

Universidade Federal de Ouro Preto Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Capacidade de Hospedagem em Redes de Distribuição Considerando Geração Fotovoltaica

Ruan Pablo Dias Dutra

João Monlevade, MG 2024 **Ruan Pablo Dias Dutra**

Capacidade de Hospedagem em Redes de Distribuição Considerando Geração Fotovoltaica

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto. Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso

Universidade Federal de Ouro Preto João Monlevade 2024

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

D978c Dutra, Ruan Pablo Dias. Capacidade de hospedagem em redes de distribuição considerando geração fotovoltaica. [manuscrito] / Ruan Pablo Dias Dutra 2024. 79 f.: il.: color., gráf., tab
Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso. Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .
 Energia elétrica - Distribuição. 2. Geração de energia fotovoltaica. Geração distribuída de energia elétrica. 4. Redes elétricas. 5. Sistemas de energia elétrica. I. Galvis Manso, Juan Carlos. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.
CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO REITORIA INSTITUTO DE CIENCIAS EXATAS E APLICADAS DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETRICA



FOLHA DE APROVAÇÃO

Ruan Pablo Dias Dutra

Capacidade de Hospedagem em Redes de Distribuição Considerando Geração Fotovoltaica

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em 19 de fevereiro de 2024

Membros da banca

Dr. Juan Carlos Galvis Manso - Orientador- Universidade Federal de Ouro Preto Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa - Universidade Federal de Ouro Preto Dr. Welbert Alves Rodrigues - Universidade Federal de Ouro Preto

Juan Carlos Galvis Manso, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 27/02/2024



Documento assinado eletronicamente por **Juan Carlos Galvis Manso**, **PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 27/02/2024, às 19:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do <u>Decreto nº 8.539, de 8 de</u> <u>outubro de 2015</u>.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <u>http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?</u> <u>acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0</u>, informando o código verificador **0674874** e o código CRC **064D556D**.

Referência: Caso responda este documento, indicar expressamente o Processo nº 23109.002328/2024-33

Dedico este trabalho aos meus pais.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus pelo dom da vida e por ser o motivo de minha fé durante os dias de dúvidas e aflições.

Agradeço aos meus pais, Reinaldo Cândido Dias e Maria José Dutra Dias, por serem os principais responsáveis por tornarem esse feito realizável, por todos os imensuráveis esforços para que eu pudesse me dedicar à graduação durante todo o tempo de curso e por não medirem forças para me fazerem bem.

Agradeço ao meu orientador Juan Carlos Galvis Manso por ter aceitado me orientar e por compartilhar todo conhecimento em suas aulas e reuniões, sempre com profissionalismo e excelência.

Agradeço em especial aos meus colegas de curso que estiveram comigo durante todo esse tempo, dividindo conhecimento, risadas e experiências.

Por fim, agradeço a todos aqueles que estiveram comigo e foram importantes durante toda esta trajetória.

"O desejo profundo da humanidade pelo conhecimento é justificativa suficiente para nossa busca contínua" – Stephen Hawking

Resumo

A geração distribuída tem como propósito aproveitar o potencial energético próximo ao consumidor, diminuindo as perdas de potência ativa e reativa na rede e proporcionando uma melhora nos níveis de tensão. Contudo, a essa situação são associadas incertezas quanto ao limite de inserção de geradores em determinada rede. Desta forma, surge o conceito de capacidade de hospedagem, sendo uma abordagem ampla que permite entender os impactos da geração distribuída em sistemas elétricos e quantificar o limite de injeção de potência por parte de geradores distribuídos, sem prejudicar índices de desempenho do sistema. Por essa razão, as concessionárias, para uma análise adequada do problema, necessitam avaliar as solicitações de conexão antes da instalação de um novo gerador. Dentro desse contexto, este trabalho apresenta uma análise da capacidade de hospedagem para redes de distribuição, com o objetivo de demonstrar como a capacidade de hospedagem pode variar a partir de diferentes locais de instalação dos geradores distribuídos, dependendo diretamente de parâmetros da rede, sendo considerado como índice de desempenho as sobretensões, baseadas nas regulamentações do Prodist/ANEEL. Para este estudo, foi utilizado o software OpenDSS, uma ferramenta de modelagem e simulação de redes de distribuição, em conjunto com o MATLAB, para modelar e simular a inserção de geradores fotovoltaicos nos sistemas de distribuição radiais 13, 37 e 123 barras, em dois cenários diferentes: o primeiro com reguladores de tensão; o segundo com a ausência dos reguladores de tensão. A metodologia foi confirmada para 93% dos casos analisados, demonstrando uma relação direta do valor de capacidade de hospedagem com o parâmetro da rede no local de instalação escolhido em ambos os cenários considerados.

Palavras-chave: Capacidade de Hospedagem, Geração Distribuída, Geração Fotovoltaica, Redes de Distribuição, OpenDSS.

Abstract

Distributed generation aims to take advantage of the energy potential close to the consumers, reducing active and reactive power losses. However, this situation is associated with uncertainty regarding the limit of insertion of generators into a given network. In this way, the concept of hosting capacity emerges, being a broad approach that allows understanding the impacts of distributed generation in electrical systems and quantifying the limit of power injection by distributed generators, without compromising system performance indices. Therefore, utilities, to a proper analysis of the problem, need to evaluate connection requests before installing a new generator. Within this context, this work presents an analysis of the hosting capacity for distribution networks, with the aim of demonstrating how the hosting capacity can vary from different installation locations of distributed generators, depending directly on network parameters, being considered overvoltages as a performance index, based on Prodist/ANEEL regulations. For this study, the OpenDSS software, a distribution network modeling and simulation tool, was used, in conjunction with MATLAB, to model and simulate the insertion of photovoltaic generators in the radial distribution systems of 13, 37 and 123 buses, in two different scenarios: the first with voltage regulators; the second with no voltage regulators. The methodology was confirmed for 93% of the cases analyzed, demonstrating a direct relation between the value of hosting capacity and the network parameter at the chosen installation location in both scenarios.

Keywords: Hosting Capacity, Distributed Generation, Photovoltaic Generation, Distribution Grids, OpenDSS.

Lista de figuras

Figura 1 –	Matriz de energia elétrica do SIN	2
Figura 2 –	Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência	6
Figura 3 –	Diagrama unifilar de um sistema de distribuição típico	7
Figura 4 –	Ilustração da conexão on grid.	8
Figura 5 –	Ilustração da conexão off grid.	9
Figura 6 –	Determinação da capacidade de hospedagem em um ponto da rede em	
	função da inserção de GD	11
Figura 7 –	Modelo de um gerador trifásico	13
Figura 8 –	Linha a 4 fios sem admitância em derivação	15
Figura 9 –	Circuito equivalente monofásico de um transformador.	16
Figura 10 –	Representação genérica de um transformador trifásico.	16
Figura 11 –	Conexão Delta - Estrela aterrada padrão	17
Figura 12 –	Regulador de tensão na posição elevadora.	18
Figura 13 –	Regulador de tensão na posição abaixadora	19
Figura 14 –	Curvas de carga utilizadas	21
Figura 15 –	Modelo do PV no OpenDSS	21
Figura 16 –	Curvas utilizadas para caracterizar o PV	22
Figura 17 –	Circuito equivalente na barra de conexão do PV	25
Figura 18 –	Exemplo de uma rede com corrente de falta	26
Figura 19 –	Rede somente com a corrente de falta	26
Figura 20 –	Procedimento para o cálculo da HC	30
Figura 21 –	Sistema IEEE 13 barras	32
Figura 22 –	Capacidade de hospedagem de cada barra - sistema 13 barras	32
Figura 23 –	Diferenças no valor de V_{th} - sistema 13 barras	33
Figura 24 –	Diferença de HC entre os dois cenários - sistema 13 barras	34
Figura 25 –	Perfil de tensão - sistema 13 barras	35
Figura 26 –	Locais de instalação do PV - sistema 13 barras	35
Figura 27 –	Tensão nas barras para maior e menor valor de HC nos dois cenários -	
	sistema 13 barras.	36
Figura 28 –	Perdas para maior e menor valor de HC nos dois cenários - sistema 13 $$	
	barras	37
Figura 29 –	Sistema IEEE 37 barras	38
Figura 30 –	Capacidade de hospedagem de cada barra - sistema 37 barras	39
Figura 31 –	Diferenças no valor de V_{th} - sistema 37 barras	40
Figura 32 –	Diferença de HC entre os dois cenários - sistema 37 barras	40
Figura 33 –	Perfil de tensão - sistema 37 barras	41

Figura	34	_	Locais de instalação do PV - sistema 37 barras	42
Figura	35	_	Tensão nas barras para maior e menor valor de HC nos dois cenários -	
			sistema 37 barras.	43
Figura	36		Perdas para maior e menor valor de HC nos dois cenários - sistema 37	
			barras	44
Figura	37	_	Sistema IEEE 123 barras	45
Figura	38	_	Capacidade de hospedagem de cada barra trifásica - sistema 123 barras.	46
Figura	39	_	Capacidade de hospedagem de cada barra monofásica e bifásica - sis-	
			tema 123 barras. \ldots	47
Figura	40	_	Diferença de HC entre os dois cenários - sistema 123 barras	48
Figura	41	_	Perfil de tensão - sistema 123 barras	49
Figura	42		Locais de instalação do PV - sistema 123 barras	50
Figura	43		Tensão nas barras para maior e menor valor de HC nos dois cenários -	
			sistema 123 barras	51
Figura	44		Perdas para maior e menor valor de HC nos dois cenários - sistema 123 $$	
			barras	52

