de impactos causado pela GD. Já o perfil de consumo do cliente será apresentado posteriormente no tópico que irá fundamentar a explicação sobre a curva de carga implementada no OpenDSS.

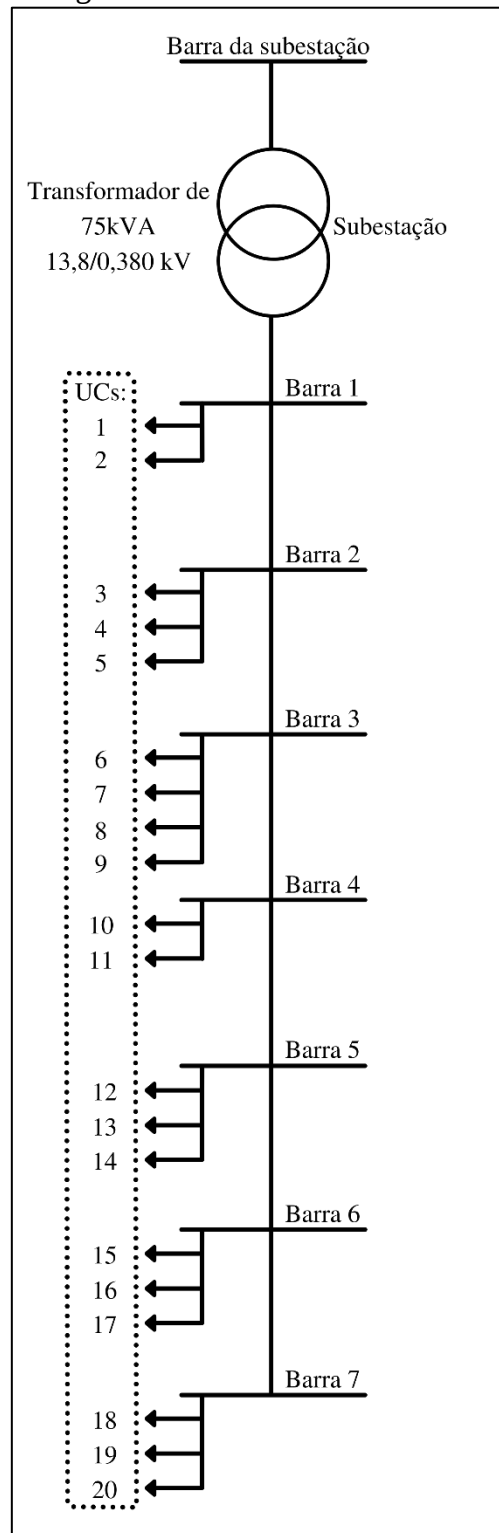
A partir dos cenários gerados, os dados são armazenados em *DataFrames* que podem ser definidos como matrizes dinâmicas, onde dependem da quantidade de cenários e valores armazenados que posteriormente serão acessados e separados em diferentes categorias, como por exemplo: dados durante as 24h do dia, valores máximos, médios e mínimos de cada SMC e NP, cálculos estatísticos como percentil, médias móveis e frequência de ocorrência e, por fim, são comparados entre si para obter os valores globais para cada barra do sistema e para o transformador, em seguida, é gerado os gráficos para fins de estudos.

4.7. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADO NO OPENDSS

Esse tópico é responsável por apresentar a modelagem feita no OpenDSS de todo o sistema de distribuição de energia elétrica utilizado e mostrado na Figura 13. Composto por um transformador de 75 kVA, com seu lado de alta ligado em 13,8 kV e lado de baixa em 380/220 V, 7 barras, 20 consumidores e comprimento total de linha de 885 metros. Essas informações foram disponibilizadas pela concessionária de energia elétrica CPFL Energia (Companhia Paulista de Força e Luz).

Para as simulações a fim de determinar a capacidade de hospedagem do sistema de distribuição, cada unidade consumidora irá receber um gerador distribuído fotovoltaico aleatoriamente, sendo que cada UC tem a mesma probabilidade de instalar esse GDFV, até que se alcance o valor predeterminado do nível de penetração fotovoltaica estabelecido no programa.

Figura 13: Diagrama unifilar do sistema elétrico utilizado.



Fonte: Próprio autor.

Ao decidir implementar um elemento no script do OpenDSS, esse será classificado de acordo com sua função em relação ao transporte de energia. Caso seja um elemento que transporte energia de um ponto para outro irá ser um *PD Element* (*Power Delivery Element*) ou se for conversor de energia *PC Element* (*Power Conversor Element*), que são dispositivos que

transforma energia cinética, térmica, solar, entre outras em energia elétrica ou vice-versa. Esses são chamados de elementos básicos, como linhas, transformadores, cargas e geradores.

No entanto, existem os elementos de controle, de medição e elementos gerais, curvas de cargas, temperatura, irradiância, são alguns exemplos. Esses são chamados de elementos de suporte e podem ser criados para aperfeiçoar os modelos dos *PD Elements* e *PC Elements*. Todas as informações desses modelos estão disponíveis no manual do OpenDSS.

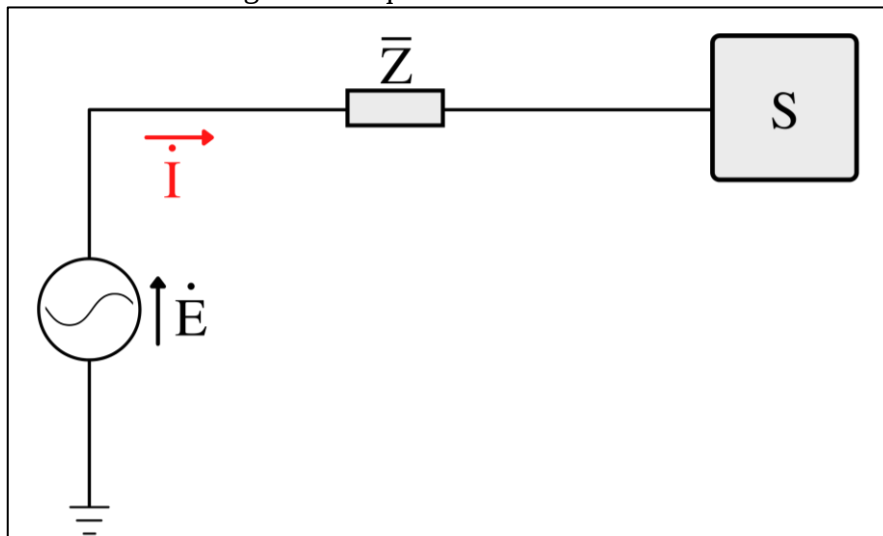
Dito isso, esse trabalho conta com dados realistas dos parâmetros construtivos da rede e serão apresentadas todas as informações dos elementos que compõem o circuito e implementados no OpenDSS, podendo ser visualizado todo código no Anexo A.

4.7.1. ELEMENTO *CIRCUIT* – CIRCUITO EQUIVALENTE

Qualquer sistema elétrico que se deseja definir no OpenDSS precisa conter o elemento *Circuit*, que é encarregado de iniciar o sistema simulado e inserir uma fonte de tensão e uma impedância em série, para que possa realizar cálculos por meio do equivalente de Thévenin em qualquer ponto do circuito de análise.

Na Figura 14, é apresentado o equivalente de Thévenin genérico, com impedância $\bar{Z}$, tensão de alimentação $\dot{E}$ e corrente $\dot{I}$ conectado a um sistema S de distribuição. Ao utilizar essa modelagem, o OpenDSS poderá obter qualquer variável que usuário queira analisar, desde tensão ou corrente nas barras e cargas, potência que flui por todo o circuito, entre outras. O ponto positivo é a facilidade de inserir qualquer tipo de fonte geradora ou até mesmo cargas a mais que não foram previstas inicialmente.

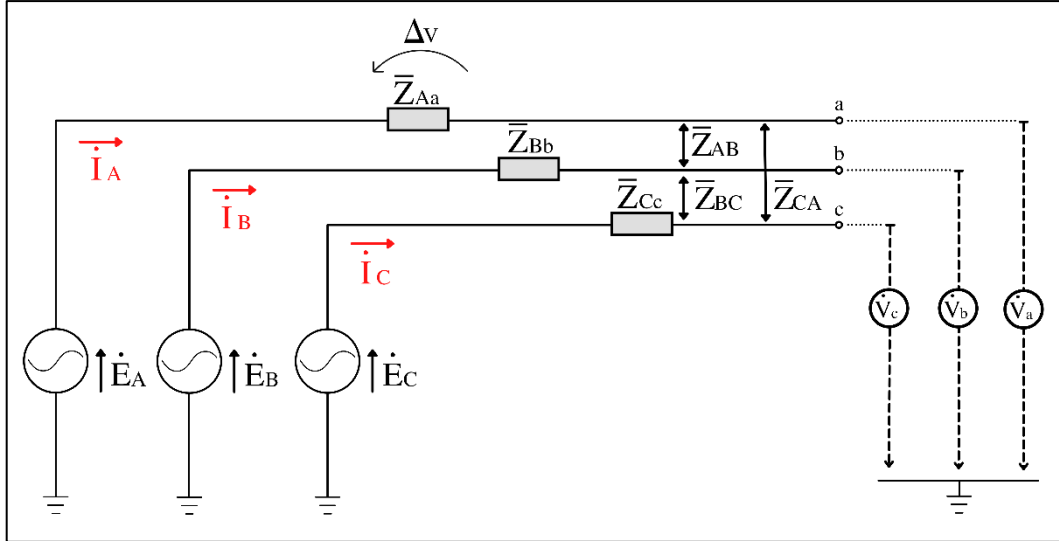
Figura 14: Equivalente de Thévenin.



Fonte: Próprio autor.

Já na Figura 15, é mostrado o equivalente de Thévenin trifásico para o elemento *Circuit*, com fonte de alimentação trifásica $\dot{E}_A$, $\dot{E}_B$ e $\dot{E}_C$, correntes $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$ e $\dot{I}_C$, impedâncias da linhas $\bar{Z}_{Aa}$, $\bar{Z}_{Bb}$ e $\bar{Z}_{Cc}$, impedâncias mútuas $\bar{Z}_{AB}$, $\bar{Z}_{BC}$ e $\bar{Z}_{CA}$, e por fim a tensão de saída para o sistema $\dot{V}_a$, $\dot{V}_b$ e $\dot{V}_c$.

Figura 15: Elemento *Circuit* equivalente.



Fonte: Próprio autor.

A seguir na Tabela 4, será apresentado os parâmetros e seus valores usados para criar o elemento *Circuit* usado nesse trabalho.

Tabela 4: Parâmetros do elemento *Circuit*.

PARÂMETRO	VALOR	DESCRIÇÃO
bus1	sourceBus.1.2.3	Nome da barra que será conectado o elemento;
basekv	13.8	Tensão nominal da linha [kV];
pu	1.00	Valor em p.u. da tensão na barra;
angle	0.0	Ângulo da tensão nominal da linha;
frequency	60.0	Frequência elétrica do elemento;
phases	3	Número de fases;
mvasc3	100	Potência de curto-circuito trifásica [MVA];
mvasc1	100	Potência de curto-circuito monofásica [MVA];
x1r1	1.0	Relação entre reatância de sequência positiva e resistência de sequência positiva ;
x0r0	3.0	Relação entre reatância de sequência zero e resistência de sequência zero;
Spectrum	linear	Nome do espectro harmônico para a fonte.

Fonte: Próprio autor.

4.7.2. ELEMENTO *LINE* – LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

As linhas são um dos elementos mais importantes do sistema elétrico, pois são elas que realizam as conexões entre todos os demais componentes da rede. Sendo assim, é imprescindível implementá-las de forma apropriada. Como qualquer elemento as linhas possuem seus parâmetros construtivos que são representados no OpenDSS por matrizes, nas Tabelas 5, 6, 7, 8 e 9, serão mostrados os valores para as matrizes características de resistência, reatância, susceptância, indutância e capacitância, respectivamente, para o cabeamento, chamado de Secquadruplex, que será usado nas linhas, vale ressaltar que o dados a seguir foram adquiridos através do contato com a concessionária de energia elétrica CPFL para um ramal alimentado em 380/220 V.

Tabela 5: Matriz de resistência do cabeamento.

Cabeamento	MATRIZ DE RESISTÊNCIA [Ω /km] – R MATRIZ
Secquadruplex	$\begin{pmatrix} 0,597106 & & & \\ 0,0581869 & 0,597107 & & \\ 0,0581875 & 0,058188 & 0,597108 & \\ 0,058187 & 0,0581875 & 0,0581881 & 0,917825 \end{pmatrix}$

Fonte: CPFL.

Tabela 6: Matriz de reatância do cabeamento.

Cabeamento	MATRIZ DE REATÂNCIA [Ω /km] – jX MATRIZ
Secquadruplex	$\begin{pmatrix} 0,934933 & & & \\ 0,840694 & 0,934932 & & \\ 0,808422 & 0,840691 & 0,93493 & \\ 0,859477 & 0,86052 & 0,859844 & 0,952546 \end{pmatrix}$

Fonte: CPFL.

Tabela 7: Matriz de susceptância do cabeamento.

Cabeamento	MATRIZ DE SUSCEPTÂNCIA [S/km] – jB MATRIZ
Secquadruplex	$\begin{pmatrix} 1,4339 \times 10^{-5} & & & \\ -5,5811 \times 10^{-6} & 1,6695 \times 10^{-5} & & \\ 1,8971 \times 10^{-7} & -5,5642 \times 10^{-6} & 1,4392 \times 10^{-5} & \\ -7,8475 \times 10^{-6} & -4,8968 \times 10^{-6} & -7,9157 \times 10^{-6} & 2,0622 \times 10^{-5} \end{pmatrix}$

Fonte: CPFL.

Tabela 8: Matriz de indutância do cabeamento.

Cabeamento	MATRIZ DE INDUTÂNCIA [mH/km] – L MATRIZ
Secquadruplex	$\begin{pmatrix} 2,47999 & & & \\ 2,23001 & 2,47998 & & \\ 2,1444 & 2,23 & 2,47998 & \\ 2,27983 & 2,2826 & 2,28081 & 2,52671 \end{pmatrix}$

Fonte: CPFL.

Tabela 9: Matriz de capacitância do cabeamento.

Cabeamento	MATRIZ DE CAPACITÂNCIA [nF/km] – C MATRIZ
Secquadruplex	$\begin{pmatrix} 38,0355 & & & \\ -14,8045 & 44,2858 & & \\ 0,503222 & -14,7596 & 38,1775 & \\ -20,8163 & -12,9893 & -20,9971 & 54,702 \end{pmatrix}$

Fonte: CPFL.

Já na Tabela 10, mostra-se as linhas responsáveis por fazer as conexões entre barras, sua extensão total e o tipo de cabeamento.

Tabela 10: Parâmetros das linhas de distribuição que conectam as barras.

LINHA	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	COMPRIMENTO [km]	CABEAMENTO
Linha1	1	2	0,04	Secquadruplex
Linha2	2	3	0,05	Secquadruplex
Linha3	3	4	0,06	Secquadruplex
Linha4	4	5	0,05	Secquadruplex
Linha5	5	6	0,05	Secquadruplex
Linha6	6	7	0,05	Secquadruplex

Fonte: Próprio autor.

4.7.3. ELEMENTO *TRANSFORMER* – TRANSFORMADOR

Os transformadores são elementos encarregados por manipular as magnitudes de tensão e corrente, podendo ser usados em sistemas de potência ou em equipamentos eletrônicos. Dessa forma, possibilitando com que se utilize diferentes faixas de tensão e até mesmo alimente outros dispositivos com tensões superiores ou inferiores a qual seu terminal primário está conectado. Além do mais, um transformador é constituído de dois ou mais enrolamentos, conectados de forma um tanto arbitrária.

Dentro do OpenDSS, existem três tipos de transformadores, os monofásicos, os trifásicos e os de fase dividida. Utiliza-se os dados de ensaios de curto-circuito e de circuito aberto para realizar as simulações baseando-se nas impedâncias de curto-circuito e admitâncias de circuito aberto.

O ângulo e o módulo da impedância de curto são obtidos por meio de ensaio de curto-circuito do secundário de um transformador e alimentando seu enrolamento primário com tensões simétricas e correntes nominais. E assim obtém-se as perdas trifásicas no cobre em plena carga e suas tensões de linha de curto.

Já as admitâncias de circuito aberto são calculadas por ensaios com o transformador alimentado no secundário com tensões simétricas e mantendo seu primário em vazio, obtendo as correntes em vazio e tensões nominais do secundário, e por fim as perdas no ferro.

Para esse trabalho, foi usado um transformador trifásico para alimentar o sistema e na Tabela 11, é mostrado os parâmetros e valores usados no transformador do sistema implementado do OpenDSS e a descrição de cada item.

Tabela 11: Parâmetros do transformador.

PARÂMETRO	VALOR	DESCRIÇÃO
Transformer	TRAFO	Nome do elemento <i>transformer</i> ;
Phases	3	Número de fases;
Windings	2	Quantidade de enrolamentos;
XHL	3.08	Reatância série em p.u.;
wdg	1 ou 2	Enrolamento 1 para o primário e 2 para o secundário;
bus	SourceBus.1.2.3 ou BARRA1.1.2.3.4	Nome da barra em qual o terminal do transformador está conectado;
conn	delta ou wye	Tipo de conexão, wye (estrela) e delta (triângulo);
kv	13.8 ou 0.38	Tensão nominal no terminal;
kva	75.0	Potência nominal do transformador [kVA] ;
%r	0.78	Resistência percentual no enrolamento na base kVA nominal.

Fonte: Próprio autor.

4.7.4. ELEMENTO REACTOR – REATOR

O Reator é um elemento de circuito muito flexível e poderoso. Pode ser implementado basicamente com a mesma filosofia de um capacitor e é um elemento de impedância constante que pode ser configurado em uma variedade de conexões. Por ser um capacitor, o segundo terminal é padronizado para uma conexão do tipo Estrela aterrada no OpenDSS. Caso seja informado como um elemento shunt terá uma impedância constante representado por uma

matriz primitiva Y. Na Tabela 12, é mostrado todos os reatores utilizados e seus parâmetros. Dessa forma o elemento *Reactor* implementado sistema utilizado tem a funcionalidade de representar as impedâncias de aterramento do circuito e assim evitar erros numéricos durante o processo de simulação (erros por pontos flutuantes).

Tabela 12: Parâmetros dos reatores.

REATOR	BARRA/CARGA CONECTADA	FASE	RESISTÊNCIA [Ω]	REATÂNCIA [Ω]
RTRAFOn	Barra 1	A-N	5	0
R01n	UC1	A-N	5	0
R02n	UC2	B-N	5	0
R03n	UC3	A-N	5	0
R04n	UC4	B-N	5	0
R05n	UC5	C-N	5	0
R06n	UC6	A-N	5	0
R07n	UC7	B-N	5	0
R08n	UC8	C-N	5	0
R09n	UC9	A-N	5	0
R10n	UC10	B-N	5	0
R11n	UC11	C-N	5	0
R12n	UC12	A-N	5	0
R13n	UC13	B-N	5	0
R14n	UC14	C-N	5	0
R15n	UC15	A-N	5	0
R16n	UC16	B-N	5	0
R17n	UC17	C-N	5	0
R18n	UC18	A-N	5	0
R19n	UC19	B-N	5	0
R20n	UC20	C-N	5	0

Fonte: Próprio autor.

4.7.5. ELEMENTO *LOAD* – CARGA

Como a função do sistema elétrico de potência atuando na transmissão, distribuição e geração de energia é suprir as cargas que estão ligadas a ele, logo esse tipo de elemento é indispensável ao modelar uma rede no OpenDSS. Essas absorvem corrente de uma fonte qualquer e existem três formas de modelá-las no *software*, são elas: Fixando a potência ativa e FP, potência ativa e reativa ou potência aparente e FP. Ademais, define-se a tensão nominal da carga, em qual barra essa carga será conectada, quais fases estarão alimentando-as e o tipo de curva de carga. Na Tabela 13, é mostrado os parâmetros das cargas implementadas.

Tabela 13: Parâmetros das cargas.

CARGA	BARRA	FASE	TENSÃO NOMINAL [V]	POTÊNCIA		TIPO
				ATIVA [kW]	REATIVA [kVar]	
UC1	1	A-N	220	4	1	Residencial
UC2	1	B-N	220	3	1	Residencial
UC3	2	A-N	220	3,5	1,4	Residencial
UC4	2	B-N	220	2,8	0,7	Residencial
UC5	2	C-N	220	5	3	Residencial
UC6	3	A-N	220	1,5	0,4	Residencial
UC7	3	B-N	220	3,8	1,7	Residencial
UC8	3	C-N	220	6,5	3,5	Residencial
UC9	3	A-N	220	5,5	2	Residencial
UC10	4	B-N	220	4,5	1,5	Residencial
UC11	4	C-N	220	5	3	Residencial
UC12	5	A-N	220	3,2	1	Residencial
UC13	5	B-N	220	4	1,2	Residencial
UC14	5	C-N	220	2,9	1,8	Residencial
UC15	6	A-N	220	3	1	Residencial
UC16	6	B-N	220	7,5	0,6	Residencial
UC17	6	C-N	220	6	0,5	Residencial
UC18	7	A-N	220	2	0,3	Residencial
UC19	7	B-N	220	1,9	0,5	Residencial
UC20	7	C-N	220	2,2	0,6	Residencial

Fonte: Próprio autor.

4.7.6. ELEMENTO *XYCURVE* – CURVAS XY

Os elementos *XYCurve* são usados para definir diferentes curvas com valores em X e Y, no caso do sistema elétrico implementado foram utilizadas para definir as curvas de temperatura no módulo fotovoltaico com 4 pontos, onde para ponto em X representa uma temperatura e em Y um coeficiente de rendimento sobre aquela temperatura, podendo ser visto os dados na Tabela 14.

Tabela 14: Parâmetros de temperatura no módulo FV.

PARÂMETRO	VALOR	DESCRIÇÃO
<i>XYCurve</i>	MyPvsT	Nome da curva
npts	4	Número de pontos;
xarray	[0 25 75 100]	Valores em X;
yarray	[1.2 1.0 0.8 0.6]	Valores em Y;

Fonte: Próprio autor.

Já na Tabela 15, é mostrado os parâmetros para a curva de eficiência do inversor.

Tabela 15: Parâmetros de eficiência no módulo FV.

PARÂMETRO	VALOR	DESCRIÇÃO
XYCurve	MyEff	Nome da curva
npts	6	Número de pontos;
xarray	[.1 .2 .3 0.5 0.75 1.0]	Valores em X;
Yarray	[0.931 0.959 0.965 0.967 0.967 0.964]	Valores em Y;

Fonte: Próprio autor.

4.7.7. ELEMENTO *LOADSHAPE* – CURVA DE CARGA

O elemento *loadshape* é muito importante para simulação dos tipos de soluções de fluxo de potência em tempo sequencial. É um artifício poderoso do OpenDSS que consiste basicamente em uma série de multiplicadores que variam de 0 a 1, representando valores básicos de potência ativa em kW das cargas com a função de criar uma variação durante o tempo de simulação. A curva de carga, como também é chamada, pode ser de intervalo fixo ou variável.

Nesse trabalho, foi usado duas curvas de cargas, uma para as unidades consumidoras, Tabela 16 e outra para a irradiância solar no módulo fotovoltaico, Tabela 17.

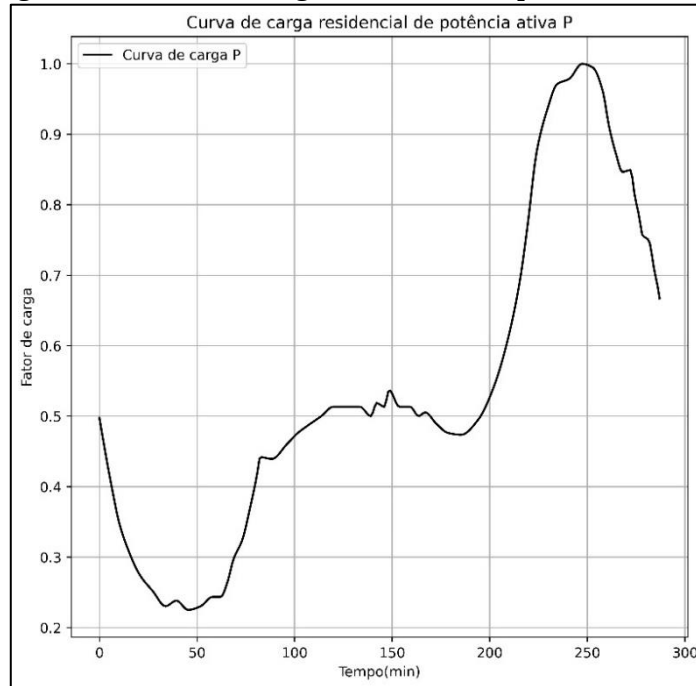
Tabela 16: Parâmetros da curva de carga residencial.

PARÂMETRO	VALOR	DESCRIÇÃO
Loadshape	residencial	Nome da curva
npts	288	Número de pontos;
mininterval	5	Intervalo em minutos;
mult	(File=residencial_P.csv)	Multiplicador de potência ativa;
Qmult	(File=residencial_Q.csv)	Multiplicador de potência reativa.

Fonte: Próprio autor.

Nas Figuras 16 e 17, serão apresentadas as curvas de carga para os consumidores residenciais em função da potência ativa e reativa, respectivamente. Essas curvas são ditas como o comportamento típico de cada UC conectada no sistema elétrico modelado e têm a função de permitir que ocorra a variação temporal do gasto de energia de acordo com o fator de carga da curva que será interpretado pelo OpenDSS como um fator multiplicador.

Figura 16: Curva de carga residencial de potência ativa P.



Fonte: Próprio autor.

Nota-se que a o período de maior consumo inicia no ponto de medição 200, que no caso é o horário de ponta, alcançando seu pico máximo entorno do ponto 250. Vale ressaltar que esses pontos são momentos de medição da curva e dentro do OpenDSS é feito uma interpolação numérica para relacionar esses pontos a outros intervalos de simulação com mais períodos caso for necessário.

Figura 17: Curva de carga residencial de potência reativa Q.



Fonte: Próprio autor.

A curva de carga relacionada a potência reativa tem o mesmo perfil da de potência ativa, no entanto é visível que o fator de carga é inferior, uma vez que esse modelo é para consumidores residências e consumo de reativo é baixo.

Na Tabela 17, mostra-se os parâmetros para a curva de irradiação solar que irá incidir sobre os módulos fotovoltaicos, com intervalo de 1 minutos e 1440 pontos de medição.

Tabela 17: Parâmetros da curva de irradiação solar no módulo FV.

PARÂMETRO	VALOR	DESCRIÇÃO
Loadshape	MyIrrad	Nome da curva
npts	1440	Número de pontos;
mininterval	1	Intervalo em minutos;
csvfile	IRRADIACAO_CLARO.csv	Arquivo .csv com os valores para cada ponto.

Fonte: Próprio autor.

No capítulo de resultados, será apresentado a curva de irradiação solar e a descrição do motivo de sua escolha.

4.7.8. ELEMENTO *TSHAPE* – CURVA DE TEMPERATURA

Tshape é usado para criar a curva de temperatura ambiente e a seguir na Tabela 18, são mostrados os parâmetros utilizados.

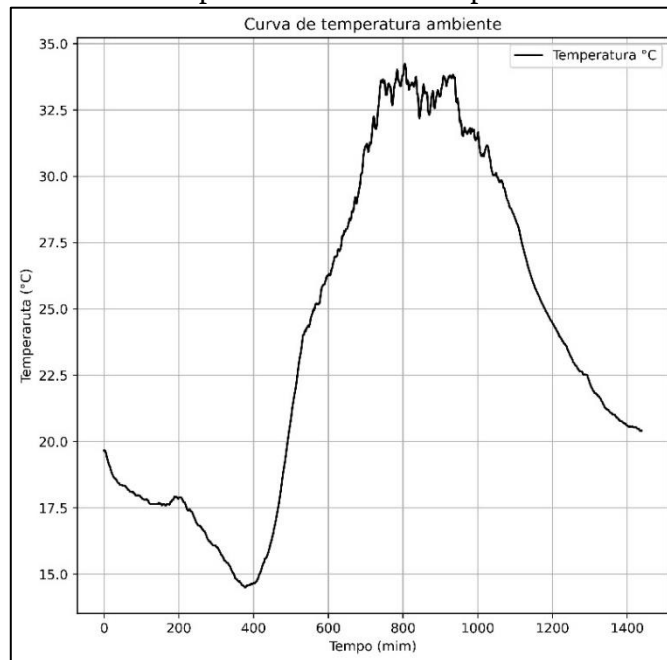
Tabela 18: Parâmetros da curva de temperatura ambiente.

PARÂMETRO	VALOR	DESCRIÇÃO
Loadshape	MyTemp	Nome da curva
npts	1440	Número de pontos;
mininterval	1	Intervalo em minutos;
csvfile	TEMPERATURA_CLARO.csv	Arquivo .csv com os valores para cada ponto.

Fonte: Próprio autor.

Na Figura 18, é exposto a curva de temperatura ambiente implementada dentro do OpenDSS a fim de garantir que haja uma variação temporal possibilitando a análise por todo o dia de operação do sistema fotovoltaico.

Figura 18: Curva de temperatura ambiente implementada no OpenDSS.



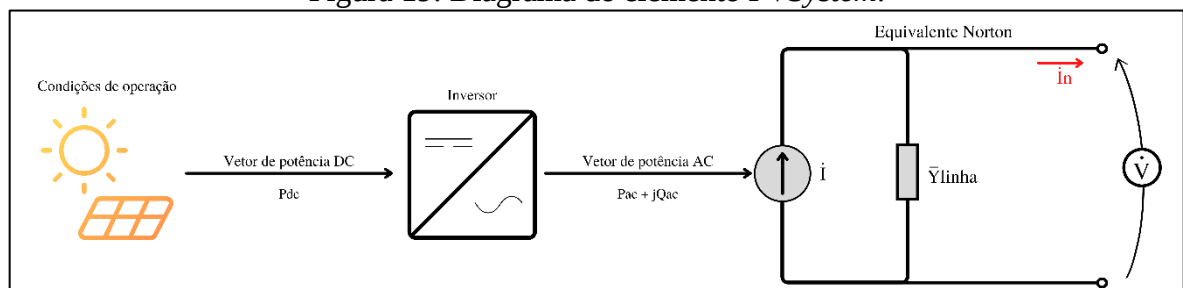
Fonte: Próprio autor.

Essa temperatura está ligada diretamente ao funcionamento do SFV, uma vez que para cada valor de temperatura tem-se um coeficiente de rendimento diferente. Dessa forma, ao utilizar essa estratégia garante-se que os cenários analisados terão fidelidade aos aspectos reais da operação dos módulos e de suas características construtivas.

4.7.9. ELEMENTO *PVSYSTEM* – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Na Figura 19, mostra-se o diagrama da modelagem do elemento *PVSystem* dentro do OpenDSS, nesse modelo combina-se uma matriz fotovoltaica e o inversor de frequência. Dessa maneira, atribui-se que o inversor é apto para rastrear o ponto de máxima potência (mppt ou mpp) dos módulos ligeiramente, e assim permitindo o transporte de informações em segundos e possibilitando fazer o uso adequado nas simulações. Dessa forma, a modelagem fotovoltaica fica mais simples e atendendo a maioria dos estudos nos impactos de suas conexões [32].

Figura 19: Diagrama do elemento *PVSystem*.



Fonte: Próprio autor.

O *PVSystem* é um modelo de *PC Element* construído por meio do modelo equivalente de Norton contendo uma admitância constante e linear. Todavia, as características não lineares são representadas por fontes de compensação. O equivalente de Norton é calculado a partir da base de potência do sistema elétrico implementado no *software*.

A modelagem do inversor de frequência dentro do OpenDSS tem a função de alterar o valor de potência de saída do *PC Element* modelado (*PVSystem*) sem que ocorra a necessidade de qualquer resultado anterior de fluxo de potência assim, precisando apenas do controle de interação da malha.

Na Tabela 19, é exposto a descrição de cada parâmetro utilizado para criar o elemento *PVSystem* no código presente no Anexo A, e vale ressaltar que foi definido uma potência nominal apenas para o *script* ser lido pelo *software*, mas os SFVs iniciarão todos desligados e tem sua potência é alterada pelo código criado em Python durante cada simulação de Monte Carlo. Já na Tabela 20, mostra-se os parâmetros implementados dentro do OpenDSS para cada SFVs, sua barra de conexão, fase, tensão nominal de operação e fator de potência.

Tabela 19: Parâmetros do elemento *PVSystem*.

PARÂMETRO	VALOR	DESCRIÇÃO
PVSystem	FV-UC (de 1 ate 20)	Nome do elemento;
Phases	1	Número de fase;
Bus1	UC1 até 20	Barra de conexão;
kV	0.22	Tensão nominal do elemento <i>PVSystem</i> ;
kVA	5	Potência do inversor;
irrad	1.0	Valor de pico para irradiância solar [kW/m ²];
Pmpp	5	Potência de pico dos módulos em [kW/m ²];
Temperature	25	Temperatura nos módulos;
%cutin	0.1	Porcentagem de classificação em kVA do inversor quando está desligado;
%cutout	0.1	Porcentagem de classificação em kVA do inversor quando está ligado;
Effcurve	MyEff	Curva de eficiência do inversor
P-TCurve	MyPvsT	Curva de funcionamento do módulo FV em relação ao pmpp e temperatura;
Daily	MyIrrad	Curva de irradiação diária;
TDaily	MyTemp	Curva de temperatura diária;
Spectrum	Defaultgen	Nome do espectro harmônico;
Enabled	no	Comando para ativar ou desativar o elemento.

Fonte: Próprio autor.

Tabela 20: Parâmetros dos fotovoltaicos que serão conectados nas UCs.

SFV	BARRA	FASE	TENSÃO NOMINAL [V]	FP
FV-UC1	1	A-N	220	1
FV-UC2	1	B-N	220	1
FV-UC3	2	A-N	220	1
FV-UC4	2	B-N	220	1
FV-UC5	2	C-N	220	1
FV-UC6	3	A-N	220	1
FV-UC7	3	B-N	220	1
FV-UC8	3	C-N	220	1
FV-UC9	3	A-N	220	1
FV-UC10	4	B-N	220	1
FV-UC11	4	C-N	220	1
FV-UC12	5	A-N	220	1
FV-UC13	5	B-N	220	1
FV-UC14	5	C-N	220	1
FV-UC15	6	A-N	220	1
FV-UC16	6	B-N	220	1
FV-UC17	6	C-N	220	1
FV-UC18	7	A-N	220	1
FV-UC19	7	B-N	220	1
FV-UC20	7	C-N	220	1

Fonte: Próprio autor.

4.8. PLATAFORMA PARA ENTRADA DE DADOS E APRESENTAÇÃO DE GRÁFICOS

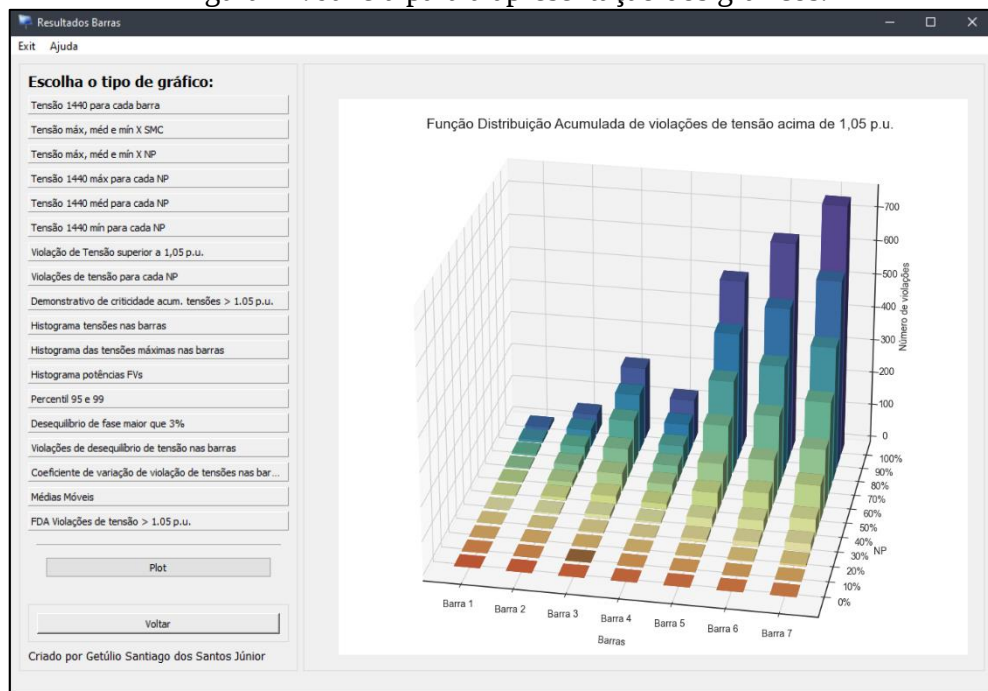
Esse tópico foi reservado para a apresentação da interface visual criada para receber as variáveis de entrada escolhidas pelo usuário, dando início ao processo de simulação de Monte Carlo. Na Figura 20, mostra-se a janela inicial do programa e na Figura 21, a instância responsável para a exibição dos gráficos tanto das barras como do transformador. Vale informar que todo o código foi desenvolvido através do módulo em Python chamado PyQt5.

Por meio dessa ferramenta, criada as análises sobre o estudo da capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição de energia elétrica se tornar ligeiramente mais amigável. Para fins de melhorar a relação usuário-programa, o *software* aqui criado ainda receberá atualizações futuras.

Figura 20: Interface visual para entrada de dados.

Fonte: Próprio autor.

Figura 21: Janela para a apresentação dos gráficos.



Fonte: Próprio autor.

4.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Posto isso, foi exposto nesse capítulo todo o desenvolvimento referente à modelagem do projeto, mostrou-se uma breve apresentação sobre o *software* OpenDSS bem como da linguagem de programação Python e as vantagens do uso da integração de ambas as ferramentas para o estudo da capacidade de hospedagem de um sistema elétrico a partir da inserção de sistemas fotovoltaicos. Também, foi apresentado a metodologia da simulação de Monte Carlo, a qual caracteriza-se por criar cenários probabilísticos que se aproximem da realidade atual, a fim de garantir resultados precisos. Por fim, foi exemplificado toda a construção do código implementado no OpenDSS, mostrando os parâmetros dos elementos e suas funções, além do *script* criado em Python para fazer seu controle, análises estatísticas e apresentação dos resultados por meio de uma interface visual.

Os resultados obtidos por meio do modelo apresentado nesse tópico serão destacados no próximo capítulo e possibilitarão fazer as análises desejadas.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O capítulo a seguir tem como propósito apresentar os resultados provenientes das inúmeras simulações realizadas através da plataforma computacional criada e analisar a capacidade de hospedagem de um ramal de distribuição de baixa tensão.

Por meio da simulação de Monte Carlo, é gerado vários cenários mediante às distribuições de probabilidades distintas para os pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos e das potências dos GDFVs. Assim, é obtido um grande volume de dados que serão apresentados por meio de análises gráficas e estatísticas relacionadas às amplitudes de tensões, desequilíbrio de tensão, fator de potência tanto para o barramento quanto para o alimentador da rede e será apresentado a potência FV instalada nos pontos de conexão da rede.

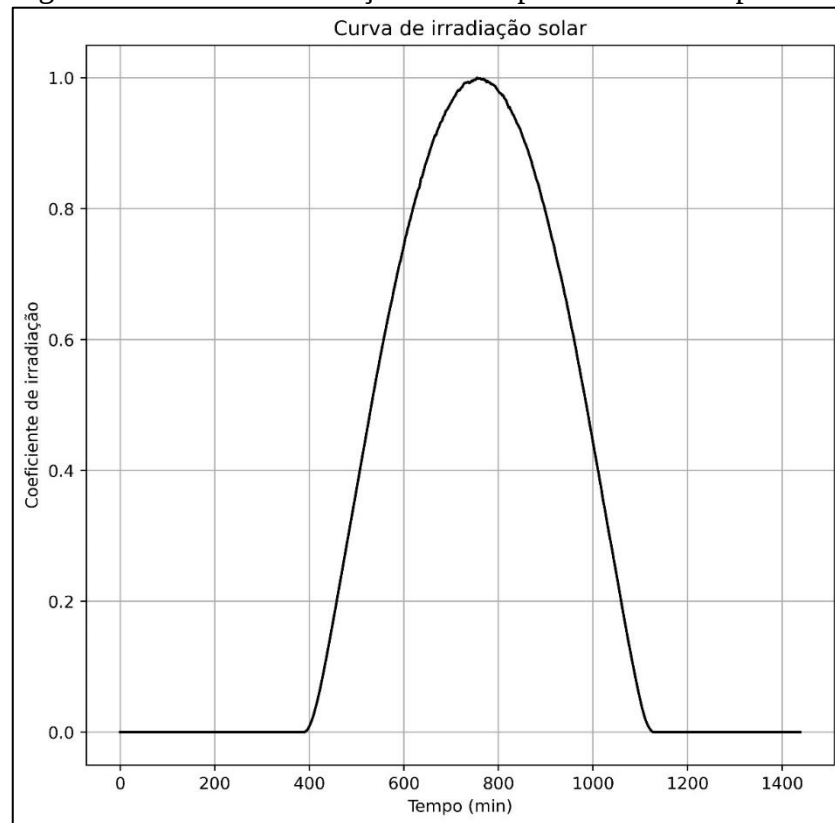
Para o processo de simulação foram utilizadas as seguintes variáveis de entrada:

- SMC = 500 simulações de Monte Carlo;
- NP = 0 até 100% com um passo de 10%;
- UCs = 20 unidades consumidoras consideradas.

O intervalo de medição das grandezas elétricas foi fixado em 1 minuto, resultando em 1440 medições durante as 24 horas de um dia. Com a intenção de reduzir o esforço computacional e acelerar o processo de simulação, é considerado o dia de simulação com a melhor irradiação solar mostrada na Figura 22, como o coeficiente de irradiação implementado no OpenDSS, assim as tensões geradas pelos módulos fotovoltaicos serão as nominais, dessa forma, esse modelo de curva é uma escolha conservadora, e caso venha a ocorrer esse tipo de evento resultará nos cenários mais preocupantes tendo em vista os impactos ocasionados à rede de distribuição.

As simulações com 0% de NP têm como finalidade servir de referência para a análise da rede. Já a escolha do número de SMC igual a 500 será explicado a seguir.

Figura 22: Curva de irradiação solar implementada no OpenDSS.



Fonte: Próprio autor.