Lista de tabelas

Tabela 1 – Revisão Bibliográfica.	4
Tabela 2 $-$ Níveis de tensão usuais nos sistemas de distribuição do Brasil. $...$	7
Tabela 3 – Faixas de classificação de tensões de regime permanente	12
Tabela 4 $-$ Equações de tensão e corrente do regulador na posição elevadora. $$	19
Tabela 5 $-$ Equações de tensão e corrente do regulador na posição abaixadora. $$.	19
Tabela 6 – Maior e menor HC - sistema 13 barras. .	35
Tabela 7 – Maior e menor HC - sistema 37 barras. .	41
Tabela 8 – Barras que cumprem os critérios da Equação (4.9) - sistema 37 barras.	43
Tabela 9 – Maior e menor HC - sistema 123 barras.	49
Tabela 10 – Barras que cumprem os critérios da Equação (4.9) - sistema 123 barras.	50
Tabela 11 – Transformadores - Sistema IEEE 13 barras	58
Tabela 12 – Dados das linhas - Sistema IEEE 13 barras	59
Tabela 13 – Capacitores - Sistema IEEE 13 barras.	59
Tabela 14 – Regulador - Sistema IEEE 13 barras	59
Tabela 15 – Cargas distribuídas - Sistema IEEE 13 barras	59
Tabela 16 – Cargas localizadas - Sistema IEEE 13 barras	59
Tabela 17 – Transformadores - Sistema IEEE 37 barras	60
Tabela 18 – Regulador - Sistema IEEE 37 barras	60
Tabela 19 – Dados das linhas - Sistema IEEE 37 barras	61
Tabela 20 – Cargas localizadas - Sistema IEEE 37 barras	62
Tabela 21 – Dados das linhas - Sistema IEEE 123 barras	64
Tabela 22 – Switches tifásicos - Sistema IEEE 123 barras. \ldots	66
Tabela 23 – Transformadores - Sistema IEEE 123 barras	67
Tabela 24 – Capacitores - Sistema IEEE 123 barras.	67
Tabela 25 – Reguladores - Sistema IEEE 123 barras.	67
Tabela 26 – Cargas localizadas - Sistema IEEE 123 barras	67

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa e Motivação	2
1.2	Revisão Bibliográfica	2
1.3	Objetivos	5
2	REFERENCIAL TEÓRICO	6
2.1	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	6
2.2	Geração Distribuída	8
2.2.1	Classificação da Geração Distribuída	8
2.2.2	Impactos da Geração Distribuída na Rede de Distribuição	9
2.3	Capacidade de Hospedagem	10
2.3.1	Capacidade de Hospedagem Frente a Sobretensões	11
2.3.1.1	Módulo 8 do Prodist	11
3	MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	13
3.1	Representação dos Elementos da Rede	13
3.1.1	$Gerador \ . \ . \ . \ . \ . \ . \ . \ . \ . \ $	13
3.1.2	Linhas de Distribuição	14
3.1.3	Transformadores	15
3.1.4	Reguladores de Tensão	18
3.2	Modelo de Carga	20
3.2.1	Curvas de Carga	20
3.3	Modelagem dos Geradores Fotovoltaicos	21
3.3.1	Curvas de Irradiação e Temperatura	22
4	METODOLOGIA	23
4.1	Método de Fluxo de Potência e OpenDSS	23
4.1.1	Métodos para o Fluxo de Potência	23
4.1.2	Algoritmo no OpenDSS	23
4.2	Critérios de Alocação dos PVs	24
4.2.1	Cálculo de Z_{th}	25
4.2.2	Relação entre Z_{th} e o Impacto da GD nos Níveis de Tensão	27
4.3	Procedimento para a Análise de HC	28
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	31
5.1	Sistema 13 Barras	31

5.2	Sistema 37 barras	37
5.3	Sistema 123 barras	45
5.4	Considerações dos Resultados	52
6	CONCLUSÕES	54
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	55
	REFERÊNCIAS	56
Α	DADOS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	58
A.1	IEEE 13 barras	58
A.2	IEEE 37 barras	60
A.3	IEEE 123 barras	62
В	IMPEDÂNCIAS DE CURTO-CIRCUITO DE SEQUÊNCIA POSI-	
	ΤΙVΑ	70
B.1	IEEE 13 barras	70
B.2	IEEE 37 barras	70
B.3	IEEE 123 barras	70
С	RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA	72
C .1	Tensões obtidas para o sistema IEEE 13 barras	72
C.2	Tensões obtidas para o sistema IEEE 37 barras	72
C.3	Tensões obtidas para o sistema IEEE 123 barras	73
D	RESULTADOS DE HC	77
D.1	HCs obtidas para o sistema IEEE 13 barras	77
D.1.1	Caso base	77
D.1.2	Sem regulador de tensão	77
D.2	HCs obtidas para o sistema IEEE 37 barras	77
D.2.1	Caso base	77
D.2.2	Sem regulador de tensão	77
D.3	HCs obtidas para o sistema IEEE 123 barras	78
D.3.1	Caso base	78
D.3.2	Sem regulador de tensão	79

1 Introdução

A matriz energética brasileira é caracterizada pelo predomínio de usinas hidroelétricas em sua composição, representando cerca de 60, 18% (ONS, 2023). Contudo, o baixo índice de chuvas nos últimos anos ocasionaram uma redução no nível dos reservatórios, sendo necessário acionar as usinas termoelétricas. A utilização de tal geração traz problemas como o encarecimento da energia elétrica quando comparada a outras fontes e problemas ambientais no que diz respeito à emissão de dióxido de carbono (CO_2) na atmosfera, além de utilizar como fontes primárias recursos não renováveis.

No Brasil, em função do grande potencial hídrico existente, é predominante a produção de energia elétrica pela transformação de energia hidráulica em elétrica, a partir das usinas hidroelétricas, e, estando os centros de geração afastados dos centros de consumo, é indispensável um sistema de interligação entre ambos que esteja apto a transportar a potência demandada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). Sabendo de tal fato, as redes de distribuição foram planejadas e desenvolvidas a partir do conceito da geração centralizada, tendo as redes um papel apenas de elemento passivo do sistema. Entretanto, os últimos anos têm sido marcados pelo crescimento da geração distribuída (GD), condição na qual o sistema de distribuição deixa de ser apenas um elemento passivo e passa a ter papel ativo e passivo.

O crescimento da GD no âmbito nacional deu-se principalmente devido ao barateamento e ao incentivo na produção de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos (PVs), utilizando-se da captação de raios solares por células sensíveis aos fótons de luz que, quando expostas à luminosidade, produzem eletricidade. Entre os anos de 2018 e 2022, houve um aumento na produção de energia vinda de sistemas fotovoltaicos de 471 GWh para 17.018 GWh, representando um aumento de mais de 3.500% no período (EPE, 2023). Segundo ONS (2023), estima-se que a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) aumente de 8.439 MW para 16.683 MW entre os anos de 2023 e 2027.

A Figura 1 apresenta a matriz de energia elétrica do SIN referente ao ano de 2022.



Figura 1 – Matriz de energia elétrica do SIN.

Fonte: (ONS, 2023).

1.1 Justificativa e Motivação

A GD é uma tendência crescente no setor elétrico, alterando o cenário de operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP), de forma que as concessionárias tenham que adaptar à nova realidade, mantendo os indicadores de qualidade de energia de acordo com a regulamentação estabelecida. Conforme supracitado, os sistemas de distribuição foram planejados considerando a geração centralizada, porém o aumento de GDs traz alguns desafios como: modificação da topologia da rede, mudanças nos critérios e ajustes de regulação de tensão, influência nos parâmetros de qualidade de energia elétrica, mudança nos níveis de curto-circuito e, consequentemente, nos ajustes necessários à proteção (OLIVEIRA, 2015). Portanto, atualmente é um tema relevante o estudo da capacidade de hospedagem (HC, do inglês *hosting capacity*) de geração distribuída em um sistema elétrico, de modo a avaliar até qual ponto uma determinada rede está apta a receber a inserção de geração distribuída sem que haja violações de parâmetros de qualidade.

1.2 Revisão Bibliográfica

Nesta seção, será feita a revisão de alguns trabalhos relacionados ao estudo de capacidade de hospedagem, abordando exemplos de metodologias de cálculo da HC e os resultados obtidos, com o objetivo de mostrar a relevância do tema e investigar os principais impactos causados pela inserção de GD no que diz respeito à capacidade de hospedagem.

Silva (2017) realizou a avaliação da capacidade de hospedagem e a visualizou por meio de uma ferramenta gráfica. O autor levou em consideração os parâmetros de restrição: sobretensões, sobrecorrentes e componentes harmônicas. Foi feita a avaliação por meio de simulação no MATLAB/*Simulink* com um sistema IEEE 14 barras. Neste trabalho, obteve-se como principal fator limitante as sobrecorrentes, estando limitadas à capacidade dos condutores utilizados.

Braga (2019) realizou a avaliação da capacidade de hospedagem frente aos parâmetros de sobretensões e distorções harmônicas. O processo ocorreu através de simulação da inserção de GD no sistema IEEE 13 barras utilizando o *software* OpenDSS. Obteve-se como principal fator limitador as sobretensões, além disso, observaram-se pontos interessantes como a inserção de geradores monofásicos no sistema, em condição de alto carregamento, causando problemas de subtensão. Também notou-se, de maneira geral, que os pontos mais distantes do sistema aceitam um nível de penetração de GD menor do que os pontos mais próximos da subestação.

Por sua vez, Oliveira (2015) realizou o estudo da inserção de geração distribuída no sistema de um campus universitário, analisando sobretensões e distorções harmônicas. A ideia consistiu em modelar e simular o sistema no qual o campus encontra-se conectado e inserir a GD presente no campus, a partir de dados de medições reais de potência consumida pela instalação e potência gerada pela GD, resumindo-se mais em um estudo de caso. Observou-se a existência de linearidade entre a margem de sobretensão e máxima potência instalada no local, além de prever uma possível ocorrência de sobretensão resultante de um aumento da geração prevista para ser implantada no campus.

Alguns trabalhos propõem metodologias para a análise e a determinação da HC. Medeiros e Falcao (2018) utilizam um algoritmo genético para determinar a HC em um alimentador real brasileiro de distribuição, utilizando-se de simulações no MATLAB/*Simulink*, avaliando sobretensões e perdas de potência. Já Brolin e Trindade (2017) propuseram um método de avaliação de HC a partir de parâmetros da rede local, simulando a inserção de GD em um dos sistemas de testes do *Electric Power Research Institute* (EPRI) e em um alimentador real brasileiro de distribuição no OpenDSS, utilizando-se como critério somente os efeitos de sobretensão.

Por sua vez, Niaki e Solat (2020) propuseram uma metodologia de avaliação considerando o nível de penetração de GD para as restrições de sobretensão e para perda de coordenação das proteções. Os autores definiram a HC como a menor potência injetável na rede sem que viole uma dessas restrições. Para esta simulação, utilizaram o sistema IEEE de 33 barras. A particularidade desta metodologia proposta ocorre na representação matemática da perda da coordenação das proteções, para cinco diferentes cenários, em termos de uma expressão de potência, a partir dos termos das curvas de proteção.

Como pode ser observado, existem diferentes abordagens e metodologias para a avaliação da capacidade de hospedagem de GD nos sistemas elétricos. Em todos os trabalhos citados, o termo de restrição da HC mais estudado foi a condição de sobretensão.

A Tabela 1 apresenta um resumo da revisão bibliográfica.

Bibliográfica.
Revisão 1
labela 1 –

Trabalho	Objetivo(s)	Restrição(ões)	Sistema de Teste	Resultados
Silva (2017)	Realizar testes em um sistema	Sobretensões,	IEEE 14 barras	Os principais limitadores de HC nos testes realizados se deram com sobrecor-
	IEEE 14 barras para verificar	sobrecorrentes		rente/sobrecarga, estando limitados à capacidade dos condutores.
	HC considerando GD.	e harmônicos.		
Braga (2019)	Realizar testes em um sistema	Sobretensões e	IEEE 13 bar-	Percebeu-se que o nível de carregamento do sistema influencia diretamente
	IEEE 13 barras para verificar	harmônicos.	ras.	no valor de HC. Notou-se que, em um panorama geral, os pontos mais dis-
	HC considerando GD.			tantes do sistema apresentam um valor de HC menor que os mais próximos
				da subestação.
Oliveira (2015)	Determinar através de medições	Sobretensões e	Sistema real.	Percebeu-se uma linearidade entre a margem de sobretensão e máxima po-
	reais a HC de um campus univer-	harmônicos.		tência a ser instalada no local, além de prever um cenário de sobretensão
	sitário com a inserção de GD.			ocasionado por um aumento da geração que estava previsto para ser reali-
				zado.
Medeiros e Fal-	Determinar a HC em redes de	Sobretensões e	Sistema real.	Os resultados apontaram que quando a GD em cada nó da rede é limitada ao
cao (2018)	distribuição utilizando um algo-	perdas.		valor máximo da carga nesse nó, o efeito na rede é pequeno, por outro lado,
	ritmo genético.			quando é maior que a demanda da carga as restrições impedem que a HC na
				rede aumente.
Brolin e Trin-	Propor um procedimento para	Sobretensões.	EPRI ckt5 e	Observou-se uma tendência decrescente para HC a medida que os GDs eram
dade (2017)	determinar HC a partir dos pa-		um sistema	instalados em locais que continham os parâmetros analisados maiores.
	râmetros da rede local.		real.	
Niaki e Solat	Determinar nível de HC conside-	Sobretensões e	IEEE 33 bar-	Percebeu-se que os o principal limitante da HC foram as violações de tensão,
(2020)	rando violações de tensão e pro-	proteção.	ras.	sendo insignificante o efeito da inserção de geradores distribuídos na perda de
	teção.			coordenação das proteções.
	-	_	_	

Capítulo 1. Introdução

Fonte: do autor.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral analisar como a capacidade de hospedagem pode variar a partir de diferentes locais de instalação de geradores distribuídos nos sistemas. Será utilizado o OpenDSS em conjunto com o MATLAB para inserir os geradores distribuídos e encontrar os valores de capacidade de hospedagem para os diferentes locais de instalação nos sistemas analisados.

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- Utilizar o *software* OpenDSS para modelar e simular os sistemas IEEE 13, 37 e 123 barras;
- Inserir geradores distribuídos nos sistemas utilizando o OpenDSS em conjunto com o MATLAB;
- Analisar padrões de comportamento dos sistemas com a inserção de GD no que diz respeito aos níveis de tensão nas barras do sistema, verificando ocorrências de violações nos níveis preestabelecidos;
- Encontrar a capacidade de hospedagem individual das barras dos sistemas.

2 Referencial Teórico

O presente capítulo fará uma breve revisão dos conceitos abordados no trabalho. Serão apresentados os conceitos de sistema de distribuição de energia elétrica, geração distribuída e capacidade de hospedagem.

2.1 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O sistema de distribuição de energia elétrica constitui a etapa final no fornecimento de energia elétrica, sendo a parte do sistema elétrico ligado ao subsistema de transmissão, através do qual faz-se a distribuição da energia elétrica aos consumidores, tendo início em uma subestação (distribuição primária em média tensão). A contextualização de um sistema de distribuição sem GD em um SEP é exemplificada na Figura 2.



Figura 2 – Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.

Fonte: (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Os sistemas de distribuição são compostos pelas seguintes partes (KAGAN; OLI-VEIRA; ROBBA, 2010):

• Sistema de subtransmissão: Tem por função receber a energia proveniente do sistema de transmissão e transferi-la às subestações (SEs) de distribuição e aos consumidores em tensão de subtransmissão (geralmente plantas industriais) com capacidade que varia de 20 MW a 150 MW.

- Subestações de distribuição: Tem a função de transformar a tensão de subtransmissão para a de distribuição primária, transformando alta tensão (AT) em média tensão (MT).
- Sistemas de distribuição primária: Estas redes emergem das SEs de distribuição, operando em MT, e são responsáveis por atender os consumidores primários e aos transformadores de distribuição, estações transformadoras (ETs), responsáveis por suprir a rede secundária em baixa tensão (BT).
- Estações transformadoras: As ETs são constituídas por transformadores que reduzem os níveis de tensão primária, em MT, para os níveis em BT.
- Redes de distribuição secundária: Deriva-se da ET e supre os consumidores em BT, caracterizados por consumidores residenciais, comércios e iluminação pública.

A Tabela 2 mostra os níveis de tensão padronizados por campo de aplicação no sistema elétrico brasileiro.

Tabela 2 – N	líveis de	tensão	usuais	nos	sistemas	de	distribuiç	ão do	Brasil.
	Toma	(1.37)	6	١		- 1: -	~ -	1	

Tensão (kV)	Campo de aplicação
138,0	
69,0	Subtransmissão (AT)
39,5	
34,5	Distribuição primária (MT)
$13,\!8$	
0,380/0,220	Distribuição secundária (BT)
0,220/0,127	

Fonte: adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2010)

Além dos níveis de tensão, um sistema de distribuição se caracteriza por sua topologia normalmente radial, ou seja, por sua estrutura de árvore, não comportando laços, fazendo com que todo o fluxo de potência seja direcionado da subestação para as cargas através de um único caminho, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição típico.



2.2 Geração Distribuída

Conforme o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2023), geração distribuída é uma expressão usada para denominar a geração de energia elétrica junta ou próxima do(s) consumidor(es) independente do tipo de fonte.

2.2.1 Classificação da Geração Distribuída

Os geradores distribuídos podem ser conectados à rede ou isolados. Quando conectados à rede, on grid, os consumidores estão conectados à rede elétrica e o gerador atua como um complementador de energia, tendo parte da energia gerada consumida pela carga instalada e seu excedente exportado para a rede elétrica. No Brasil, o excedente exportado para a rede é compensado por meio de créditos abatidos em faturas futuras, conforme o Art. 1º da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022). A Figura 4 apresenta uma conexão on grid de painéis fotovoltaicos no sistema. A geração de energia nos painéis fotovoltaicos ocorre em corrente contínua, sendo o inversor o responsável por entregar à rede elétrica a energia em corrente alternada.