Um fator relevante desse trabalho para a identificação da CH é a utilização da técnica probabilística, Simulação de Monte Carlo, que permite aproximar os casos que serão apresentados o mais próximo da realidade que está acontecendo com as concessionárias de energia elétrica, uma vez que não sabem em qual ponto será alocado os GDFVs e nem a potência desses geradores. Assim, ao realizar inúmeras simulações, obtém-se ótimos resultados. A fim de justificar a quantidade de simulações escolhidas para esse trabalho é realizado o cálculo do Coeficiente de Variação (CV) para algumas métricas pela Equação 15.

$$CV = \frac{\sigma}{\mu \times \sqrt{n}} \quad (15)$$

Onde:

σ = Desvio padrão da métrica escolhida;

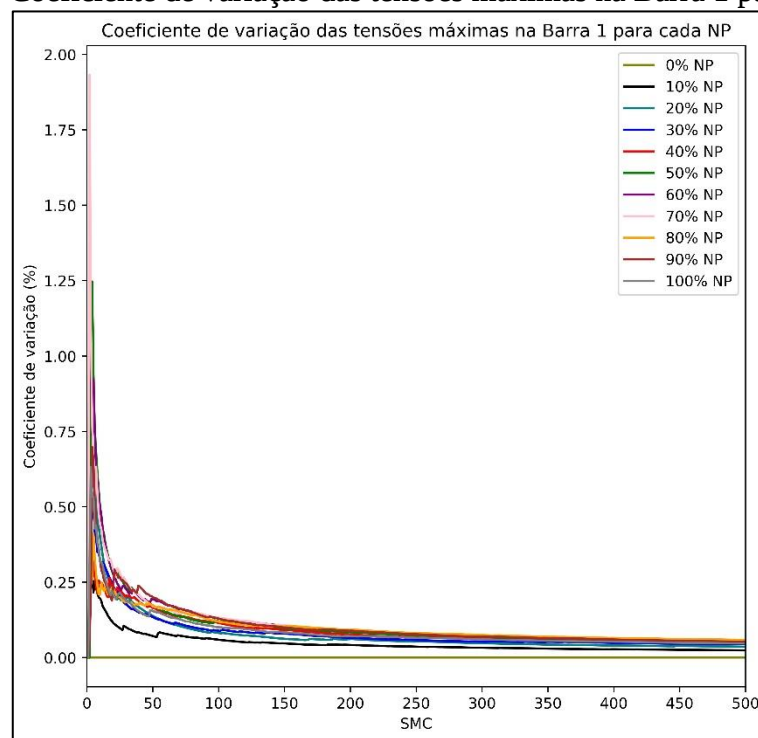
μ = Média da métrica;

n = Número de simulações realizadas.

O CV é calculado a partir da segunda SMC, pois a intenção é encontrar a variação que existe entre uma simulação e outra, com o aumento do valor de SMC é obtido um novo coeficiente de variação e, assim, até a última simulação. Esses valores são armazenados para serem usados na geração de gráficos com a finalidade de serem analisados.

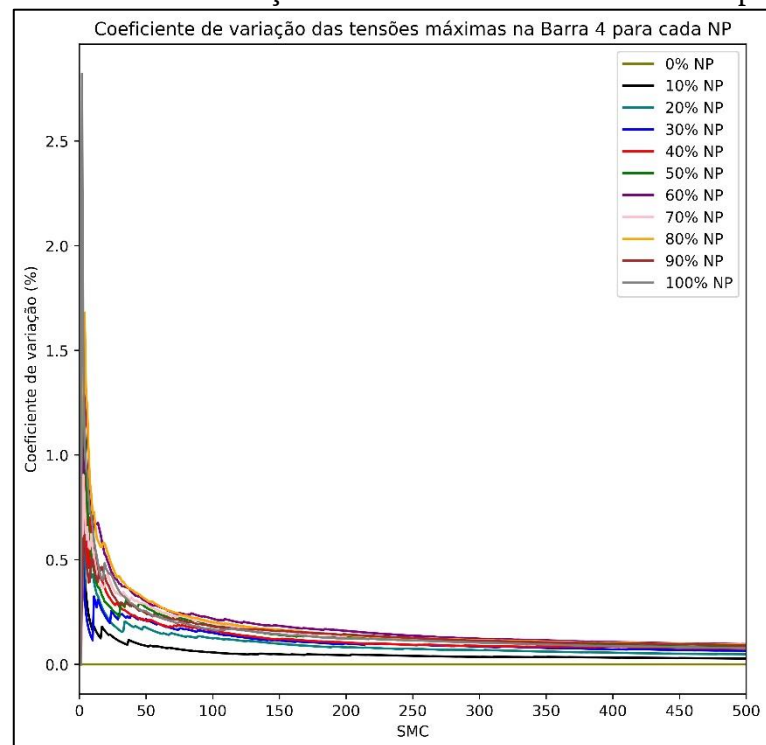
Na Figuras 23, 24 e 25, são apresentados os coeficientes de variação para as tensões máximas na barra 1, 4 e 7, respectivamente, a fim encontrar a quantidade necessária de Simulações de Monte Carlo que convergissem o CV.

Figura 23: Coeficiente de variação das tensões máximas na Barra 1 para cada NP.



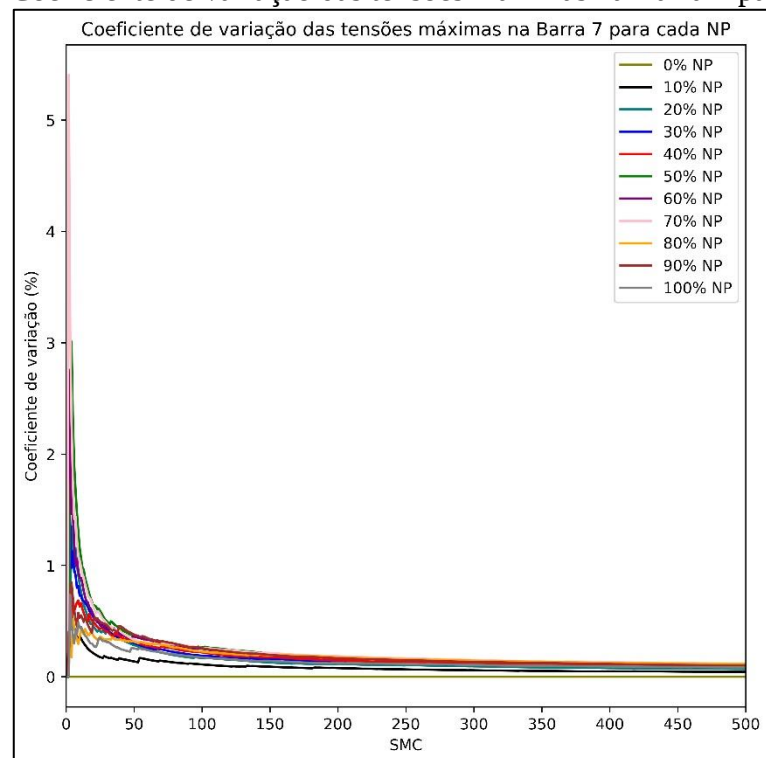
Fonte: Próprio autor.

Figura 24: Coeficiente de variação das tensões máximas na Barra 4 para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 25: Coeficiente de variação das tensões máximas na Barra 7 para cada NP.



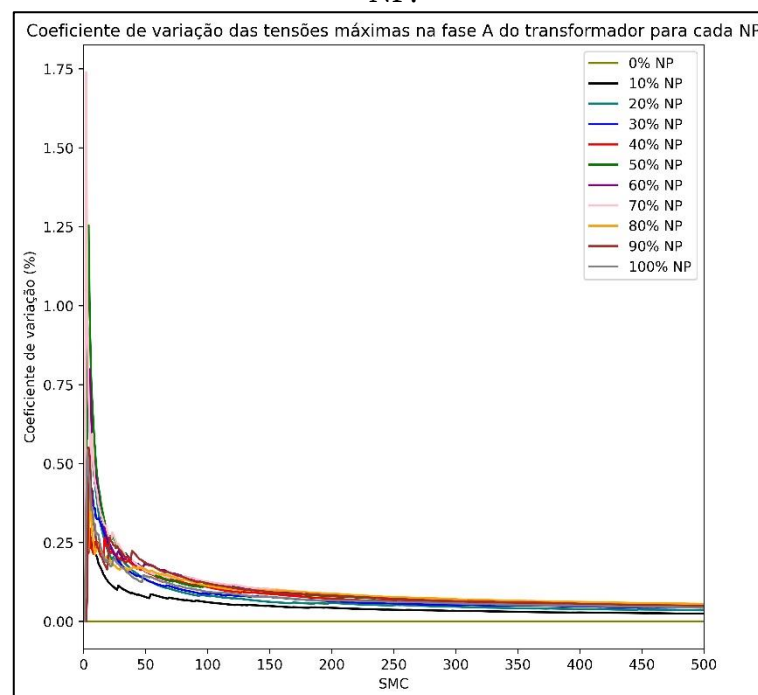
Fonte: Próprio autor.

A partir das Figuras 23, 24 e 25, nota-se que com 500 SMCs o valor se estabiliza, apresentado pouca variação. Dessa forma, evitando a necessidade de realizar mais simulações

e reduzindo o gasto computacional. No entanto, com 300 SMCs, já seria suficiente para ter bons resultados e fazer análises confiáveis, porém como esse trabalho de conclusão de curso veio da continuação de uma iniciação científica sofreu algumas melhorias podendo dessa forma realizar 500 Simulações de Monte Carlo sem prejudicar a eficiência da máquina utilizada.

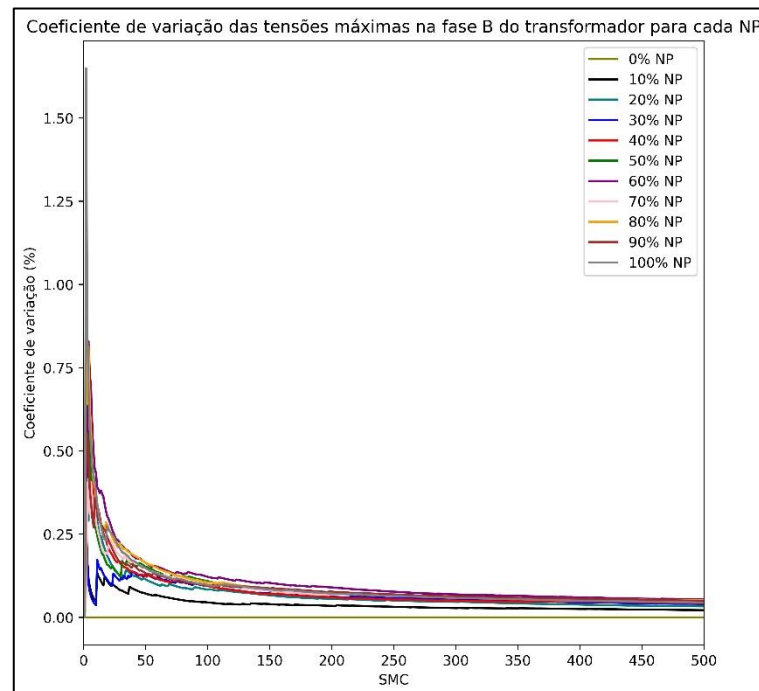
Nas Figuras 26, 27 e 28, mostra-se os coeficientes de variação para as fases A, B e C do transformador para cada nível de penetração fotovoltaica com a finalidade validar a primeira escolha de 500 SMCs.

Figura 26: Coeficiente de variação das tensões máximas na fase A do transformador para cada NP.



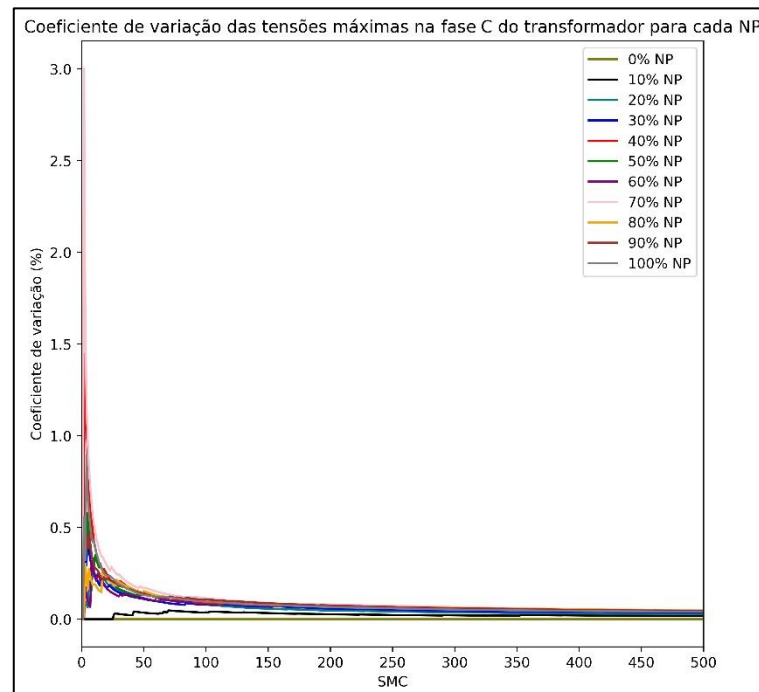
Fonte: Próprio autor.

Figura 27: Coeficiente de variação das tensões máximas na fase B do transformador para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 28: Coeficiente de variação das tensões máximas na fase C do transformador para cada NP.



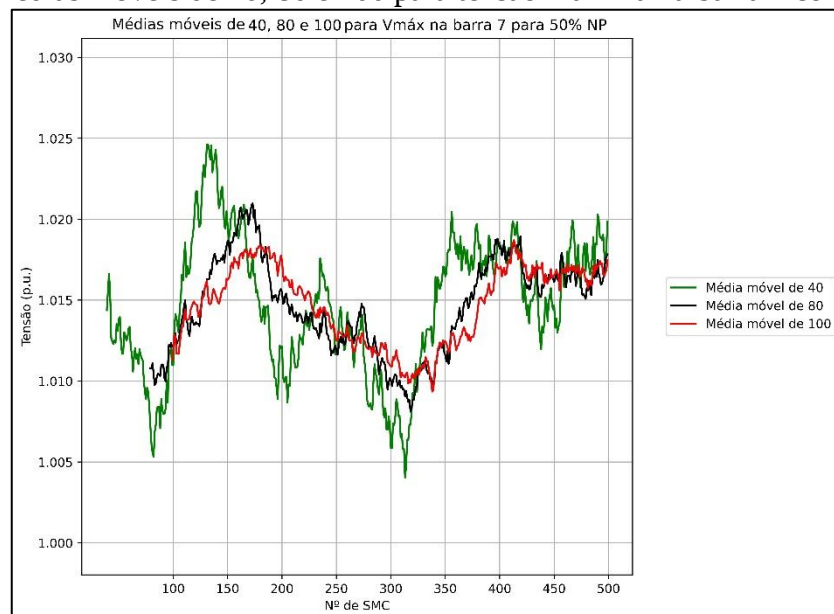
Fonte: Próprio autor.

Novamente as 500 SMCs foram capazes de estabilizar os valores de tensão para as três fases do transformador, mostrando que o valor escolhido de SMC já será o ideal e que acima disso não haverá melhoras significativas.

Logo após, nas Figuras 29 e 30, são apresentados as médias móveis de 40, 80 e 100 valores para a última barra do sistema (barra 7), onde ocorre as maiores elevações de tensão (será mostrado no decorrer desse trabalho), para 50% e 100% de NP com a intenção de solidificar a escolha da quantidade de SMCs por meio de outro método.

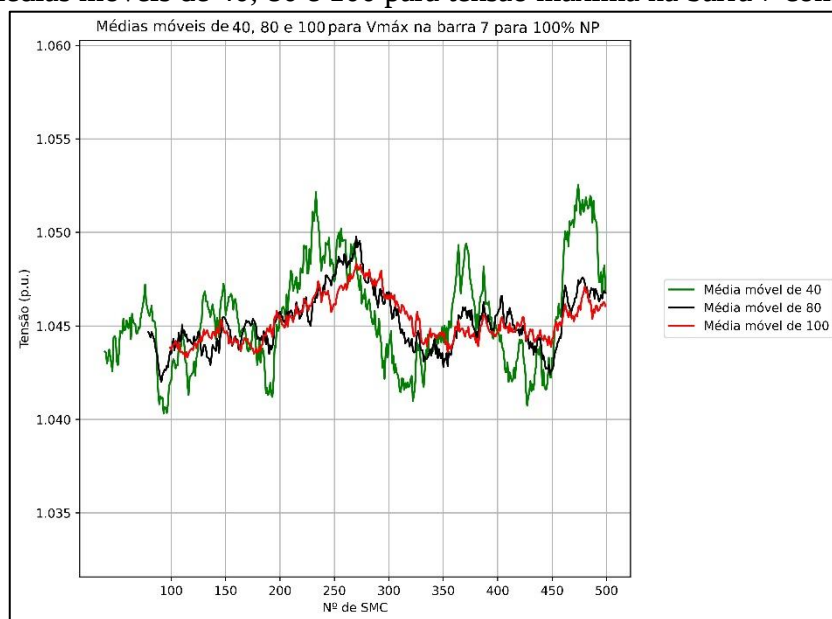
A utilização de médias móveis é muito empregada para se obter um média entre 100 valores consecutivos de um agrupamento de dados por exemplo. Através desse cálculo, é possível entender como se comporta a variação dos valores com o passar do tempo, sendo que quando é adicionado um valor subsequente ao grupo de dados, o primeiro é subtraído para dar espaço ao novo valor, e assim a média móvel passa a se deslocar por todo o período de análise podendo mostrar uma tendência de estabilização dos valores ou não. Para o presente trabalho, a utilização desse artifício é justificar a escolha de 500 SMCs reforçando que com essa quantidade de simulações foi possível alcançar uma tendência de estabilização dos valores de tensão máxima.

Figura 29: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na barra 7 com 50% de NP.



Fonte: Próprio autor.

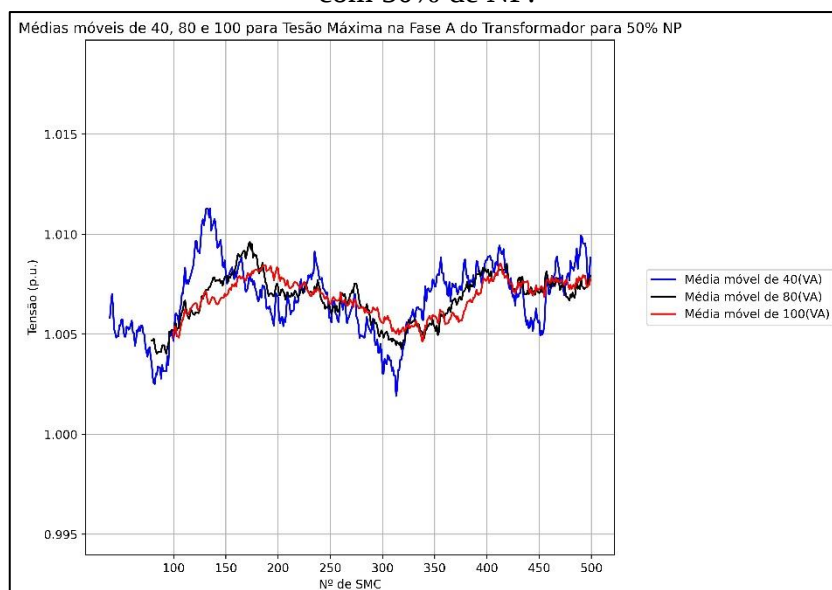
Figura 30: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na barra 7 com 100% de NP.



Fonte: Próprio autor.

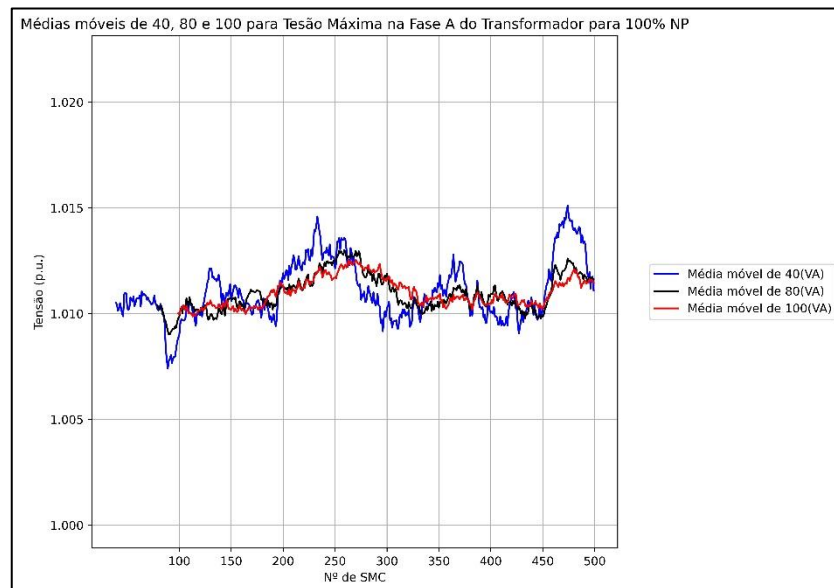
Observando as médias móveis de 40, 80 e 100 valores de tensão máxima na barra 7 tanto para 50% quanto para 100% de nível de penetração fotovoltaica as oscilações dos resultados foram poucas, variando com um intervalo de aproximadamente 0.01 p.u., o que é considerável. Já nas Figuras 31 até 36, são mostradas as mesmas médias móveis para cada fase do transformador com 50% e 100% de NP, a fim de verificar se há estabilização também nas tensões máximas nas fases do alimentador.

Figura 31: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase A do transformador com 50% de NP.



Fonte: Próprio autor.

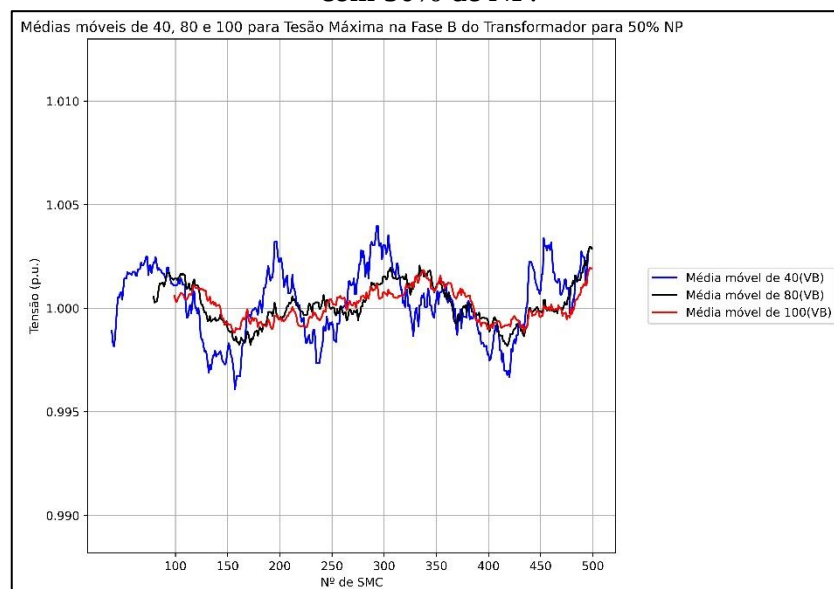
Figura 32: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase A do transformador com 100% de NP.



Fonte: Próprio autor.

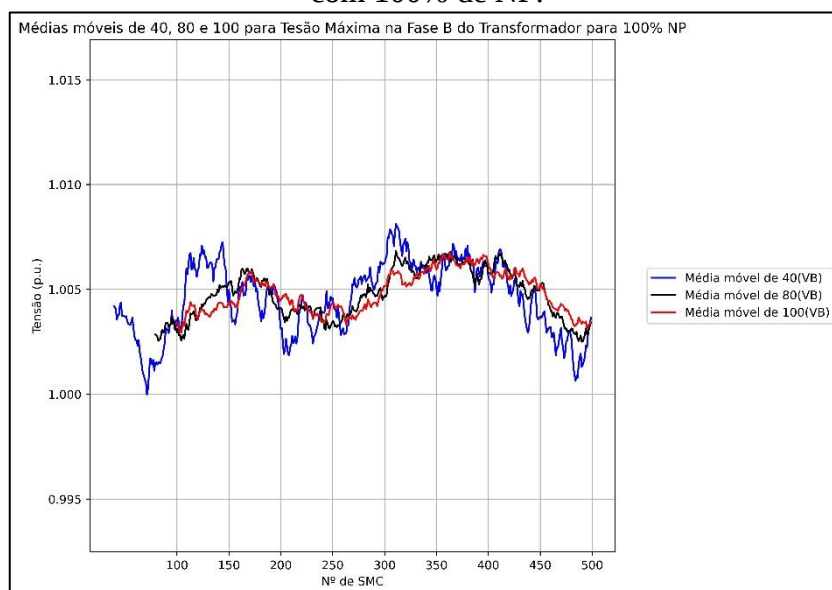
Para a fase A do transformador ocorre estabilização das oscilações com bem menos de 500 SMCs, tendo um intervalo de variação de 0.005 p.u. e assim confirmando que essa quantidade de interações está aceitável.

Figura 33: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase B do transformador com 50% de NP.



Fonte: Próprio autor.

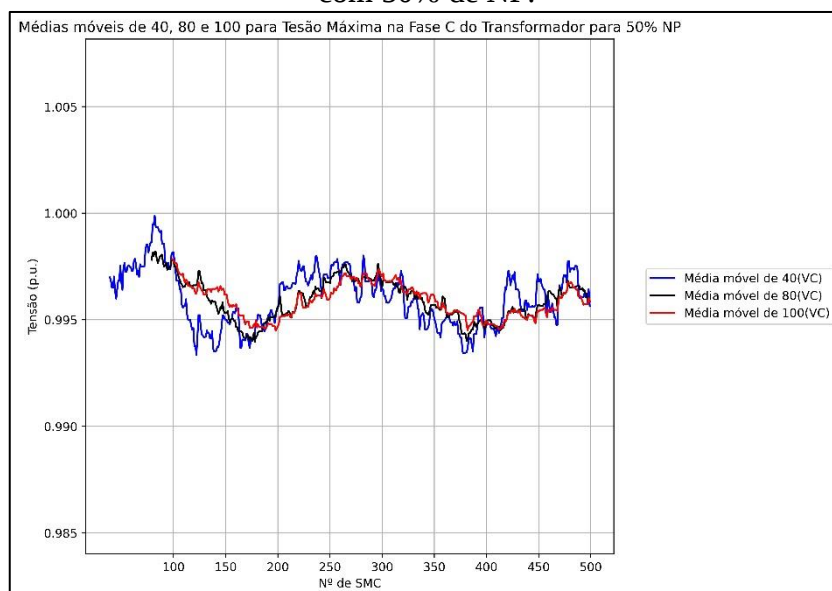
Figura 34: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase B do transformador com 100% de NP.



Fonte: Próprio autor.

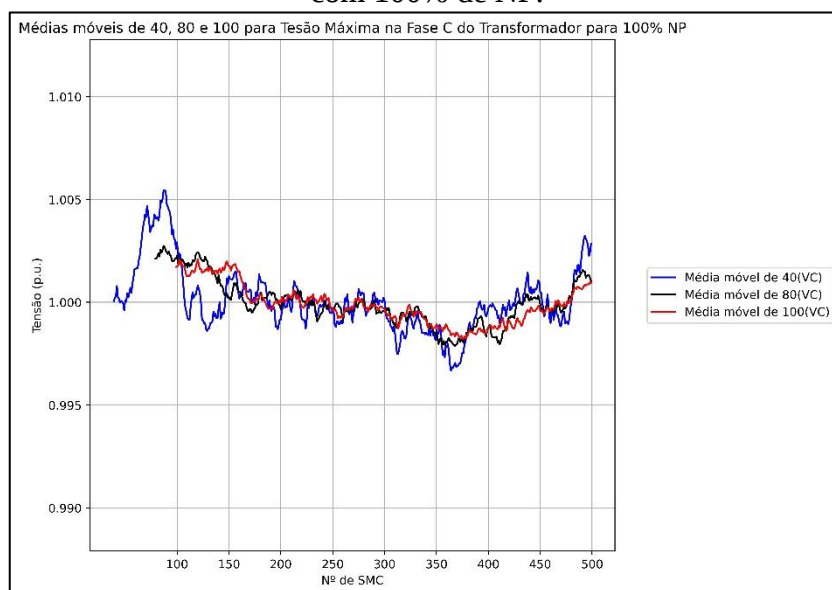
Na Fase B, nota-se que os valores atingem uma convergência bem melhor que na fase A, porém para ambas as fases o comportamento é ideal.

Figura 35: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase C do transformador com 50% de NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 36: Médias móveis de 40, 80 e 100 para tensão máxima na fase C do transformador com 100% de NP.

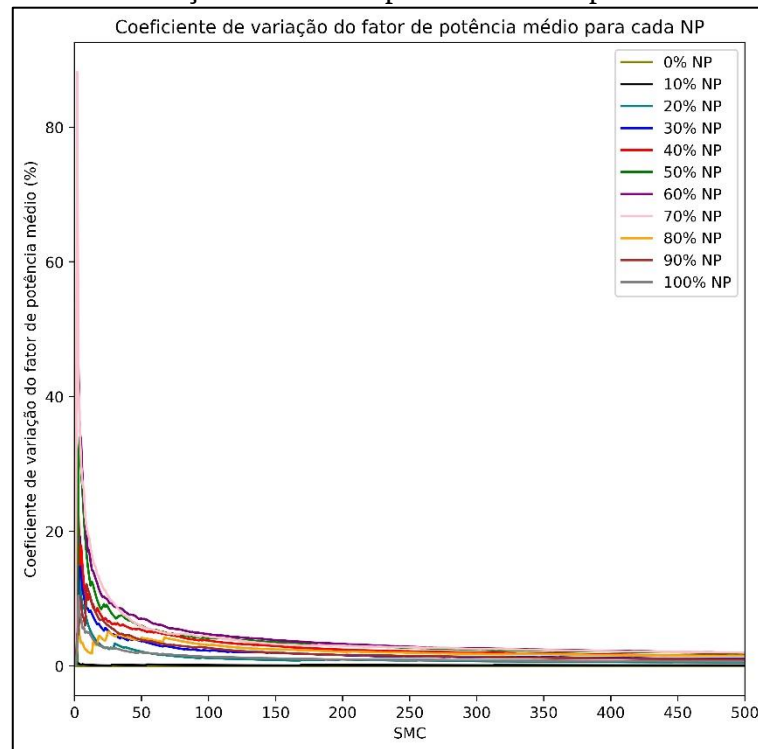


Fonte: Próprio autor.

Na fase C, é perceptível há pouca variação nas oscilações, pouco menos de 0.005 p.u. e assim, conclui-se que para todas as fases ao verificar o comportamento de tensão ao longo das 500 SMCs através das médias móveis os valores se mantêm estáveis.

E por fim, é feito também o cálculo do coeficiente de variação do fator de potência no transformador mostrado na Figura 37, e é visto que em 500 simulações seu valor foi estabilizado.

Figura 37: Coeficiente de variação do fator de potência médio para cada NP no transformador.



Fonte: Próprio autor.

A partir dessas justificativas para a escolha da quantidade de SMCs, será apresentado os resultados das simulações nos próximos tópicos. Quando for resultado das barras será exposto apenas os gráficos para a barra 1 (barra mais próxima do transformador), barra 4 (barra intermediária) e barra 7 (barra mais distante do alimentador), para 20%, 50%, 80% e 100% de nível de penetração fotovoltaica, assim é possível reduzir a quantidade de figuras e facilitar o entendimento. Por meio desses pontos, permite-se analisar o sistema elétrico por toda sua extensão. Já quando for resultado do transformador, os gráficos serão para as três fases e os mesmos valores de NP. Cada intervalo de NP equivale a uma certa quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados e pode ser visto na Tabela 21.

Tabela 21: Equivalência do número de NP.

Porcentagem de NP	Quantidade de FVs equivalentes
0%	0
10%	2
20%	4
30%	6
40%	8
50%	10
60%	12
70%	14
80%	16
90%	18
100%	20

Fonte: Próprio autor.

A fim de melhor entendimento sobre o conceito adotado para NP (Nível de penetração fotovoltaica) nesse trabalho, o valor de NP está relacionando diretamente a quantidade de geradores distribuídos fotovoltaicos que são instalados nas unidades consumidoras presentes na rede conforme apresentado na Tabela 21. É importante ter esse conhecimento, pois existem normas de concessionários nos Estados Unidos e normas pelo IEEE que determinando o conceito de nível de penetração fotovoltaica como uma relação de porcentagem com a potência nominal do transformador. Já para esse trabalho o NP é adotado como a quantidade de GDFVs inseridos na rede.

5.2. TENSÕES DURANTE O DIA NAS BARRAS DO SISTEMA

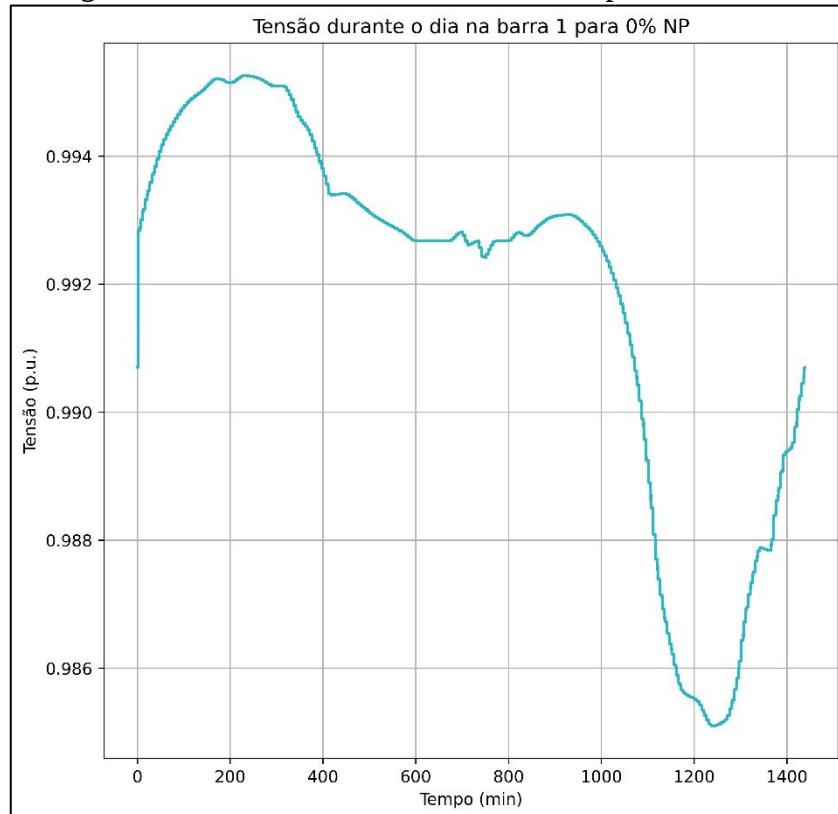
Nesse tópico, serão mostrados os gráficos e as análises das tensões medidas durante o dia em cada barramento do sistema de distribuição. Vale ressaltar que as tensões nos barramentos foram medidas em todas as 500 simulações de Monte Carlos e o gerador fotovoltaico não foi instalado necessariamente na barra que será analisada, pois o ponto de conexão é escolhido de forma aleatória respeitando a distribuição de probabilidade citada anteriormente nesse trabalho para cada potência FV.

5.2.1. TENSÕES DURANTE O DIA NA BARRA 1

Nas Figuras 38 até 42 e, são apresentados os gráficos referentes às tensões durante o dia na barra 1 da rede, variando o nível de penetração fotovoltaica de 0%, 20%, 50%, 80% e 100%.

Dessa maneira, é perceptível o aumento da amplitude de tensão devido à variação do NP. Por ser a barra mais próxima fisicamente do transformador, essa elevação de tensão não provoca tantas violações.

Figura 38: Tensão durante o dia na barra 1 para 0% de NP.

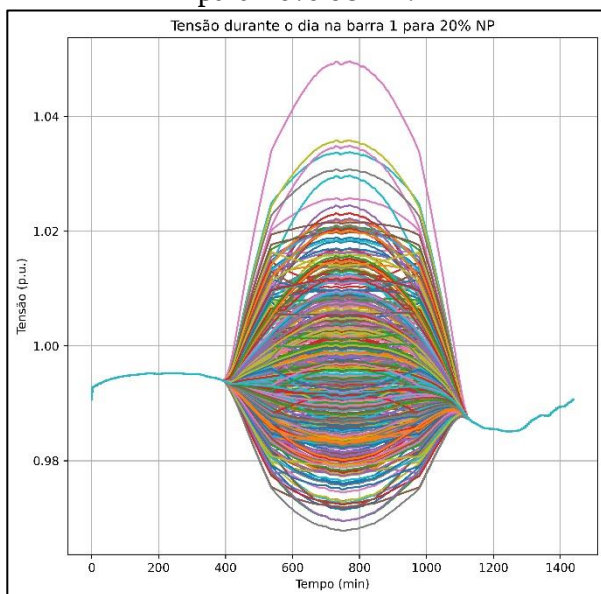


Fonte: Próprio autor.

Para 0% de nível de penetração fotovoltaica, mostrado na figura acima, o período de maior consumo compreende-se entre o minuto 1100 e 1400 aproximadamente, representado pela maior queda de tensão.

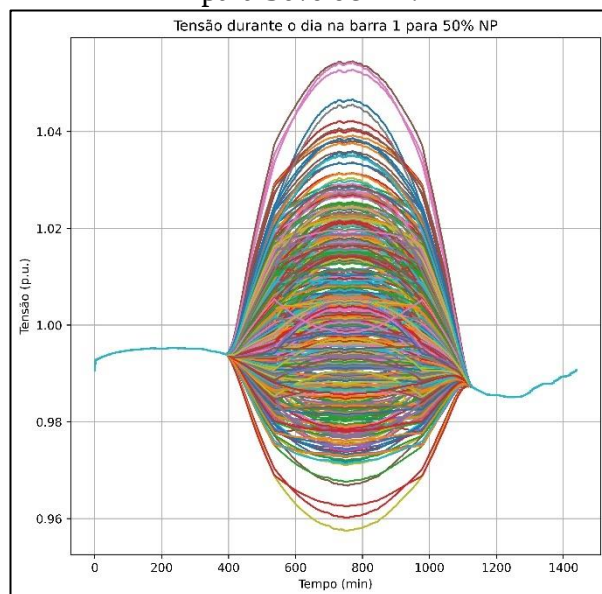
Nas Figuras 39, 40, 41 e 42, cada curva no gráfico representa um cenário que foi criado, ou seja, cada Simulação de Monte Carlo (500 SMCs equivale a 500 curvas). Em cada gráfico, a intenção inicialmente é mostrar o comportamento da tensão ao longo do dia na barra predeterminada ao inserir uma quantidade maior de geradores distribuídos fotovoltaicos por toda a rede e com isso entende-se que quanto maior for a quantidade GD presente no sistema, maior será a alteração de tensão e podendo facilmente ultrapassar o limite máximo de 1.05 p.u.

Figura 39: Tensão durante o dia na barra 1 para 20% de NP.



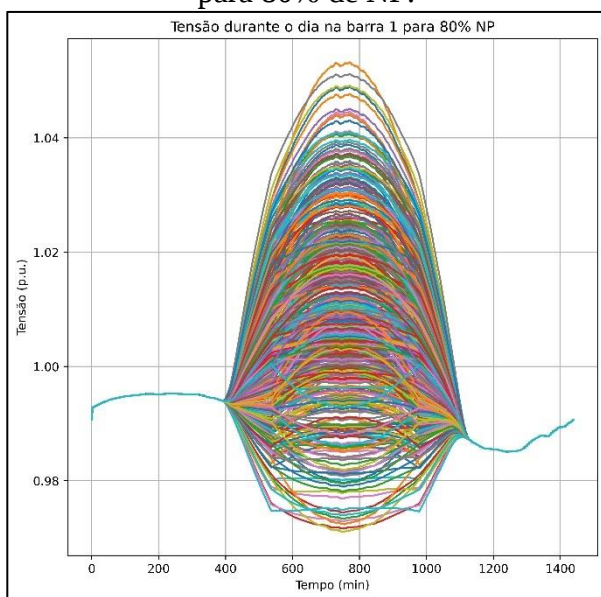
Fonte: Próprio autor.

Figura 40: Tensão durante o dia na barra 1 para 50% de NP.



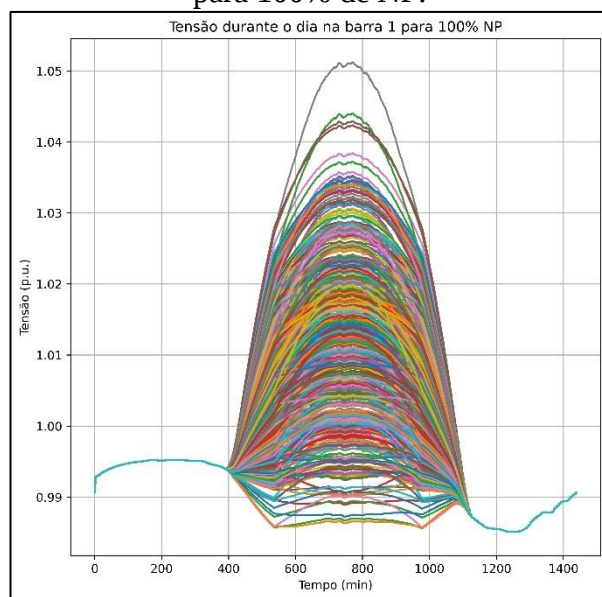
Fonte: Próprio autor.

Figura 41: Tensão durante o dia na barra 1 para 80% de NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 42: Tensão durante o dia na barra 1 para 100% de NP.



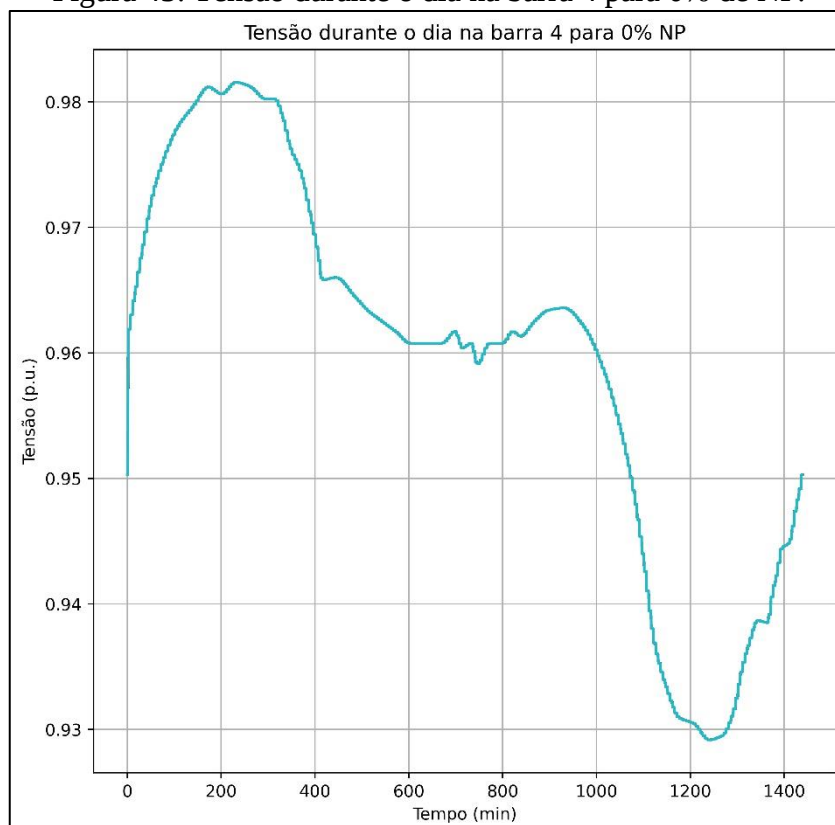
Fonte: Próprio autor.

É visto que em apenas 100% de NP na barra 1 houve um cenário onde a tensão passou do limite máximo, mostrando que a barra 1 é uma barra que não irá apresentar muita variação de tensão por causa da geração distribuída, recebendo a característica de ser uma barra robusta à elevação de tensão, e o motivo disso é por estar localizada muito próximo ao transformador da rede, fazendo com que a tensão se mantenha em amplitudes ideais.