Fonte: (OLIVEIRA, 2015).

Quando isoladas, *off grid*, o gerador alimenta diretamente a carga instalada. Tais sistemas podem ser constituídos por um elemento armazenador de energia, como um banco de baterias. A Figura 5 ilustra uma conexão *off grid* de painéis fotovoltaicos.



Figura 5 – Ilustração da conexão off grid.

Fonte: (OLIVEIRA, 2015).

No que diz respeito à potência, denomina-se micro geração distribuída as centrais geradoras com potência instalada até 75 kW e mini geração distribuída como as centrais com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW, conectadas à rede de distribuição via instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2023).

2.2.2 Impactos da Geração Distribuída na Rede de Distribuição

Os sistemas de distribuição geralmente são projetados para operar considerando a topologia de geração centralizada, ou seja, sem qualquer geração no sistema de distribuição ou nas cargas dos clientes. A introdução de GD no sistema pode trazer impactos positivos e negativos, a depender das condições de operação do sistema de distribuição ou das características da GD (BARKER; MELLO, 2000).

Neste trabalho, serão avaliados os impactos negativos da inserção de geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição. Dentre os mais relevantes, advindos desta inserção de PVs, os seguintes efeitos podem ser listados (SEGUIN et al., 2016):

- Sobrecarga: A alta inserção de GD na rede pode causar a sobrecarga de linhas e equipamentos, por poder injetar um valor de corrente superior ao nominal, além de ocasionar o aumento nas perdas por efeito Joule.
- Sobretensões: Um gerador distribuído injeta potência na rede, o que pode causar um problema de sobretensão. Este é o problema mais recorrente, ocorrendo com grande constância quando um grande número de geradores é conectado nos pontos mais extremos da rede.
- Flutuação de tensão: Este efeito ocorre por variações na injeção de potência dos inversores dos PVs, que podem ser causadas por sombreamento, por exemplo.

- Desequilíbrios de tensão: Este problema é consequência dos casos em que os geradores são monofásicos ou bifásicos, causando uma distribuição desigual entre as fases do sistema. Todavia é um fenômeno pouco explorado na literatura.
- **Componentes harmônicas:** Em função dos PVs serem conectados com a rede via uso de inversores de frequência, baseados em eletrônica de potência, acabam sendo potenciais geradores de distorção harmônica de corrente.
- Fluxo reverso de potência: Este efeito ocorre principalmente quando a potência injetada pela GD é maior que a potência demandada pela carga. Este fenômeno pode afetar equipamentos de monitoramento e proteção da rede, em função dessa situação não ser prevista em um sistema convencional.
- Problemas de proteção: Dos problemas relacionados aos dispositivos de proteção destacam-se: (i) o fluxo reverso de potência, conforme supracitado; (ii) operações com relé: alteração na sensibilidade, descoordenação, *trip* indevido; (iii) perda da coordenação entre os religadores; (iv) elevação dos níveis de curto-circuito.

Este trabalho irá focar como critério de avaliação de impactos da inserção de GD somente os níveis de tensão (verificar violações dos níveis preestabelecidos de tensão).

2.3 Capacidade de Hospedagem

Com o objetivo de quantificar o impacto do aumento da penetração de GD na rede de distribuição, o conceito de capacidade de hospedagem tem sido empregado. Segundo Bollen e Hager (2004), a HC é definida como a máxima penetração de potência de um GD para qual o sistema opera de forma adequada. Eles ainda afirmam que a HC não é um valor fixo, em função de ser preciso calcula-la considerando diferentes índices de desempenho e também depende de muitos parâmetros como o tipo de gerador, tipo de carga, topologia do sistema, entre outros.

Na Figura 6, é possível visualizar um gráfico que ilustra, de maneira genérica, a deterioração de determinado índice de desempenho da rede em função do aumento de injeção de potência ativa proveniente de sistemas de geração distribuída. Esta curva de deterioração pode ser ascendente ou descendente, a depender do tipo de índice de desempenho avaliado por exemplo, o nível de tensão como índice pode apresentar uma curva ascendente. Outros índices podem ser utilizados para avaliação, a depender do critério do avaliador, tais como os citados anteriormente (sobrecarga, sobretensões, componentes harmônicas).

Conforme a Tabela 1, o critério de restrição na avaliação de HC mais utilizado na literatura é a sobretensão nas barras do sistema.

Figura 6 – Determinação da capacidade de hospedagem em um ponto da rede em função da inserção de GD.



Fonte: (SILVA, 2017).

2.3.1 Capacidade de Hospedagem Frente a Sobretensões

No cenário em que a potência gerada por uma GD é maior que a demanda da carga, a energia excedente é injetada na rede. Diante disso, um aumento de tensão pode ocorrer no barramento em que a GD se encontra conectada (BRAGA, 2019). Nessa circunstância, a capacidade de hospedagem é definida como o nível máximo de geração que ocasiona um aumento de tensão igual à margem de sobretensão permitida (BOLLEN; YANG; HASSAN, 2008).

Destaca-se que um fator importante na análise de sobretensão é o nível do carregamento do sistema. Este efeito é destacado principalmente quando grandes quantidades de geradores distribuídos são inseridos mais próximos do final de sistemas grandes e levemente carregados (SEGUIN et al., 2016). Além disso, o efeito de sobretensão em um sistema depende de outros fatores como, por exemplo, localização da GD, configuração do sistema, bem como a presença de elementos de compensação, tais como banco de capacitores e reguladores de tensão.

2.3.1.1 Módulo 8 do Prodist

A norma nacional brasileira que quantifica os valores limites de tensão aceitáveis no sistema é dada pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (Prodist), elaborados pela ANEEL. O Módulo 8 do Prodist caracteriza os indicadores relacionados à qualidade da energia como, por exemplo, nível de tensão em regime permanente, desequilíbrio de tensão, variação de tensão de curta duração, distorções harmônicas, fator de potência, entre outros.

O anexo 8.A do Módulo 8 do Prodist indica, em tabela, os níveis limites de tensão em regime permanente divididos em adequados, precários e críticos (ANEEL, 2021). A Tabela 3 apresenta algumas faixas de tensão de acordo com o nível de operação do ponto de conexão (PC) escolhido.

PC em tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV				
Tensão de Atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em			
	relação à tensão de referência (TR)			
Adequada	$0.93 \text{TR} \le \text{TL} \le 1.05 \text{TR}$			
Precária	$0,90\mathrm{TR} \leq \mathrm{TL} < 0,93\mathrm{TR}$			
Crítica	TL<0,90TR ou TL>1,05TR			
PC em tensão 1	nominal inferior a 2,3 kV $(380/220)$			
Tensão de Atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em			
	Volts			
Adequada	$(350 \le TL \le 399)/(202 \le TL \le 231)$			
Precária	$(331 \le TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \le 403)/$			
	$(191 \le TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \le 233)$			
Crítica	(TL<331 ou TL>403)/(TL<191 ou TL>233)			
PC em tensão nominal inferior a $2,3$ kV $(220/127)$				
Tensão de Atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em			
	Volts			
Adequada	$(202 \le TL \le 231)/(117 \le TL \le 133)$			
Precária	$(191 \le TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \le 233)/$			
	$(110 \le TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \le 135)$			
Crítica	(TL<191 ou TL>233)/(TL<110 ou TL>135)			

Tabela 3 – Faixas de classificação de tensões de regime permanente.

Fonte: adaptado de ANEEL (2021)

3 Modelagem da Rede de Distribuição

O presente capítulo tem como objetivo fazer uma breve revisão das equações e modelagem da rede de distribuição e também os modelos de carga. Posteriormente, será tratado o modelo do painel fotovoltaico utilizado pelo *software* OpenDSS.

3.1 Representação dos Elementos da Rede

Os SEPs são sistemas complexos compostos por diversas barras trifásicas e equipamentos, tais como geradores, transformadores, reguladores de tensão, linhas de transmissão e distribuição, além das cargas conectadas (PEREIRA, 2015). A interconexão destes equipamentos, de maneira a constituir a rede elétrica formada, é representada na sua forma matricial.

3.1.1 Gerador

O gerador é um equipamento utilizado para conversão de energia, transformando energia mecânica, química, ou outra forma de energia, em energia elétrica. Na modelagem de um gerador trifásico, utiliza-se o equivalente de Thévenin, representando a máquina geradora por três fontes de tensão simétricas e equilibradas, isto é, tensões com mesmo módulo e defasadas 120° entre si, em série com uma impedância, como exemplificado na Figura 7.





Fonte: adaptado de Freitas (2015).

Dentro do modelo representado, Stevenson (1986) aplica as equações de Kirchhoff, extraindo assim o conjunto de Equações (3.1).

$$E_a = V_a + \Delta V_a = V_a + Z_{aa}I_A + Z_{ab}I_B + Z_{ac}I_C$$

$$E_b = V_b + \Delta V_b = V_b + Z_{ba}I_A + Z_{bb}I_B + Z_{bc}I_C$$

$$E_c = V_c + \Delta V_c = V_c + Z_{ca}I_A + Z_{cb}I_B + Z_{cc}I_C$$
(3.1)

 $E_a, E_b \in E_c$ são as tensões induzidas no gerador; $V_a, V_b \in V_c$ são as tensões terminais do gerador; $\Delta V_a, \Delta V_b \in \Delta V_c$ são as quedas de tensão internas do gerador. Reescrevendo a Equação (3.1) na forma matricial, obtém-se a Equação (3.2).

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$
(3.2)

A matriz de impedâncias Z do gerador é representada na Equação (3.3), e também define-se a matriz de admitância Y do gerador na Equação (3.4).

$$Z_{gerador} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}$$
(3.3)

$$Y_{gerador} = [Z_{gerador}]^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix}$$
(3.4)

Os elementos da diagonal principal são as impedâncias/admitâncias próprias de cada fase e os elementos das triangulares inferior e superior são as impedâncias/admitâncias mútuas entre as fases.

3.1.2 Linhas de Distribuição

As linhas de distribuição consistem no meio cabeado responsável pelo transporte de energia elétrica entre as estações de distribuição e as instalações consumidoras. As linhas apresentam parâmetros série: resistências ôhmicas, indutâncias próprias e mútuas, e parâmetros em derivação: condutâncias, praticamente desprezíveis, e capacitâncias (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

As linhas de distribuição, em função de não apresentarem grandes comprimentos, podem ser modeladas utilizando o modelo de linha curta, desconsiderando a admitância em derivação.

A Figura 8 apresenta uma linha trifásica a 4 fios com impedâncias série e sem admitância em derivação.



Figura 8 – Linha a 4 fios sem admitância em derivação.

Fonte: adaptado de Freitas (2015).

As quedas de tensão na linha são representadas na Equação (3.5).

$$\begin{bmatrix} V_{Aa} \\ V_{Bb} \\ V_{Cc} \\ V_{Nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \end{bmatrix}$$
(3.5)

Semelhante à dedução do gerador trifásico nas Equações (3.3) e (3.4), as deduções das matrizes de impedâncias e admitâncias da linha representada na Figura 8 podem ser descritas nas Equações (3.6) e (3.7).

$$Z_{linha} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix}$$
(3.6)

$$Y_{linha} = [Z_{linha}]^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} & Y_{an} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} & Y_{bn} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} & Y_{cn} \\ Y_{na} & Y_{nb} & Y_{nc} & Y_{nn} \end{bmatrix}$$
(3.7)

3.1.3 Transformadores

Um transformador é um dispositivo que converte a energia elétrica, em corrente alternada (CA), com determinado nível de tensão em energia elétrica CA com outro nível de tensão entre dois ou mais enrolamentos acoplados magneticamente (CHAPMAN, 2013). Seu circuito equivalente é representado por uma resistência série com uma reatância indutiva que representam as perdas nos enrolamentos e a indutância de dispersão, respectivamente, além de uma componente em derivação que representa as perdas no núcleo e a indutância de magnetização do núcleo, conforme ilustrado na Figura 9.



Figura 9 – Circuito equivalente monofásico de um transformador.

Fonte: (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2014).

A Figura 10 mostra uma representação genérica para um transformador trifásico. As tensões V_{AN} , V_{BN} e V_{CN} representam as tensões linha-neutro aplicadas ao primário do transformador, e as tensões V_{an} , V_{bn} e V_{cn} representam as tensões linha-neutro para o enrolamento secundário do transformador.

Figura 10 – Representação genérica de um transformador trifásico.



Fonte: adaptado de Kersting (2012).

Um transformador trifásico pode ser ligado em diferentes configurações. Segundo Kersting (2012), as configurações mais comuns encontradas em sistemas de distribuição radiais são:

- Delta Estrela aterrada;
- Estrela Delta;
- Estrela aterrada Delta;
- Estrela aterrada Estrela aterrada;
- Delta Delta.

A configuração mais comum de ser utilizada nas ETs dos sistemas de distribuição brasileiros é a configuração Delta - Estrela aterrada. Uma ilustração desta conexão é mostrada na Figura 11.



Figura 11 - Conexão Delta - Estrela aterrada padrão.

Fonte: (KERSTING, 2012).

Segundo Kersting (2012), com relação à ligação do transformador da Figura 11, a relação das tensões de linha do primário com as tensões induzidas no secundário são dadas pela Equação (3.8), sendo a relação de transformação dada pela Equação (3.9).

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = n_t \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ta} \\ V_{tb} \\ V_{tc} \end{bmatrix}$$
(3.8)
$$m_t = \frac{V_{LL,prim\acute{a}rio}}{V_{LL,prim\acute{a}rio}}$$
(3.9)

$$n_t = \frac{V_{LL,primario}}{V_{LL,secund{\acute{a}rio}}} \tag{3.9}$$

Na conexão Delta - Estrela, as tensões de fase no secundário se encontram adiantadas em um ângulo de 30° em relação às tensões de fase do primário.

As tensões linha-terra nos terminais do secundário do transformador, conforme ilustrado na Figura 11, podem ser calculadas a partir da Equação (3.10).

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ta} \\ V_{tb} \\ V_{tc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$
(3.10)

 V_{ag} , V_{bg} e V_{cg} são as tensões terminais linha-terra no secundário, I_a , I_b e I_c são as correntes dos enrolamentos, Z_{ta} , Z_{tb} e Z_{tc} são as impedâncias série de cada fase do transformador e V_{ta} , V_{tb} e V_{tc} são as tensões induzidas nos enrolamentos do secundário

do transformador. Em condições a vazio (sem carga), as tensões induzidas são iguais as tensões terminais, como mostra a Equação (3.11).

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ta} \\ V_{tb} \\ V_{tc} \end{bmatrix}$$
(3.11)

3.1.4 Reguladores de Tensão

A regulação de tensão é uma prática importante em redes de distribuição. Em função das cargas dos alimentadores variarem, é necessário algum artifício para regular o nível de tensão, de forma que os valores de tensão dos clientes permaneçam em um nível aceitável (KERSTING, 2012). Um desses artifícios é a utilização de reguladores de tensão.

Um regulador de tensão consiste em um autotransformador e um mecanismo de comutação de tap (derivação). A mudança do valor de tensão é obtido alterando-se os taps do enrolamento secundário do autotransformador, sendo a posição do tap definida por um circuito de controle (KERSTING, 2012).

A Figura 12 mostra uma conexão de regulador de tensão na posição elevadora. As equações definidoras de tensão e corrente para o regulador na posição elevadora são dadas na Tabela 4.

Figura 12 – Regulador de tensão na posição elevadora.



Fonte: (KERSTING, 2012).

A Figura 13 mostra uma conexão de regulador de tensão na posição abaixadora. As equações definidoras de tensão e corrente para o regulador na posição abaixadora são dadas na Tabela 5.

Equações de tensão	Equações de corrente
$rac{E_1}{N_1} = rac{E_2}{N_2}$	$N_1 \cdot I_1 = N_2 \cdot I_2$
$V_S = E_1 - E_2$	$I_L = I_S - I_1$
$V_L = E_1$	$I_2 = I_S$
$E_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot E_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot V_L$	$I_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot I_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot I_S$
$V_S = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot V_L$	$I_L = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot I_S$
$V_S = a_R \cdot V_L$	$I_L = a_R \cdot I_S$
$a_R = 1 - \frac{N_2}{N_1}$	

Tabela 4 – Equações de tensão e corrente do regulador na posição elevadora.

Fonte: adaptado de Kersting (2012).





Fonte: (KERSTING, 2012).

Tabala F		Fanaçãos	do to	maão o	corrento	do	norulador	10.0	nocicão	abaired	0.70
Tabela 5	5 –	Equações	de te	ensão e	corrente	do	regulador	na	posição	abaixad	ora.

Equações de tensão	Equações de corrente
$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2}$	$N_1 \cdot I_1 = N_2 \cdot I_2$
$V_S = E_1 + E_2$	$I_L = I_S - I_1$
$V_L = E_1$	$I_2 = -I_S$
$E_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot E_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot V_L$	$I_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot I_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot (-I_S)$
$V_S = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot V_L$	$I_L = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot I_S$
$V_S = a_R \cdot V_L$	$I_L = a_R \cdot I_S$
$a_R = 1 + \frac{N_2}{N_1}$	

Fonte: adaptado de Kersting (2012).

3.2 Modelo de Carga

A representação da carga pode variar conforme a quantidade de informações disponíveis. Podem ser modeladas como cargas concentradas ou uniformemente distribuídas, também podem ser representadas pela demanda máxima ou através das curvas típicas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Segundo Stevenson (1986), destacam-se três tipos de carga:

- Carga de potência constante: As potências ativas (P) e reativas (Q) são invariantes com o valor da tensão que as suprem.
- Carga de impedância constante: Cargas nas quais a impedância permanece constante;
- Carga de corrente constante: Cargas nas quais os módulos e ângulos das correntes das cargas é invariante com o valor da tensão que as suprem;

Neste trabalho, será considerado o modelo de carga de potência constante, além da utilização das curvas típicas de demanda diária.