5.2.2. TENSÃO DURANTE O DIA NA BARRA 4

Na barra 4 do sistema, verifica-se as tensões conforme à variação de NP. Na Figura 43, é apresentado o gráfico referente a 0% de nível de inserção fotovoltaica a fim de ser o caso base para as análises, já nas Figuras 44 até 47, são apresentados os gráficos para os outros valores de NP.

Figura 43: Tensão durante o dia na barra 4 para 0% de NP.



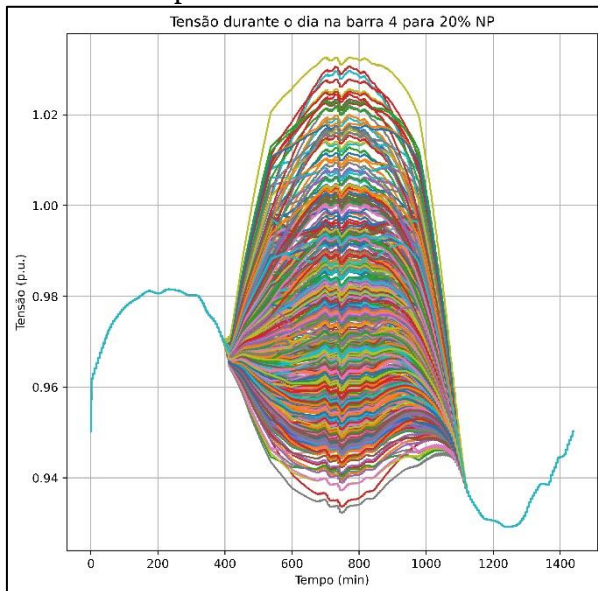
Fonte: Próprio autor.

Como a curva de carga mostrada anteriormente na Figura 16 é a mesma para todos os consumidores, novamente o período de maior consumo está entre o minuto 1100 e 1400, verificados pela maior queda de tensão nesse intervalo.

Ao afastar o ponto de análise para uma barra que se encontra no meio do sistema de distribuição, entende-se que a impedância entre o ponto de alimentação da rede e o local de conexão da GD também aumenta, fazendo com que a queda de tensão seja um pouco maior do que em barras anteriores e aumentando mais a variação de tensão pontual. Dessa forma, nas figuras abaixo, em especial a Figura 45, houve caso em que tensão chegou a 1.10 p.u o que representa mais de 4% de ultrapassagem do limite máximo de fornecimento de tensão. Vale ressaltar que a escolha de apresentar a barra 4 como ponto de análise é pelo motivo de ser um local estratégico

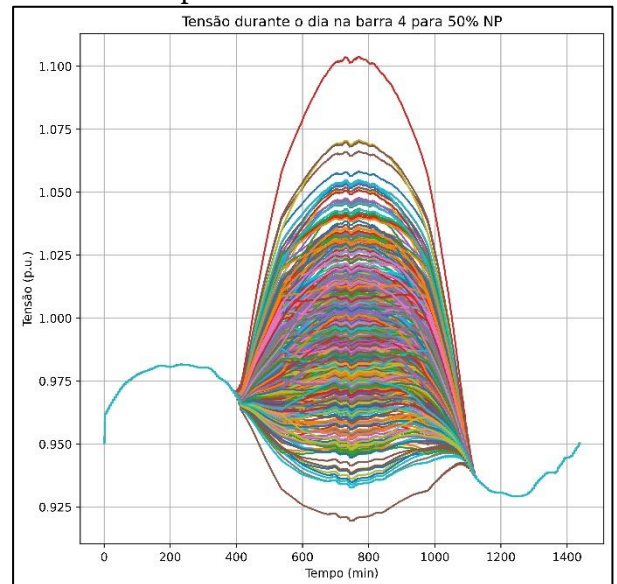
que se encontra no meio do sistema de distribuição e assim terá um marco de estudo igualmente para os dois lados da rede, o mais próximo do transformador e o mais distante.

Figura 44: Tensão durante o dia na barra 4 para 20% de NP.



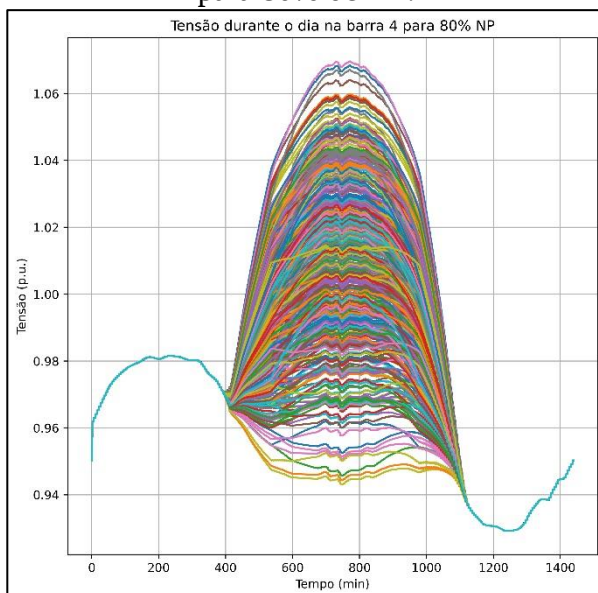
Fonte: Próprio autor.

Figura 45: Tensão durante o dia na barra 4 para 50% de NP.



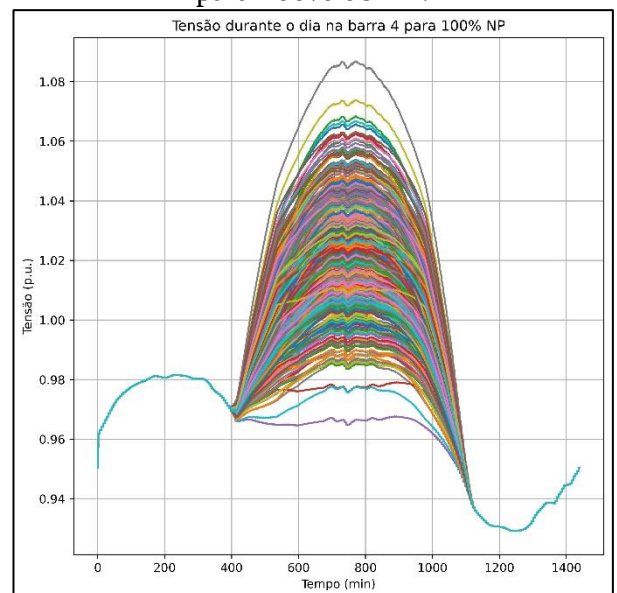
Fonte: Próprio autor.

Figura 46: Tensão durante o dia na barra 4 para 80% de NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 47: Tensão durante o dia na barra 4 para 100% de NP.



Fonte: Próprio autor.

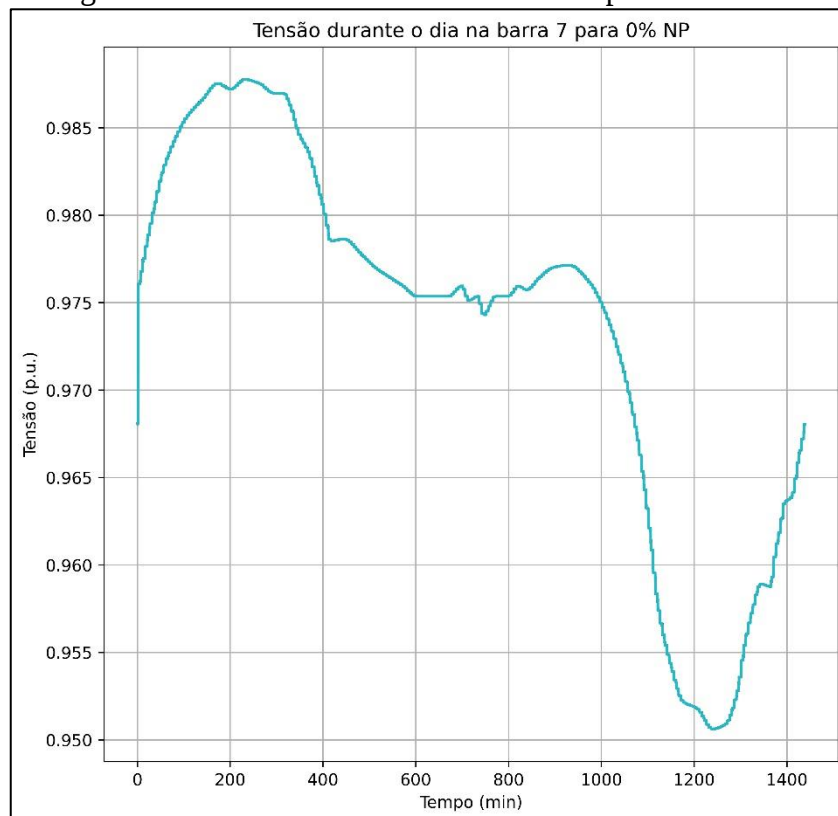
Nota-se que entre 50% e 100% de NP não é seguido o mesmo princípio de análise uma vez que houve aumento na porcentagem de NP e magnitude de tensão não se elevou ainda mais, isso ocorre pelo simples motivo de existir uma aleatoriedade na escolha da potência do fotovoltaico já citado anteriormente, e assim a ocorrência desse tipo de eventualidade é bem

comum. No entanto, o que se toma como referência de análise é visualizar que mesmo mudando o ponto de análise e a quantidade de GD ainda ocorre violações não aceitáveis destruindo o índice de desempenho do sistema voltado para sobretensão permitida.

5.2.3. TENSÃO DURANTE O DIA NA BARRA 7

Finalmente, são apresentados os gráficos referentes às medições de tensão para as 500 SMCs e variando o nível de penetração fotovoltaica na barra 7 expostos nas Figuras 48 até 52. Posto isso, o aumento da amplitude de tensão no barramento se intensificou em comparação com a barra 1 e a distância que a barra está localizada do transformador é um fator impactante para a variação de tensão mensurada.

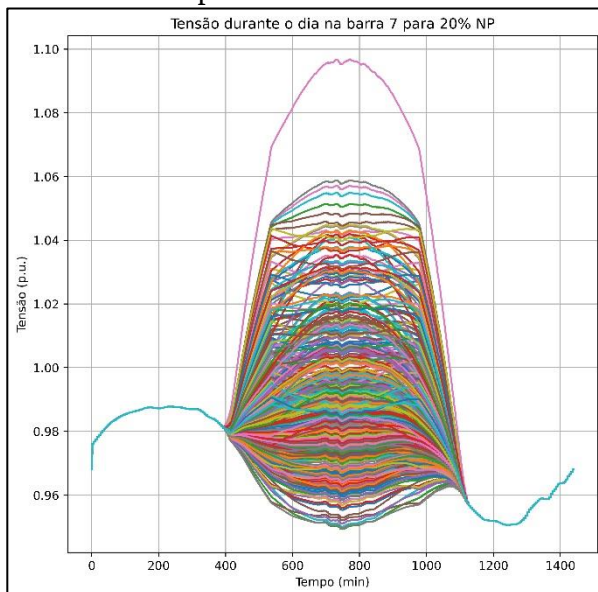
Figura 48: Tensão durante o dia na barra 7 para 0% de NP.



Fonte: Próprio autor.

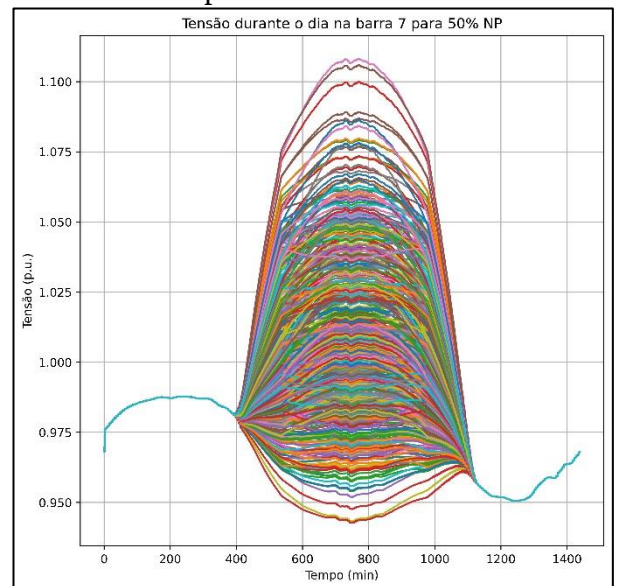
Consumo maior no período entre 1100 e 1400, curva igual para todos os consumidores presentes no sistema e dessa forma o perfil de uso de energia é idêntico em todas as barras.

Figura 49: Tensão durante o dia na barra 7 para 20% de NP.



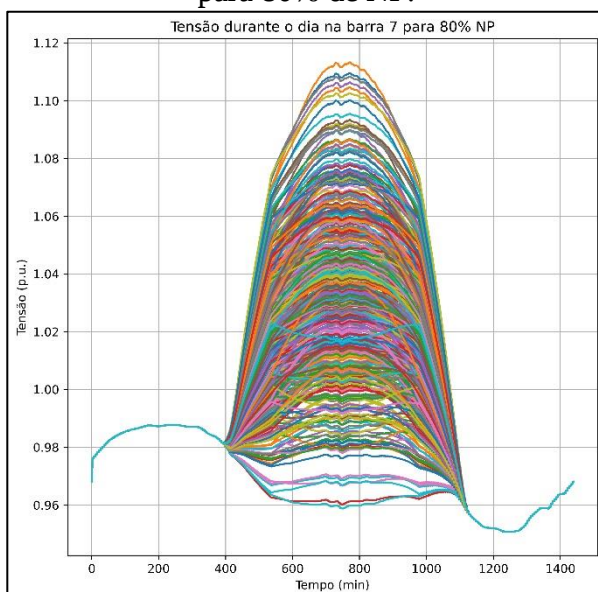
Fonte: Próprio autor.

Figura 50: Tensão durante o dia na barra 7 para 50% de NP.



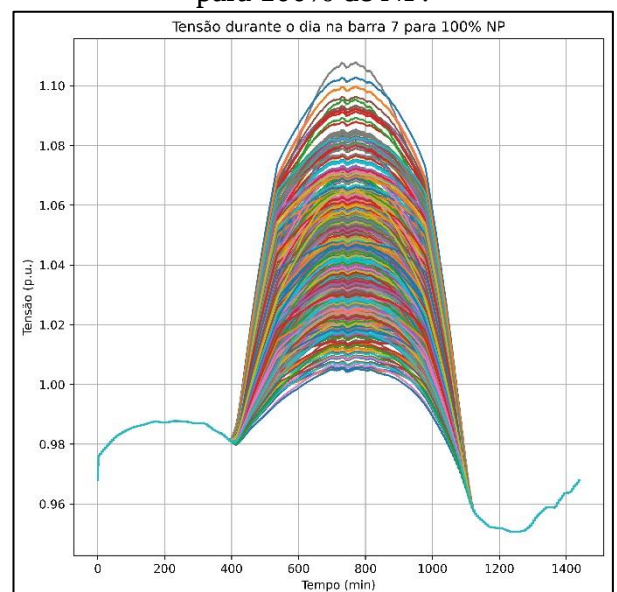
Fonte: Próprio autor.

Figura 51: Tensão durante o dia na barra 7 para 80% de NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 52: Tensão durante o dia na barra 7 para 100% de NP.



Fonte: Próprio autor.

Quando se analisa a barra mais distante do transformador, a elevação de tensão varia de forma abrupta, e assim pode-se concluir que essa será uma barra do sistema que tem grande probabilidade de ser uma barra instável em relação à variação de tensão e nesse ponto já é possível identificar a capacidade de hospedagem da rede de forma simples, afastando o ponto de análise do alimentador e inserindo mais geração distribuída na rede.

5.3. TENSÕES MÁXIMAS EM CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO

A fim de obter gráficos mais didáticos, foi realizado o tratamento dos dados apresentados no tópico 5.2, através da obtenção do valor máximo de tensão para cada intervalo de medição do dia (intervalo de 1 minuto) que pode ser melhor compreendido na Tabela 22, onde é mostrado como foi feito a manipulação dos dados para uma barra X e valor Y de NP.

Tabela 22: Exemplo do tratamento dos dados para uma barra X e Y de NP.

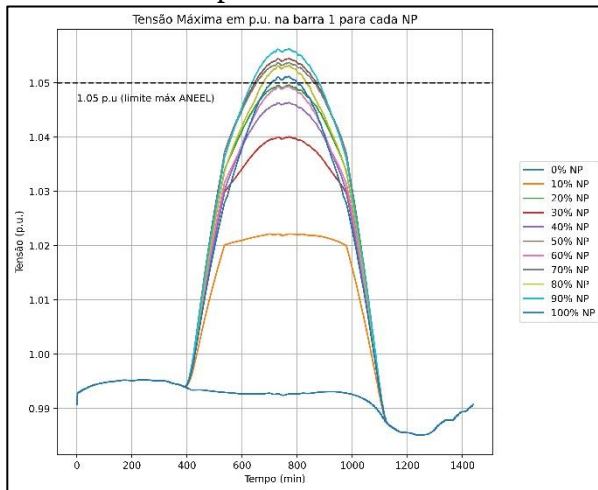
Tempo	SMC 1	SMC 2	...	SMC 499	SMC 500	Valor Máximo no intervalo
Minuto 1	0,990 p.u.	0,990 p.u.	...	0,990 p.u.	0,990 p.u.	0,990 p.u.
Minuto 2	0,991 p.u.	0,991 p.u.	...	0,991 p.u.	0,991 p.u.	0,991 p.u.
...	...	...	...	...	...	...
Minuto 399	0,995 p.u.	0,992 p.u.	...	0,995 p.u.	0,991 p.u.	0,995 p.u.
Minuto 400	0,997 p.u.	0,993 p.u.	...	0,997 p.u.	0,995 p.u.	0,997 p.u.
...	...	...	...	...	...	...
Minuto 1439	0,979 p.u.	0,979 p.u.	...	0,979 p.u.	0,979 p.u.	0,979 p.u.
Minuto 1440	0,980 p.u.	0,980 p.u.	...	0,980 p.u.	0,980 p.u.	0,980 p.u.

Fonte: Próprio autor.

A partir da aquisição da coluna dos valores máximos para cada intervalo considerando as 500 SMCs, existe a possibilidade de gerar os gráficos mostrando as tensões máximas para cada barra do sistema e cada nível de penetração fotovoltaica implementado, que pode ser visto nas Figuras 53, 54 e 55, em seguida é inserido uma linha seccionada em 1,05 p.u e paralela ao eixo Tempo, a fim de representar o limite máximo de tensão estabelecido pela ANEEL.

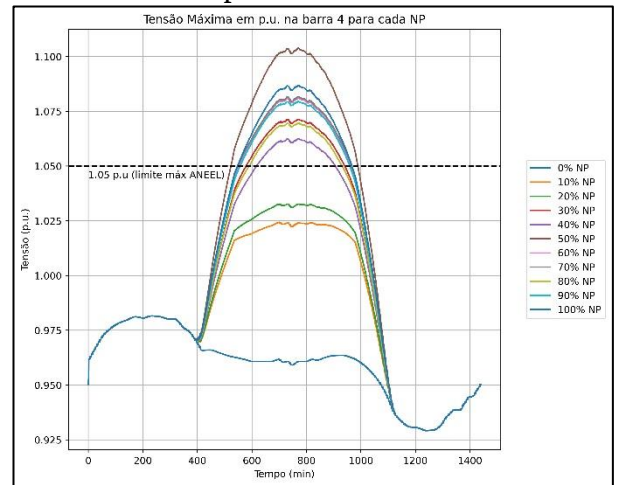
A utilização dessa técnica, além de reduzir os números de dados, mostra o cenário mais preocupante para a rede distribuição com base em 500 simulações e indica em quais pontos da rede e em quais NPs apresentam maior possibilidade de deterioração do indicativo de qualidade de energia elétrica.

Figura 53: Tensão máxima em p.u. na barra 1 para cada NP.



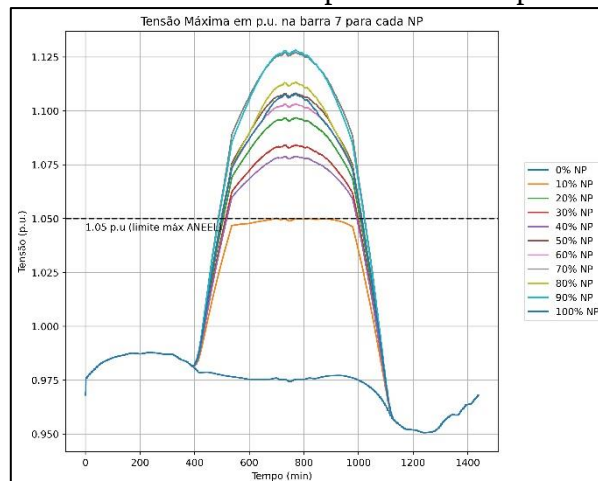
Fonte: Próprio autor.

Figura 54: Tensão máxima em p.u. na barra 4 para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 55: Tensão máxima em p.u. na barra 7 para cada NP.



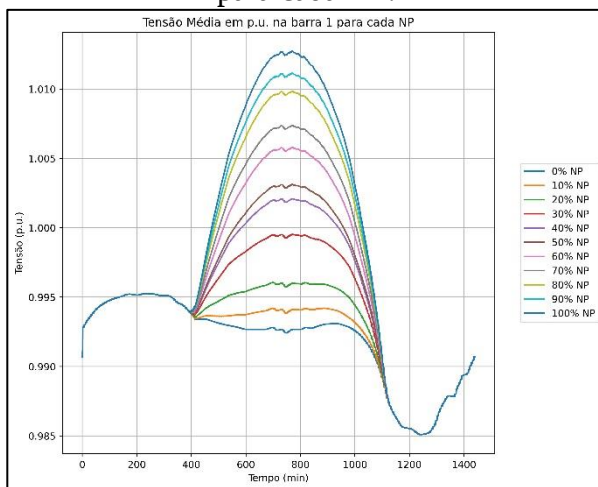
Fonte: Próprio autor.

Por meio dos gráficos nas Figuras 53, 54 e 55, é visto que a elevação de tensão ocorre entre os minutos 392 e 1129, que corresponde ao período de geração de energia solar e, dessa forma, a injeção de potência ultrapassa o consumo de energia nas barras e assim acontece o fornecimento em sentido contrário ao do sistema elétrico, chamado de fluxo reverso de potência, ocasionando o aumento de tensão pontual. Além do mais, uma forma de mitigar a elevação de tensão pontual seria realizar a instalação de bancos de baterias para armazenar essa energia excedente e assim evitando gastos futuros com infraestrutura e contornando esse tipo de impacto, bem como aqueles que ocorrem no horário de ponta onde o alto consumo de energia resulta em quedas de tensões consideráveis. Desta forma, o banco de baterias poderia ser empregado para o controle de tensão ao armazenar no período de alta produção fotovoltaica e fornecer energia no período de alto consumo energético.

5.4. TENSÕES MÉDIAS EM CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO

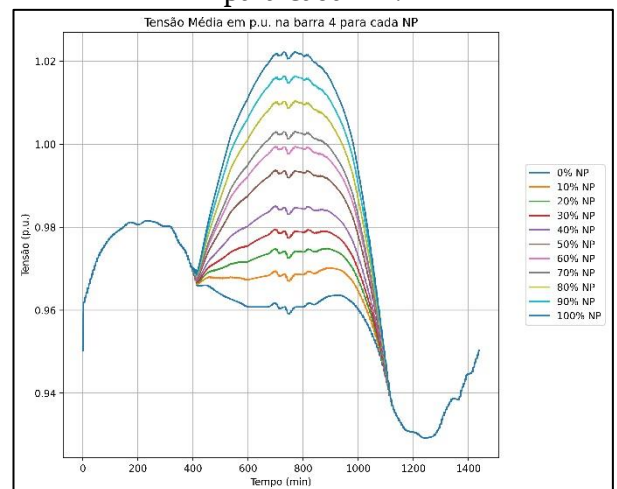
Para as tensões médias, foi aplicado o mesmo tratamento de dados apresentado no tópico 5.3 e exemplificado na Tabela 22, porém, dessa vez, serão mostrados os gráficos nas Figuras 56, 57 e 58, para a barra mais próxima do transformador (barra 1), barra intermediária (barra 4) e para a mais distante (barra 7), pois em nenhuma das 500 simulações houve como resultado tensão média que ultrapassassem 1,05 p.u.

Figura 56: Tensão média em p.u. na barra 1 para cada NP.



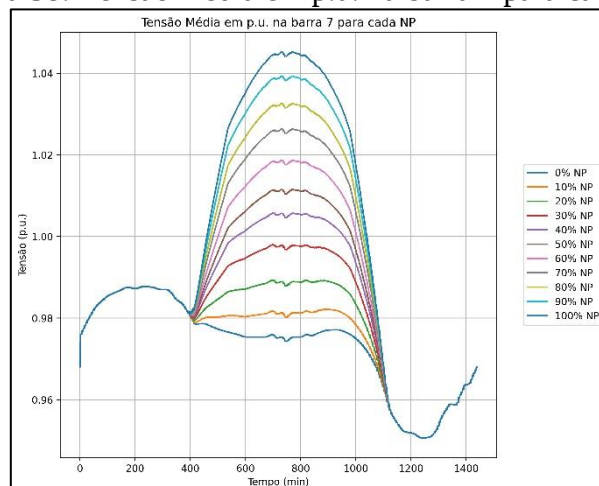
Fonte: Próprio autor.

Figura 57: Tensão média em p.u. na barra 4 para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 58: Tensão média em p.u. na barra 7 para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

É comum em pesquisas utilizar valores de tensão média para as análises e a partir dos gráficos, observa-se que não há elevações de tensão superiores a 1,05 p.u. e, dessa forma, não se deve definir a capacidade de hospedagem por meio dessa métrica, uma vez foi identificado violações de tensão máxima nas Figuras 53, 54 e 55, anteriormente.

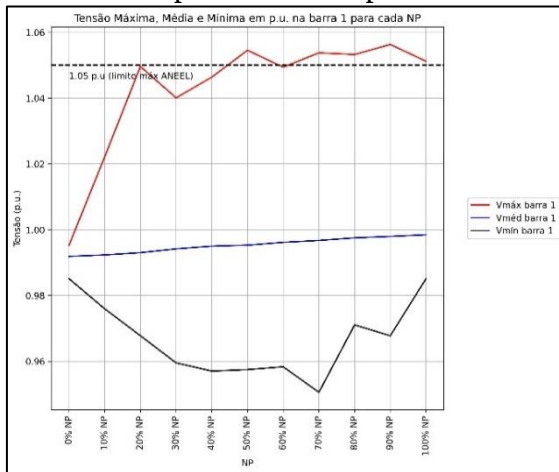
5.5. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA NP

Nesse tópico, serão mostrados, nas Figuras 59, 60 e 61, gráficos de tensão máxima, média e mínima para cada NP em 3 barras distintas de acordo com o distanciamento do alimentador da rede, a fim de facilitar e simplificar a apresentação dos dados:

- Barra 1 (mais próxima);
- Barra 4 (intermediária);
- Barra 7 (mais afastada).

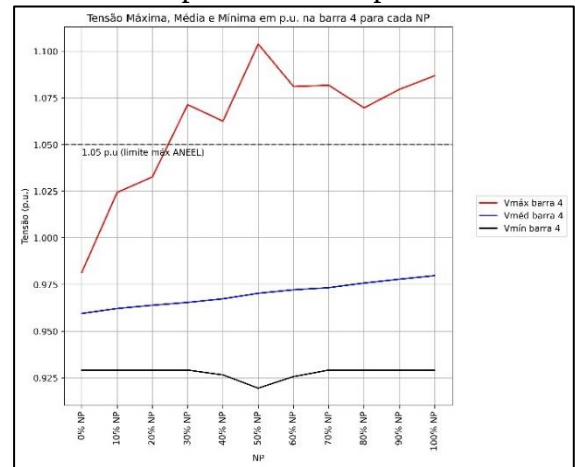
Os gráficos a seguir foram obtidos por meio dos valores de tensão máxima, média e mínima para cada intervalo como exemplificado na Tabela 22, e depois retirados novamente os valores máximo, médio e mínimo da coluna resultante. Assim, originando um valor pontual e representado no gráfico com a intenção de mostrar o caso mais crítico dentre as 500 simulações realizadas. Dessa forma, podemos observar que, na Figura 59, em 10% (2 FVs) de nível de penetração fotovoltaica, a maior tensão na barra 1, considerando os 500 cenários gerados nas SMCs, foi aproximadamente 1,02 p.u. e, nesse caso, a tensão estaria dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL como tensão de atendimento adequada, já para 70% (14 FVs) ou mais de NP acontece a ultrapassagem do limite máximo de 1,05 p.u. classificando em tensão crítica.

Figura 59: Tensão máxima, média e mínima em p.u. na barra 1 para cada NP.



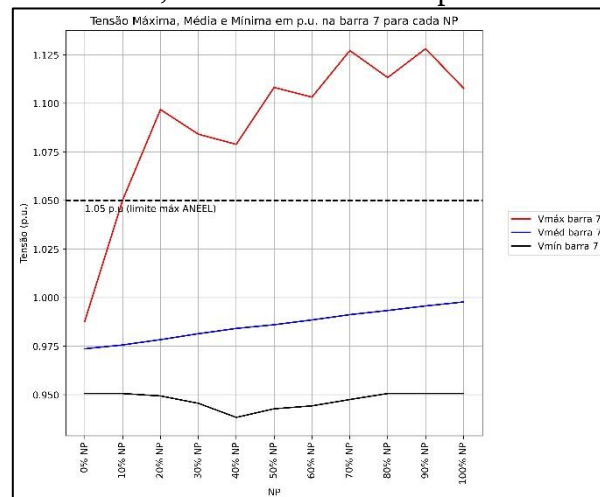
Fonte: Próprio autor.

Figura 60: Tensão máxima, média e mínima em p.u. na barra 4 para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 61: Tensão máxima, média e mínima em p.u. na barra 7 para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Os valores de tensão mínima ocorrem principalmente quando o consumo de energia elétrica é elevado, mostrado na Figura 16, e assim a diferença na variação do nível de penetração fotovoltaica não interfere significativamente para as análises de violação dos parâmetros de tensão.

Na Figura 61, para o menor valor do nível de penetração fotovoltaica já ocorre a violação do limite de tensão máxima e isso é devido ao distanciamento físico do alimentador e também ao nível de curto-circuito na barra 7 ser menor e consequentemente a impedância até o ponto inicial da rede é maior. Dessa forma, ocasionando elevações de tensão superiores às demais barras.

5.6. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA POR SMC

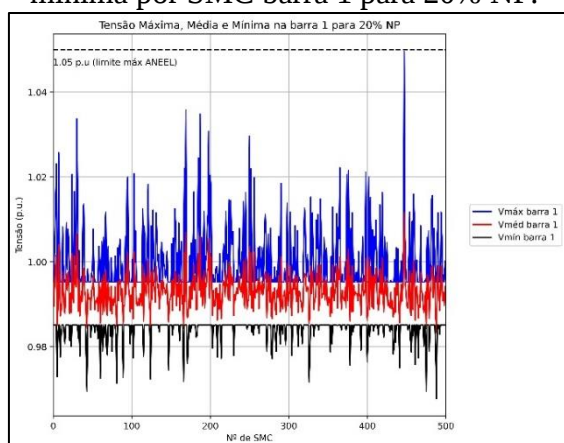
Anteriormente, foram abordados os valores mais críticos para as tensões máxima, média e mínima em cada NP. Já nesse tópico, serão apresentados os resultados mais graves para cada SMC com a finalidade de mostrar em quais simulações os valores ficaram ou não dentro dos limites para, posteriormente, ser possível quantificar o número de violações de tensão para cada nível de penetração e identificar a capacidade de hospedagem da rede. Serão mostrados os gráficos apenas para os seguintes NPs: 20%, 50%, 80% e 100% para as barras 1, 4 e 7, com a finalidade de deixar o trabalho mais didático.

5.6.1. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA – BARRA 1

Na Figuras 62, 63, 64 e 65, exibe-se os valores de tensão máxima, média e mínima medidas durante as 500 Simulações de Monte Carlo, para 20%, 50%, 80% e 100% de nível de penetração fotovoltaica, respectivamente na barra 1 do sistema.

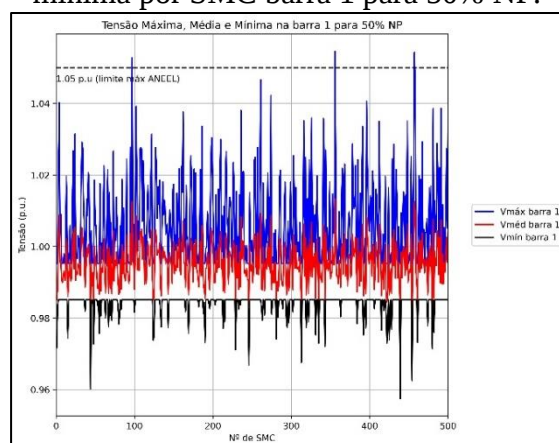
O foco nesse momento é identificar o comportamento das três classes de tensão ao longo das simulações, assim permitirá entender a frequência da variação de tensão no ponto de análise.

Figura 62: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 1 para 20% NP.



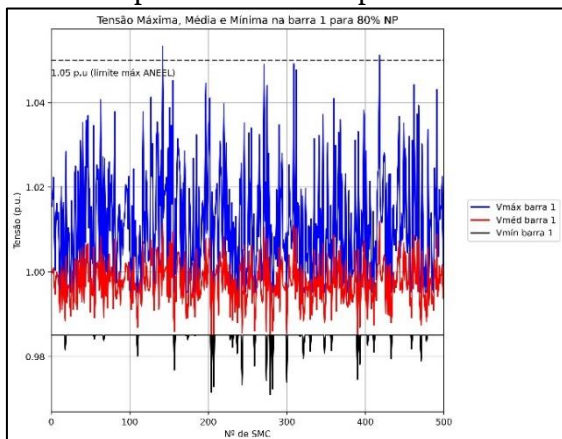
Fonte: Próprio autor.

Figura 63: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 1 para 50% NP.



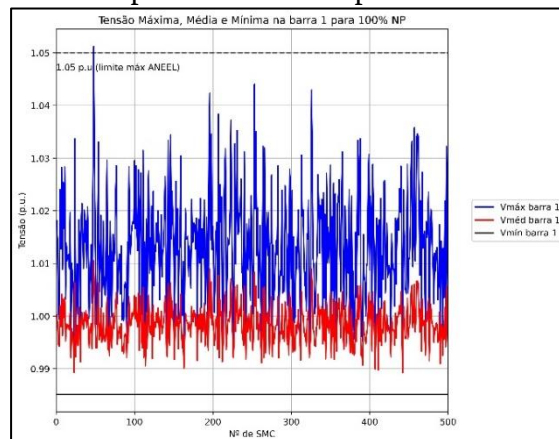
Fonte: Próprio autor.

Figura 64: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 1 para 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 65: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 1 para 100% NP.



Fonte: Próprio autor.

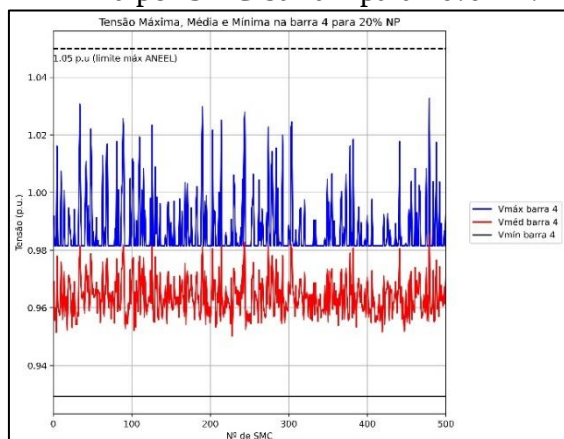
A partir das figuras acima referente as tensões na barra 1, verifica-se que durante as 500 simulações existe uma alta frequência de variação nos valores e isso é explicado através da aleatoriedade existente na Simulação de Monte Carlo que define o ponto de conexão da GD e sua potência. No entanto é perceptível também que em 20%, 50% e 80% de NP a tensão mínima varia e isso ocorre, pois, a barra 1 está localizada próximo ao transformador e a impedância nesse ponto é baixa fazendo com qualquer queda de tensão se torne visível no gráfico, já para 100% de NP isso não acontece, pois, todo sistema elétrico está comportando geração distribuída e assim a tensão mínima se mantém estável.

5.6.2. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA – BARRA 4

Nas Figuras 66, 67, 68 e 69, são expostos os gráficos para tensão máxima, média e mínima na barra 4 do sistema com 20%, 50%, 80% e 100% de nível de penetração fotovoltaica.

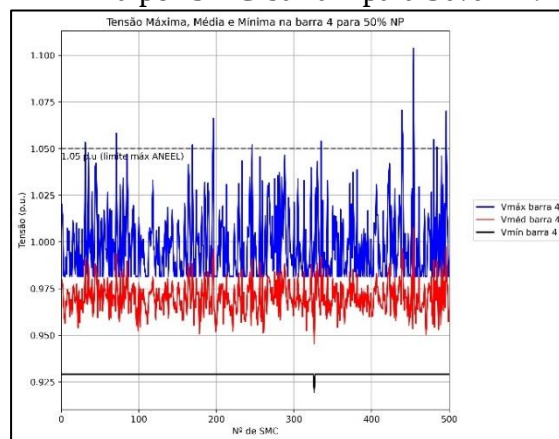
A escolha da barra 4 é estratégia, pois se localiza no centro do sistema de distribuição como visto na Figura 13, e dessa forma, possibilitando dividir o estudo da CH em dois lados, o mais próximo do transformador e o mais distante.

Figura 66: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 4 para 20% NP.



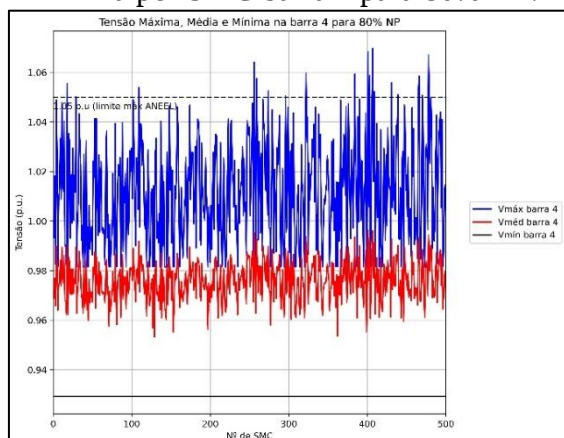
Fonte: Próprio autor.

Figura 67: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 4 para 50% NP.



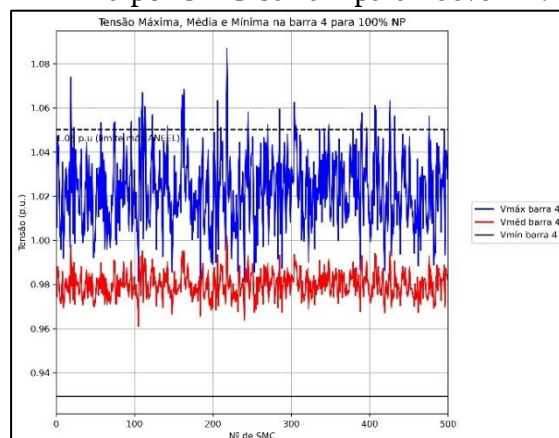
Fonte: Próprio autor.

Figura 68: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 4 para 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 69: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 4 para 100% NP.



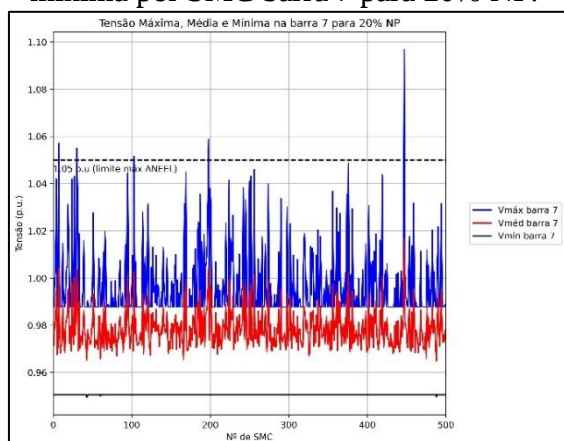
Fonte: Próprio autor.

Como visto na Figura 66, a variação de tensão máxima apresenta um *offset* próximo a 0,98 p.u., isso acontece pois existe uma impedância de valor considerável entre o transformador e a barra de análise, fazendo com que os valores de tensão máxima não sejam inferiores quando submetidos a 20% de NP, valor consideravelmente baixo, ou seja, apenas dois sistemas fotovoltaicos instalados em toda a rede e em pontos aleatórios. Em 50% de NP é visto que ocorre o mesmo efeito, já para valores mais altos de SFVs instalados isso muda, uma vez que a potência FV ficou alta o suficiente para conseguir interferir no sistema gerando variações de tensão elevada.

5.6.3. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA – BARRA 7

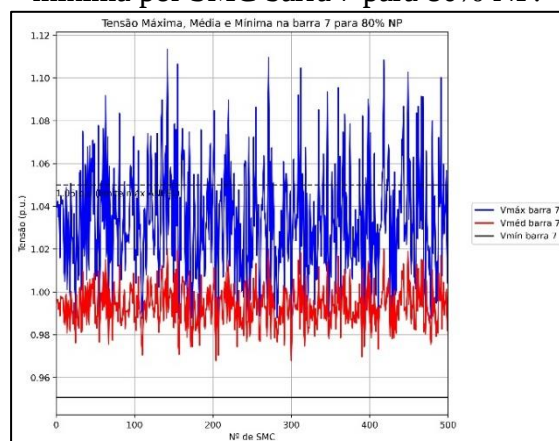
Por fim é apresentado as Figuras 70, 71, 72 e 73, mostrando a variação de tensão máxima, média e mínima na barra 7 para os mesmo valores de nível de penetração fotovoltaica utilizado na barras analisadas anteriormente.

Figura 70: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 7 para 20% NP.



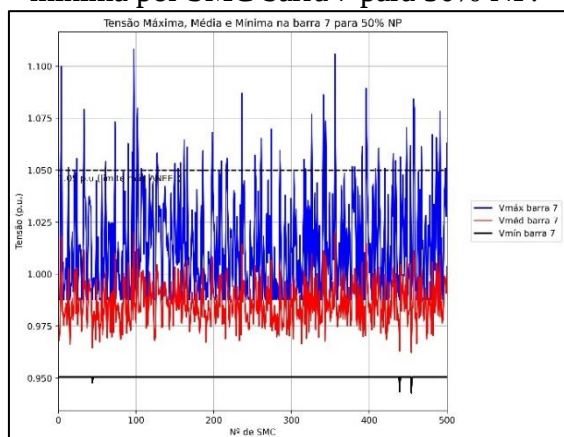
Fonte: Próprio autor.

Figura 72: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 7 para 80% NP.



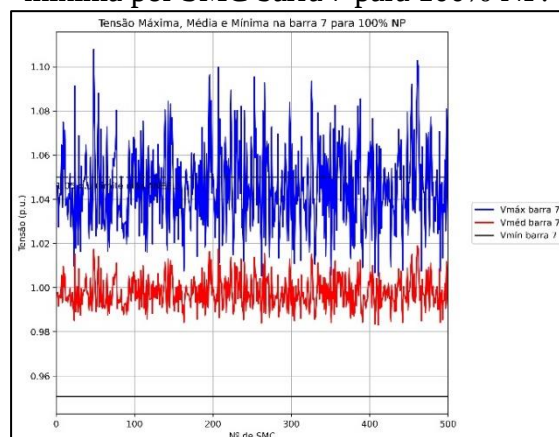
Fonte: Próprio autor.