3.2.1 Curvas de Carga

Para este trabalho, as cargas estarão associadas a uma curva de carga. Sendo assim, buscou-se na literatura, modelos de curvas de cargas que pudessem descrever aproximadamente o comportamento do setor alimentado no circuito analisado, predominantemente residencial misto com setores comerciais locais, além de considerar a iluminação pública. Para isto, levaram-se em conta as curvas de carga apresentadas nos trabalhos de Abaide, Brondani e Sausen (2021), Barbosa (2017), Braga (2014) e Francisquini (2006). Adaptando e estimando valores baseados nestes trabalhos, foi possível obter uma curva de carga aproximada referente aos sistemas de distribuição.

A Figura 14 apresenta as curvas de cargas normalizadas a serem utilizadas, considerando consumidores residenciais, comerciais e iluminação pública, descrevendo o comportamento de cada em um período de 24 horas, além da curva total (soma de todas curvas anteriores).



Figura 14 – Curvas de carga utilizadas.

Fonte: do autor.

3.3 Modelagem dos Geradores Fotovoltaicos

A Figura 15 mostra o modelo do sistema fotovoltaico implementado no *software* OpenDSS. Este modelo, no *software*, recebe o nome de PVSystem. O modelo assume que o inversor é capaz de rastrear o ponto de máxima potência (MP) do painel de forma rápida, sendo uma simplificação adequada para a maioria dos estudos relacionados aos impactos da conexão com as redes de distribuição (FREITAS, 2015).

Figura 15 – Modelo do PV no OpenDSS.



Fonte: adaptado de EPRI (2020).

De maneira simplificada, a potência de saída do painel é calculada conforme a Equação (3.12).

$$P_{dc}(t) = P_{mp} \cdot Irradiância(t) \cdot Temperatura(t)$$
(3.12)

Onde:

- $P_{dc}(t)$: potência na saída do painel no instante t;
- P_{mp} : potência nominal no ponto de máxima potência;
- *Irradiância*(*t*): valor da irradiância em pu no instante *t*;
- Temperatura(t): valor da temperatura de operação do painel no instante t.

A potência ativa fornecida pelo PV é dada na Equação (3.13).

$$P_{saida}(t) = P_{dc}(t) \cdot eff \tag{3.13}$$

Onde:

- $P_{saida}(t)$: potência ativa fornecida pelo PV;
- *eff*: eficiência do inversor.

3.3.1 Curvas de Irradiação e Temperatura

Como o intuito é realizar análises temporais, é necessário definir as curvas de irradiação e de temperatura, as quais serão associadas ao PV. A Figura 16 apresenta as curvas utilizadas para associar as condições de operação aos PVs inseridos na rede.

Figura 16 – Curvas utilizadas para caracterizar o PV.



Fonte: adaptado de EPRI (2020).
4 Metodologia

No presente capítulo, será apresentada a metodologia a ser utilizada para a obtenção de resultados, consistindo no algoritmo padrão para o cálculo do fluxo de potência no OpenDSS, que será controlado via interface com o MATLAB. Em seguida são apresentados os critérios de escolha de alocação dos PVs e a formulação do algoritmo para análise dos valores de HC a partir do incremento do nível de penetração destes geradores alocados.

4.1 Método de Fluxo de Potência e OpenDSS

4.1.1 Métodos para o Fluxo de Potência

O cálculo de fluxo de potência em uma rede de energia elétrica consiste na determinação das tensões nodais, da distribuição da potência e das correntes injetadas, em regime permanente (MONTICELLI; GARCIA, 2011). Uma vez que estes dados são conhecidos, é possível estimar as perdas técnicas da rede e propor melhorias de desempenho do sistema.

De acordo com Stevenson (1986), os métodos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson e Newton-Raphson Desacoplado são os mais tradicionais para o cálculo de fluxo de potência em redes de transmissão. Entretanto, a utilização destes métodos em sistemas de distribuição pode não convergir, uma vez que o sistema de distribuição apresenta cargas desbalanceadas, redes com parâmetros desequilibrados, geradores distribuídos e baixa relação X/R (FREITAS, 2015).

4.1.2 Algoritmo no OpenDSS

O software OpenDSS utiliza dois métodos para o cálculo do fluxo de potência. O primeiro, o método padrão, é mais rápido computacionalmente, porém menos robusto que o segundo método, o método de Newton, que não deve ser confundido com o método de Newton-Raphson (FREITAS, 2015). O método a ser utilizado neste trabalho, será o método padrão.

O método padrão baseia-se no uso da inversa da matriz de admitâncias nodais da rede completa. Cada elemento dessa matriz é associado a um nó ou a um par de nós do sistema. Essa matriz também relaciona correntes injetadas e tensões nodais de um sistema (EPRI, 2018). A relação entre a matriz de admitância nodal, tensões nodais e correntes injetadas é indicada nas Equações (4.1) e (4.2).

$$[\mathbf{I}_{inj}] = [\mathbf{Y}_{sistema}] \cdot [\mathbf{V}_{nodal}]$$
(4.1)

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{1} \\ \vdots \\ \mathbf{I}_{j} \\ \vdots \\ \mathbf{I}_{N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \cdots & \mathbf{Y}_{1j} & \cdots & \mathbf{Y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{j1} & \cdots & \mathbf{Y}_{jj} & \cdots & \mathbf{Y}_{jN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{N1} & \cdots & \mathbf{Y}_{Nj} & \cdots & \mathbf{Y}_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{1} \\ \vdots \\ \mathbf{V}_{j} \\ \vdots \\ \mathbf{V}_{N} \end{bmatrix}$$
(4.2)

Segundo EPRI (2018), os passos do método padrão são:

- Passo 1: Inicialmente são estimados os valores das tensões iniciais nas barras, desconsiderando cargas e geradores.
- Passo 2: A partir dos valores de tensão nas barras do sistema, são calculadas as correntes injetadas por cada elemento de conversão de energia (geradores, cargas e armazenadores de energia), por meio da Equação (4.1).
- Passo 3: Com os valores de corrente encontrados no passo 2, são calculados os valores de tensão nas barras da próxima iteração, com a Equação (4.3).

$$[\mathbf{V}_{\mathbf{nodal}}] = [\mathbf{Y}_{\mathbf{sistema}}]^{-1} \cdot [\mathbf{I}_{\mathbf{inj}}]$$
(4.3)

• Passo 4: Os passos 2 e 3 são repetidos até satisfazer o critério de convergência indicado na Equação (4.4).

$$max \left(\begin{bmatrix} \left| \mathbf{V}_{1}^{(\mathbf{n}+1)} \right| \\ \vdots \\ \left| \mathbf{V}_{j}^{(\mathbf{n}+1)} \right| \\ \vdots \\ \left| \mathbf{V}_{N}^{(\mathbf{n}+1)} \right| \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \left| \mathbf{V}_{1}^{(\mathbf{n})} \right| \\ \vdots \\ \left| \mathbf{V}_{j}^{(\mathbf{n})} \right| \\ \vdots \\ \left| \mathbf{V}_{N}^{(\mathbf{n})} \right| \end{bmatrix} \right) < 0,0001 \ pu$$
(4.4)

4.2 Critérios de Alocação dos PVs

A capacidade de hospedagem pode variar a partir de diversas considerações a serem realizadas durante o estudo. Uma dessas considerações é em relação ao local de instalação dos geradores distribuídos, uma vez que podem ser adotadas diferentes formas de alocação (concentrada, distribuída, em nós distantes da subestação, entre outros). Desta forma, é importante definir um método para a escolha do local de instalação dos geradores distribuídos. De modo a definir um parâmetro como critério de escolha dos locais de instalação dos PVs, avaliou-se a variação da impedância de curto-circuito de sequência positiva em cada barra do sistema (BROLIN; TRINDADE, 2017). Esta impedância representa a impedância equivalente de Thévenin no ponto no qual se deseja instalar o PV.

A Figura 17 apresenta o circuito equivalente da rede de distribuição na barra k, no ponto de conexão de um PV, sendo V_{PV-k} a tensão na barra k em que o PV está instalado, V_{th-k} a tensão equivalente de Thévenin vista pela barra k, antes da instalação do PV, e Z_{th-k} a impedância de Thévenin de sequência positiva vista pela barra k.



Figura 17 – Circuito equivalente na barra de conexão do PV.

Fonte: do autor.

4.2.1 Cálculo de Z_{th}

Com o intuito de explicar a determinação da impedância de curto-circuito de sequência positiva, é ilustrado na Figura 18 um exemplo de uma rede de distribuição com topologia radial. Observa-se a presença de um curto-circuito na barra 4 do sistema.



Figura 18 – Exemplo de uma rede com corrente de falta.

Fonte: do autor.

Figura 19 – Rede somente com a corrente de falta.



Fonte: do autor.

Para determinar a impedância de curto-circuito, analisa-se o equivalente do sistema apenas com a corrente de falta, considerando todas as fontes de tensão em curto-circuito e todas as fontes de corrente em circuito aberto, com exceção da corrente de curto-circuito. Sendo assim, a partir da Figura 19, a impedância equivalente vista no ponto de falta (barra 4) é dada pela Equação (4.5).

$$Z_{th,4} = Z_{12} + Z_{24} \tag{4.5}$$

Este exemplo tem o intuito de apenas apresentar como seria calculada a impedância de curto-circuito em um ponto do sistema. O OpenDSS possui uma opção de estudo de faltas que fornece os valores de impedâncias de curto-circuito para cada nó do sistema. Para este trabalho, serão extraídos estes valores da opção fornecida pelo *software*.