Figura 71: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 7 para 50% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 73: Tensão máxima, média e mínima por SMC barra 7 para 100% NP.



Fonte: Próprio autor.

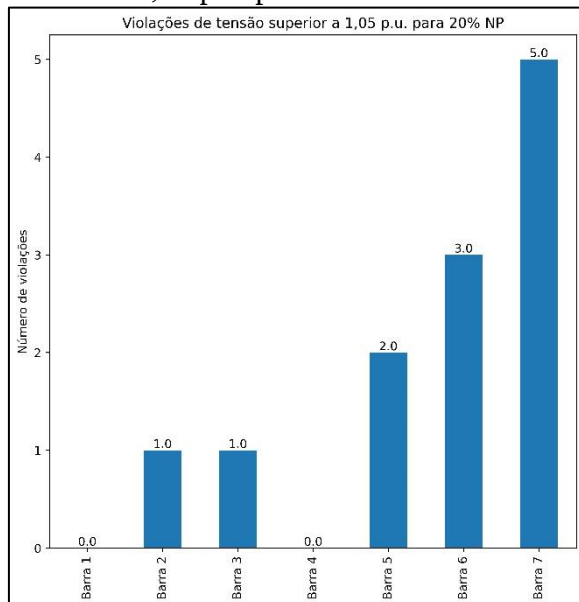
Por meio da análise das figuras acima, identifica-se que as violações do limite máximo de tensão tornar mais frequente tanto com o aumento do nível de penetração fotovoltaica como à medida que barra de interesse fica mais distante do alimentador. Porém, quando se tem 100% de NP na barra 7, é visto que a frequência de violação é quase constante, mostrando que essa barra é extremamente problemática caso haja quantidade excessiva de GDFVs e para contornar

esse evento a instalação de bancos de baterias nesse ponto da rede seria primordial. Nos próximos tópicos desse capítulo, serão apresentados gráficos em forma de histograma para apresentar uma visão mais clara da frequência de ocorrência desse tipo de violação de tensão.

5.7. VIOLAÇÕES DE TENSÃO SUPERIORES A 1,05 P.U.

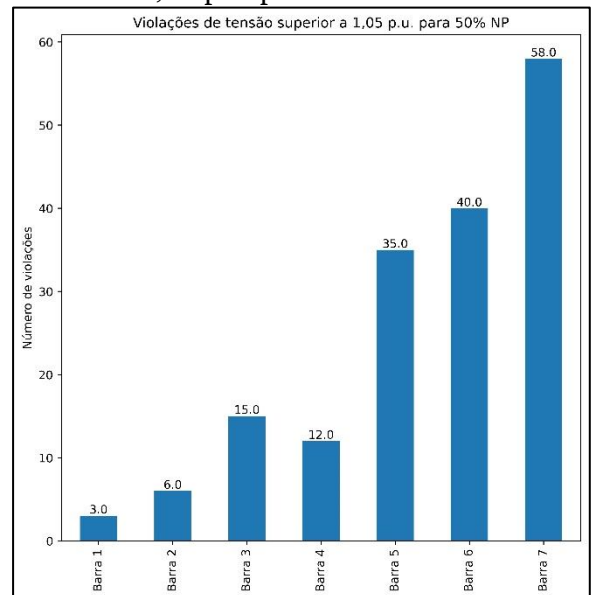
Nas Figuras 74, 75, 76 e 77, são apresentados os gráficos para as violações de tensão superiores a 1,05 p.u. para 20%, 50%, 80% e 100% de nível de penetração fotovoltaica, respectivamente. A partir desse momento, já é capaz de formar a ideia de capacidade de hospedagem, uma vez que foi quantificado o número de violações mostrando que para um determinado NP ocorrem mais violações do que outro em uma mesma barra do sistema, assim podendo concluir que para um valor X de NP em uma barra qualquer não será muito atrativo para a rede, visto que ocorrerá mais violações e também mostra as barras que manifestarão maiores problemas caso sejam instalados muitos GDFVs necessitando de técnicas de ajuste ou cortes de cargas.

Figura 74: Violações de tensão superior a 1,05 p.u. para 20% NP.



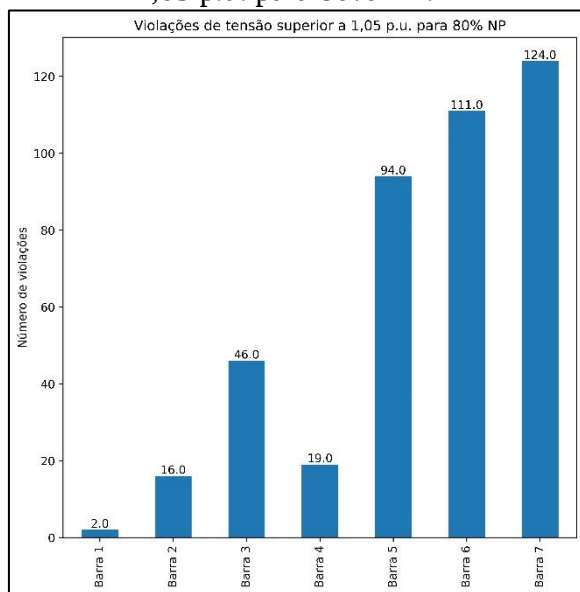
Fonte: Próprio autor.

Figura 75: Violações de tensão superior a 1,05 p.u. para 50% NP.



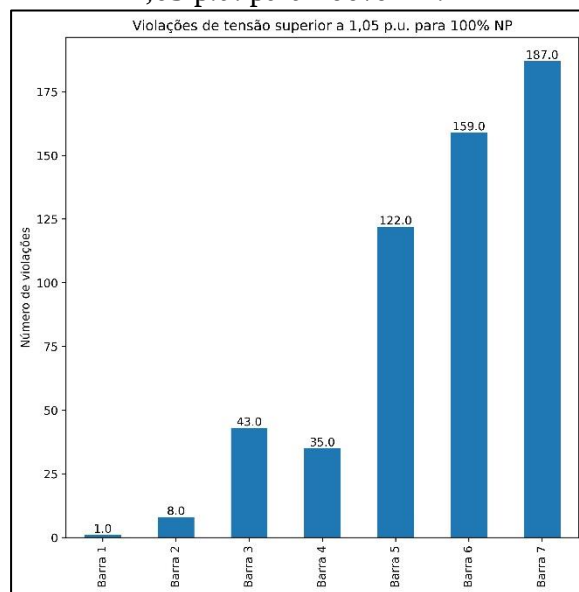
Fonte: Próprio autor.

Figura 76: Violações de tensão superior a 1,05 p.u. para 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 77: Violações de tensão superior a 1,05 p.u. para 100% NP.

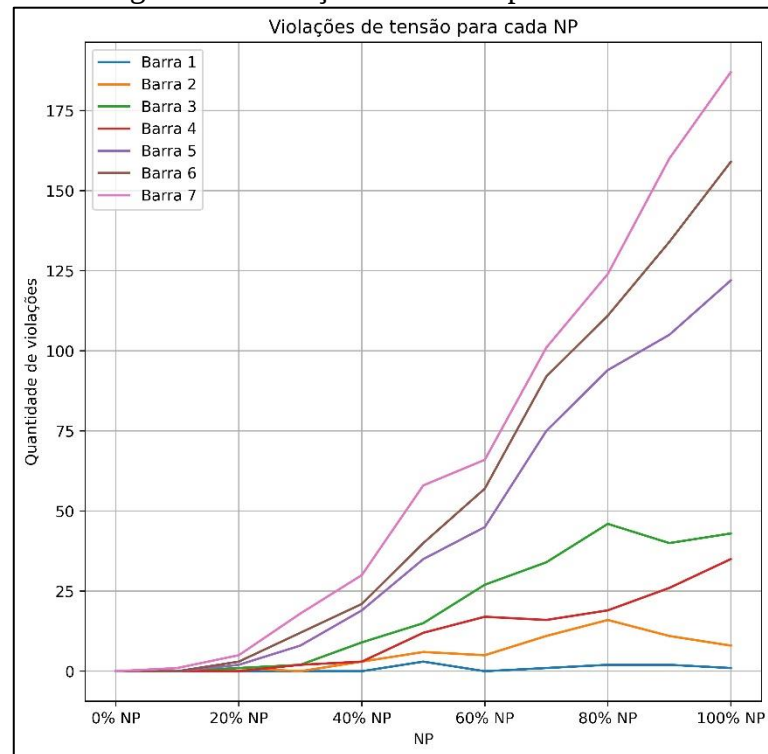


Fonte: Próprio autor.

Nota-se que a barra 4 apresenta um comportamento diferente em das violações do limite de tensão por serem menores quando comparada às outras barras do sistema e isso ocorre pois existem apenas duas unidades consumidoras (duas cargas) nessa barra e juntamente com a aleatoriedade do software mesmo que para níveis elevados de penetração fotovoltaica o limite máximo de SFVs serão dois e assim não apresentara tantas violações como nas barras vizinhas (barra 3 e 5), por exemplo.

Por fim, na Figura 78, é mostrado a evolução do número de violações para todos os níveis de penetração de geradores fotovoltaicos e é visto que em alguns casos quanto maior for o NP maior será a quantidade de violações e, dessa forma, mostra que as barras 5, 6 e 7, são as mais problemáticas caso for inserido um grande volume de GDFVs.

Figura 78: Violações de tensão para cada NP.

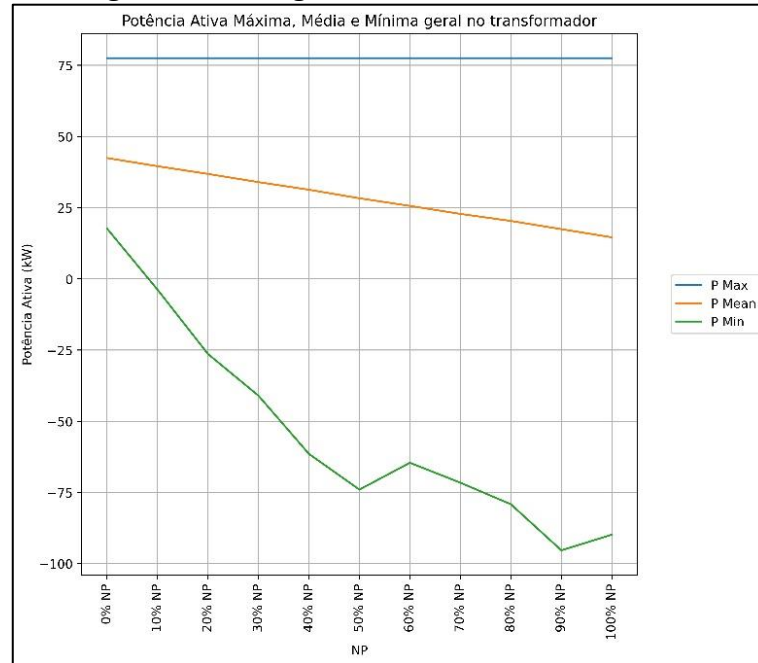


Fonte: Próprio autor.

A partir da análise da Figura 78, conclui-se que para as barras mais distantes a capacidade de hospedagem da rede passa a ser comprometida, apresentando um número maior de violações de tensão. Quando há injeção do excedente de energia no sistema a tensão naquele ponto tende a aumentar e esse efeito fica mais acentuado quando o nível de curto-circuito na barra é menor fazendo com que qualquer variação de tensão alcance níveis elevados. Dessa forma, para essa metodologia de análise em 50% de nível de penetração fotovoltaica as barras 5, 6 e 7 começaram a apresentar violações com maior frequência, uma vez que as demais barras permanecem com o número de infrações abaixo de 50.

Posto isso, na Figura 79, é mostrado o carregamento de potência ativa no transformador para que possa ser possível estabelecer o limite da CH correlacionando a potência lida com a quantidade de violações. Vale ressaltar que, no gráfico, a potência que deve ser usada para análise é a que representa o valor mínimo, pois o OpenDSS identifica como negativo o fluxo de carga como sentido contrário ao do transformador.

Figura 79: Carregamento total do transformador.



Fonte: Próprio autor.

Através da figura acima, constata-se que em 50% de NP foi alcançado 100% da potência nominal do transformador e assim, pode-se dizer que caso haja um carregamento superior a nominal do alimentador o número de violações nas últimas barras do sistema irá aumentar consideravelmente, como visto na Figura 78, mesmo havendo uma redução pequena em 60% de NP o sistema ainda fica susceptível a variações brusca de tensão. Sendo assim, nesse ponto de análise o ideal seria defini a CH como 100% da potência nominal do transformador, porém ainda ocorrerá violações de tensão e com a intensão de conservar um certo *gap* para o carregamento, em até 80% da potência nominal, a capacidade de hospedagem da rede estaria com um estado aceitável de operação, necessitando apenas de alguns ajustes para contornar as poucas violações de tensão, como instalação de baterias ou até mesmo regulando os *taps* do transformador. Nos próximos capítulos dessa dissertação, será discutido de forma mais detalhada o carregamento do transformador.

5.8. HISTOGRAMA DE TODAS AS MEDIÇÕES DE TENSÃO EM CADA NP

Nesse tópico, será abordado a frequência de ocorrência dos valores de tensão medidos em cada intervalo. Em primeiro lugar, é necessário calcular o valor máximo de amostras para um determinado nível de penetração chamado de FOTotal (Frequência de Ocorrência Total)

mostrado nas equações 16, 17 e 18, ou seja, para um valor X de NP tem-se 5.040.000 medições de tensão incluindo todas as barras do sistema.

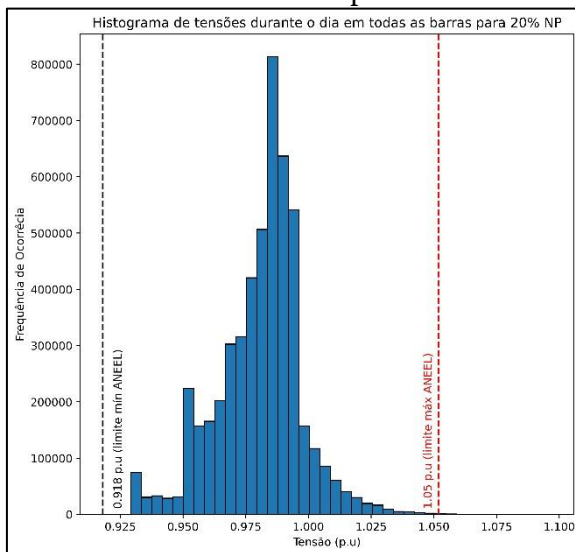
$$FO_{Total} = N^{\circ} SMC \times Quantidade\ de\ intervalos \times N^{\circ} de\ Barras \quad (16)$$

$$FO_{Total} = 500 \times 1440 \times 7 \quad (17)$$

$$FO_{Total} = 5.040.000\ vezes \quad (18)$$

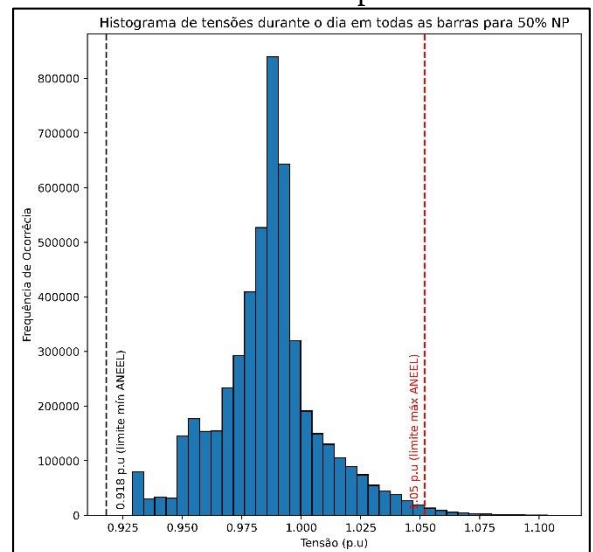
Nas Figuras 80, 81, 82 e 83, encontra-se os gráficos dos histogramas de tensão em todas as barras para 20%, 50%, 80% e 100% de NP, respectivamente. São inseridas nos gráficos linhas seccionadas paralelas ao eixo de Frequência de Ocorrência com a finalidade de representar o limite máximo e mínimo estabelecidos pela ANEEL. A interpretação do gráfico funciona da seguinte forma, na Figura 82 por exemplo, para as 7 barras dos sistemas tiveram menos de 100.000 medições de tensão superiores a 1,05 p.u. e nenhum valor de tensão inferior a 0,918 p.u.

Figura 80: Histograma de tensões durante o dia em todas as barras para 20% NP.



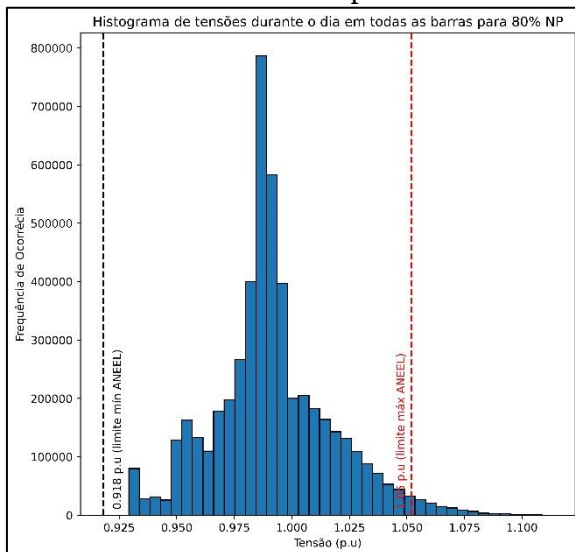
Fonte: Próprio autor.

Figura 81: Histograma de tensões durante o dia em todas as barras para 50% NP.



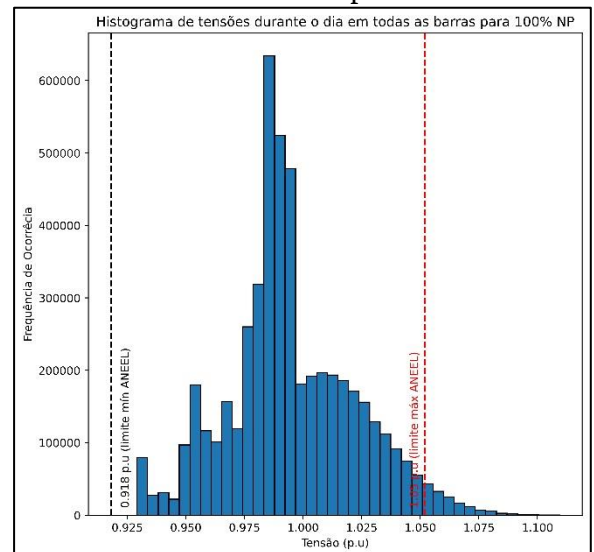
Fonte: Próprio autor.

Figura 82: Histograma de tensões durante o dia em todas as barras para 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 83: Histograma de tensões durante o dia em todas as barras para 100% NP.



Fonte: Próprio autor.

Nessa metodologia de análise, ocorre a generalização da verificação da capacidade de hospedagem da rede voltada para as medições de tensão em todos os pontos de acoplamento de GDs e, dessa forma, conclui-se que quando ocorre esse tipo de análise é perdido os pontos onde os impactos são mais intensificados. Essa omissão de dados acontece, pois há um grande volume de medições sendo investigado em conjunto e de mesmo modo, que é a busca pela frequência de ocorrência de tensões acima do limite, dentre mais de 5 milhões de medições.

5.9. HISTOGRAMA DAS TENSÕES MÁXIMAS EM CADA BARRA

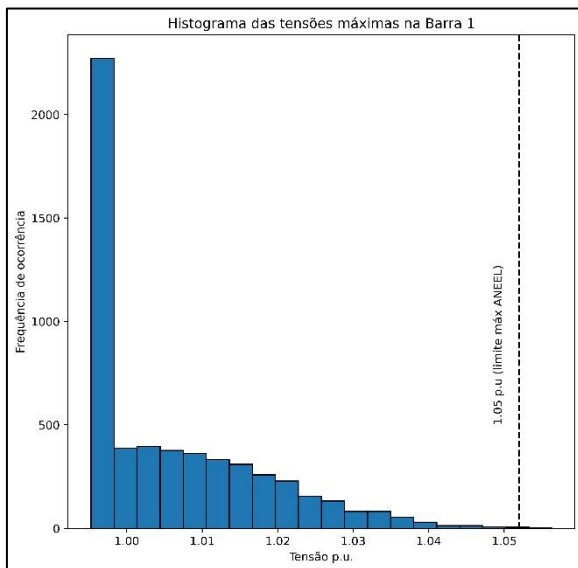
A seguir, nas Figuras 84, 85 e 86, tem-se os histogramas referentes às tensões máximas em cada cenário simulado para todos os valores de NP (total de 11, indo de 0% até 100% com intervalo de 10%). Para fins de compreensão dos gráficos, é calculado a quantidade de amostras totais nas equações 19, 20 e 21, resultando em 5.500 amostras de tensões máximas para uma determinada barra. Dessa forma, na Figura 86 por exemplo, mostra que para 500 SMCs houve menos de 250 casos com tensões máximas maiores que 1,05 p.u. e menores que 1,06 p.u. em todos os níveis de penetração fotovoltaica na barra 7.

$$\text{Amostras} = \text{N}^{\circ} \text{ SMC} \times \text{N}^{\circ} \text{ de NP} \quad (19)$$

$$\text{Amostras} = 500 \times 11 \quad (20)$$

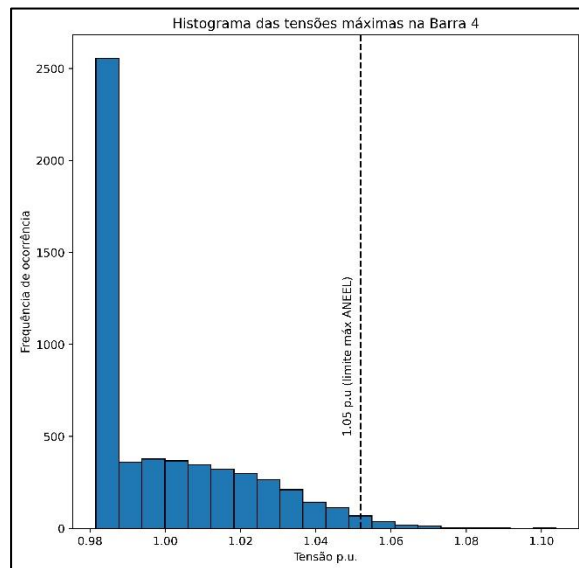
$$\text{Amostras} = 5.500 \quad (21)$$

Figura 84: Histograma das tensões máximas na Barra 1.



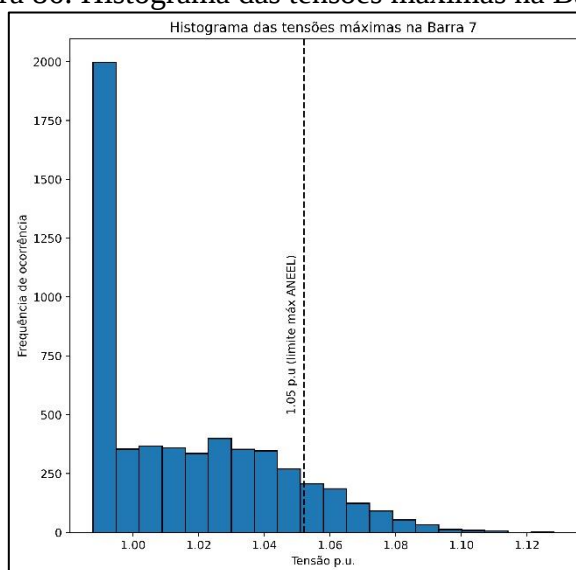
Fonte: Próprio autor.

Figura 85: Histograma das tensões máximas na Barra 4.



Fonte: Próprio autor.

Figura 86: Histograma das tensões máximas na Barra 7.



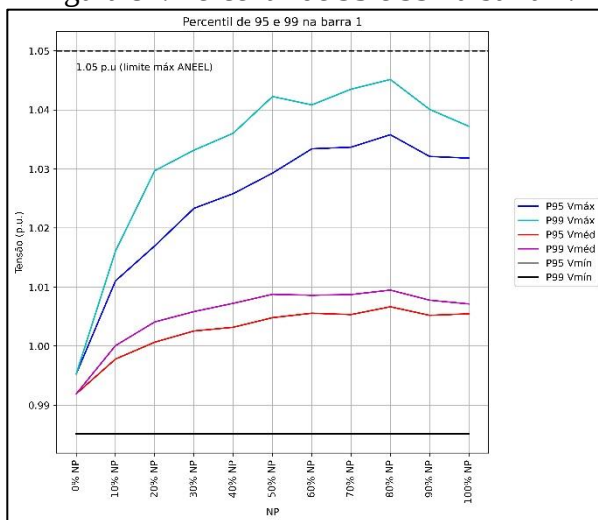
Fonte: Próprio autor.

Nesse ponto, é feito o tratamento dos dados e retirado apenas os valores de tensão máxima para cada cenário e assim os pontos de maiores impactos são mais visíveis e compreensíveis, mostrando que não se deve generalizar o método de análise para identificar a capacidade de hospedagem, como feito no tópico anterior, uma vez que ela é encontrada entre o limite de desempenho do sistema e cada ponto do sistema tem sua característica própria. Dessa forma, identifica-se nos histogramas que nas barras 4 e 7 existe uma frequência maior de ocorrência de tensões acima de 1.05 p.u.

5.10. PERCENTIL DE 95 E 99 PARA AS TENSÕES MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA EM CADA NP POR BARRA

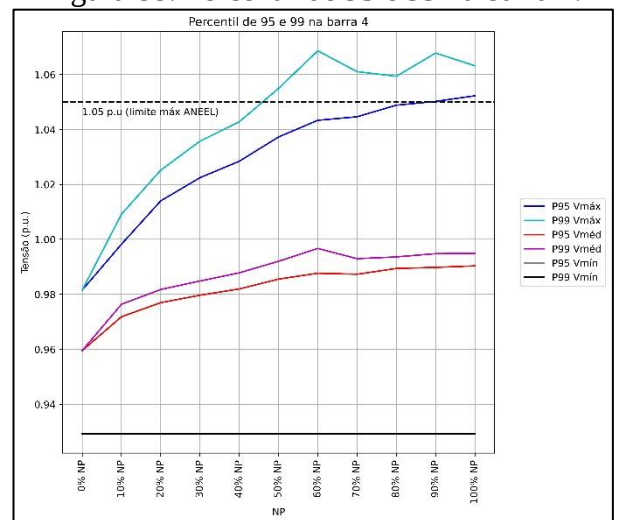
O conceito de percentil está ligado à estatística descritiva e é a medida que divide uma determinada amostra em 100 partes por ordem crescente, e cada parte com uma porcentagem de dados igual. Nas Figuras 86, 87 e 88, mostra-se os percentis de 95 e 99 para as barras 1, 4 e 7, para as tensões máxima, média e mínima objetivando apresentar seus comportamentos a medida que o valor de NP é aumentado.

Figura 87: Percentil de 95 e 99 na barra 1.



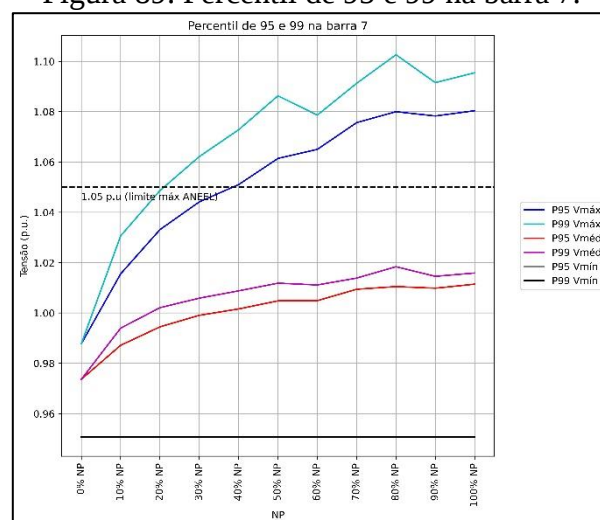
Fonte: Próprio autor.

Figura 88: Percentil de 95 e 99 na barra 4.



Fonte: Próprio autor.

Figura 89: Percentil de 95 e 99 na barra 7.



Fonte: Próprio autor.

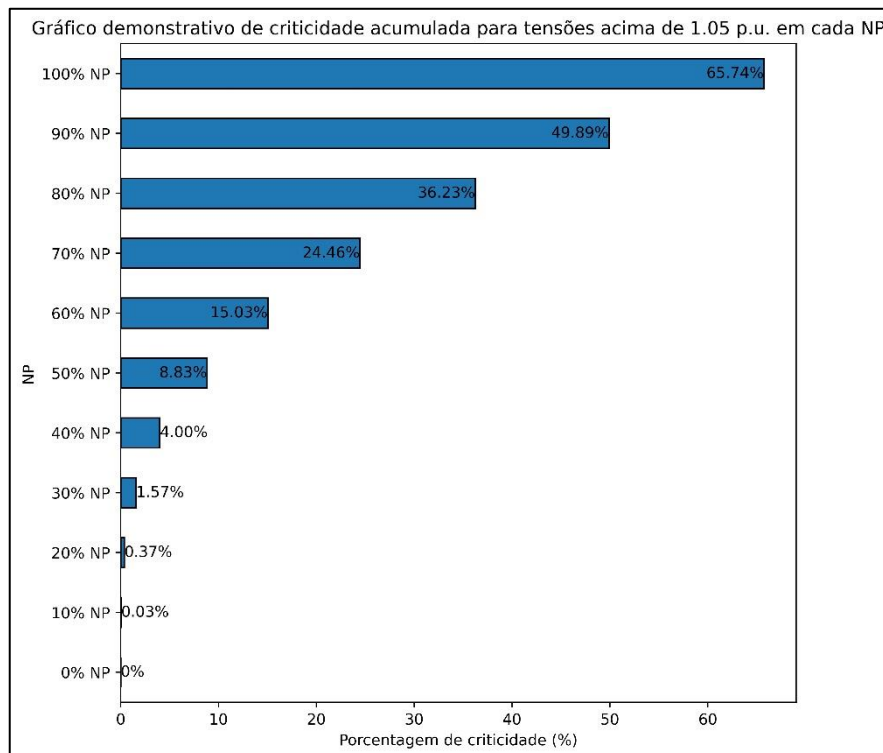
Dessa forma, pode-se concluir que na Figura 87, por exemplo, ocorreu uma redução do valor de amplitude máxima em 90% e 100% de NP, indicando que em 95% e 99% dos casos a

tensão para 100% de NP ficou abaixo de 1,04 p.u. Esse indicativo é importante, pois é possível compreender em qual faixa de valores que se enquadra a maior tensão medida para um determinado NP. Já na Figura 88, ocorre a ultrapassagem do limite de tensão máxima de 1,05 p.u. em NPs acima de 40% para 99% dos valores medidos e em 90% e 100% de NP para 95% dos valores. E por fim, na Figura 89, essas ultrapassagens ocorrem em 20% de NP para o percentil de 99 e 40% de NP para o percentil de 95.

5.11. DEMONSTRATIVO DE CRITICIDADE ACUMULADA E FDA DE VIOLAÇÕES DE TENSÕES ACIMA DE 1,05 P.U. NAS BARRAS EM CADA NP

Uma métrica importante para analisar o quanto será preocupante os impactos de sobretensão causados à rede e possibilitando identificar a capacidade de hospedagem da rede para um determinado nível de penetração fotovoltaica é o demonstrativo de criticidade acumulada, apresentado na Figura 90.

Figura 90: Demonstrativo de criticidade acumulada para as tensões acima de 1,05 p.u. nas barras em cada NP.



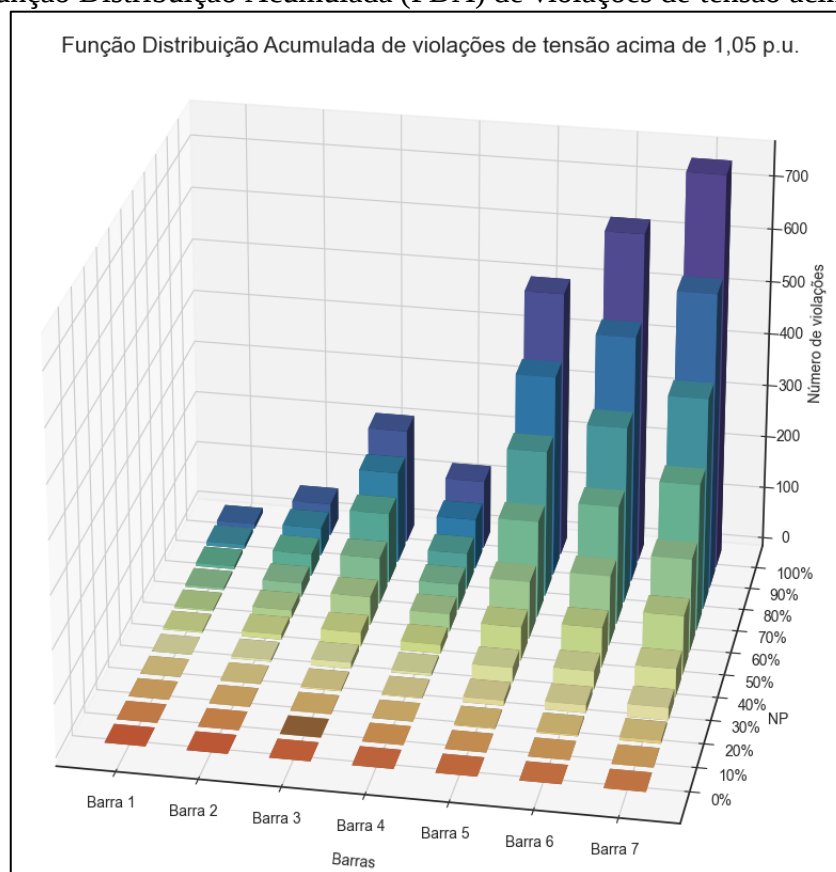
Fonte: Próprio autor.

Nessa metodologia de gráfico mostra que caso ocorra uma penetração de GDFVs de 100% terá 65,74% de chance de ocorrer elevação de tensão superior a 1,05 p.u. em alguma

barra do sistema é análogo para os outros valores de NP. Vale ressaltar que caso haja, por exemplo, 90% de NP na rede, é considerado o potencial de criticidade dos NP anteriores somados ao do valor em questão e funciona da mesma forma para todos os outros percentuais. Dessa forma, identifica-se a CH a partir da porcentagem de ocorrência de violações de tensão.

A fim de acrescentar mais informações sobre a quantidade de violações, é apresentado na Figura 91 o gráfico da FDA (Função Distribuição Acumulada) das violações de tensão acima de 1,05 p.u. para cada barra do sistema e para cada NP, e nota-se que acima de 50% de nível de penetração fotovoltaica a quantidade de infração começa a aumentar consideravelmente.

Figura 91: Função Distribuição Acumulada (FDA) de violações de tensão acima de 1,05 p.u.



Fonte: Próprio autor.

A FDA tem o papel de calcular a probabilidade acumulada de uma variável aleatória de um determinado valor X. O resultado da função de distribuição acumulada é os valores somados de todas as probabilidades até um certo ponto escolhido e no caso da Figura 91, é feito o somatório dos resultados no número de violações de tensão máxima dada pela equação 22. Assim, para se ter os resultados referentes às violações acumuladas para o 50% de NP, por exemplo, soma-se os as infrações de tensão de 0%, 10%, 20%, 30%, 40% e 50%.

$$F(NP) = \sum_{i=0}^{NP} F(NP_i) \quad (22)$$

Onde:

$F(NP)$ = Função distribuição acumulada para um valor X de NP;

NP = NP escolhido;

i = Valor inicial de NP;

$F(NP_i)$ = Quantidade de violações para valor X de NP variando de acordo com i.

5.12. DESEQUILÍBRIO DAS TENSÕES DE FASE

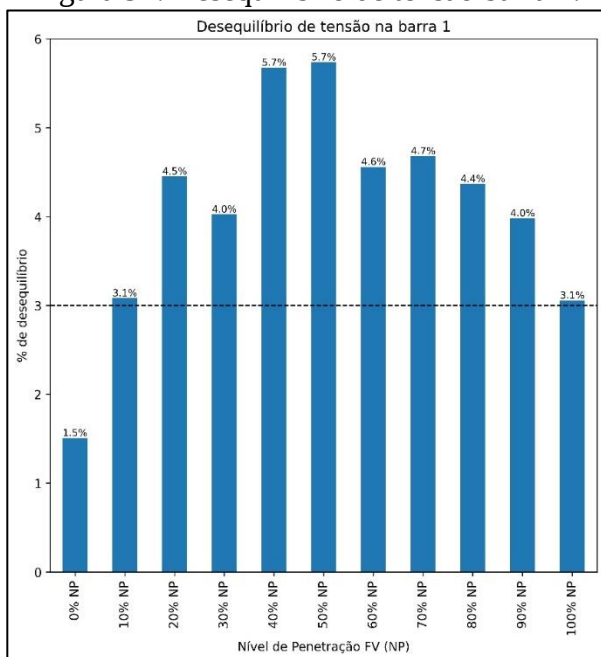
Existem diferentes formas para se obter o valor do desequilíbrio das tensões de fase em um determinado ponto de medição. A forma comum e mais prática realizada no ambiente de trabalho é mensurar os valores de tensão em cada fase e identificar a porcentagem de desvio entre cada uma ou também utilizando um medidor de qualidade de energia elétrica que tem implementado algoritmos para quantificar esse desequilíbrio. No entanto, em meios acadêmicos e de pesquisa, utiliza-se a decomposição da onda de tensão em componentes simétricas obtendo assim, a de sequência positiva, negativa e zero. Após isso, basta dividir a componente de sequência negativa pela a de sequência positiva conforme representado nas equações 22 e 23. Dessa forma, obtendo o Fator de Desequilíbrio (FD) da tensão medida.

$$FD = \frac{V^-}{V^+} \quad (23)$$

$$FD\% = \frac{V^-}{V^+} \times 100 \quad (24)$$

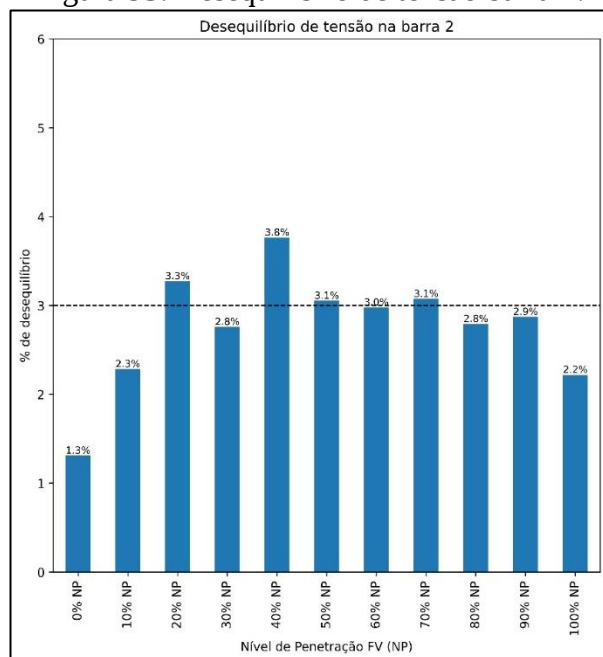
Nas Figuras 92 até 98, são mostrados os gráficos do FD para cada barra do sistema.

Figura 92: Desequilíbrio de tensão barra 1.



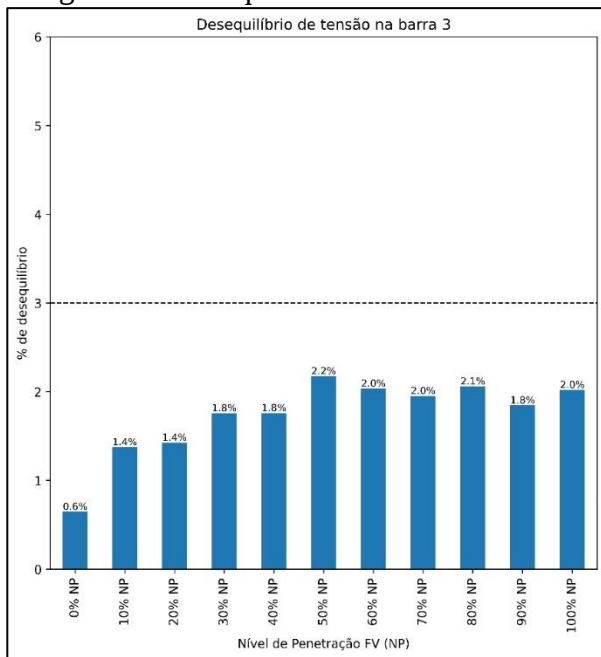
Fonte: Próprio autor.

Figura 93: Desequilíbrio de tensão barra 2.



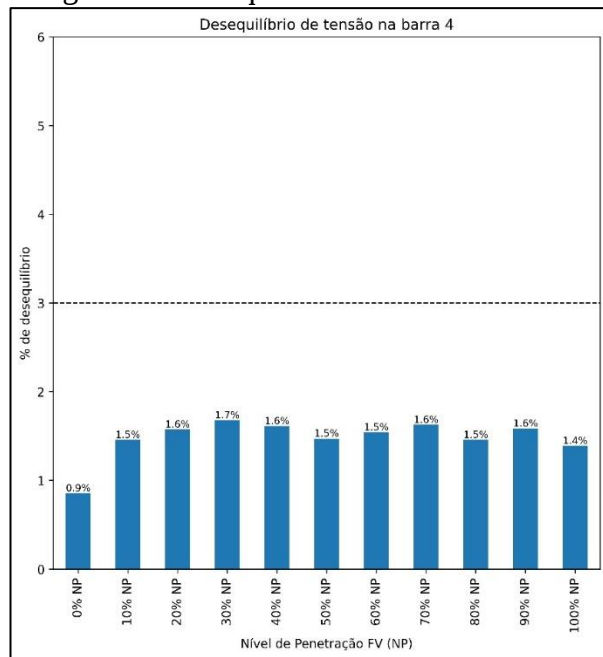
Fonte: Próprio autor.

Figura 94: Desequilíbrio de tensão barra 3.



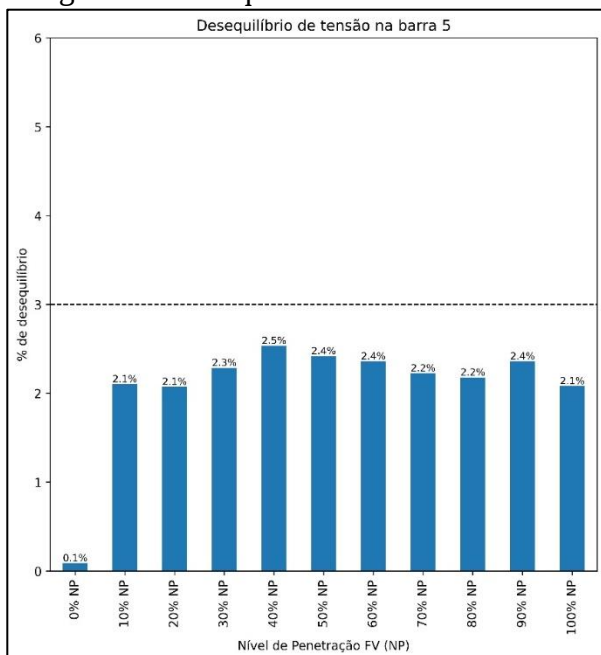
Fonte: Próprio autor.