4.2.2 Relação entre Z_{th} e o Impacto da GD nos Níveis de Tensão

A elevação de tensão ocasionada pela inserção de geradores distribuídos está diretamente relacionada ao valor da impedância de curto-circuito no local de conexão. Assim, geradores conectados em locais com altos valores de impedância de curto-circuito estão mais sujeitos aos impactos ocasionados pela variação de tensão (BROLIN; TRINDADE, 2017). Desta forma, é apresentada abaixo uma expressão que demonstra a influência da impedância de curto-circuito nos níveis de tensão a partir da inserção de geradores distribuídos.

De acordo com a Figura 17, a potência líquida que flui através do ponto de conexão da geração é dada pela Equação (4.6).

$$S = P + jQ = \mathbf{V}_{\mathbf{PV}-\mathbf{k}} \cdot \mathbf{I}^* \tag{4.6}$$

Atribuindo a tensão V_{PV-k} como a referência, ou seja, atribuindo o ângulo desta como zero, tem-se a relação dada na Equação (4.7).

$$\mathbf{V}_{\mathbf{PV}-\mathbf{k}} = \mathbf{V}_{\mathbf{PV}-\mathbf{k}}^* = V_{PV-k} \tag{4.7}$$

A corrente injetada na barra em que o PV está conectado é dada pela Equação (4.8).

$$\mathbf{I} = \frac{\mathbf{S}^*}{\mathbf{V}_{\mathbf{P}\mathbf{V}-\mathbf{k}}^*} = \frac{P - jQ}{V_{PV-k}}$$
(4.8)

Utilizando a lei de Kirchhoff das tensões, obtém-se a Equação (4.9).

$$V_{PV-k} = \mathbf{V_{th-k}} + \Delta \mathbf{V} \tag{4.9}$$

A componente de variação de tensão (ΔV), como indicado na Figura 17, é dada pela Equação (4.10).

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{Z_{th-k}} \cdot \mathbf{I} \tag{4.10}$$

Com as Equações (4.8) e (4.10), fica:

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{Z_{th-k}} \cdot \left(\frac{P - jQ}{V_{PV-k}}\right)$$
(4.11)

$$\Delta \mathbf{V} = \frac{\mathbf{Z_{th-k}} \cdot P}{V_{PV-k}} - j \cdot \frac{\mathbf{Z_{th-k}} \cdot Q}{V_{PV-k}}$$
(4.12)

Considerando o gerador operando com fator de potência unitário, ou seja, sem injeção de potência reativa (Q = 0), escreve-se a Equação (4.13).

$$\Delta \mathbf{V} = \frac{\mathbf{Z_{th-k}} \cdot P}{V_{PV-k}} \tag{4.13}$$

A partir da Equação (4.13), observa-se que o valor da variação de tensão na barra de instalação do PV é influenciado pela impedância de curto-circuito na mesma barra. Isto implica que a escolha dos locais de instalação dos PVs a partir dos valores da impedância de curto-circuito irá influenciar no valor da HC.

Em resumo, com a Equação (4.13), quanto maior a impedância de curto-circuito, maior será o efeito de sobretensão com a injeção de potência ativa, sendo para este cenário, a sobretensão um efeito causado, principalmente, devido a $\Delta \mathbf{V}$. Mas lembrando que, com a Equação (4.9), a tensão na barra de instalação do PV não depende apenas de $\Delta \mathbf{V}$, mas também do valor de V_{th-k} . Desta forma, se V_{th-k} for alto, situação comum em pontos mais próximos da subestação, a margem de manobra para injetar potência ativa pode ser menor. Entretanto, espera-se que o efeito de V_{th-k} seja pouco influente, sendo a Z_{th-k} o fator com maior influência no valor de V_{PV-k} . Sendo assim, em barras mais próximas da subestação, obtém-se maiores valores de capacidade de hospedagem em virtude dos baixos valores de Z_{th-k} , e em barras mais distantes da subestação, obtém-se menores valores de capacidade de hospedagem, em virtude dos maiores valores de Z_{th-k} .

4.3 Procedimento para a Análise de HC

O método de análise consiste em inserir um PV individualmente em cada barra, uma por vez, com o intuito de obter o valor da capacidade de hospedagem individual de cada barra e analisar o melhor e o pior local de instalação de GD do sistema.

Inicialmente determina-se o valor do módulo de Z_{th} em cada uma das barras do sistema. Em seguida, estes valores obtidos são armazenados em um vetor Z. Assim, o PV é instalado na barra cujo o valor de Z_{th} é igual ao valor de Z(i), como indicado na Equação (4.14), sendo *i* o índice que determina a posição no vetor Z.

$$Z_{th,n} = Z(i) \tag{4.14}$$

Na etapa da inserção do PV, define-se uma potência inicial $P_{PV,n}$. Para cada sistema, será definido um valor inicial de 100 kW, a depender da sensibilidade do sistema, este valor de potência inicial pode ser alterado. Após, é executado o fluxo de potência para verificar os níveis de tensão, checando se ocorreram violações nestes parâmetros. Em caso de não ocorrer nenhum cenário de violação, a potência do PV é incrementada em passos de 10% da potência nominal inicial, como mostram as Equações (4.15) e (4.16).

$$P_{PV,n} = P_{PV,n} + \Delta_{Ppv} \tag{4.15}$$

$$\Delta_{Ppv} = 0, 1 \cdot P_{nom,n} \tag{4.16}$$

Esta etapa do procedimento é repetida até que se atinja uma condição de sobretensão e, então, armazenam-se os valores potência de geração da iteração anterior (antes da violação), obtendo a máxima potência injetada na barra em que o PV encontra-se instalado sem que haja violação de tensão. Este valor de potência máxima injetada corresponde à capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica do sistema para um PV instalado naquela barra específica. O valor referência utilizado para sobretensão é 1,05 pu.

Após ser obtido o valor de HC para um barra n, o PV é retirado da barra em que se encontra instalado, incrementa-se i e instala o PV na próxima barra, repetindo o processo até que todas as barras tenham sido analisadas, com exceção da barra da subestação.

Como deseja-se analisar diferentes cenários na análise dos valores de capacidade de hospedagem nos diferentes sistemas, serão considerados os seguintes cenários:

- Cenário 1: sistemas originais, com a presença de regulador de tensão;
- Cenário 2: sistemas sem a presença de regulador de tensão.

O procedimento descrito anteriormente é detalhado no fluxograma apresentado na Figura 20.



Figura 20 – Procedimento para o cálculo da HC.

Fonte: do autor.

5 Resultados e Discussões

Neste capítulo, são apresentados os resultados da análise de capacidade de hospedagem para o procedimento de análise de HC proposto. São feitas análises dos impactos da GD no sistema, à medida que a potência injetada é incrementada.

O software OpenDSS disponibiliza sistemas testes, sendo selecionadas as redes IEEE 13, 37 e 123 barras. Os dados dos sistemas utilizados encontram-se no Apêndice A. Neste trabalho, foi feita a comparação de dois cenários, são eles:

- 1. Sistema teste com a presença de regulador de tensão;
- 2. Sistema teste sem a presença de regulador de tensão.

As condições de funcionamento do sistema para os testes são:

- Todas as cargas modelo de potência constante;
- Todas as cargas acompanhando o comportamento da curva de carga da Figura 14;
- Todos os PVs com parâmetros da curva de irradiação da Figura 16.

De modo a obter a maior potência possível fornecida pelos PVs, simularam-se os sistemas no horário das 13h, correspondendo ao horário de maior irradiação, conforme ilustrado na Figura 16. Por outro lado, nesse horário a demanda do sistema não é máxima, correspondendo a, aproximadamente, 60% do carregamento total, conforme a Figura 14.

5.1 Sistema 13 Barras

O sistema IEEE 13 barras é indicado na Figura 21, cujos parâmetros encontram-se disponíveis no Apêndice A.1.

Por meio da inserção local de geradores fotovoltaicos, para se obter os valores da capacidade de hospedagem individual de cada barra, obtiveram-se os valores indicados no gráfico da Figura 22a, tendo sido organizados em ordem crescente: do menor Z_{th} para o maior. Os valores das impedâncias de curto-circuito em Ω para cada barra do sistema estão disponíveis no Apêndice B.1. Diante do objetivo de observar possíveis alterações no comportamento do sistema na ausência do regulador de tensão, foram feitas simulações retirando-se o componente presente no sistema. Desta forma, os resultados encontrados para este cenário são indicados no gráfico da Figura 22b.

Nos gráficos indicados, no eixo horizontal estão indicadas as barras do sistema, organizadas em ordem de valor de Z_{th} , do menor para o maior (ver Apêndice B.1). As



Figura 21 – Sistema IEEE 13 barras.

Fonte: adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Figura 22 – Capacidade de hospedagem de cada barra - sistema 13 barras.





barras dos gráficos indicadas na cor azul correspondem às barras trifásicas do sistema, sendo a na cor roxa uma ligada ao sistema por um transformador, enquanto que as amarelas correspondem às bifásicas e as alaranjadas às monofásicas.