Figura 95: Desequilíbrio de tensão barra 4.



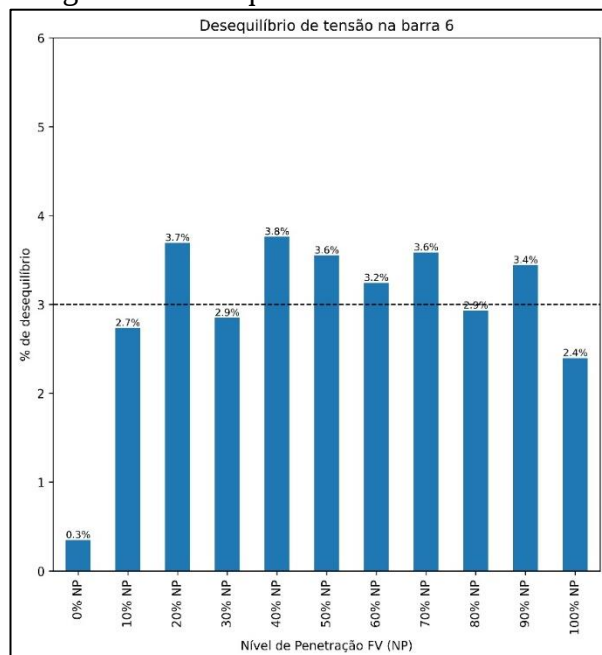
Fonte: Próprio autor.

Figura 96: Desequilíbrio de tensão barra 5.



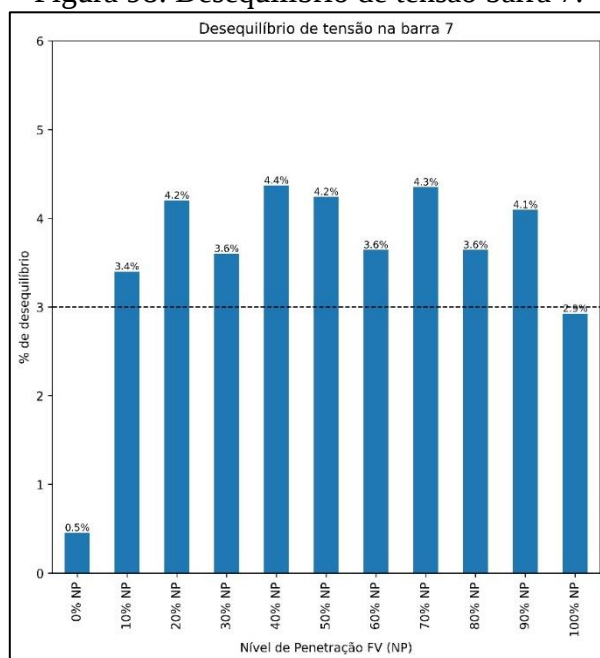
Fonte: Próprio autor.

Figura 97: Desequilíbrio de tensão barra 6.



Fonte: Próprio autor.

Figura 98: Desequilíbrio de tensão barra 7.



Fonte: Próprio autor.

A partir dos gráficos apresentados é possível identificar que em certas barras o fator de desequilíbrio é maior que 3% saindo fora do limite estabelecido pela ANEEL, isso ocorre porque os geradores fotovoltaicos conectados à rede do sistema simulado são monofásicos. Dessa forma, gerando uma grande diferença de tensão entre uma fase que não foi instalado nenhum GDFV. Como dito anteriormente, a escolha do local de instalação do SFV é aleatória podendo ser inserido em uma unidade consumidora que esteja na fase A, B ou C. É importante

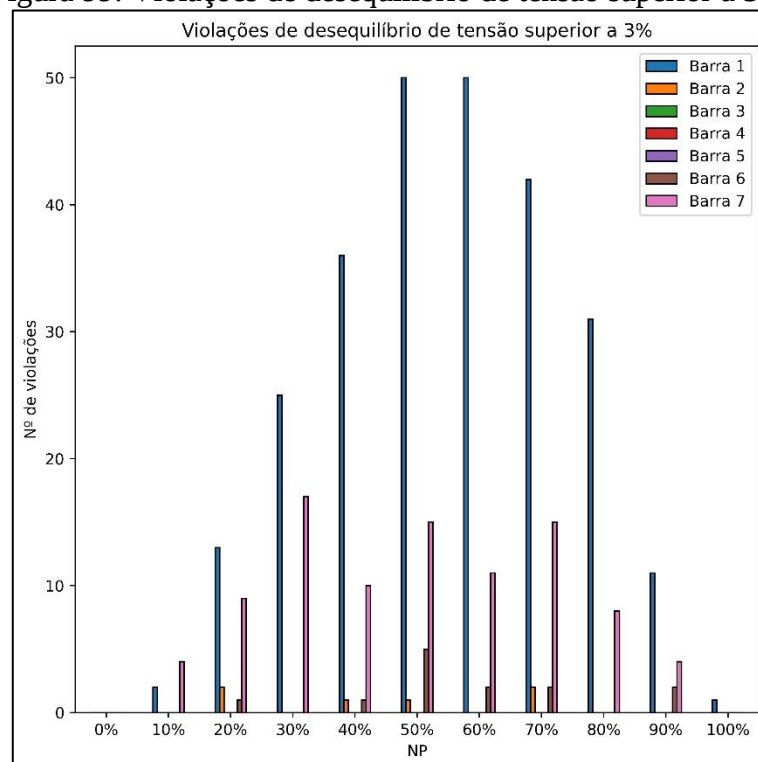
citar que o FD apresentado no gráfico é o valor máximo obtido dentre as 500 SMC para um valor X de NP.

Ter conhecimento do FD é importante para as concessionárias de energia elétrica, pois permite identificar em quais fases da rede existe sobrecarga de geradores distribuídos e podem realocar a UC que apresenta desequilíbrio maior que 3% para outra fase e assim resolvendo o problema gastando muito pouco ou nenhum capital financeiro.

5.13. VIOLAÇÕES DE DESEQUILÍBRIO DAS TENSÕES DE FASE SUPERIOR A 3%

Na Figura 99, é apresentado o gráfico da quantidade de violações referentes aos valores de desequilíbrio de tensão superior a 3% medidos nas 500 SMCs para cada NP.

Figura 99: Violações de desequilíbrio de tensão superior a 3%.



Fonte: Próprio autor.

É notável que na barra 1 ocorrem quantidades maiores de desequilíbrio mostrando que essa barra reage negativamente a esse índice de desempenho quando submetida à inserção de GDFVs. No entanto, a maior quantidade de violações acontece entre 40% e 80% de NP pelo motivo dos SFVs serem monofásicos gerando diferença significativas entre as fases. Pode-se perceber que o número de violações por desequilíbrio começa a aumentar e seu valor máximo

é atingido em 50% de NP e após isso passa a reduzir, esse efeito de redução é resultado do aumento de sistemas fotovoltaicos sendo instalados e, assim, gerando equilíbrio de tensão entre as fases da rede.

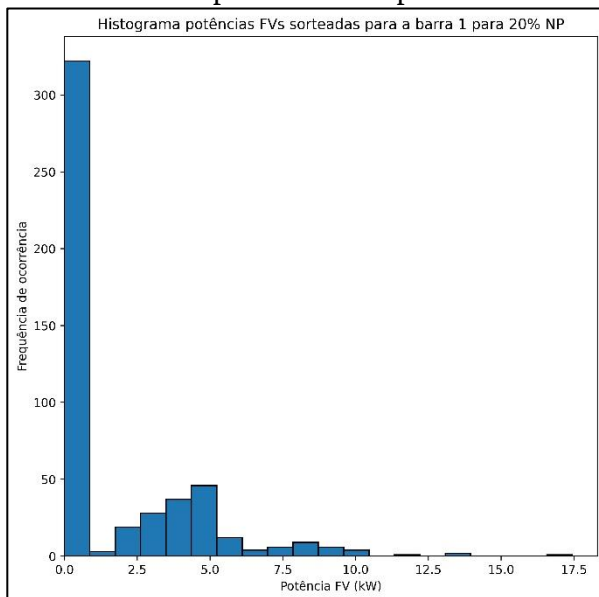
5.14. HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS POR BARRA

A seguir, finalizam-se as análises das barras do sistema com os gráficos dos histogramas referentes às potências FVs instaladas nas barras 1, 4 e 7, durante as 500 simulações de Monte Carlo para 20%, 50%, 80% e 100% de NP apresentados nas Figuras 100 até 111, mostrando a frequência de ocorrência de instalação de um determinado valor de potência fotovoltaica na barra analisada. Valores elevados de potência explicam o aumento de tensão expressivo principalmente na barra mais distante do alimentador (barra 7), uma vez que a impedância da linha é maior e, dessa forma, proporcionando esse aumento pontual de tensão. Nota-se que quanto maior for o NP mais os dados se concentram próximo a um valor, isso ocorre devido à distribuição de probabilidade de potência FV implementado no software e apresentado anterior nesse trabalho.

5.14.1. HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS NAS BARRAS 1, 4 E 7 PARA 20% DE NP

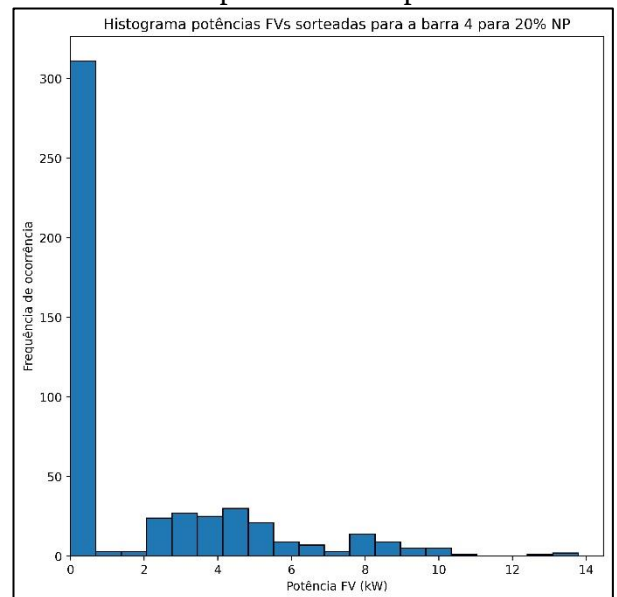
Nas Figuras 100, 101 e 102, serão apresentados os histogramas referentes às potências FVs escolhidas aleatoriamente pelo programa criado a partir da distribuição de probabilidade utilizada. Os gráficos são para 20% de nível de penetração fotovoltaica nas barras 1, 4 e 7.

Figura 100: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 1 para 20%.



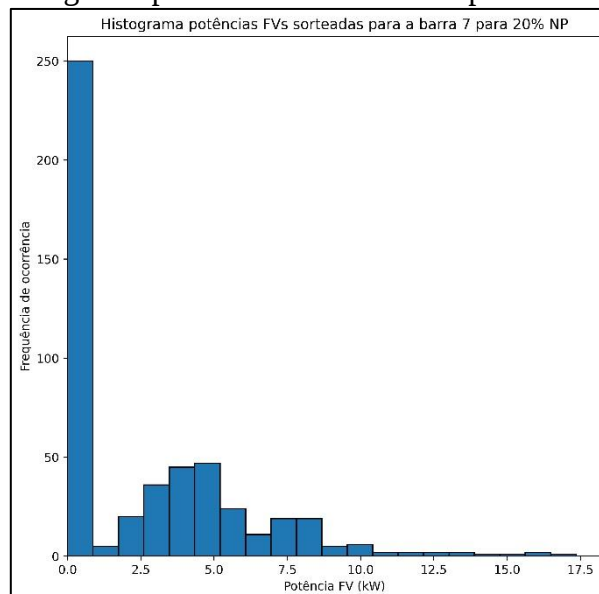
Fonte: Próprio autor.

Figura 101: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 20%.



Fonte: Próprio autor.

Figura 102: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 7 para 20%.



Fonte: Próprio autor.

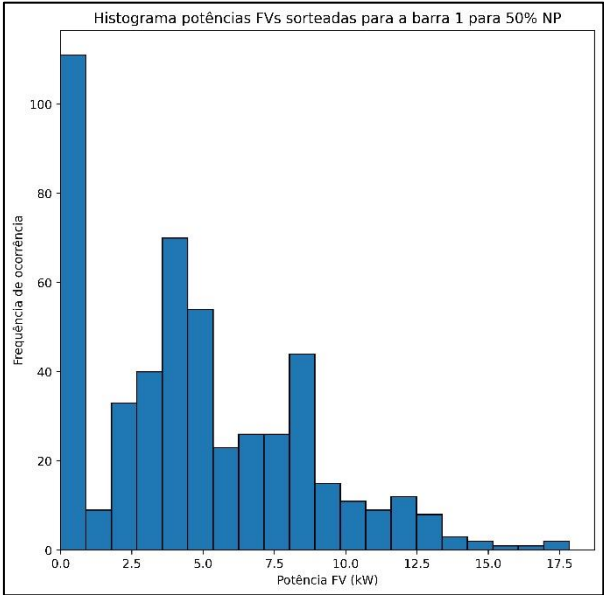
Ao analisar as ilustrações acima, nota-se há uma concentração dos valores em zero, isso ocorre pois o *software* criado ao selecionar a potência aleatória e o ponto de conexão por meio da Simulação de Monte Carlo com 20% de NP é inserido quatro sistemas FVs na rede, porém como a local é aleatório as barras que não recebem GD a potência FV nela é definida como zero pelo programa e assim gera esse acúmulo. Todavia, a instalação de GDs respeita a

distribuição de probabilidade implementada anteriormente, e dessa forma, é importante lembrar que essa potência FV é distribuída entre as UCs da barra caso haja mais de um gerador.

5.14.2. HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS NAS BARRAS 1, 4 E 7 PARA 50% DE NP

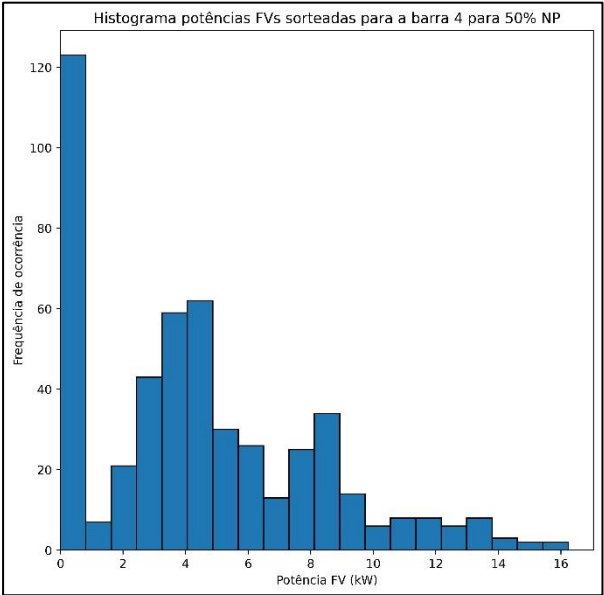
Nas Figuras 103, 104 e 105, são mostrados os gráficos referentes aos histogramas de potência fotovoltaica instalada para as barras 1, 4 e 7, nessa ordem, exibindo a frequência de ocorrência da instalação de determinados valores de potência.

Figura 103: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 1 para 50%.



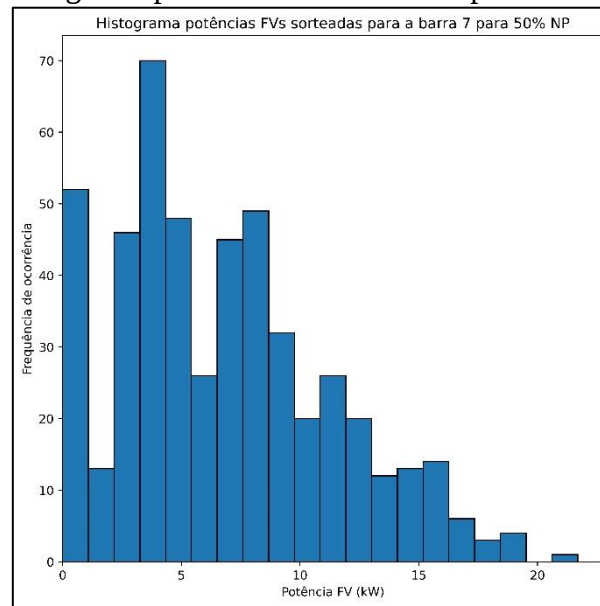
Fonte: Próprio autor.

Figura 104: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 50%.



Fonte: Próprio autor.

Figura 105: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 7 para 50%.



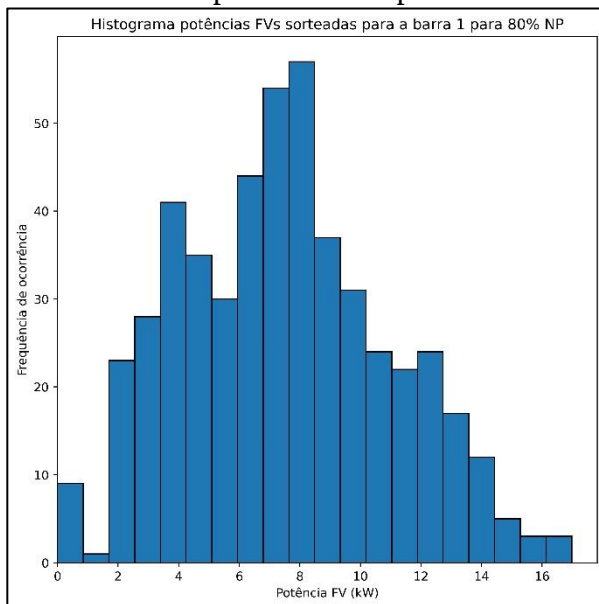
Fonte: Próprio autor.

Como visto nos gráficos, a frequência de ocorrência de potência fotovoltaica que antes era concentrada no valor zero reduziu devido ao aumento do número de NP, ou seja, dessa vez foram dez GDFVs instalados, diminuindo o número de barras que não receberam SFVs. No entanto é notável que o valor em kW também cresceu e começou a apresentar frequência de ocorrência.

5.14.3. HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS NAS BARRAS 1, 4 E 7 PARA 80% DE NP

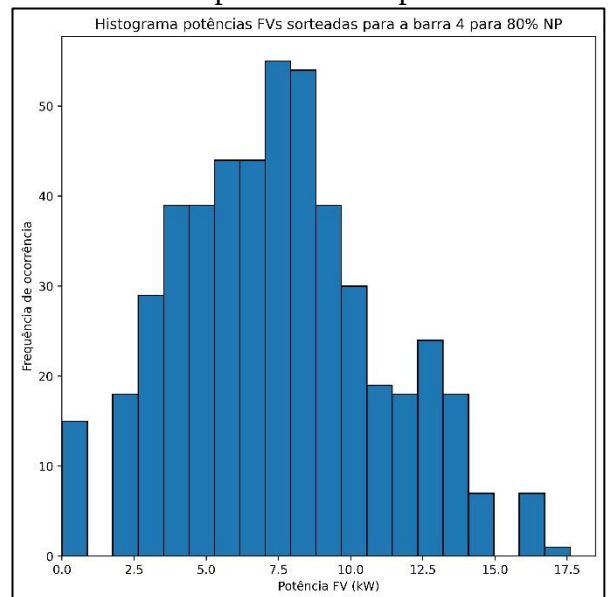
A seguir, nas Figuras 106, 107 e 108, são apresentado os histogramas para as barras 1, 4 e 7, tendo como base a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados e suas respectivas potências.

Figura 106: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 1 para 80%.



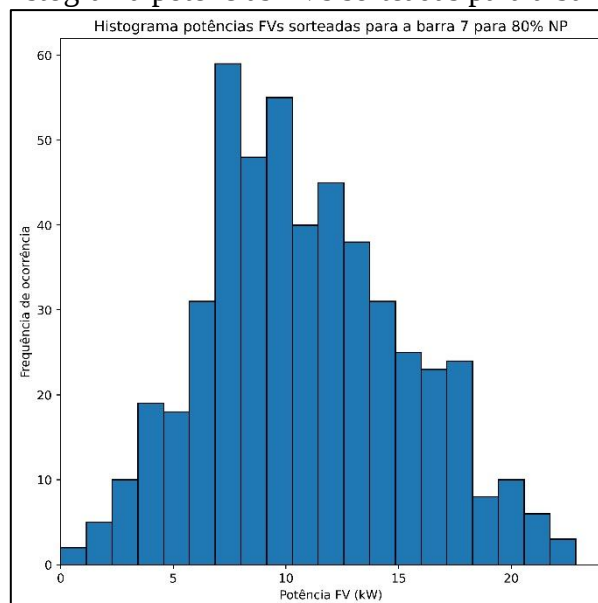
Fonte: Próprio autor.

Figura 107: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 80%.



Fonte: Próprio autor.

Figura 108: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 80%.



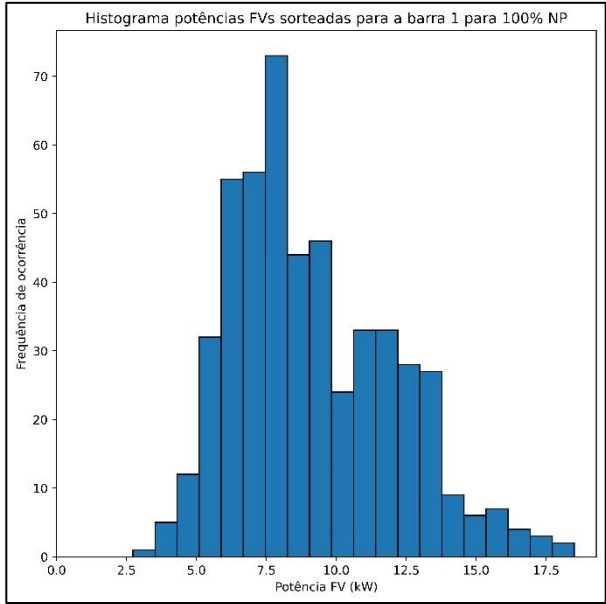
Fonte: Próprio autor.

Ao ponto que ocorre o aumento do valor do nível de penetração fotovoltaica a quantidade de SFVs também aumenta e assim o montante de potência FV instalada na rede cresce, o que pode ser visto nos gráficos acima e comparados aos de NP inferior. Nota-se que o gráfico começa a ter uma forma de “sino” tendo sua concentração no meio do gráfico causado pela distribuição de probabilidade apresentada anteriormente.

5.14.4. HISTOGRAMA DAS POTÊNCIAS FVs INSTALADAS NAS BARRAS 1, 4 E 7 PARA 100% DE NP

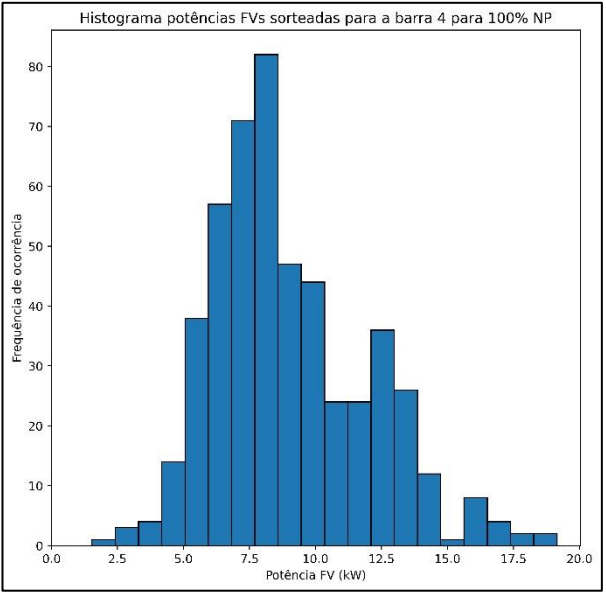
Por fim nas Figuras 109, 110 e 111, é exposto os histogramas da potência fotovoltaica instalada em 100% de NP para as barras de análise.

Figura 109: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 1 para 100%.



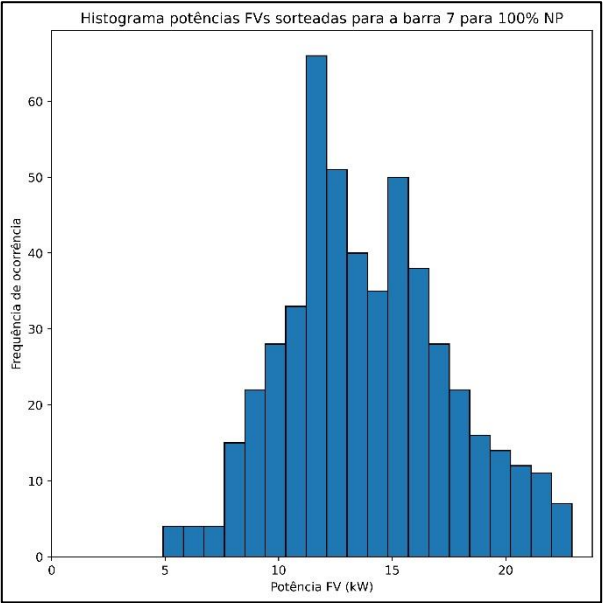
Fonte: Próprio autor.

Figura 110: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 4 para 100%.



Fonte: Próprio autor.

Figura 111: Histograma potências FVs sorteadas para a barra 7 para 100%.



Fonte: Próprio autor.

Nota-se que dessa vez não houve nenhum valor em zero, isso porque todos os consumidores da rede tiveram sistemas fotovoltaicos instalados. É importante destacar a necessidade de observar a evolução e a distribuição dos valores de potência à medida que o valor de NP aumentava, e também caso seja dividido o valor da potência que mais apresentou frequência de ocorrência de instalação nos gráficos pelo número de consumidores existentes na barra se análise, o resultado será algo bem próximo dos valores com as maiores probabilidades na função de distribuição de probabilidade para os sistemas fotovoltaicos instalados até 10 kW na cidade de Itumbiara, apresentada na Figura 12.

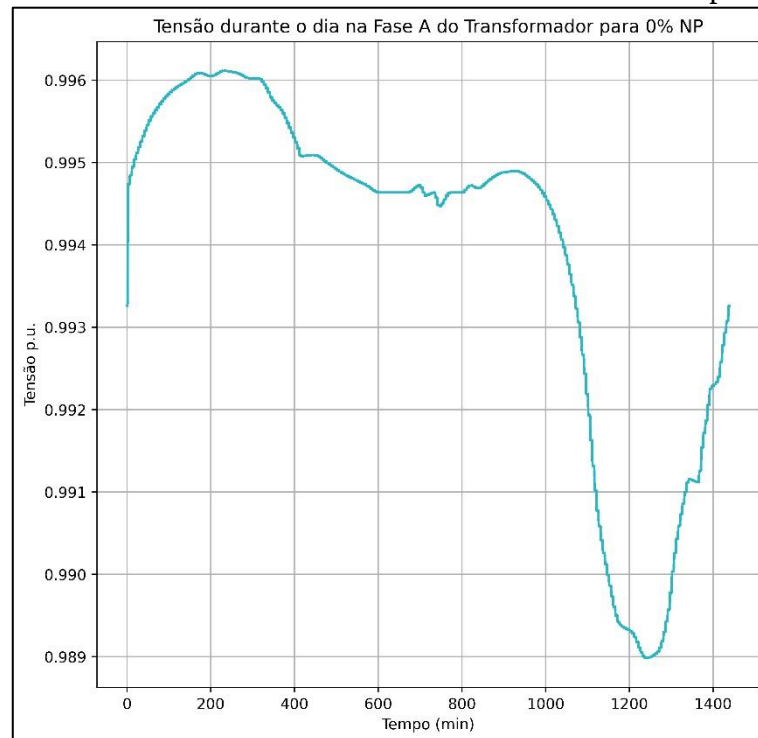
5.15. TENSÕES DIÁRIAS NAS FASES DO TRANSFORMADOR

A partir desse tópico, serão realizadas as análises referentes aos dados medidos no secundário do transformador (lado de baixa), nas Figuras 112 até 126, irão ser apresentados os gráficos relacionados às tensões durante as 500 simulações de Monte Carlo para 0%, 20%, 50%, 80% e 100% de NP. As figuras que apresentam 0% de NP servem como análise inicial do transformador sem a inserção de geradores fotovoltaicos.

5.15.1. TENSÕES DIÁRIAS NA FASE A DO TRANSFORMADOR

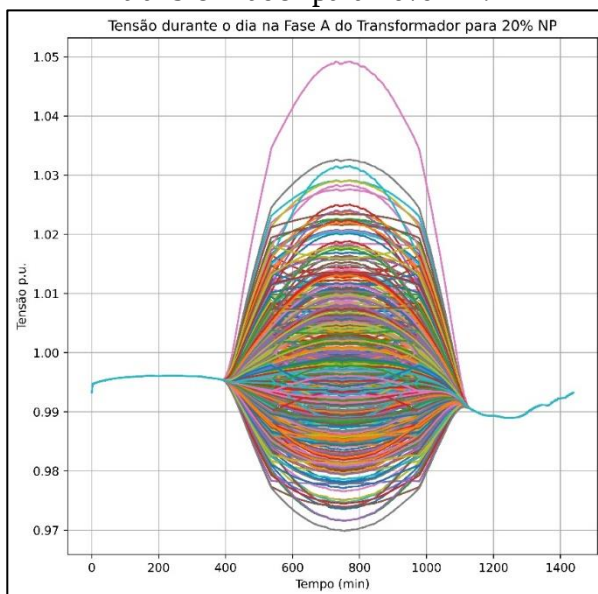
A seguir nas Figuras 112, 113, 114, 115 e 116, são mostrados os gráficos para as tensões na fase A do transformador medidas ao longo do dia com intervalo de 1 minuto.

Figura 112: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 0% NP.



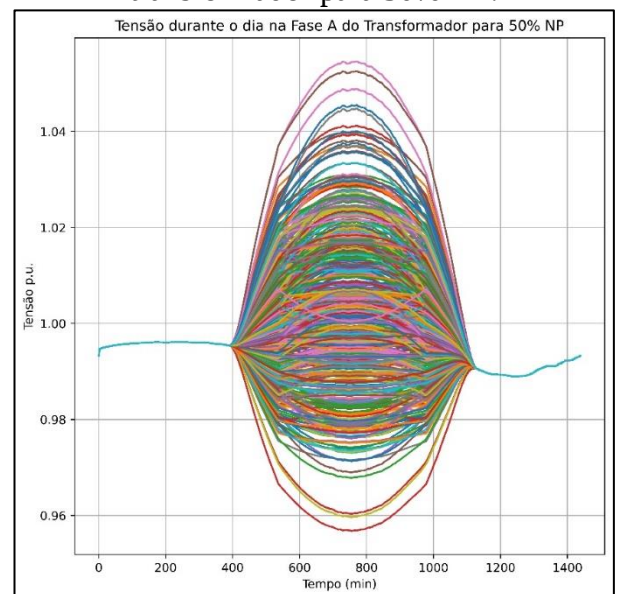
Fonte: Próprio autor.

Figura 113: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 20% NP.



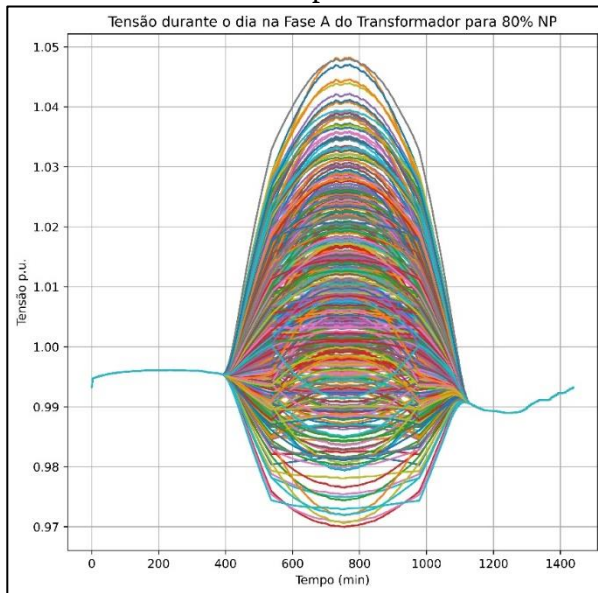
Fonte: Próprio autor.

Figura 114: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 50% NP.



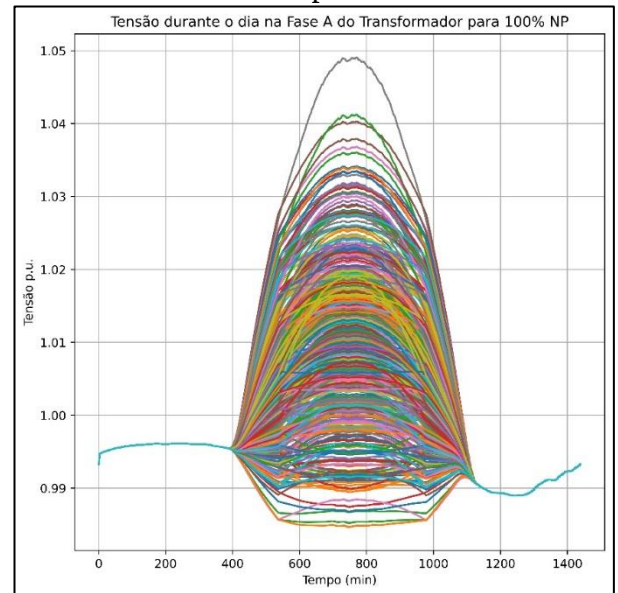
Fonte: Próprio autor.

Figura 115: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 116: Tensão durante o dia na Fase A do transformador para 100% NP.



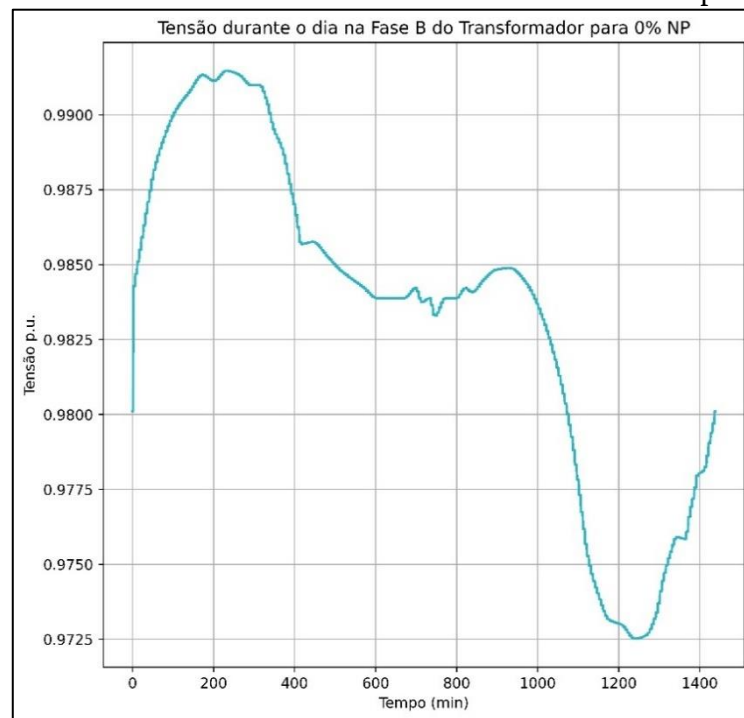
Fonte: Próprio autor.

Nesses gráficos, observa-se a evolução das simulações de Monte Carlo, visto que cada cenário é representado por uma das curvas na figura, e com o aumento de NP na fase A do transformador ocorre elevações de tensão, porém não são superiores a 1.05 p.u.

5.15.2. TENSÕES DIÁRIAS NA FASE B DO TRANSFORMADOR

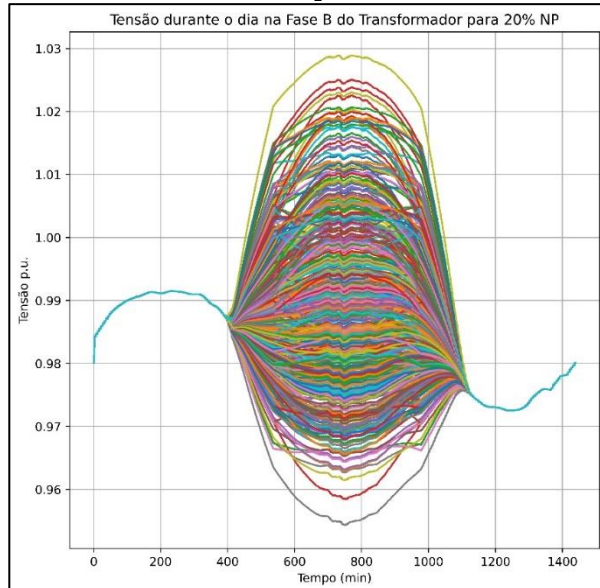
Para as tensões ao longo do dia na fase B do transformador serão apresentadas as Figuras 117, 118, 119, 120 e 121.

Figura 117: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 0% NP.



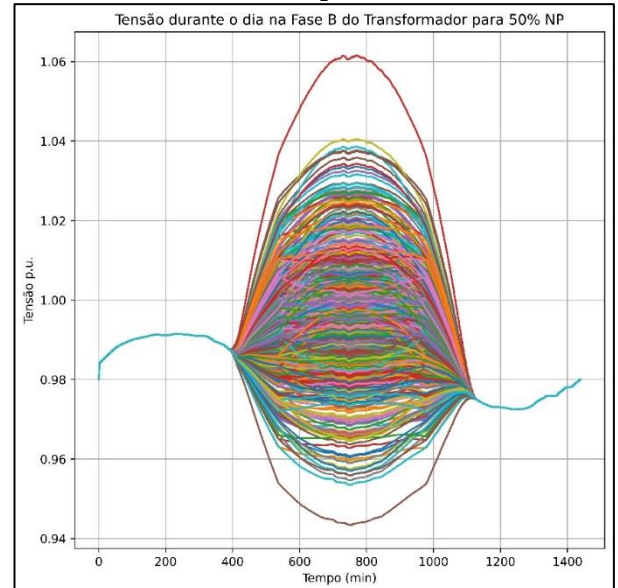
Fonte: Próprio autor.

Figura 118: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 20% NP.



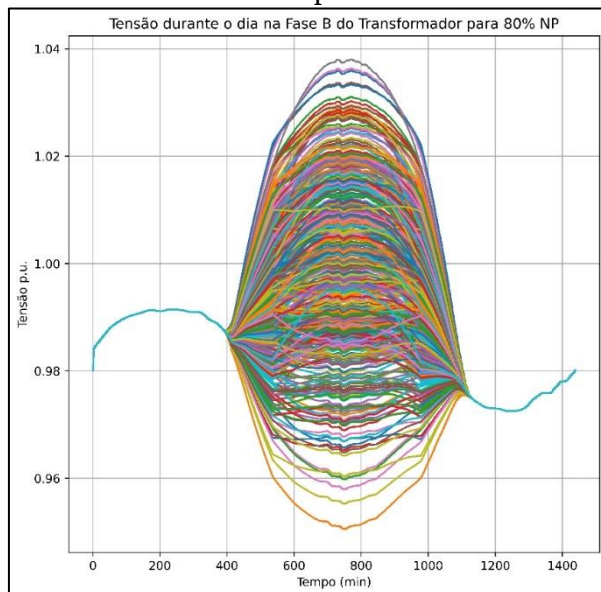
Fonte: Próprio autor.

Figura 119: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 50% NP.



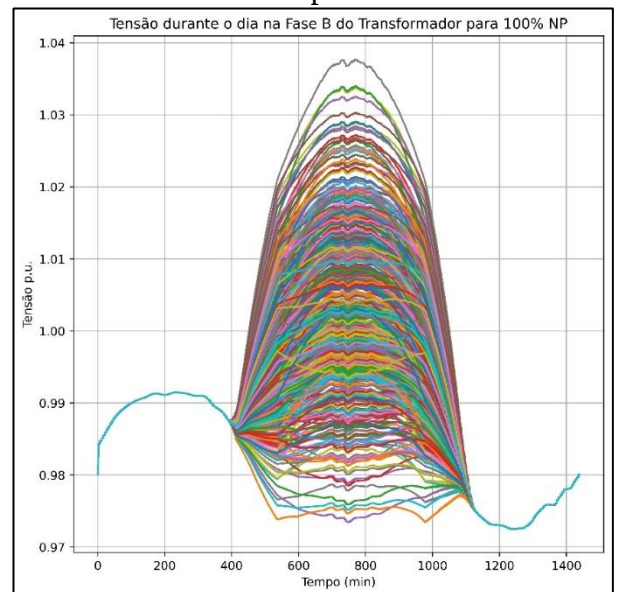
Fonte: Próprio autor.

Figura 120: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 121: Tensão durante o dia na Fase B do transformador para 100% NP.



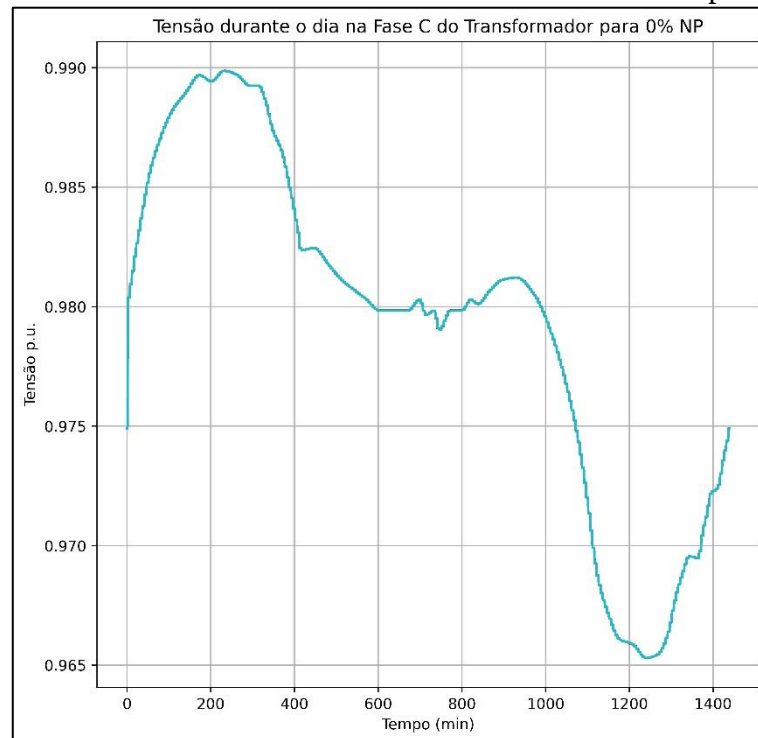
Fonte: Próprio autor.

É possível perceber que apenas na Figura 118, referente a 50% de NP na fase B, ocorre a ultrapassagem do limite máximo de tensão e nota-se que acontece em somente um cenário dos 500 simulados.

5.15.3. TENSÕES DIÁRIAS NA FASE C DO TRANSFORMADOR

Por último são apresentados os gráficos para as tensões durante o dia com 0%, 20%, 50%, 80% e 100% de nível de penetração fotovoltaica para a fase C do transformador por meio das Figuras 122, 123, 124, 125 e 126, respectivamente.

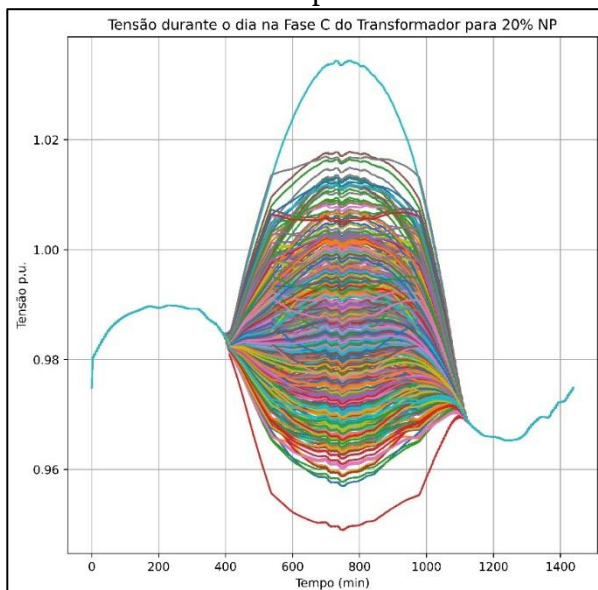
Figura 122: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 0% NP.



Fonte: Próprio autor.

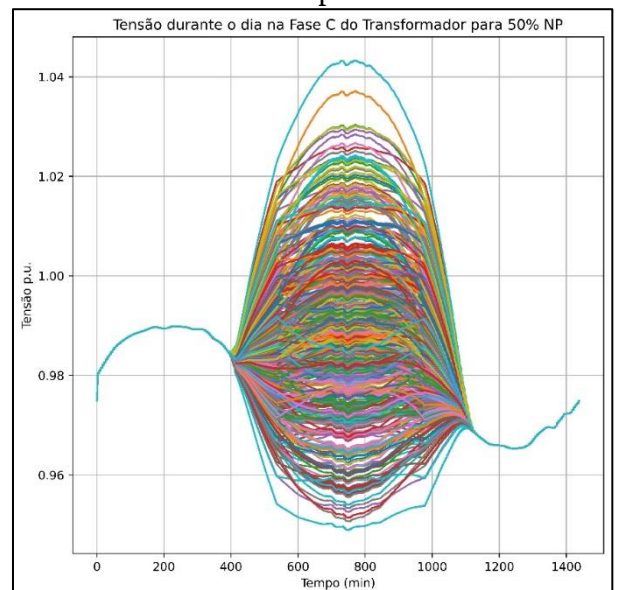
Nota-se na Figura 121 que o período em que acontece o maior consumo é no horário de ponta e pode ser justificado pela maior queda de tensão entre os minutos 1100 e 1400.

Figura 123: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 20% NP.



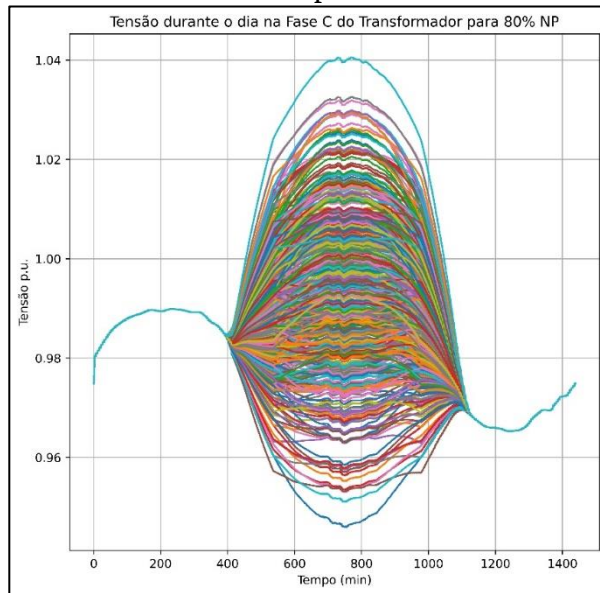
Fonte: Próprio autor.

Figura 124: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 50% NP.



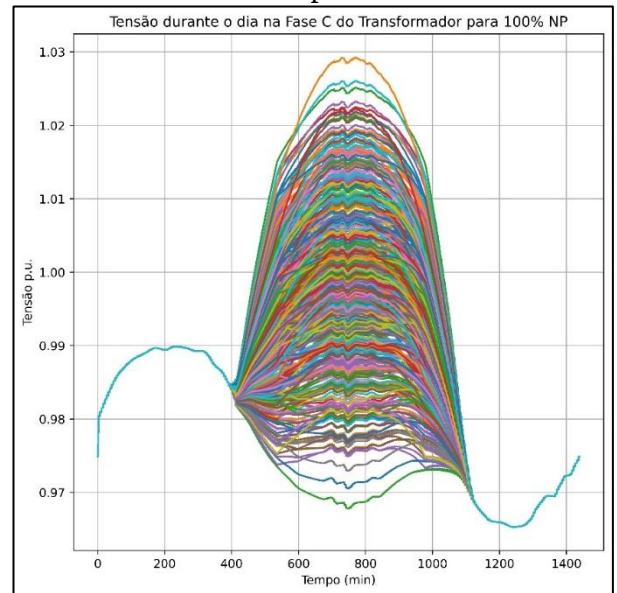
Fonte: Próprio autor.

Figura 125: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 126: Tensão durante o dia na Fase C do transformador para 100% NP.



Fonte: Próprio autor.

Por fim, os gráficos acima mostram a evolução das tensões na fase C do transformador e é visto que não ocorre violações de tensão para os níveis de penetração fotovoltaica apresentados.

Através da análise dos gráficos para as tensões diárias para qualquer fase do transformador é nítido a quantidade exorbitante de dados uma vez que cada curva representa uma Simulação de Monte Carlo. Dessa forma, mesmo que se analise o comportamento das tensões para os 500 cenários, é necessário que posteriormente realize estudos estatísticos desses dados para melhor compreensão, devido a quantidade de dados existente.

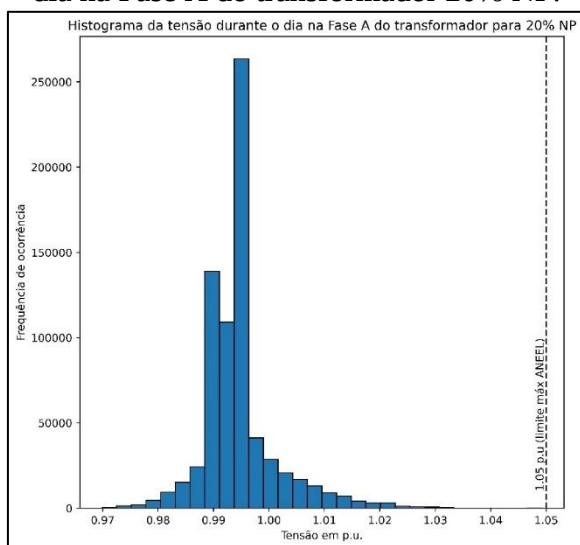
5.16. HISTOGRAMA DAS TENSÕES DIÁRIAS NAS FASES DO TRANSFORMADOR

Nas Figuras 126 até 137, mostram-se os histogramas das tensões medidas durante o dia em intervalos de 1 minuto, resultando em 1.440 medições em cada simulação, como foram feitas 500 SMCs tem-se 720.000 amostras de dados para cada nível de penetração. Serão mostrados os gráficos apenas para 20%, 50%, 80% e 100% a fim de reduzir a quantidade de ilustrações e deixar o trabalho mais objetivo.

5.16.1. HISTOGRAMA DAS TENSÕES DIÁRIAS NA FASE A DO TRANSFORMADOR

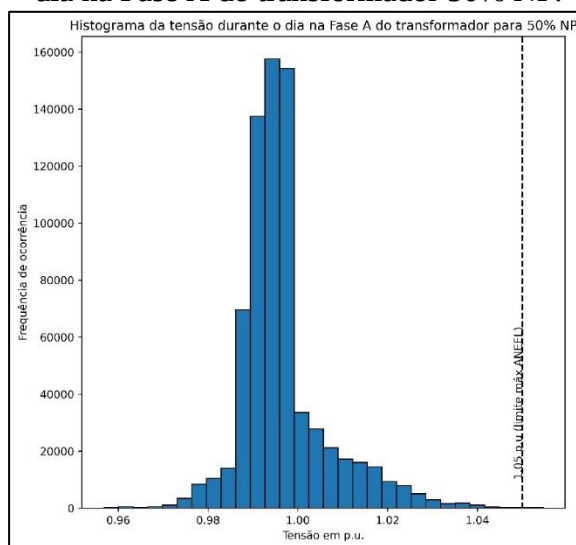
Nas Figuras 127, 128, 129 e 130, são apresentados os histogramas referentes às tensões diárias na fase A do transformador.

Figura 127: Histograma da tensão durante o dia na Fase A do transformador 20% NP.



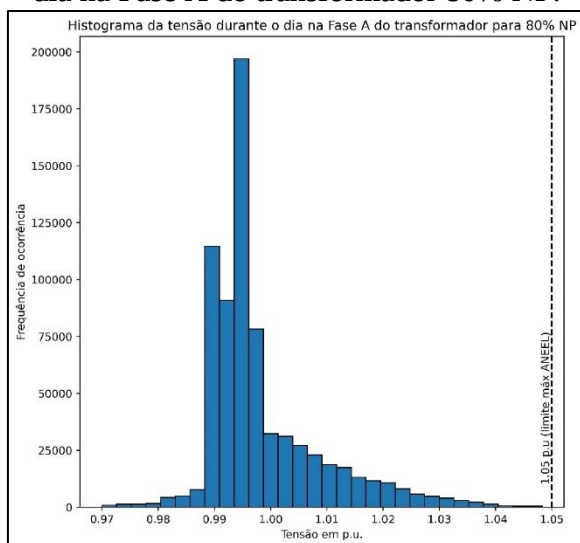
Fonte: Próprio autor.

Figura 128: Histograma da tensão durante o dia na Fase A do transformador 50% NP.



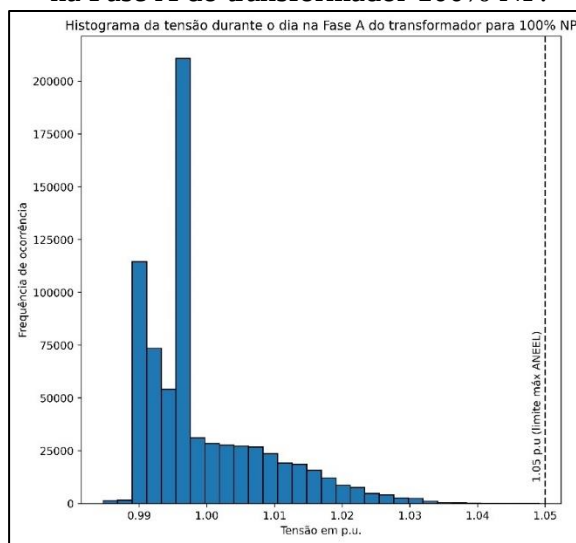
Fonte: Próprio autor.

Figura 129: Histograma da tensão durante o dia na Fase A do transformador 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 130: Histograma da tensão durante o dia na Fase A do transformador 100% NP.



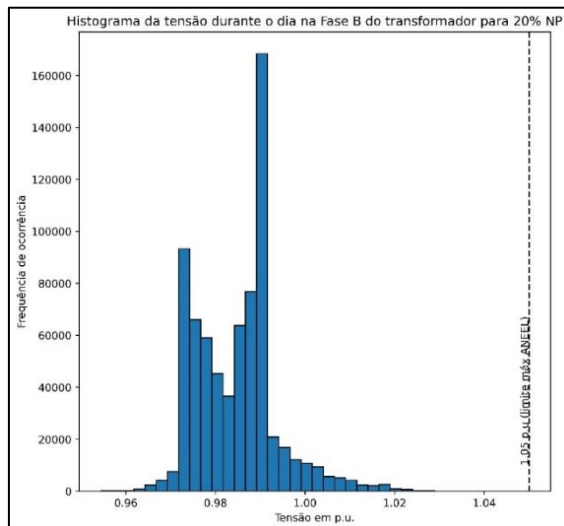
Fonte: Próprio autor.

Nos histogramas referentes à fase A do transformador, observa-se que apenas em 50% de NP, Figura 132, houve algumas medições que passaram de 1,05 p.u., mas como representa uma frequência de ocorrência muito baixa não é muito significativo para nossa análise.

5.16.2. HISTOGRAMA DAS TENSÕES DIÁRIAS NA FASE B DO TRANSFORMADOR

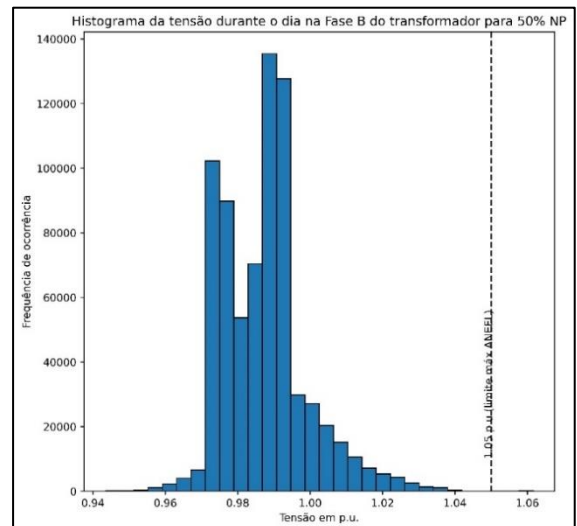
Nas Figuras 131, 132, 133 e 134, são mostrados os histogramas para as tensões diárias medidas na fase B do transformador, durante as 500 Simulações de Monte Carlo.

Figura 131: Histograma da tensão durante o dia na Fase B do transformador 20% NP.



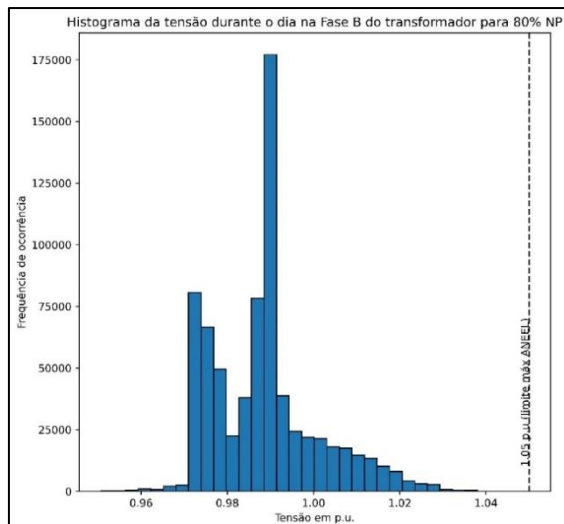
Fonte: Próprio autor.

Figura 132: Histograma da tensão durante o dia na Fase B do transformador 50% NP.



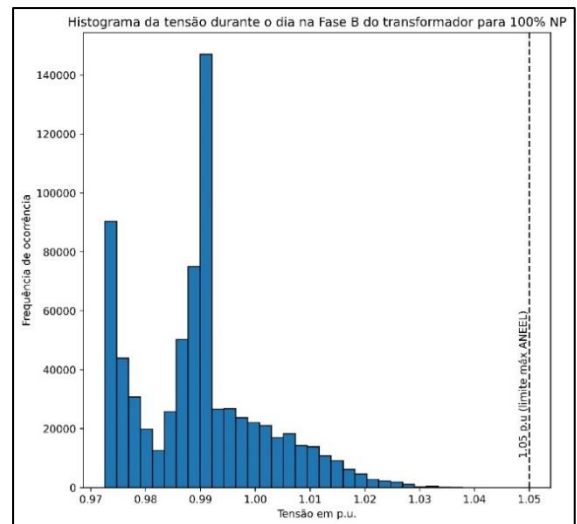
Fonte: Próprio autor.

Figura 133: Histograma da tensão durante o dia na Fase B do transformador 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 134: Histograma da tensão durante o dia na Fase B do transformador 100% NP.



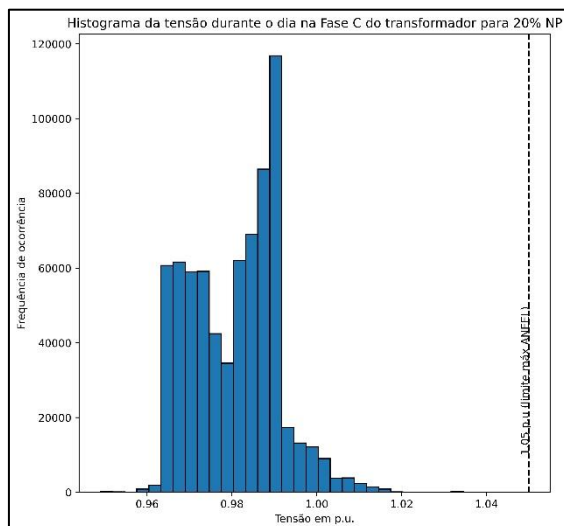
Fonte: Próprio autor.

Nos histogramas das tensões medidas na fase B do transformador, ocorre violação de tensão apenas em 50% mostrado na Figura 131, porém com a frequência de ocorrência muito baixa, fazendo esse tipo de acontecimento não ser muito expressivo para as análises em geral.

5.16.3. HISTOGRAMA DAS TENSÕES DIÁRIAS NA FASE C DO TRANSFORMADOR

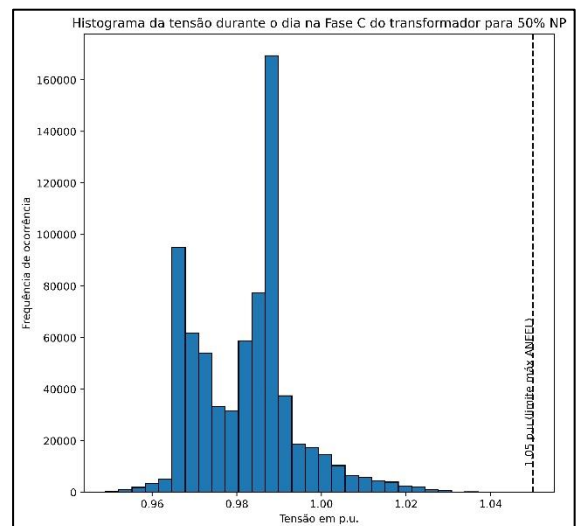
Nas Figuras 135, 136, 137 e 138, serão expostos os gráficos referentes aos histogramas das tensões durante o dia na fase C do transformador para 20%, 50%, 80% e 100% de NP.

Figura 135: Histograma da tensão durante o dia na Fase C do transformador 20% NP.



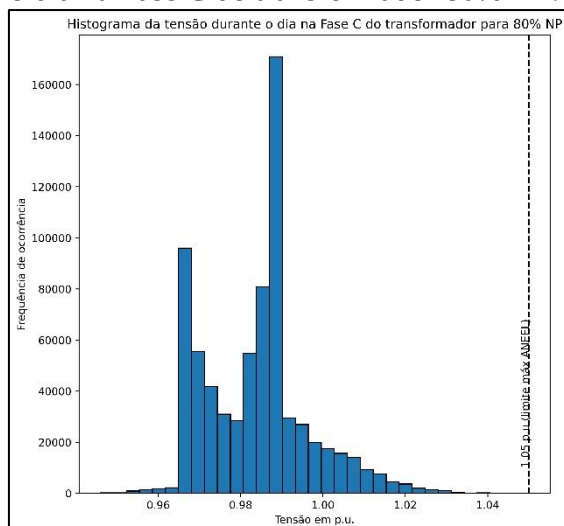
Fonte: Próprio autor.

Figura 136: Histograma da tensão durante o dia na Fase C do transformador 50% NP.



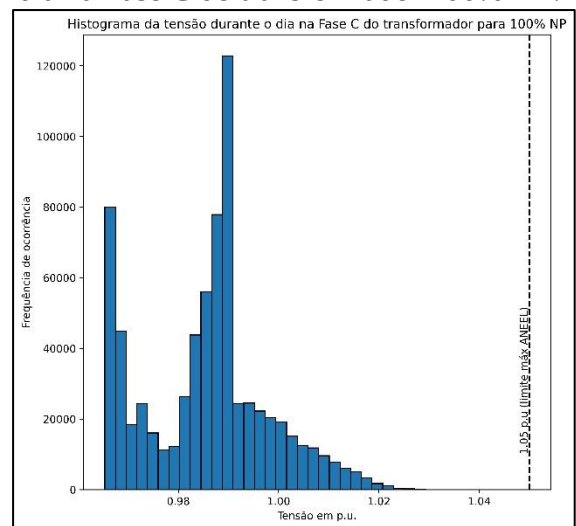
Fonte: Próprio autor.

Figura 137: Histograma da tensão durante o dia na Fase C do transformador 80% NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 138: Histograma da tensão durante o dia na Fase C do transformador 100% NP.



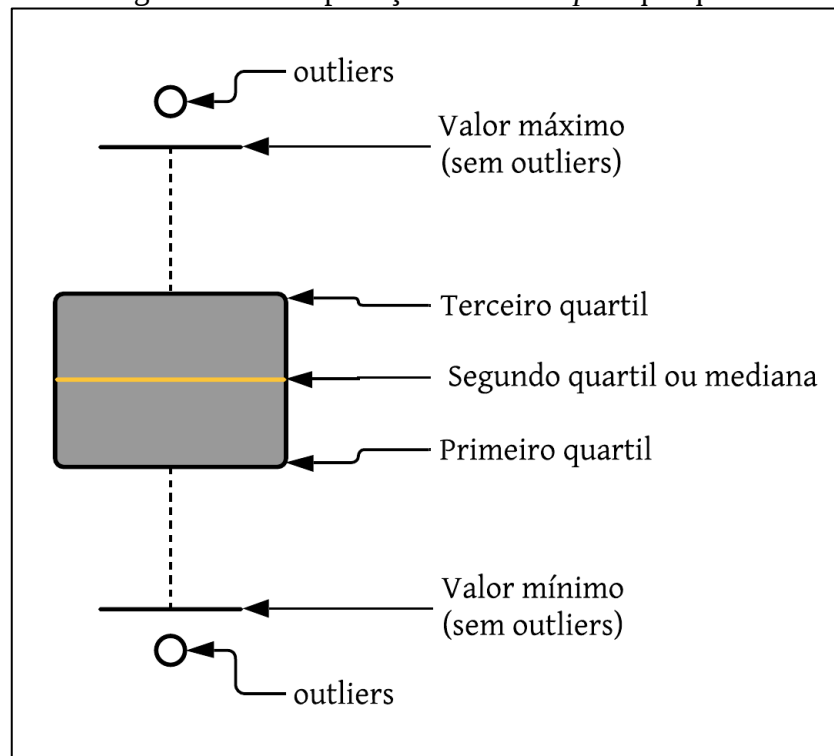
Fonte: Próprio autor.

Posto isso, nota-se que para os valores de NP apresentados não ocorre violações de tensão para as 500 Simulações de Monte Carlo realizadas, no entanto do próximo tópico serão expostos os resultados de tensão para os demais NPs.

5.17. BOXPLOT DAS TENSÕES DIÁRIAS NAS FASES DO TRANSFORMADOR

Na Figura 139, é mostrado como interpretar um gráfico de *boxplot*, o primeiro quartil representa 25% dos valores da amostra de forma ordenada, o segundo quartil é a mediana dos valores analisados ou 50% dos valores da amostra, já o terceiro quartil corresponde a 75% dos valores de todos os dados. Outra medida de análise é o valor máximo e mínimo sem considerar os outliers, os quais indicam possíveis valores muito divergentes dos demais. O *boxplot* é um modelo de gráfico que facilita a visualização de dados com grande volume de informações.

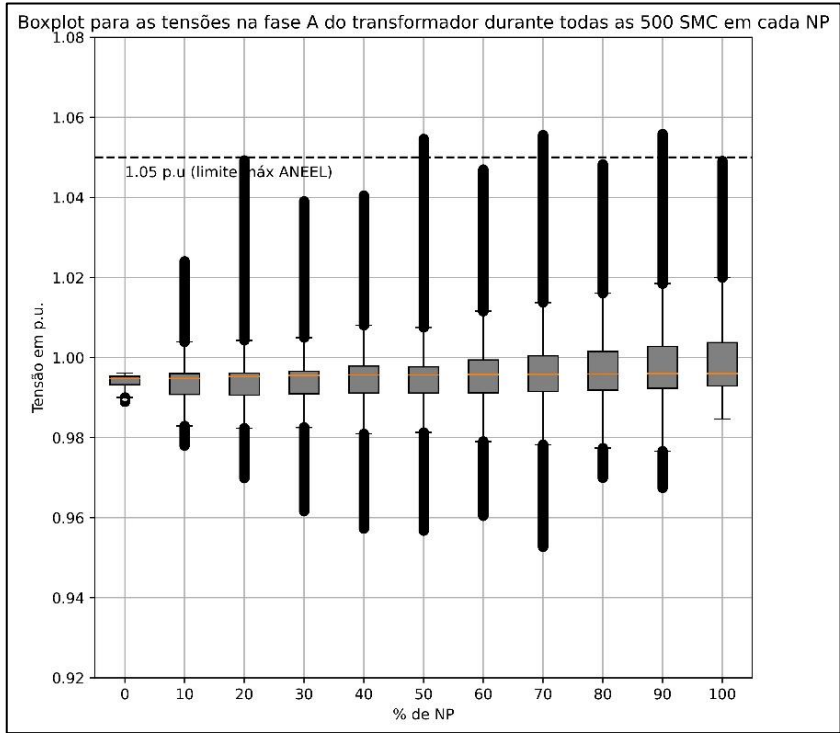
Figura 139: Interpretação de um *boxplot* qualquer.



Fonte: Próprio autor.

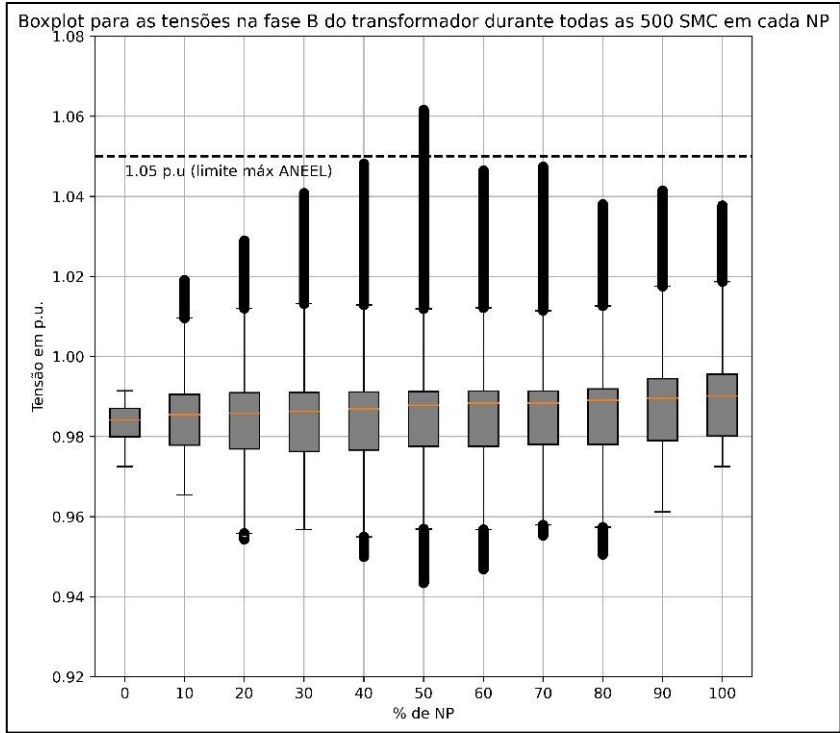
A seguir, nas Figuras 139, 140 e 141, tem-se os gráficos das tensões medidas em todas as 500 SMCs separadas para cada NP em forma de *boxplot*. Além disso, é perceptível a ultrapassagem de 1,05 p.u. para amplitude de tensão nas três fases e sendo identificada por meio dos outliers.

Figura 140: *Boxplot* para as tensões na fase A do transformador durante todas as 500 SMC em cada NP.



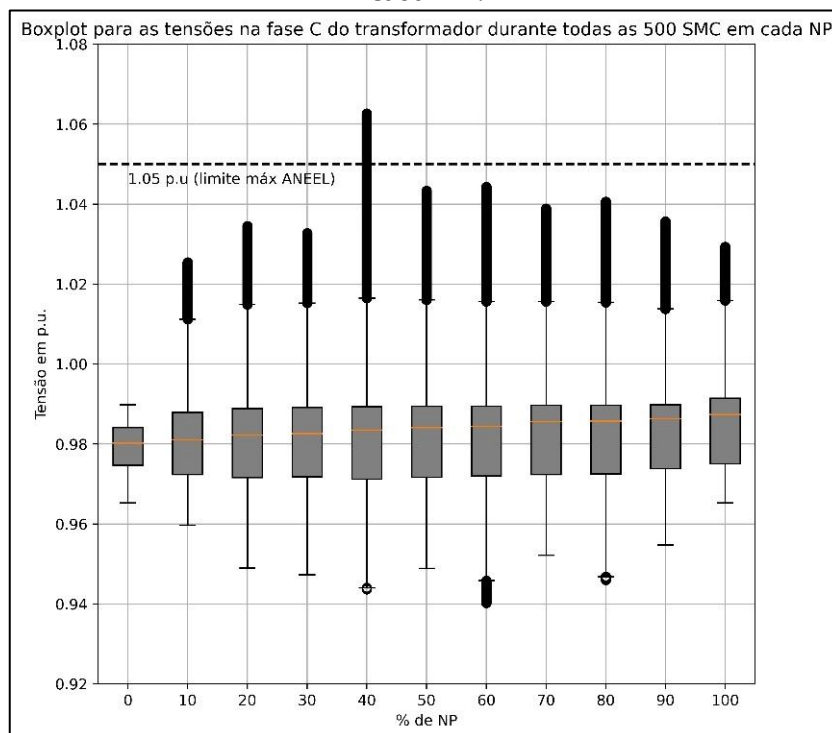
Fonte: Próprio autor.

Figura 141: *Boxplot* para as tensões na fase B do transformador durante todas as 500 SMC em cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 142: *Boxplot* para as tensões na fase C do transformador durante todas as 500 SMC em cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Através do gráfico de *boxplot*, pode-se visualizar a existência de valores discrepantes representados pelos outliers, esses valores são justamente os níveis de tensão que foram elevados pela instalação da GD, no entanto, existem valores de outliers dentro do limite aceitável como também fora desse. Outro ponto a se analisar é que por meio dessa metodologia de gráficos é possível visualizar todo o espectro dos níveis de penetração fotovoltaica o que não era capaz no gráfico da Figura 126, por exemplo. Dessa forma, permitindo observar que nas fases B e C em 40% e 50% de NP, respectivamente, existe a ultrapassagem do limite máximo, porém isso ocorre para apenas um NP somente para cada fase. Já na fase A, a violação de tensão é mais comum nos outros NP, mas em amplitude inferior, mostrando que para as três fases do transformador é capaz de receber artifícios de baixo custo para contornar esse problema.

5.18. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR

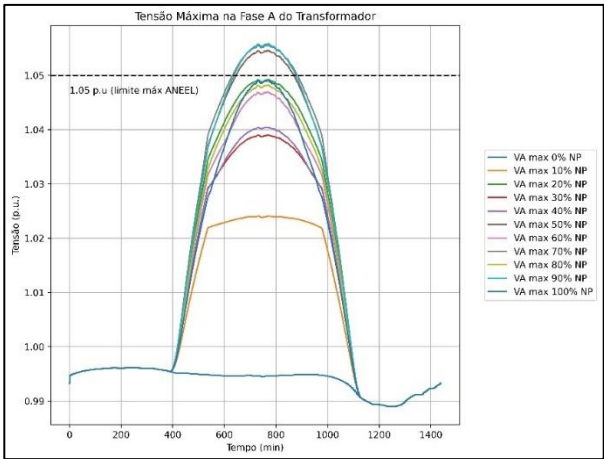
Nas Figuras 143 até 150, são expostos os gráficos dos valores máximos, médios e mínimos para os 500 intervalos medidos e assim obtendo os cenários para cada NP com os valores totais em sua magnitude de análise, como foi feito e exemplificado anteriormente na

Tabela 22. Dessa forma, tem-se os casos mais críticos para a rede quando se fala de impactos e consequentemente obtém-se a capacidade de hospedagem a partir da análise de tensão no secundário do transformador.

5.18.1. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR – FASE A

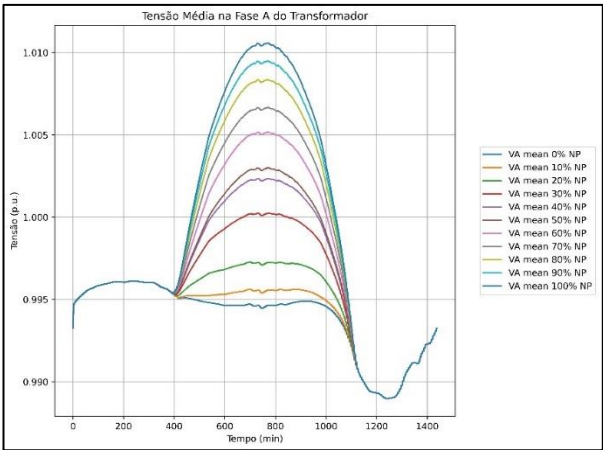
Nas Figuras 143, 144 e 145, são apresentado os gráficos para as tensões máximas, médias e mínimas na fase A do transformador mostrando como essas tensões se comportam a cada NP implementado.

Figura 143: Tensão máxima na fase A do transformador.



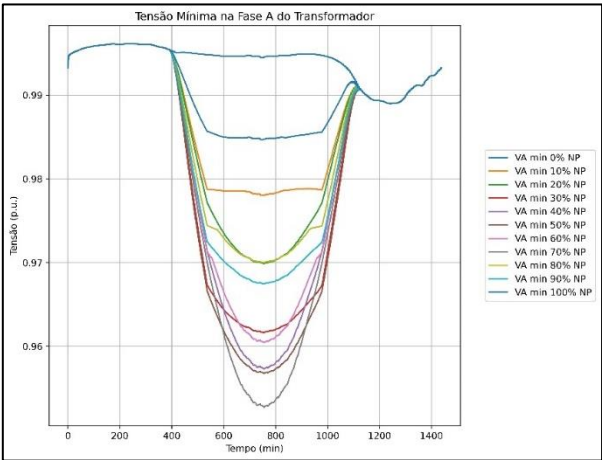
Fonte: Próprio autor.

Figura 144: Tensão média na fase A do transformador.



Fonte: Próprio autor.

Figura 145: Tensão mínima na fase A do transformador.



Fonte: Próprio autor.

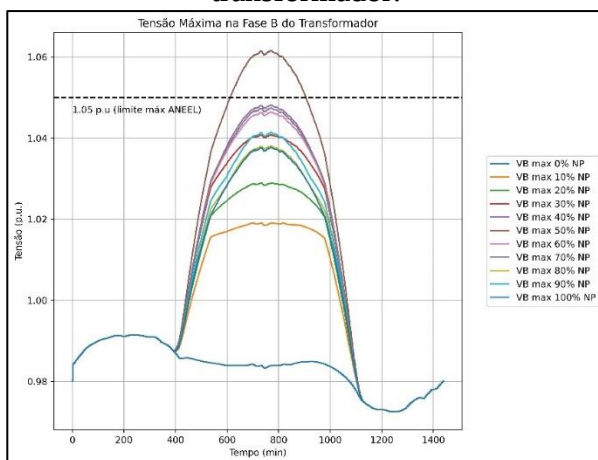
Nas figuras acima, nota-se que para 50%, 70% e 90% de NP ocorre a ultrapassagem do limite máximo na Figura 143, mostrando que para esses níveis de penetração mesmo com 500 SMCs apresentaram em algum momento tensões críticas. Já para os valores de tensão média e mínima esteve em parâmetros aceitáveis, revelando que esses dois últimos parâmetros não sofrem violações e assim, não devem ser usados para a determinação da capacidade de hospedagem.

Como cada curva representa um valor de nível de penetração fotovoltaica, ao realizar esse tipo de análise e identificar a ocorrência de violações de tensão no gráfico de tensão máxima e encontra-se a capacidade de hospedagem em 50% de NP (menor valor) porém, em 60% de NP isso não ocorre, mostrando que existe a possibilidade de melhorar a CH da rede, no entanto seria necessário realizar técnicas, como instalação de baterias ou melhoria de rede, para mitigar as elevações de tensão em 50% de nível de penetração fotovoltaica e dessa formar viabilizando uma maior capacidade de hospedagem.

5.18.2. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR – FASE B

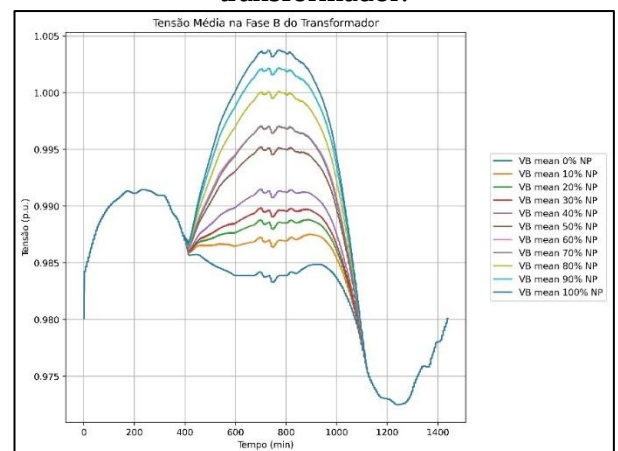
Nas Figuras 146, 147 e 148, são expostos os gráficos referentes às tensões máxima, média e mínimas, nessa ordem, para cada nível de penetração fotovoltaica mensuradas durante 500 Simulações de Monte Carlo.

Figura 146: Tensão máxima na fase B do transformador.



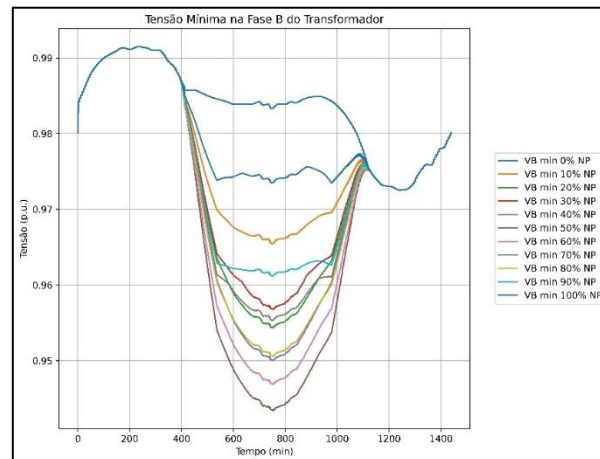
Fonte: Próprio autor.

Figura 147: Tensão média na fase B do transformador.



Fonte: Próprio autor.

Figura 148: Tensão mínima na fase B do transformador.



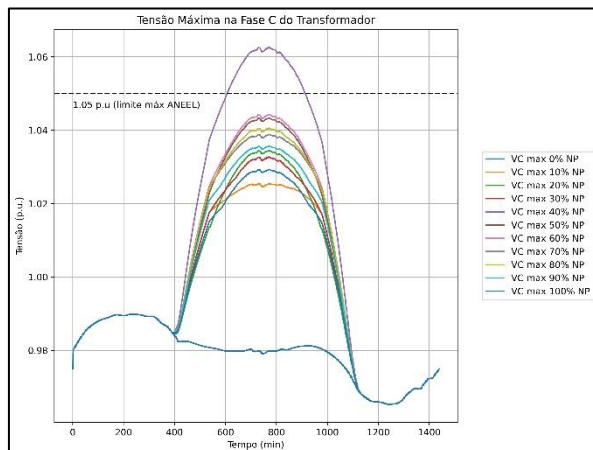
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 146, é visto que há ocorrência da violação do limite máximo de 1,05 p.u. de tensão apenas em 50% de nível de penetração fotovoltaica mostrando novamente a capacidade de hospedagem nesse ponto, mas também existindo a possibilidade de aumento dessa acomodação com técnica para evitar essa elevação de tensão. Vale ressaltar que essa análise da CH é apenas em relação à fase B do transformador e não pode ser generalizada para toda a rede. Já os valores médios e mínimos de tensão mostrados nas Figuras 147 e 148, respectivamente, permanecem dentro dos limites.

5.18.3. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA CADA INTERVALO DE MEDIÇÃO EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR – FASE C

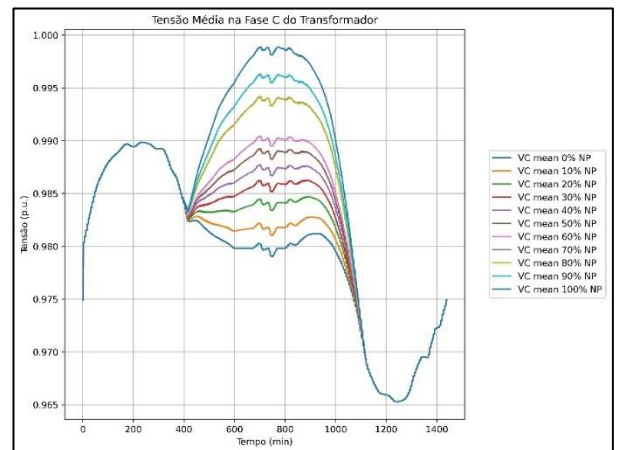
Por fim, é apresentado os gráficos de tensão máxima, média e mínima para a fase C do transformador medidas durante as 500 SMCs e representada para cada NP nas Figuras 149, 150 e 151.

Figura 149: Tensão máxima na fase C do transformador.



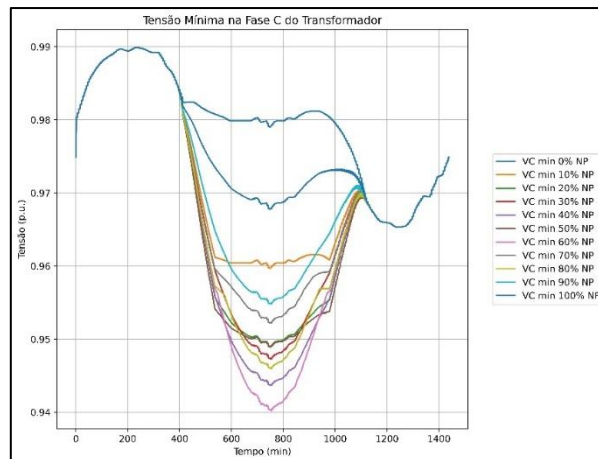
Fonte: Próprio autor.

Figura 150: Tensão média na fase C do transformador.



Fonte: Próprio autor.

Figura 151: Tensão mínima na fase C do transformador.



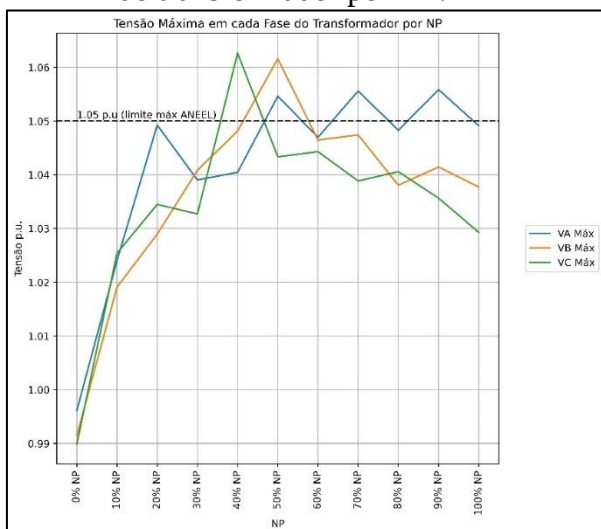
Fonte: Próprio autor.

Na fase C, o único cenário que apresentou ultrapassagem de 1,05 p.u. de tensão máxima foi em 40% de NP, Figura 149. Já as demais medições de tensão são admissíveis e para os gráficos de tensão média e mínima todos os valores são aceitáveis.

5.19. TENSÃO MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA POR NP EM CADA FASE DO TRANSFORMADOR

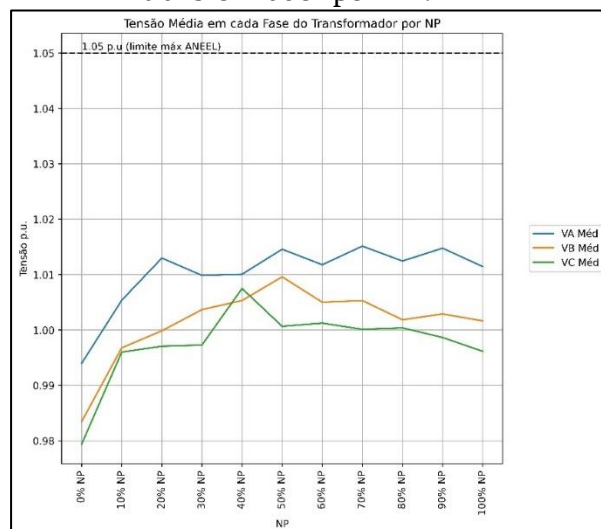
A fim de facilitar a análise, na Figura 152, mostra-se a máxima tensão obtida nas 500 simulações para cada fase e em qual nível de penetração ocorreu esse valor. Dessa mesma forma, é apresentado nas Figuras 153 e 154, os valores de tensão média e mínima, respectivamente.

Figura 152: Tensão máxima em cada fase do transformador por NP.



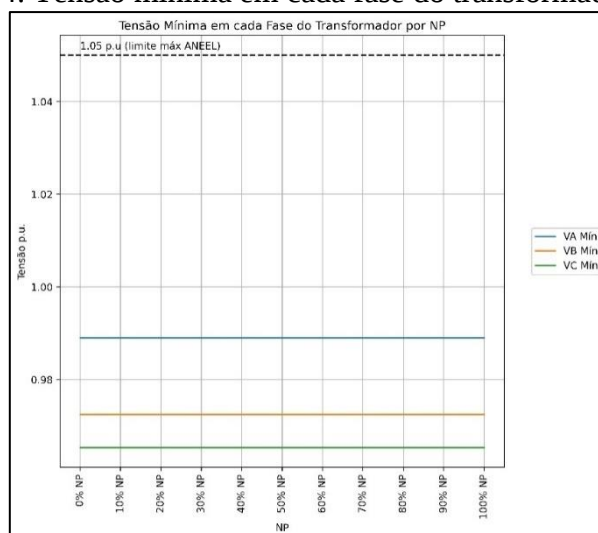
Fonte: Próprio autor.

Figura 153: Tensão média em cada fase do transformador por NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 154: Tensão mínima em cada fase do transformador por NP.



Fonte: Próprio autor.

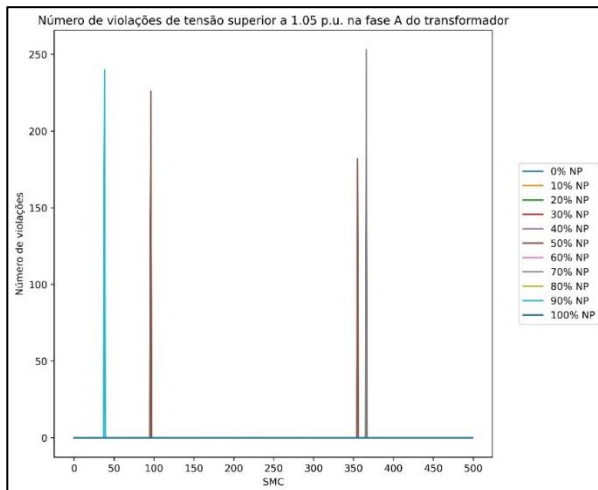
É importante saber em quais níveis de penetração se torna prejudicial para a rede e indicar para concessionária de energia elétrica em quais momentos deverão fazer melhorias na rede ou técnicas de realocação de unidades consumidoras, visto que por exemplo, em 40% de NP na fase A não ocorre a violação de 1,05 p.u., porém já acontece na fase C para esse mesmo nível de penetração. Desse modo, uma possível solução seria migrar consumidores da fase problemática para outra que não seja ou também realizando a instalação de bancos de baterias em pontos estratégicos da rede com base nas análises das barras feitas e apresentadas anteriormente nessa dissertação, por exemplo, a fim de armazenar o fluxo de potência excedente evitando as elevações de tensão.

No gráfico da Figura 154, referente às tensões mínimas nas fases do transformador se mantém estável pois o menor valor de tensão é obtido quando há o maior consumo de energia, ou seja, no horário de ponta. Já para às tensões médias, Figura 153, os valores ficam abaixo de 1,05 p.u. reforçando que se deve fazer a análise da capacidade de hospedagem a partir da tensão máxima e não pela média que irá apresentar pouca variação, uma vez que à injeção de energia dos GDFVs são apenas no horário em que existem irradiação solar.

5.20. QUANTIDADE DE VIOLAÇÕES DE TENSÃO NO TRANSFORMADOR POR SMC EM CADA NP

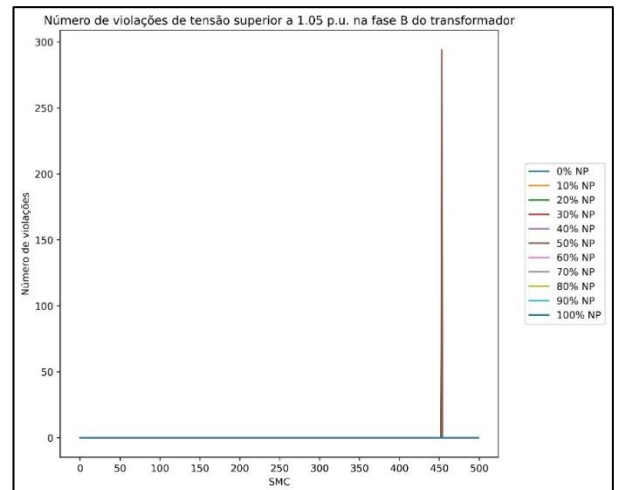
Após identificado que houve cenários com elevação de tensão fora dos limites aceitáveis, foi investigado em quantos intervalos de medição apresentaram esse ocorrido e em quais simulação de Monte Carlo aconteceu e pode ser visto nas Figuras 155, 156 e 157, referentes às fases A, B e C, nessa ordem.

Figura 155: Número de violações de tensão superior a 1,05 p.u. na fase A do transformador.



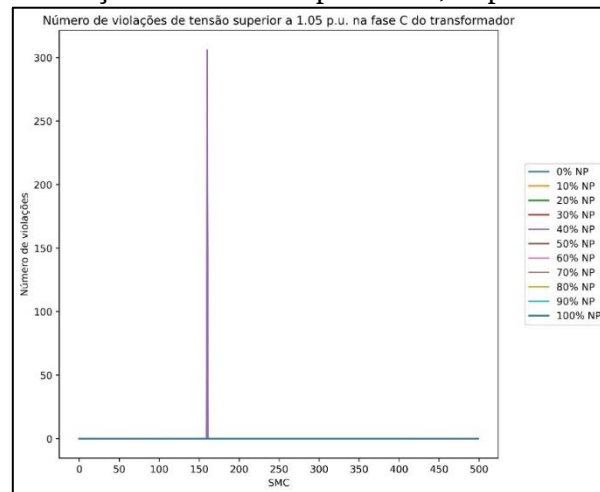
Fonte: Próprio autor.

Figura 156: Número de violações de tensão superior a 1,05 p.u. na fase B do transformador.



Fonte: Próprio autor.

Figura 157: Número de violações de tensão superior a 1,05 p.u. na fase C do transformador.



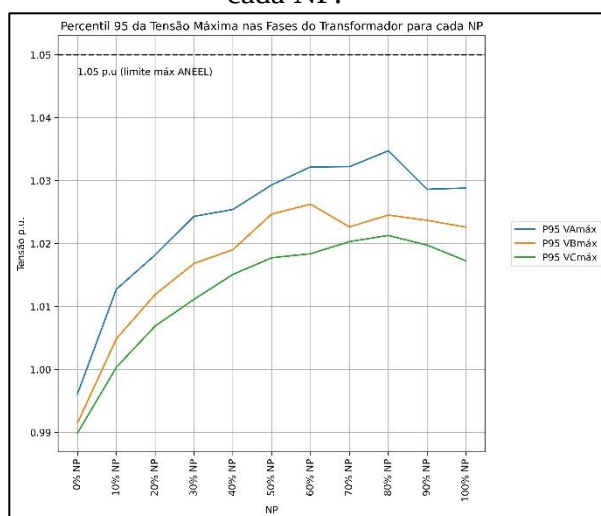
Fonte: Próprio autor.

Por meio dessas ilustrações, averigua-se que apesar de ter ocorrido violação de tensão apresentada na Figura 152, e posteriormente verificadas em quais cenários de simulações isso ocorreu, Figuras 155, 156 e 157, é perceptível que essa ocorrência é devido à aleatoriedade da Simulação de Monte Carlo criando cenários onde há ultrapassagem do limite máximo de tensão. No entanto, esses eventos não podem ser levados como relevantes, pois como foi visto na fase A ocorreu em quatro cenários e já nas fases B e C em apenas um cenário, mostrando que caso exista eventos onde a potência do fotovoltaico seja alta ou a tensão se comporte de forma inadequada em pouca frequência de ocorrência isso não afetará consideravelmente a qualidade de energia elétrica e nem a capacidade de hospedagem da rede, quando o foco é na análise de sobretensões no transformador.

5.21. PERCENTIL DE 95 E 99 DE TENSÃO MÁXIMA NAS FASES DO TRANSFORMADOR

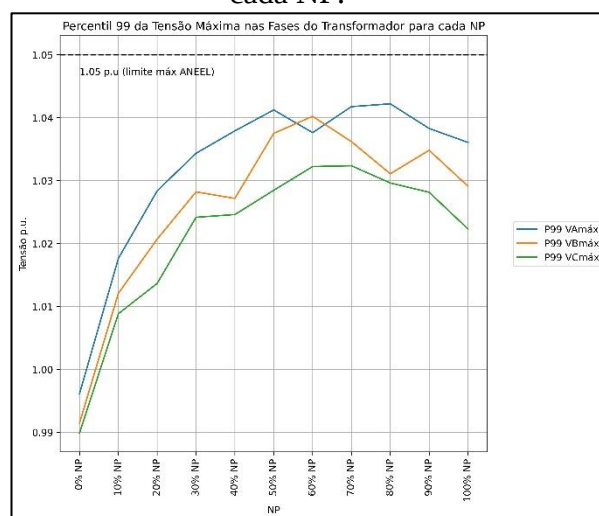
A seguir, nas Figuras 158 e 159, são exibidos os gráficos dos percentis de 95 e 99 para as tensões máximas nas três fases do transformador para cada NP. Os percentis equivalem a pegar uma amostra ordenar os valores e dividir em 100 partes, no caso do percentil 95 e 99, são a 95ª e 99ª parte das 100.

Figura 158: Percentil de 95 da tensão máxima nas fases do transformador para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 159: Percentil de 99 da tensão máxima nas fases do transformador para cada NP.



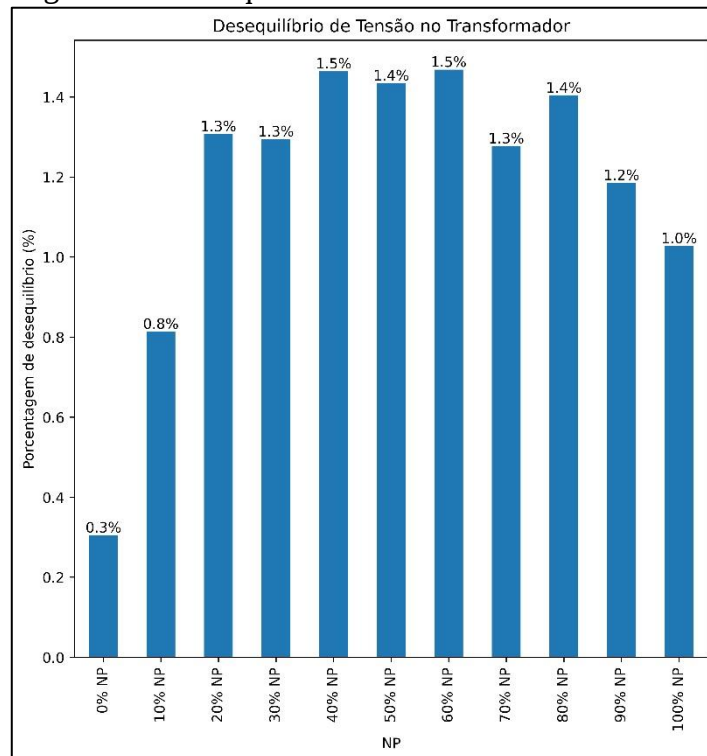
Fonte: Próprio autor.

É possível observar que tanto para 95% quanto 99% dos casos, as tensões máximas ficaram abaixo de 1,05 p.u. comprovando que se houver violações em poucos cenários, esses não interferem tanto na qualidade de energia elétrica. Como os valores de tensão ficaram em 95% e 99% das vezes abaixo do limite, realizar técnicas para evitar as elevações de tensão apresentadas anteriormente continua sendo necessário, pois ainda existe momentos onde é extrapolada, no entanto seria necessário pouco ponto de instalação de baterias que o problema poderia ser evitado, quando o foco é a elevação de tensão nas fases do transformador.

5.22. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NO TRANSFORMADOR

Nesse tópico, na Figura 160, é apresentado o desequilíbrio máximo de tensão para cada nível de penetração fotovoltaica, o índice de desequilíbrio é outra métrica para a análise da capacidade de hospedagem da rede uma vez que o limite aceitável é de no máximo 3% de FD definido no Módulo 8 do PRODIST.

Figura 160: Desequilíbrio de tensão no transformador.



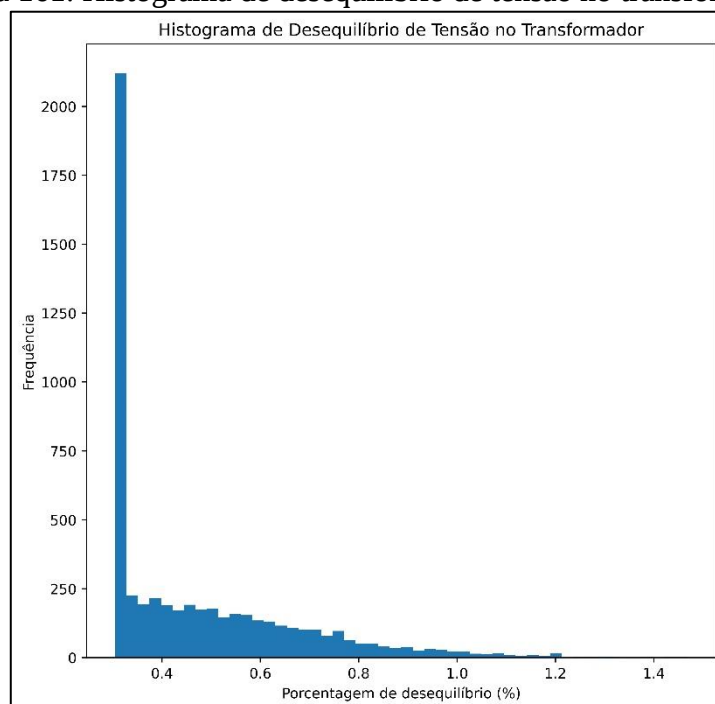
Fonte: Próprio autor.

Na figura acima, nota-se que não há desequilíbrio de tensão acima de 3% e isso é pelo fato do transformador ser um equipamento robusto estando alimentado em média tensão e por ter total influência sobre o sistema de distribuição e dessa forma a quantidade de fotovoltaico implementado na rede não teve o poder necessário para desequilibrar a tensão no transformador, porém foi visto nos tópicos anteriores que nas barras esse efeito ocorre de forma bem acentuado. Sendo assim, poderia dizer que em relação ao desequilíbrio de tensão no alimentador a rede apresenta uma capacidade de hospedagem considerável partindo do ponto que a maior porcentagem de desequilíbrio foi de 1,5% para 40% e 60% de NP, mas vale ressaltar que não se deve adotar a mesma CH para toda a rede, através desse índice de análise.

5.23. HISTOGRAMA DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NO TRANSFORMADOR

Para cada SMC, obtém-se o valor do desequilíbrio máximo dentre os 1.440 intervalos de medição gerando 500 amostras de valores para cada nível de penetração fotovoltaica. Assim, totalizando 5.500 amostras para todos NPs. A partir disso, é feito o gráfico do histograma de desequilíbrio de tensão no transformador, mostrado na Figura 161, com a intenção de obter a frequência de ocorrência de desequilíbrio e suas magnitudes em porcentagem.

Figura 161: Histograma de desequilíbrio de tensão no transformador.



Fonte: Próprio autor.

A partir do histograma de desequilíbrio de tensão no transformador, pode-se concluir que, para fins de determinar a capacidade de hospedagem, o FD de tensão medido para o alimentador não irá interferir negativamente, sendo que não houve nenhum valor acima de 3%.

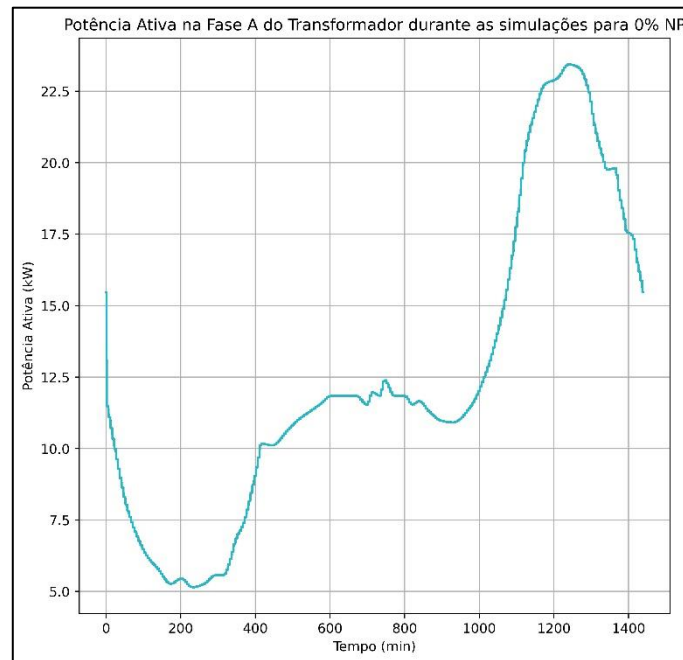
5.24. POTÊNCIA ATIVA NAS FASES DO TRANSFORMADOR

Outro ponto a ser analisado é o carregamento de potência ativa do transformador como citado em [9]. Assim, na Figuras 161 até 175, mostram-se os gráficos referentes às medições de potência ativa no secundário do transformador para 0%, 20%, 50%, 80% e 100% de nível de penetração fotovoltaica durante as 500 simulações de Monte Carlo. Nas imagens, os valores de potência aparecem negativos, pois é padrão do OpenDSS indicando que o fluxo de potência está em sentido contrário ao do transformador.

5.25. POTÊNCIA ATIVA DURANTE O DIA NA FASE A DO TRANSFORMADOR

Nas Figuras 162, é mostrado o gráfico para a potência ativa média durante o dia na fase A do transformador quando submetido a 0% de nível de penetração fotovoltaica.

Figura 162: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 0% de NP.

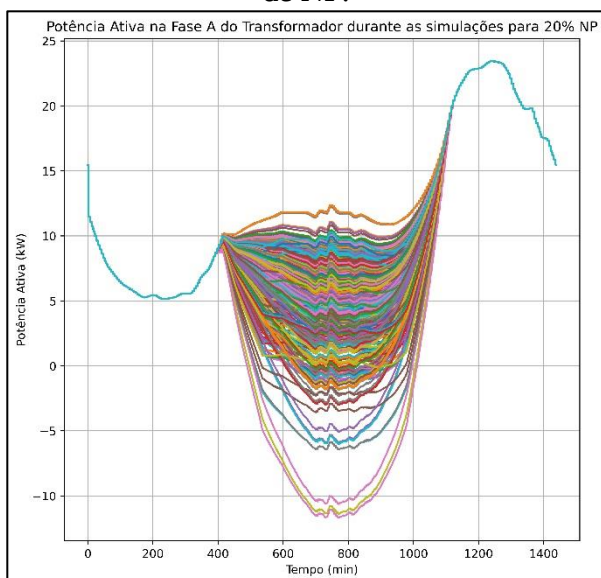


Fonte: Próprio autor.

Na figura acima, nota-se que o período de maior consumo de potência ativa é entre os minutos 1100(18h e 20min) e 1400 (23h e 20min), classificado seu pico de consumo como horário de ponto e reduzindo por volta das 23h do dia.

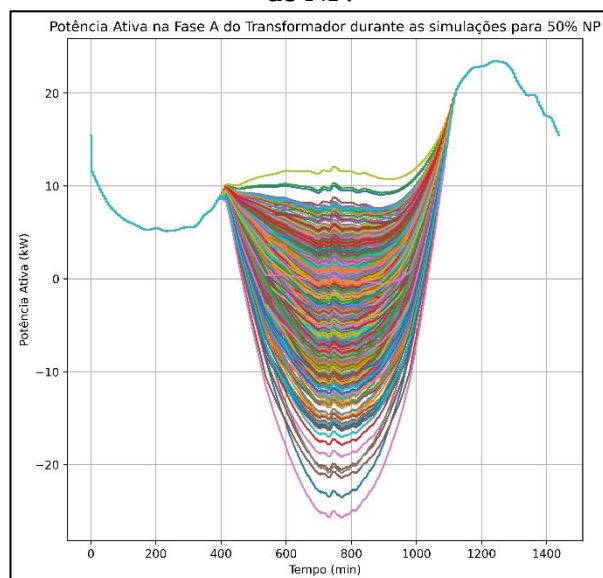
Já nas Figuras 163, 164, 165 e 166, é mostrado os gráficos para a potência ativa medida também na fase A do transformador após à inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos em 20%, 50%, 80% e 100% de nível de penetração fotovoltaica, respectivamente. Vale salientar que, cada curva presente nos gráficos representam uma Simulação de Monte Carlo das 500 simuladas.

Figura 163: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 20% de NP.



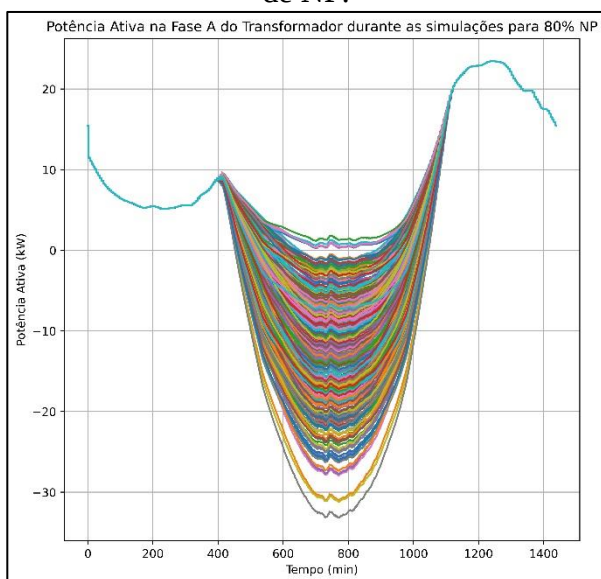
Fonte: Próprio autor.

Figura 164: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 50% de NP.



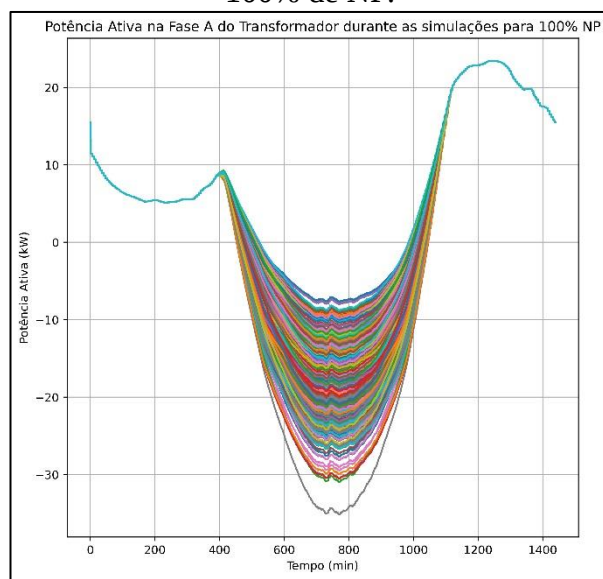
Fonte: Próprio autor.

Figura 165: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 80% de NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 166: Potência ativa na fase A do transformador durante as simulações para 100% de NP.



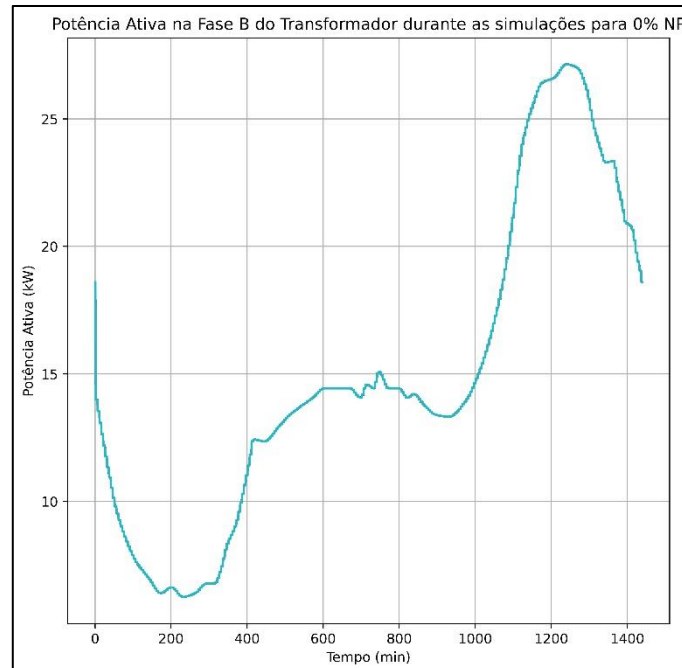
Fonte: Próprio autor.

Dessa forma, nota-se através das figuras acima, que a fase A do alimentador tem um carregamento maior a partir do aumento NP, isso já era o esperado, uma vez que quanto maior o valor de NP maior que a quantidade de GDFVs como mostrado na Tabela 21 anteriormente. Outro fator importante a se observar é que na Figura 163, houve a presença de alguns cenários com o valor potência mais elevado e isso ocorre devido a escolha da potência FV ser aleatória.

5.26. POTÊNCIA ATIVA NA FASE B DO TRANSFORMADOR

Na Figura 167, é exibido o gráfico da potência ativa mensurada na fase B do transformador para 0% de NP, ou seja, nesse momento nenhum sistema fotovoltaico estaria inserido na rede.

Figura 167: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 0% de NP.

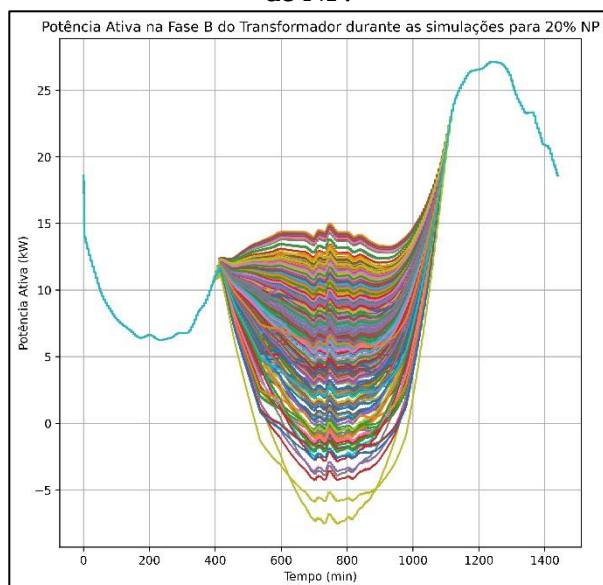


Fonte: Próprio autor.

No gráfico acima referente a potência ativa na fase B do transformador com 0% de nível de penetração fotovoltaica, identifica-se que ocorre o mesmo perfil de consumo que na fase A, pois todos os consumidores ligados à rede tiverem a mesma curva de carga implementada dentro do OpenDSS e dessa maneira a fase B reflete o mesmo perfil de consumo que a fase A tendo seu pico no horário de ponta.

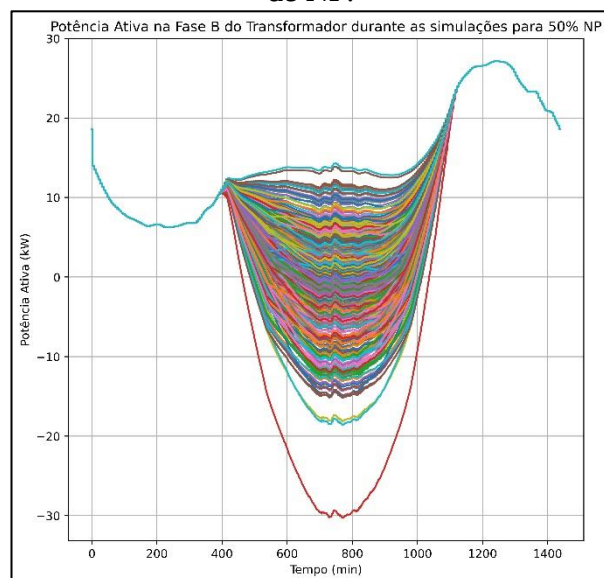
Nas Figuras 168, 169, 170 e 171, serão apresentados os gráficos para a potência ativa medida na fase B do transformador com 20%, 50%, 80% e 100% de NP, a partir da inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos em pontos diferentes da rede.

Figura 168: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 20% de NP.



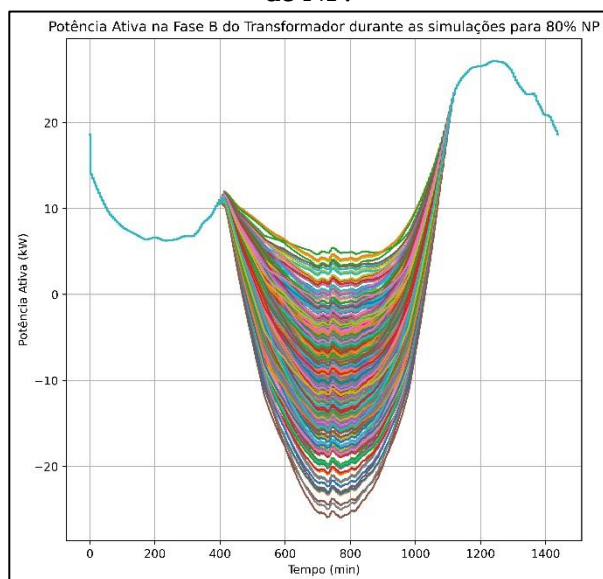
Fonte: Próprio autor.

Figura 169: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 50% de NP.



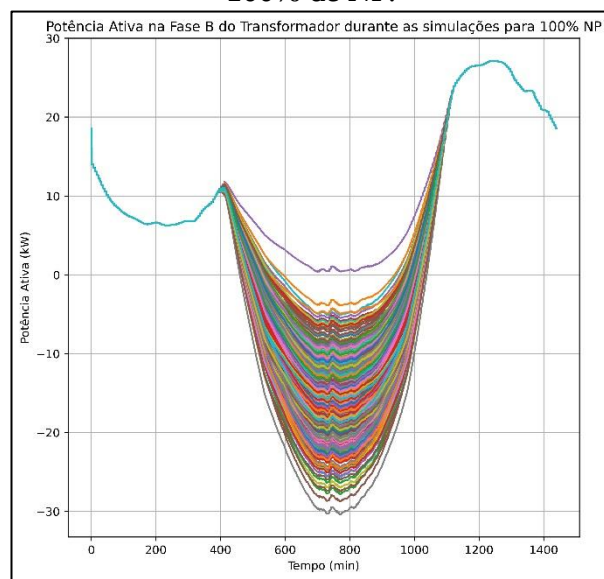
Fonte: Próprio autor.

Figura 170: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 80% de NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 171: Potência ativa na fase B do transformador durante as simulações para 100% de NP.



Fonte: Próprio autor.

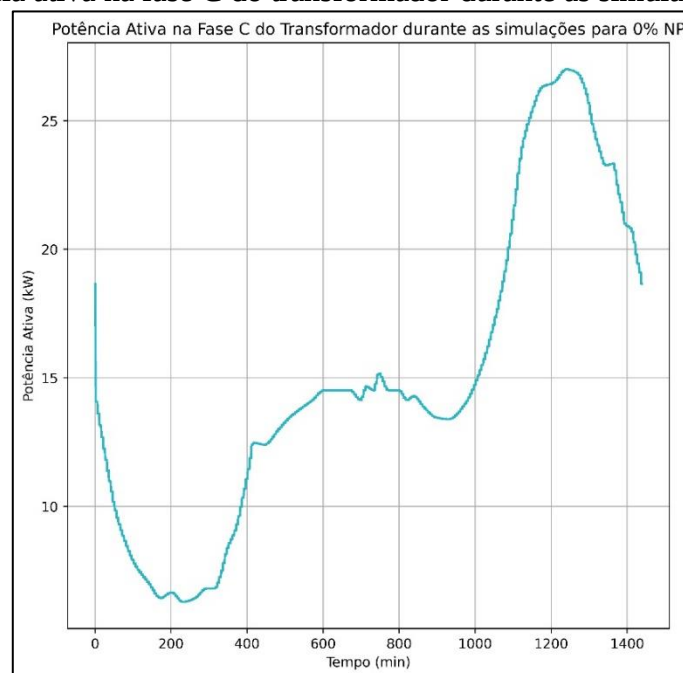
Analisando os gráficos de potência ativa para os diferentes níveis de penetração de GDFVs na fase B do alimentador nota-se que a medida que o valor de NP aumenta a potência ativa mensurada segue uma proporcionalidade, porém como visto na Figura 169, houve apenas um cenário (uma curva) que apresentou uma quantidade de potência fora do padrão dos demais, isso ocorre pois ao selecionar a potência do SFV durante a Simulação de Monte Carlo segue-se a distribuição de probabilidade mostrada na Figura 12, anteriormente nessa dissertação. Já para

os demais NPs nota-se que existe um aumento abrupto de potência ativa devido a quantidade de geradores e o grande excedente de energia gerada sendo injetada no sistema.

5.27. POTÊNCIA ATIVA NA FASE C DO TRANSFORMADOR

Por último, na Figura 172, é apresentado o gráfico para a potência ativa na fase C para 0% de NP.

Figura 172: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 0% de NP.

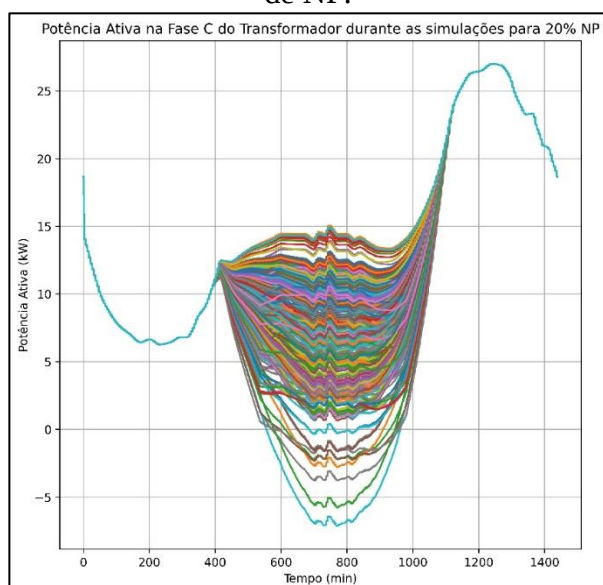


Fonte: Próprio autor.

Para a potência ativa na fase C do alimentador com 0% de nível de penetração fotovoltaica na rede, Figura 172, nota-se que segue o mesmo padrão de consumo de energia elétrica que nas outras fases (A e B) e novamente entre os minutos 1100 e 1400, ocorre o momento de maior consumo aumentando em 1100, tendo o pico em aproximadamente em 1300 e reduzindo até o minuto 1400.

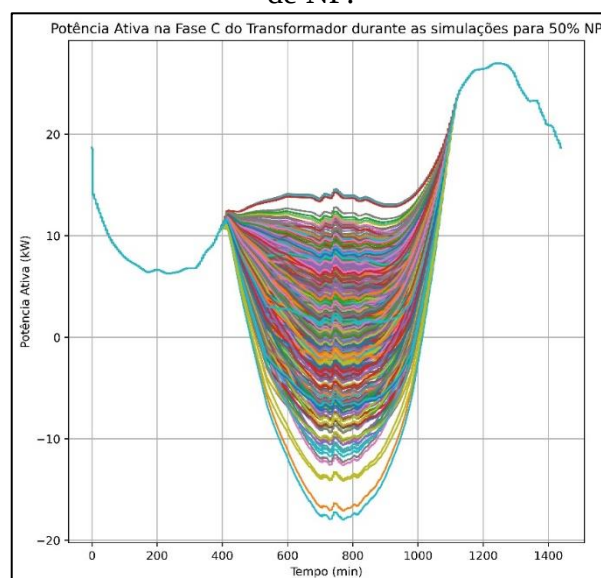
Já nas Figuras 173, 174, 175 e 176, apresenta-se os gráficos do comportamento da evolução de potência ativa medida durante as 500 Simulações de Monte Carlo, para 20%, 50%, 80% e 100% de NP, respectivamente.

Figura 173: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 20% de NP.



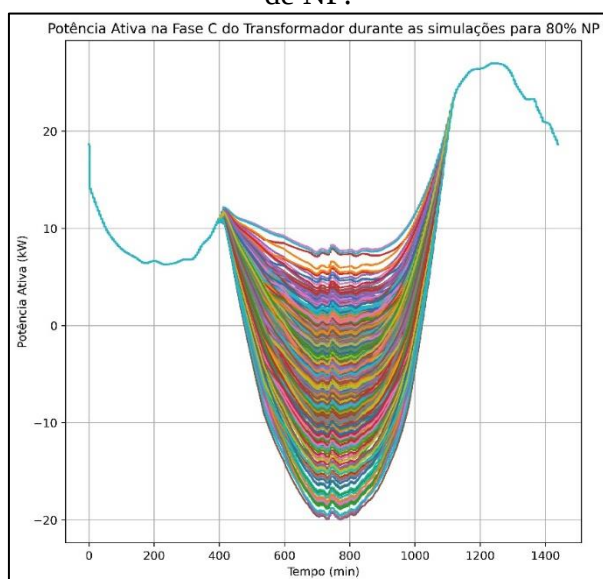
Fonte: Próprio autor.

Figura 174: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 50% de NP.



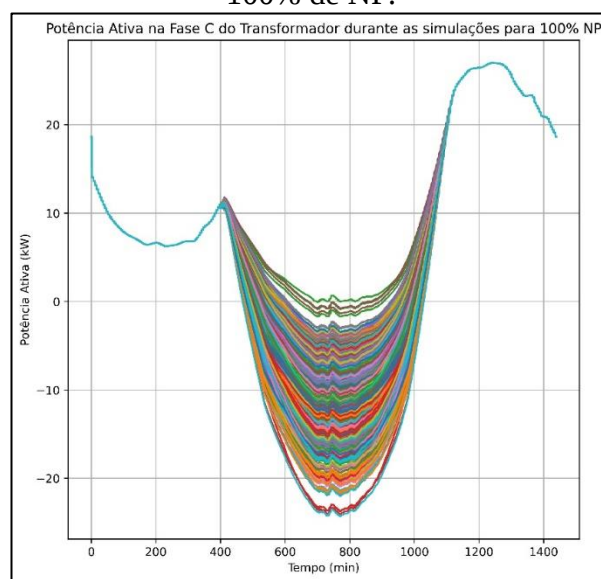
Fonte: Próprio autor.

Figura 175: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 80% de NP.



Fonte: Próprio autor.

Figura 176: Potência ativa na fase C do transformador durante as simulações para 100% de NP.



Fonte: Próprio autor.

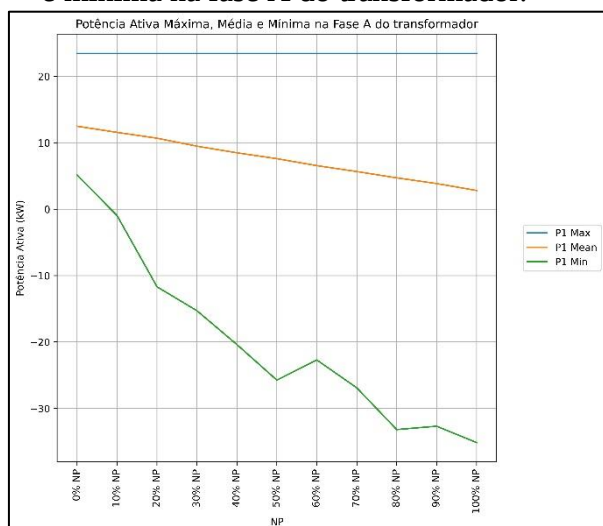
Nota-se que na fase C, o aumento de potência ativa é gradativo à medida que o valor de NP aumenta, isso é explicado pela melhor distribuição de consumidores e também a seleção da potência FV pelo programa foi mais equilibrada fazendo com que, não apresente crescimento abrupto de potência, no entanto por meio da análise das três fases é evidente que o transformador do sistema está submetido a um carregamento de potência bem elevado, o que será apresentado no próximo tópico desse capítulo.

5.28. POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA NO TRANSFORMADOR PARA CADA NP

A partir dos dados do tópico 5.24, é retirada a máxima, média e mínima potência para cada NP dentre as 500 SMCs. Para a análise da potência fotovoltaica injetada na fase do transformador, deve-se observar a potência mínima, pois como dito anteriormente o OpenDSS adota o fluxo de potência em sentido contrário à do transformador como negativa.

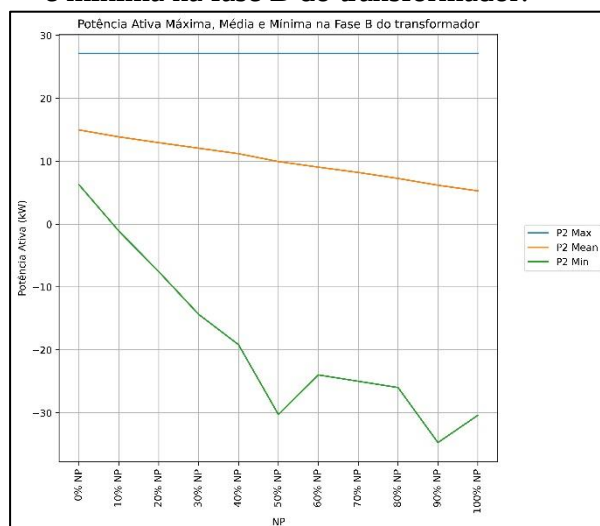
Assim, é mostrado os gráficos nas Figuras 177, 178 e 179, para a potência ativa fotovoltaica nas fases A, B e C, respectivamente. Já na Figura 180, é apresentado o resultado total de carregamento do transformador.

Figura 177: Potência ativa máxima, média e mínima na fase A do transformador.



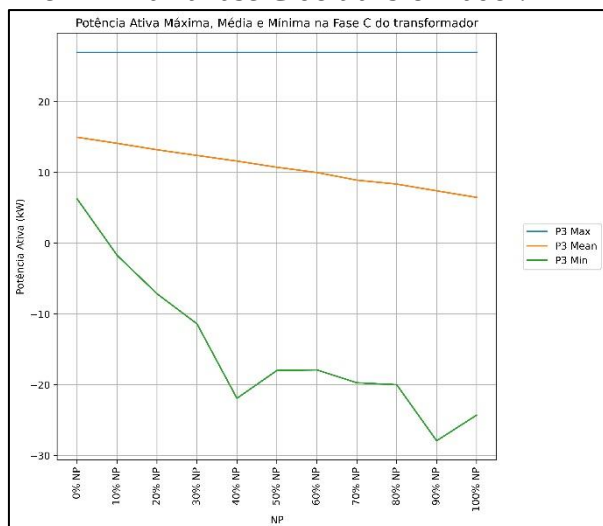
Fonte: Próprio autor.

Figura 178: Potência ativa máxima, média e mínima na fase B do transformador.



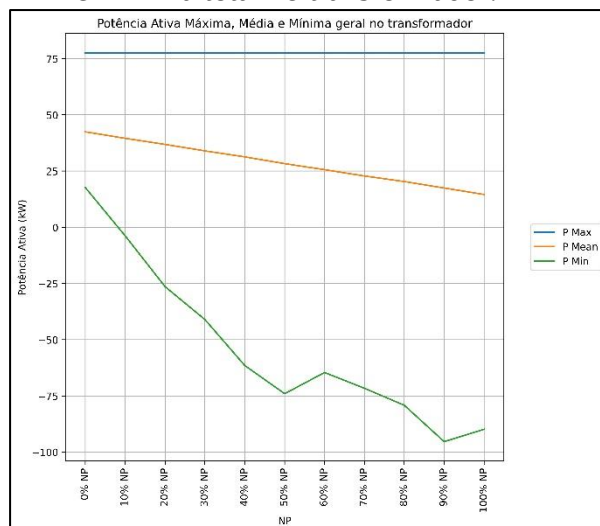
Fonte: Próprio autor.

Figura 179: Potência ativa máxima, média e mínima na fase C do transformador.



Fonte: Próprio autor.

Figura 180: Potência ativa máxima, média e mínima total no transformador.



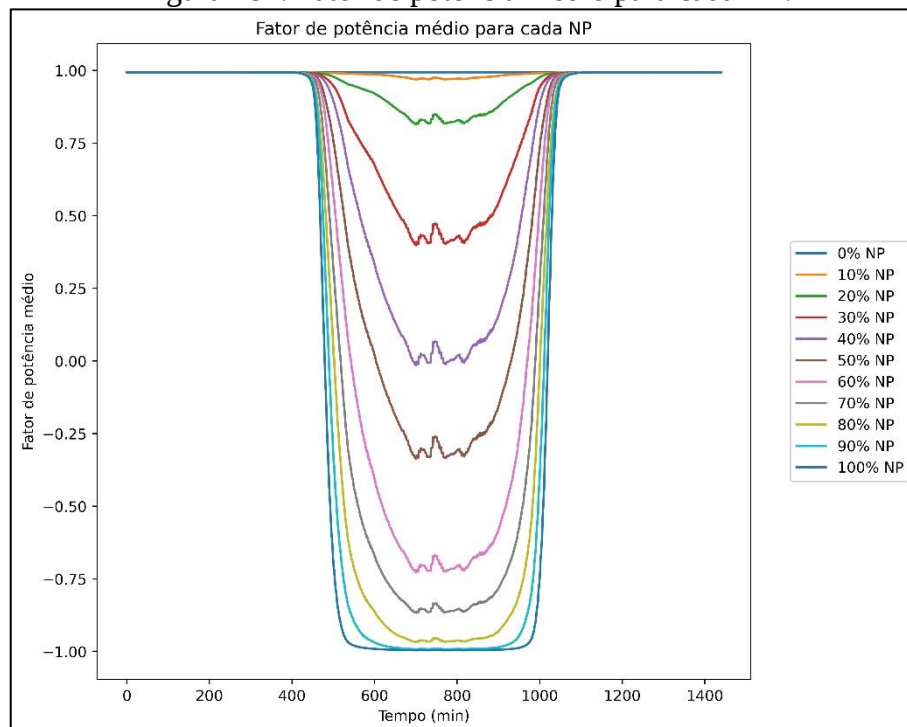
Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 180, nota-se que para 80%, 90% e 100% de NP ocorre a ultrapassagem no limite de potência nominal do transformador (75 kW, adotando fator de potência unitário para a análise), porém sabe-se que esses podem trabalhar sobredimensionados, no entanto é necessário que a concessionária de energia elétrica esteja atenta e avalie se irá ocorrer danos excessivos ao alimentador. Através da análise do carregamento do transformador como mostrado, identifica-se a capacidade de hospedagem.

5.29. FATOR DE POTÊNCIA NO TRANSFORMADOR

Por fim, é apresentado a última análise dos dados do transformador. Na Figura 181, é mostrada a média do Fator de Potência (FP) para cada NP medido durante as 500 SMCs. Para a obtenção do fator de potência médio é necessário primeiramente calcular o FP para todas as 500 simulações e posteriormente calcular a média para cada intervalo e dessa forma se adquire a curva de FP médio para um valor X de NP, essa técnica foi melhor exemplificada na Tabela 22, porém dessa vez os dados são para o transformador e o cálculo estatístico é referente a média dos valores.

Figura 181: Fator de potência médio para cada NP.



Fonte: Próprio autor.

No gráfico da Figura 181, é visível a deterioração do FP devido ao aumento do nível de penetração fotovoltaica. Nota-se existem valores de FP negativos e isso significa a inversão de sentido do fluxo de potência ativa no transformador, uma vez que o OpenDSS adota positivo o fluxo que sai do alimentador para a rede, e negativo o fluxo que vem da rede e entra no transformador. Dessa forma, o FP negativo indica que os consumidores ligados naquela rede estariam deixando de consumir a potência da concessionária e consumindo apenas a potência do fotovoltaico fazendo como que o FP reduza a zero e, logo em seguida, aumente de forma negativa, por meio da existência do excedente de potência ativa que é injetada na rede.

Dessa forma, é necessário a criação de uma norma regulamentadora para o fator de potência medido dos consumidores que apresentam geração distribuída instalada em sua unidade consumidora, pois algumas concessionárias estão multando seus clientes por essa redução de FP, alegando o consumo excessivo de potência reativa justificando assim essa atenuação, porém como visto esse efeito ocorre devido ao consumo e a injeção de potência ativa gerada, deixando de usar a potência da concessionária.

5.30. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme os resultados apontados nesse capítulo, através dos dados obtidos referentes às medições de amplitude e desequilíbrio de tensão, potência ativa e fator de potência foram gerados os gráficos e analisou-se os pontos de criticidade e comportamento do sistema elétrico ao realizar a inserção de sistemas fotovoltaicos. Dessa forma, mediante aos índices de qualidade de energia elétrica, foi possível identificar a capacidade de hospedagem por meio de sobretensões e desequilíbrios permitidos, inclusive para a potência ativa injetada. As análises foram feitas tanto para as barras do sistema quanto para o transformador.

Posto isto, a partir dos resultados obtidos, é possível tirar algumas conclusões sobre a capacidade de hospedagem:

- Em primeiro lugar, para identificar a capacidade de hospedagem do sistema elétrico manipulado via Python e OpenDSS, foi analisado os valores de sobretensão e, posteriormente, esses resultados são confrontados com os índices de qualidade de energia elétrica fornecidos no Módulo 8 do PRODIST elaborado pela ANEEL. Dessa forma, permite visualizar em quais momentos a rede elétrica estará rompendo o limite aceitável para o fornecimento de tensão. Além disso, através da quantificação do número de violações, verifica-se a frequência de vezes que a amplitude de tensão se tornou crítica, concluindo que por meio de

500 SMCs em um determinado nível de penetração fotovoltaica pode apresentar maiores problemas a rede do que outros, o que é reforçado no gráfico de demonstrativo de criticidade na Figura 89, por exemplo;

- Em segundo momento, foi feita a análise do desequilíbrio de tensão que é outro indicativo de QEE, mediante o cálculo do fator de desequilíbrio obtido via decomposição das ondas de tensão em componentes simétricas e é comparado com os valores permitidos. Assim, identificando novamente em quais pontos da rede há maiores problemas relacionados a esse parâmetro, logo a capacidade de hospedagem é identificada;
- Por fim, foi executada a análise da potência ativa do transformador, a fim de visualizar seu carregamento máximo permitido. Em certo momento, foi visto que esse limite foi rompido fazendo com que o alimentador trabalhasse em sobrecarga e assim identificando a capacidade de hospedagem por outro método de análise;
- Assim sendo, é importante salientar que a capacidade de hospedagem é dinâmica, pois depende de variáveis aleatórias e em cada ponto do sistema elétrico existe sua característica própria fazendo com que a CH mude de um ponto para outro. Dessa forma, não é correto generalizá-la para todo o SEP e faz-se necessário que as concessionárias de energia elétrica trabalhem de maneira a ir adequando a rede conforme à inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos;
- Por meio de inúmeras simulações, tem-se um grande volume de dados possibilitando realizar análises que se assemelhem à realidade atual das concessionárias, e isso só ocorre pois no software desenvolvido é implementado distribuições de probabilidades construídas a partir de dados reais e também pelo uso do método de Monte Carlo permitindo realizar estudos com base na criação de vários cenários.

A partir dos pontos apresentado é importante informar que as concessionárias de energia elétrica hoje já estão passando por um período de reestruturação de suas redes pelo motivo do aumento de pedidos de solicitação de acesso para geração distribuída. Sendo assim, técnicas para aumentar a capacidade de hospedagem, como por exemplo a instalação de bancos de baterias, podem ser usadas para esse fim. No entanto, quando se fala dessas técnicas para

realizar esse tipo de melhora é necessário que seja viável financeiramente, todavia os bancos de baterias por serem uma tecnologia mais nova e pouco utilizada, tende a apresentar um valor monetário elevado, porém quando comparado às outras metodologias para mitigar os efeitos causada a rede a fim de melhorar a CH, como melhora de cabeamento, troca de transformador para um de potência mais alta, fica mais atrativo o investimento, uma vez que o alimentador da rede tende ser um dos equipamentos mais caros e realizar essa troca ou investimento e cabeamentos não é muito acessível.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1. CONCLUSÕES GERAIS

Esse trabalho apresentou uma abordagem probabilística para a determinação da capacidade de hospedagem de geradores distribuídos fotovoltaicos no sistema de distribuição de energia elétrica. O uso do método de Monte Carlo para a análise da CH é um fator diferencial desse trabalho, sendo que, na maioria das vezes, essa é feita de forma determinística e assim ignorando dados que deveriam estar presentes ao realizar esse tipo de estudo.

A maioria dos trabalhos publicados são abordados pesquisas voltadas apenas ao transformador do sistema ou somente aos pontos de conexão da rede. E como foi visto, é importante que se realize tanto análises pontuais quanto do alimentador e isso é outro diferencial desse trabalho. Como dito anteriormente nessa dissertação, toda a pesquisa desenvolvida foi em cima de dados reais para as distribuições de probabilidade fazendo com que ganhe força e solidez para chegar à conclusão dos resultados expostos.

Com citado anteriormente, mesmo que a capacidade de hospedagem não possa ser generalizada, com o auxílio da Figura 90, pode-se concluir que a CH ideal para esse sistema de distribuição estaria entre 60% ou 70% de nível de penetração fotovoltaica, pois nesses valores de NP não ocorrem tanta violações de tensão, que como foi visto é o indicador mais preocupante, e assim a concessionária de energia elétrica poderá utilizar técnicas para mitigar esse e outros impactos causados à rede, por meio da instalação de bancos baterias ou realocação de consumidores para outras fases, por exemplo.

Posto isto, houve também a criação de uma interface visual com o intuito de facilitar a apresentação de dados ao usuário e, assim, todos os objetivos previstos para esse trabalho foram alcançados com sucesso e confiabilidade nos resultados.

O processo de simulação foi implementado através da linguagem de programação em Python conectado via DLL com o OpenDSS e executado em um computador de CPU Intel® Core (TM) i7-2670QM CPU @ 2,2 GHz com 4 núcleos, 8 processadores lógicos e 8,0 GB de RAM gastando aproximadamente 2 horas e 20 minutos para a simulação total do fluxo de potência.

Além disso, todas as figuras presentes nesse trabalho, que não foram referenciadas de outras obras, são de criação do próprio autor. Caso seja usado qualquer parte do programa aqui divulgado ou dessa monografia, deve-se dar créditos ao autor.

6.2. TRABALHOS FUTUROS

Como o setor elétrico brasileiro está em constante desenvolvimento principalmente na área de geração distribuída, faz-se necessária a supervisão e padronização dos índices de qualidade de energia e desempenho para poder acomodar um número maior de geradores. E com a chegada de novas tecnologias, como os veículos elétricos, irá necessitar de técnicas para mitigar os impactos e otimizar seu funcionamento.

Dessa maneira, como proposta de trabalhos futuros, pode-se incluir a verificação da capacidade de hospedagem por outros índices que não foram citados nesse trabalho ou até mesmo otimizar o *software* aqui apresentado. Cita-se também a importância de considerar outras fontes renováveis de energia elétrica, uma vez que o Brasil e o mundo estão em busca de novos meios de geração de energia de forma sustentável.

Outro ponto para futuras pesquisas, é direcionar essa abordagem probabilística para a identificação da CH em redes consideravelmente maiores e *Smart Grids*. E por último, utilizar a ferramenta de controle de reativo, que já está presente em grande parte dos inversores de frequência, a fim de proporcionar uma maior capacidade de hospedagem de geradores distribuídos.

6.3. TRABALHO PUBLICADO

Juntamente ao período de desenvolvimento desse trabalho, houve a publicação de um artigo no maior evento brasileiro sobre qualidade de energia elétrica (XIV Conferência Brasileira Sobre Qualidade Da Energia Elétrica) com o título “Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão” que foi premiado dentre os 730 artigos como pertencente aos 24 melhores trabalhos, segue abaixo sua referência.

“Leonardo Machado de Brito; Getúlio Santiago dos Santos Júnior; Olívio Carlos Nascimento Souto; Sérgio Batista da Silva et al. Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão. In: ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021, Online. Anais eletrônicos... Campinas, Galoá, 2021. Disponível em: <<https://proceedings.science/cbqee-2021/papers/impactos-da-geracao-distribuida-fotovoltaica-na-tensao-eletrica-de-uma-rede-de-distribuicao-em-baixa-tensao>> Acesso em: 30 jan. 2022.”

E também esse trabalho de conclusão de curso foi continuação de uma iniciação científica concluída e apresentada no 14º Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica – SICT 2021 do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, com o mesmo título dessa dissertação, segue sua referência abaixo.

“SANTIAGO DOS SANTOS JÚNIOR, GETÚLIO; CARLOS NASCIMENTO SOUTO, OLÍVIO. Estudo Da Capacidade De Hospedagem De Geradores Distribuídos Fotovoltaicos Em Redes De Distribuição De Baixa Tensão: Uma Abordagem Probabilística Utilizando Simulações De Monte Carlo. In: 14º Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica, 2021. 14º Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica, 2021.”

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Balanço Energético Nacional – BEN 2021, “Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2021,” 2021. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf> (accessed Nov. 25, 2021).
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Banco de dados de geração distribuída - ANEEL,” *ANEEL*. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9> (accessed Jan. 15, 2022).
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012,” <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>, Apr. 17, 2012. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> (accessed Nov. 25, 2021).
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015,” <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>, Nov. 24, 2015. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> (accessed Nov. 25, 2021).
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA No 786, DE 17 DE OUTUBRO DE 2017,” <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>, Oct. 17, 2017. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf> (accessed Nov. 25, 2021).
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica Revisão 12,” Accessed: Nov. 25, 2021. [Online]. Available: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47.
- [7] A. S. TREVISAN, “EFEITOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO,” *Trab. CONCLUSÃO CURSO*, p. 116, 2011.
- [8] N. JENKINS, “Distributed generation,” *Inst. Eng. Technol.*, 2010.
- [9] T. E. C. De Oliveira, B. D. Bonatto, J. M. C. Filho, P. F. Ribeiro, and I. N. Santos, “Análise Econômica da Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário,” *An. do CBQEE 2015 - XI Conferência Bras. sobre Qual. da Energ. Elétrica*, 2015.

- [10] L. Machado de Brito, G. Santiago dos Santos Júnior, O. Carlos Nascimento Souto, S. Batista da Silva, and F. Nunes Belchior, “Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão,” Sep. 2021, doi: 10.17648/cbqee-2021-130563.
- [11] R. A. Shayani, “Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição,” 2010.
- [12] N. Etherden and M. H. J. Bollen, “Overload and overvoltage in low-voltage and medium-voltage networks due to renewable energy - Some illustrative case studies,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 114, pp. 39–48, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2014.03.028.
- [13] Henrique Mattede, “Mundo da Elétrica - Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potência (SEP),” <https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/>, Jan. 12, 2022. <https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/> (accessed Jan. 12, 2022).
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Curso EAD Fundamentos do setor elétrico,” *Curso EAD ANEEL participação UFG e LabTIME*, 2017. http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod3_uni2_sl13.html (accessed Jan. 12, 2022).
- [15] Giovanna Galvani e Ludmila Candal, “Preços de combustíveis devem continuar subindo, explica especialista,” *CNN*, 2021. <https://www.cnnbrasil.com.br/business/precos-de-combustiveis-devem-continuar-subindo-explica-especialista/> (accessed Jan. 12, 2022).
- [16] T. Kaoru, “Conta de luz vai ficar 6,78% mais cara com nova bandeira tarifária, diz governo,” *CNN*, 2021. <https://www.cnnbrasil.com.br/business/conta-de-luz-vai-ficar-678-mais-cara-com-nova-bandeira-tarifaria-diz-governo/> (accessed Jan. 12, 2022).
- [17] Jair Messias Bolsonaro, Marcelo Pacheco dos Guaranys, Bento Albuquerque, *LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022*, no. Nº 5. Brasília-DF, Brasil, 2022, pp. 4–6.
- [18] G. Beaulieu *et al.*, “Power quality indices and objectives ongoing activities in CIGRE WG 36-07,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. SUMMER, pp. 789–794, 2002, doi: 10.1109/pess.2002.1043433.
- [19] M. H. J. Bollen, Y. Yang, and F. Hassan, “Integration of distributed generation in the power system a power quality approach,” *ICHQP 2008 13th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, pp. 1–8, 2008, doi: 10.1109/ICHQP.2008.4668746.
- [20] M. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. 2011.

- [21] F. Alalamat, “Increasing the hosting Capacity of Radial Distribution Grids in Department of Engineering Sciences INCREASING THE HOSTING CAPACITY OF,” 2015.
- [22] IEEE, *IEEE Recommended Practice For Monitoring Electric Power Quality*. .
- [23] A. B. de N. T. ABNT, *NBR 5356-7:2017.pdf*. 2017.
- [24] R. Dugan, “OpenDSS - Browse /OpenDSS at SourceForge.net,” *Sourceforge*, no. June, pp. 1–218, 2020, [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf/download>.
- [25] D. Montenegro, “Direct connection Shared Library (DLL) for OpenDSS,” *Sourceforge*, no. Dll, p. 101, 2020, [Online]. Available: https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSS_Direct_DLL.pdf/download.
- [26] S. O’Grady, “The RedMonk Programming Language Rankings: June 2020,” *RedMonk - the developer-focused industry analyst firm*, 2020. <https://redmonk.com/sogradyl/2020/07/27/language-rankings-6-20/> (accessed Jan. 15, 2022).
- [27] Python.org, “History of the software,” *Documentation - History and License*. Accessed: Jan. 15, 2022. [Online]. Available: <https://docs.python.org/3/license.html>.
- [28] Paulo Radatz, Ênio Viana, Rodolfo Pilar Londero, “py-dss-interface,” *py_dss_nterface*, 2020. <https://py-dss-interface.readthedocs.io/en/latest/readme.html> (accessed Jan. 15, 2022).
- [29] Thomas A. Cruse, *Reliability-Based Mechanical Design*, Vol.108. 1997.
- [30] P. Brémaud, *Markov Chains - Gibbs Fields, Monte Carlo Simulation and Queues*, Second Edi., vol. 31. Cham: Springer International Publishing, 2020.
- [31] A. H. Luna, “Introdução aos Métodos de Monte Carlo Avançados.” http://www.est.ufmg.br/portal/arquivos/rts/RTE_01_2019.pdf.
- [32] P. Radatz, C. Rocha, W. Sunderman, M. Rylander, and J. Peppanen, “OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models,” pp. 1–30, 2020, [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>.

8. ANEXO A – CÓDIGO DO SISTEMA ELÉTRICO NO OPENDSS

Clear

```
new circuit.mycktname
~ bus1=sourceBus.1.2.3    basekv=13.8    pu=1.00    angle=0.0    frequency=60.0
phases=3 mvasc3=100 mvasc1=100 xlr1=1.0 x0r0=3.0 Spectrum=linear

set maxiterations=100000

//-----TRANFORMADOR - 75 KVA-----//

new Transformer.TRAFO Phases=3 Windings=2 XHL=3.08
~ wdg=1 bus=SourceBus.1.2.3    conn=delta    kv=13.8    kva=75.0    %r=0.78
~ wdg=2 bus=BARRA1.1.2.3.4    conn=weye    kv=0.38    kva=75.0    %r=0.78

new Reactor.RTRAFOn    phases=1 bus1=BARRA1.4 R=5.0 X=0

//----PARAMETROS DA LINHA BT - CABOS TIPO QUADRUPLIX - REDE COMPACTA-----//
//-----TRIFASICA - 3 X FASES + NEUTRO-----//

New wiredata.CA-1/0AWG Rdc=0.5387 Runits=km
~ GMRac=0.38376 GMRunits=cm radunits=cm
~ normamps=125.0 diam=0.936

New wiredata.CA-2/0AWG Rdc=0.8595 Runits=km
~ GMRac=0.30381 GMRunits=cm radunits=cm
~ normamps=95.0 diam=0.741

New linegeometry.secquadruplex nconds=4 nphases=4 reduce=no
~ cond=1 wire=CA-1/0AWG x=0.0 h=901.04385 units=cm
~ cond=2 wire=CA-1/0AWG x=1.0274 h=900.1847 units=cm
~ cond=3 wire=CA-1/0AWG x=0.3635 h=899.02151 units=cm
~ cond=4 wire=CA-2/0AWG x=0.0145 h=900 units=cm
~ Reduce=n

//-----REDE DE DISTRIBUICAO EM BT - LINHAS QUE INTERLIGAM AS BARRAS-----//

New line.linha1    phases=4    bus1=BARRA1    bus2=BARRA2    length=0.040
units=km    geometry=secquadruplex
```

```

New line.linha2      phases=4      bus1=BARRA2 bus2=BARRA3      length=0.050
units=km geometry=secquadruplex

New line.linha3      phases=4      bus1=BARRA3 bus2=BARRA4      length=0.060
units=km geometry=secquadruplex

New line.linha4      phases=4      bus1=BARRA4 bus2=BARRA5      length=0.050
units=km geometry=secquadruplex

New line.linha7      phases=4      bus1=BARRA5 bus2=BARRA6      length=0.050
units=km geometry=secquadruplex

New line.linha6      phases=4      bus1=BARRA6 bus2=BARRA7      length=0.050
units=km geometry=secquadruplex

//-----PARAMETROS DO RAMAL DE ENTRADA - CABOS QUE INTERLIGAM OS POSTES AO
PADRÃO DE ENTRADA DA UNIDADE CONSUMIDORA -----//

New  linecode.RAMAL  nphases=4    r1=2.295    x1=0.09    units=km    baseFreq=60
normamps=83  // CONSUMIDORES MONOFASICOS COM DISJUNTOR DE 60 A

//-----CURVA DE CARGA CONSUMIDOR RESIDENCIAL-----//

New  LoadShape.residencial          npts=288          mininterval=5.0
mult=(File=residencial_P.csv)      Qmult=(File=residencial_Q.csv)

//----- DEFINICAO DOS CONSUMIDORES E RAMAIS DE ENTRADA -----//

// RAMAIS BARRA 1

New line.RAMAL1      phases=4      bus1=BARRA1.1.2.3.4      bus2=UC1A.1.2.3.4
linecode=RAMAL      length=0.02      units=km
New line.RAMAL2      phases=4      bus1=BARRA1.1.2.3.4      bus2=UC2B.1.2.3.4
linecode=RAMAL      length=0.025      units=km

// CONSUMIDORES CONECTADOS NA BARRA 1

! CONSUMIDOR - UC1 - P = 4 KW - Q = 1 KVAr - FASE AN

```

```

new load.UC1          bus1=UC1A.1.4      Phases=1          kV=0.220      kw=4
kvar=1    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R01n    phases=1              bus1=UC1A.4      R=5.0          X=0

! CONSUMIDOR - UC2 - P = 3 KW - Q = 1 kVAr - FASE BN
new load.UC2          bus1=UC2B.2.4      Phases=1          kV=0.220      kw=3
kvar=1    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R02n    phases=1              bus1=UC2B.4      R=5.0          X=0

//-----

// RAMAIS BARRA 2

New line.RAMAL3    phases=4    bus1=BARRA2          bus2=UC3A    linecode=RAMAL
length=0.03        units=km
New line.RAMAL4    phases=4    bus1=BARRA2          bus2=UC4B    linecode=RAMAL
length=0.03        units=km
New line.RAMAL5    phases=4    bus1=BARRA2          bus2=UC5C    linecode=RAMAL
length=0.03        units=km

// CONSUMIDORES CONECTADOS NA BARRA 2
! CONSUMIDOR - UC3 - P = 3.5 KW - Q = 1.4 KVar - FASE AN
new load.UC3          bus1=UC3A.1.4      Phases=1          kV=0.220      kw=3.5
kvar=1.4    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R03n    phases=1              bus1=UC3A.4      R=5.0          X=0

! CONSUMIDOR - UC4 - P = 2.8 KW - Q = 0.7 kVAr - FASE BN
new load.UC4          bus1=UC4B.2.4      Phases=1          kV=0.220      kw=2.8
kvar=0.7    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R04n    phases=1              bus1=UC4B.4      R=5.0          X=0

! CONSUMIDOR - UC5 - P = 5 KW - Q = 3 kVAr - FASE CN
new load.UC5          bus1=UC5C.3.4      Phases=1          kV=0.220      kw=5
kvar=3    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R05n    phases=1              bus1=UC5C.4      R=5.0          X=0

//-----

// RAMAIS BARRA 3

```

```

New line.RAMAL6   phases=4   bus1=BARRA3           bus2=UC6A   linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
New line.RAMAL7   phases=4   bus1=BARRA3           bus2=UC7B   linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
New line.RAMAL8   phases=4   bus1=BARRA3           bus2=UC8C   linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
New line.RAMAL9   phases=4   bus1=BARRA3           bus2=UC9A   linecode=RAMAL
length=0.03      units=km

```

```
// CONSUMIDORES CONECTADOS NA BARRA 3 - POSTE 3
```

```
! CONSUMIDOR - UC6 - P = 1.5 KW - Q = 0.4 KVAR - FASE AN
```

```

new load.UC6      bus1=UC6A.1.4   Phases=1           kV=0.220   kw=1.5
kvar=0.4   daily=residencial   status=variable
new Reactor.R06n  phases=1           bus1=UC6A.4       R=5.0      X=0

```

```
! CONSUMIDOR - UC7 - P = 3.8 KW - Q = 1.7 kVAR - FASE BN
```

```

new load.UC7      bus1=UC7B.2.4   Phases=1           kV=0.220   kw=3.8
kvar=1.7   daily=residencial   status=variable
new Reactor.R07n  phases=1           bus1=UC7B.4       R=5.0      X=0

```

```
! CONSUMIDOR - UC8 - P = 6.5 KW - Q = 3.5 kVAR - FASE CN
```

```

new load.UC8      bus1=UC8C.3.4   Phases=1           kV=0.220   kw=6.5
kvar=3.5   daily=residencial   status=variable
new Reactor.R08n  phases=1           bus1=UC8C.4       R=5.0      X=0

```

```
! CONSUMIDOR - UC9 - P = 5.5 KW - Q = 2 KVAR - FASE AN
```

```

new load.UC9      bus1=UC9A.1.4   Phases=1           kV=0.220   kw=5.5
kvar=2   daily=residencial   status=variable
new Reactor.R09n  phases=1           bus1=UC9A.4       R=5.0      X=0

```

```
//-----
```

```
// RAMAIS BARRA 4
```

```

New line.RAMAL10  phases=4   bus1=BARRA4           bus2=UC10B   linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
New line.RAMAL11  phases=4   bus1=BARRA4           bus2=UC11C   linecode=RAMAL
length=0.03      units=km

```

```
// CONSUMIDORES CONECTADOS NA BARRA 4
```

```
! CONSUMIDOR - UC10 - P = 4.5 KW - Q = 4.5 KVAR - FASE BN
```

```

new load.UC10          bus1=UC10B.2.4      Phases=1          kV=0.220      kw=4.5
kvar=1.5    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R10n      phases=1              bus1=UC10B.4      R=5.0          X=0

! CONSUMIDOR - UC11 - P = 5 KW - Q = 3 kVAr - FASE CN
new load.UC11          bus1=UC11C.3.4      Phases=1          kV=0.220      kw=5
kvar=3    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R11n      phases=1              bus1=UC11C.4      R=5.0          X=0

//-----

// RAMAIS BARRA 5

New line.RAMAL12      phases=1      bus1=BARRA5          bus2=UC12A      linecode=RAMAL
length=0.03          units=km
New line.RAMAL13      phases=1      bus1=BARRA5          bus2=UC13B      linecode=RAMAL
length=0.03          units=km
New line.RAMAL14      phases=1      bus1=BARRA5          bus2=UC14C      linecode=RAMAL
length=0.03          units=km

// CONSUMIDORES CONECTADOS NA BARRA 5

! CONSUMIDOR - UC12 - P = 3.2 KW - Q = 1 kVAr - FASE AN
new load.UC12          bus1=UC12A.1.4      Phases=1          kV=0.220      kw=3.2
kvar=1    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R12n      phases=1              bus1=UC12A.4      R=5.0          X=0

! CONSUMIDOR - UC13 - P = 4 KW - Q= 1.2 KVAr - FASE BN
new load.UC13          bus1=UC13B.2.4      Phases=1          kV=0.220      kw=4
kvar=1.2    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R13n      phases=1              bus1=UC13B.4      R=5.0          X=0

! CONSUMIDOR - UC14 - P = 2.9 KW - Q= 1.8 KVAr - FASE CN
new load.UC14          bus1=UC14C.3.4      Phases=1          kV=0.220      kw=2.9
kvar=1.8    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R14n      phases=1              bus1=UC14C.4      R=5.0          X=0

//-----

```

```
// RAMAIS BARRA 6
```

```
New line.RAMAL15  phases=1  bus1=BARRA6          bus2=UC15A  linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
New line.RAMAL16  phases=1  bus1=BARRA6          bus2=UC16B  linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
New line.RAMAL17  phases=1  bus1=BARRA6          bus2=UC17C  linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
```

```
// CONSUMIDORES CONECTADOS NA BARRA 6
```

```
! CONSUMIDOR - UC15 - P = 3 KW - Q = 1 kVAr - FASE AN
```

```
new load.UC15          bus1=UC15A.1.4      Phases=1          kV=0.220      kw=3
kvar=1  daily=residencial  status=variable
new Reactor.R15n      phases=1              bus1=UC15A.4      R=5.0          X=0
```

```
! CONSUMIDOR - UC16 - P = 7.5 KW - Q = 0.6 KVar - FASE BN
```

```
new load.UC16          bus1=UC16B.2.4      Phases=1          kV=0.220      kw=7.5
kvar=0.6  daily=residencial  status=variable
new Reactor.R16n      phases=1              bus1=UC16B.4      R=5.0          X=0
```

```
! CONSUMIDOR - UC17 - P = 6 KW - Q = 0.5 KVar - FASE CN
```

```
new load.UC17          bus1=UC17C.3.4      Phases=1          kV=0.220      kw=6
kvar=0.5  daily=residencial  status=variable
new Reactor.R17n      phases=1              bus1=UC17C.4      R=5.0          X=0
```

```
//-----
```

```
// RAMAIS BARRA 7
```

```
New line.RAMAL18  phases=1  bus1=BARRA7          bus2=UC18A  linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
New line.RAMAL19  phases=1  bus1=BARRA7          bus2=UC19B  linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
New line.RAMAL20  phases=1  bus1=BARRA7          bus2=UC20C  linecode=RAMAL
length=0.03      units=km
```

```
// CONSUMIDORES CONECTADOS NA BARRA 7
```

```
! CONSUMIDOR - UC18 - P = 2 KW - Q= 0.3 KVar - FASE AN
```

```

new load.UC18          bus1=UC18A.1.4      Phases=1          kV=0.220      kw=2
kvar=0.3    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R18n      phases=1              bus1=UC18A.4      R=5.0          X=0

! CONSUMIDOR - UC19 - P = 1.9 KW - Q= 0.5 KVAr - FASE BN
new load.UC19          bus1=UC19B.2.4      Phases=1          kV=0.220      kw=1.9
kvar=0.5    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R19n      phases=1              bus1=UC19B.4      R=5.0          X=0

! CONSUMIDOR - UC20 - P = 2.2 KW - Q= 0.6 KVAr - FASE CN
new load.UC20          bus1=UC20C.3.4      Phases=1          kV=0.220      kw=2.2
kvar=0.6    daily=residencial    status=variable
new Reactor.R20n      phases=1              bus1=UC20C.4      R=5.0          X=0

//-----SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS NAS UNIDADES CONSUMIDORAS -----

New XYCurve.MyPvsT npts=4  xarray=[0  25  75  100]  yarray=[1.2 1.0 0.8  0.6]

New XYCurve.MyEff npts=6  xarray=[.1  .2  .3  0.5  0.75  1.0]  yarray=[.931
.959  .965  .967  0.967  0.964]

New Loadshape.MyIrrad npts=1440 mininterval=1 csvfile=IRRADIACAO_CLARO.csv

New Tshape.MyTemp npts=1440    mininterval=1  csvfile=TEMPERATURA_CLARO.csv

//----- BARRA 1 -----

New PVSSystem.FV-UC1      Phases=1          Bus1=UC1A.1.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5    Temperature=25    PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~  Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen      Enabled=no

New PVSSystem.FV-UC2      Phases=1          Bus1=UC2B.2.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=4.5    Temperature=25    PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~  Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen      Enabled=no

```

//----- BARRA 2 -----

New PVSsystem.FV-UC3 Phases=1 Bus1=UC3A.1.4 kV=0.22
kVA=5 irrads=1.0 Pmpp=5 Temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen Enabled=no

New PVSsystem.FV-UC4 Phases=1 Bus1=UC4B.2.4 kV=0.22
kVA=5 irrads=1.0 Pmpp=5 Temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen Enabled=no

New PVSsystem.FV-UC5 Phases=1 Bus1=UC5C.3.4 kV=0.22
kVA=5 irrads=1.0 Pmpp=5 Temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen Enabled=no

//----- BARRA 3 -----

New PVSsystem.FV-UC6 Phases=1 Bus1=UC6A.1.4 kV=0.22
kVA=5 irrads=1.0 Pmpp=5 Temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen Enabled=no

New PVSsystem.FV-UC7 Phases=1 Bus1=UC7B.2.4 kV=0.22
kVA=5 irrads=1.0 Pmpp=5 Temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen Enabled=no

New PVSsystem.FV-UC8 Phases=1 Bus1=UC8C.3.4 kV=0.22
kVA=5 irrads=1.0 Pmpp=5 Temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen Enabled=no

```
New PVSystem.FV-UC9          Phases=1          Bus1=UC9A.1.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5  Temperature=25  PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~  Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen  Enabled=no
```

```
//----- BARRA 4 -----
```

```
New PVSystem.FV-UC10          Phases=1          Bus1=UC10B.2.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5  Temperature=25  PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~  Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen  Enabled=no
```

```
New PVSystem.FV-UC11          Phases=1          Bus1=UC11C.3.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5  Temperature=25  PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~  Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen  Enabled=no
```

```
//----- BARRA 5 -----
```

```
New PVSystem.FV-UC12          Phases=1          Bus1=UC12A.1.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5  Temperature=25  PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~  Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen  Enabled=no
```

```
New PVSystem.FV-UC13          Phases=1          Bus1=UC13B.2.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5  Temperature=25  PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~  Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen  Enabled=no
```

```
New PVSystem.FV-UC14          Phases=1          Bus1=UC14C.3.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5  Temperature=25  PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~  Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen  Enabled=no
```

```
//----- BARRA 6 -----
```

```

New PVSSystem.FV-UC15          Phases=1          Bus1=UC15A.1.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5          Temperature=25          PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen          Enabled=no

New PVSSystem.FV-UC16          Phases=1          Bus1=UC16B.2.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5          Temperature=25          PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen          Enabled=no

New PVSSystem.FV-UC17          Phases=1          Bus1=UC17C.3.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5          Temperature=25          PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen          Enabled=no

//----- BARRA 7 -----

New PVSSystem.FV-UC18          Phases=1          Bus1=UC18A.1.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5          Temperature=25          PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen          Enabled=no

New PVSSystem.FV-UC19          Phases=1          Bus1=UC19B.2.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5          Temperature=25          PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen          Enabled=no

New PVSSystem.FV-UC20          Phases=1          Bus1=UC20C.3.4          kV=0.22
kVA=5          irrads=1.0          Pmpp=5          Temperature=25          PF=1          %cutin=0.1
%cutout=0.1
~ Effcurve=MyEff          P-TCurve=MyPvsT          Daily=MyIrrad          TDaily=MyTemp
Spectrum=Defaultgen          Enabled=no

/-----PARAMETROS DA SIMULAO-----
Set Voltagebases=[13.8, 0.380 0.220]

```

CalcVoltagebases

// MEDIDOR DE ENERGIA NO TRANSFORMADOR

New EnergyMeter.EM element=Transformer.TRAFO terminal=1

// MONITORES - TRANSFORMADOR - PRIMARIO

New Monitor.TRAFOPQ element=Transformer.TRAFO terminal=1 mode=1

ppolar=no ! MODE=1 - MEDE AS POTENCIAS ATIVAS E REATIVAS

New Monitor.TRAFOS element=Transformer.TRAFO terminal=1 mode=1

ppolar=yes ! MODE=1 - MEDE AS POTENCIAS APARENTE

New Monitor.TRAFOVI element=Transformer.TRAFO terminal=1 mode=0

VIpolar=yes ! MODE=0 - MEDE AS TENSOES E CORRENTES

New Monitor.TRAFOSEQVI element=Transformer.TRAFO terminal=1 mode=16

VIpolar=yes ! MODE=16 - MEDE AS TENSOES DE SEQUENCIA POSITIVA E NEGATIVA

// MONITORES - TRANSFORMADOR - SECUNDARIO

New Monitor.TRAFOPQ2 element=Transformer.TRAFO terminal=2 mode=1

ppolar=no ! MODE=1 - MEDE AS POTENCIAS ATIVAS E REATIVAS

New Monitor.TRAFOS2 element=Transformer.TRAFO terminal=2 mode=1

ppolar=yes ! MODE=1 - MEDE AS POTENCIAS APARENTE

New Monitor.TRAFOVI2 element=Transformer.TRAFO terminal=2 mode=0

VIpolar=yes ! MODE=0 - MEDE AS TENSOES E CORRENTES

New Monitor.TRAFOSEQVI2 element=Transformer.TRAFO terminal=2 mode=16

VIpolar=yes ! MODE=16 - MEDE AS TENSOES DE SEQUENCIA POSITIVA E NEGATIVA

// MONITORES DE TENSÃO NAS UNIDADES CONSUMIDORAS

New Monitor.UC1 element=load.UC1 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC2 element=load.UC2 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC3 element=load.UC3 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC4 element=load.UC4 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC5 element=load.UC5 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC6 element=load.UC6 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC7 element=load.UC7 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC8 element=load.UC8 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC9 element=load.UC9 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC10 element=load.UC10 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC11 element=load.UC11 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC12 element=load.UC12 terminal=1 mode=0 VIpolar=yes

New Monitor.UC13	element=load.UC13	terminal=1	mode=0	VIpolar=yes
New Monitor.UC14	element=load.UC14	terminal=1	mode=0	VIpolar=yes
New Monitor.UC15	element=load.UC15	terminal=1	mode=0	VIpolar=yes
New Monitor.UC16	element=load.UC16	terminal=1	mode=0	VIpolar=yes
New Monitor.UC17	element=load.UC17	terminal=1	mode=0	VIpolar=yes
New Monitor.UC18	element=load.UC18	terminal=1	mode=0	VIpolar=yes
New Monitor.UC19	element=load.UC19	terminal=1	mode=0	VIpolar=yes
New Monitor.UC20	element=load.UC20	terminal=1	mode=0	VIpolar=yes

// MONITORES DE POTENCIA NAS UNIDADES CONSUMIDORAS

New Monitor.PQUC1	element=load.UC1	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC2	element=load.UC2	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC3	element=load.UC3	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC4	element=load.UC4	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC5	element=load.UC5	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC6	element=load.UC6	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC7	element=load.UC7	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC8	element=load.UC8	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC9	element=load.UC9	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC10	element=load.UC10	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC11	element=load.UC11	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC12	element=load.UC12	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC13	element=load.UC13	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC14	element=load.UC14	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC15	element=load.UC15	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC16	element=load.UC16	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC17	element=load.UC17	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC18	element=load.UC18	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC19	element=load.UC19	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.PQUC20	element=load.UC20	terminal=1	mode=1	ppolar=no

// MONITORES DE POTENCIA GERADORES FOTOVOLTAICOS

New Monitor.FVPQUC1	element=PVSystem.FV-UC1	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New Monitor.FVPQUC2	element=PVSystem.FV-UC2	terminal=1	mode=1	ppolar=no

New Monitor.FVPQUC3	element=PVSystem.FV-UC3	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC4	element=PVSystem.FV-UC4	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC5	element=PVSystem.FV-UC5	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC6	element=PVSystem.FV-UC6	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC7	element=PVSystem.FV-UC7	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC8	element=PVSystem.FV-UC8	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC9	element=PVSystem.FV-UC9	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC10	element=PVSystem.FV-UC10	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC11	element=PVSystem.FV-UC11	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC12	element=PVSystem.FV-UC12	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC13	element=PVSystem.FV-UC13	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC14	element=PVSystem.FV-UC14	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC15	element=PVSystem.FV-UC15	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC16	element=PVSystem.FV-UC16	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC17	element=PVSystem.FV-UC17	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC18	element=PVSystem.FV-UC18	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC19	element=PVSystem.FV-UC19	terminal=1	mode=1
ppolar=no			
New Monitor.FVPQUC20	element=PVSystem.FV-UC20	terminal=1	mode=1
ppolar=no			

// MONITORES DE TENS3S DE SEQUENCIA POSITIVA E NEGATIVA NAS BARRAS DAS UNIDADES CONSUMIDORAS

New Monitor.SEQUC1	element=load.UC1	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC2	element=load.UC2	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC3	element=load.UC3	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC4	element=load.UC4	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC5	element=load.UC5	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC6	element=load.UC6	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC7	element=load.UC7	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC8	element=load.UC8	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC9	element=load.UC9	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC10	element=load.UC10	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC11	element=load.UC11	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC12	element=load.UC12	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC13	element=load.UC13	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC14	element=load.UC14	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC15	element=load.UC15	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC16	element=load.UC16	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC17	element=load.UC17	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC18	element=load.UC18	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC19	element=load.UC19	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			
New Monitor.SEQUC20	element=load.UC20	terminal=1	mode=16
VIpolar=yes			