Percebe-se que a barra 632, por possuir o menor valor de Z_{th} , apresenta o maior valor de HC, indicando que a contribuição de ΔV , conforme a Equação (4.9), é muito menor, contribuindo para uma menor variação na tensão da barra de instalação, permitindo, assim, maior injeção de potência. Por outro lado, a barra 634, com o maior valor de Z_{th} entre as trifásicas, possui o menor valor de HC entre as mesmas, correspondendo a uma maior contribuição de ΔV para o aumento de tensão na barra de instalação do PV. Porém, o menor valor de capacidade de hospedagem local do sistema ocorre na barra 652, sendo esta uma barra monofásica e com o segundo maior valor de Z_{th} do sistema. Isso acontece pois, para um mesmo nível de variação de tensão, uma barra monofásica apresenta uma margem de injeção de potência menor, se comparada com as trifásicas. De maneira geral, a HC apresenta uma tendência decrescente, à medida que se aumenta Z_{th} .

Observa-se também nos gráficos da Figura 22 que as barras bifásicas (645, 646 e 684) apresentam menores valores de HC, apesar de terem menores valores de Z_{th} que algumas barras trifásicas que apresentam valores maiores de HC. Pelo fato de serem bifásicas, a potência injetada é dividida em apenas duas fases, contribuindo para uma rápida sobretensão, o que não ocorre com barras trifásicas, nas quais é possível injetar mais potência pelas três fases. O mesmo ocorre para as barras monofásicas, como é o caso das barras 611 e 652.

Um fato interessante ocorre com as barras trifásicas 675 e 680, onde o valor de HC da barra 680 é maior que o da barra 675, mesmo apresentando um valor de Z_{th} um pouco maior. Porém, é importante lembrar da Equação (4.9), que mostra o fato da tensão na barra de instalação não depender apenas do valor de ΔV , influenciado diretamente por Z_{th} , mas também depender do valor de V_{th} daquela barra em questão. Para este caso, onde os valores de Z_{th} são grandes para ambas as barras, o valor de V_{th} da barra 675, por ser ligeiramente maior (cerca de 0,31%), influencia, ocasionando um valor de HC menor que na barra 680. Se analisadas as barras bifásicas, a barra 646 apresenta um valor de HC menor que a barra 645, o que é esperado em função do valor de Z_{th} , entretanto, a barra 684 apresenta uma HC maior que a barra 646, devido ao valor de V_{th} na barra 646, cerca 1,19% maior que na barra 684. Estas pequenas, mas existentes, diferenças de V_{th} anteriormente descritas são indicadas na Figura 23.



Figura 23 – Diferenças no valor de V_{th} - sistema 13 barras.

Fonte: do autor.

Com a retirada do regulador de tensão, é visto um aumento no valor da capacidade

de hospedagem das barras do sistema em relação ao caso base, com exceção da barra 632 que apresentou uma redução para 15.300 kW no valor de HC, apesar de ainda apresentar o maior valor entre as barras do sistema, representando uma diminuição de 34,75% em relação ao caso base, enquanto que a barra 652 continua com o menor valor de HC, mas com um acréscimo de 73,91% em relação ao caso base. De maneira geral, comparando com o gráfico da Figura 22a, o comportamento para o sistema se manteve. A Figura 24 mostra a diferença nos valores de HC entre os dois cenários.

Figura 24 – Diferença de HC entre os dois cenários - sistema 13 barras.



Fonte: do autor.

A diferença entre os cenários, para este sistema, é devido à mudança do perfil de tensão do sistema, a partir da retirada do regulador. Em função da redução da tensão nas barras, abre-se uma margem de inserção maior para a injeção de potência pelos PVs até que se atinja um nível de sobretensão. Para a barra 632, a redução no valor de HC ocorre devido ao fato de que, ao retirar o regulador, não ocorreu uma correção nos valores de tensão enquanto era inserida mais potência, diminuindo, assim, a margem de inserção de potência. Os perfis de tensão do sistema 13 barras, para as condições estudadas neste trabalho, para os casos base e sem regulador, são mostrados na Figura 25.

A partir dos dados observados na Figura 22, é possível levantar dados para a melhor e pior barra para instalação de um PV. Os dados estão indicados na Tabela 6, e os locais de instalação dos PVs são indicados na Figura 26.

Como observado na Tabela 6, o melhor cenário para injeção de potência por PVs é na barra 632. A barra 632 é trifásica em média tensão, se encontra próxima à subestação, conectada a esta por um regulador de tensão. O pior cenário ocorre na barra 652, sendo



Figura 25 – Perfil de tensão - sistema 13 barras.

Fonte: do autor.

Tabela 6 – Maior e menor HC - s	sistema .	13	barras
---------------------------------	-----------	----	--------

	Meno	or HC	Maio	r HC
	Com reg.	Sem reg.	Maior HC Com reg. Sem reg. 632 632 22.750 15.300 3 3	
Barra de instalação	652	652	632	632
Potência injetada [kW]	690	1.200	22.750	15.300
N^{o} de fases	1	1	3	3

Fonte: do autor.

Figura 26 – Locais de instalação do PV - sistema 13 barras.



esta uma barra monofásica em média tensão e afastada da subestação. Além disso, foi constatado que em todas as barras, foram observados os comportamentos descritos pela Equação (4.9).

De forma a apresentar uma perspectiva de degradação da rede à medida que se aumenta a potência injetada na rede, semelhante à Figura 6, as Figuras 27a e 27b ilustram o perfil de tensão na barra de instalação do PV para a maior e menor HC, respectivamente, para o cenário com regulador, e as Figuras 27c e 27d para o cenário sem regulador.





Fonte: do autor.

Percebe-se na Figura 27 que, a partir do aumento da potência que é fornecida pelo PV, aumenta-se a tensão na barra até determinado ponto em que ocorre um caso de sobretensão. É importante destacar que as figuras demonstram o comportamento do sistema até ocorrer o primeiro caso de sobretensão, enquanto que o valor de HC obtido é para um valor de potência antes de ocorrer a sobretensão.

A Figura 28 apresenta o comportamento das perdas no sistema para os casos de menor e maior HC em ambos os cenários.

O comportamento característico para as perdas no sistema demonstra que, em um primeiro momento, há uma diminuição das perdas no sistema com o aumento da potência fornecida pelo gerador. Tal efeito é de se esperar, uma vez que o PV causa uma redistribuição do fluxo de potência, exigindo menos potência da subestação e provocando uma diminuição nas perdas. Entretanto, com o aumento da potência injetada, ocorre um aumento abrupto das perdas no sistema, o que impacta negativamente, atingindo um valor de perdas maior que o inicial (sem gerador). Seguindo o que é ilustrado nas Figuras



Figura 28 – Perdas para maior e menor valor de HC nos dois cenários - sistema 13 barras.

Fonte: do autor.

28a e 28c, considerando as perdas no sistema, o melhor valor de potência a ser injetado na rede pela barra 632 está abaixo de 4.500 kW, enquanto que, inserindo potência pela barra 652, o melhor valor de potência é de 600 kW, de acordo com as curvas das Figuras 28b e 28d, de forma que os valores de perdas sejam menores ou iguais aos iniciais, antes da inserção dos geradores. Tais valores são os mesmos para os dois cenários.

5.2 Sistema 37 barras

O sistema IEEE 37 barras é indicado na Figura 29, cujos parâmetros encontram-se disponíveis no Apêndice A.2.

Os resultados da análise de HC para o primeiro cenário, com regulador de tensão, e para o segundo cenário, sem regulador de tensão, são indicados na Figura 30, em ordem crescente de Z_{th} . Os valores de Z_{th} para o sistema estão disponíveis no Apêndice B.2. No gráfico, as barras em azul representam as barras trifásicas e a barra em roxo se trata de uma barra trifásica em baixa tensão, ligada ao sistema através de um transformador.



Figura 29 – Sistema IEEE 37 barras.

Fonte: adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Do gráfico da Figura 30a, percebe-se que o maior valor de HC no cenário 1 ocorre para a instalação do PV na barra 701, de menor Z_{th} , enquanto que o menor valor de HC na barra 775, de maior Z_{th} , estando ligada ao sistema por um transformador abaixador com relação 4,8/0,48 kV, sendo que esta já apresenta sobretensão ao inserir o PV, ou seja, possui uma HC igual a 0.

De forma semelhante ao ocorrido no sistema 13 barras, algumas barras de maior Z_{th} apresentaram valores de HC maiores que os de barras de menor Z_{th} . Porém, no sistema 37 barras também constatou-se valores maiores de HC em barras de maior Z_{th} e V_{th} , em comparação com outras barras que apresentam estes dois parâmetros menores mas que apresentaram menor HC. Dois exemplos são dados na Figura 31.

A barra 703 possui um Z_{th} menor que a 704, mas ambas apresentaram um valor de HC de 35 kW e 36 kW, respectivamente. Mas, como é possível verificar na Figura 31a, o V_{th} da barra 704 é ligeiramente maior que o da barra 703, apesar de ser uma diferença mínima. Situação semelhante acontece com as barras 741 e 724, onde a barra 741 tem valores de Z_{th} e V_{th} menores que a da barra 724, como visto na Figura 31b, porém apresenta uma HC menor que a 724.

Após a retirada do regulador, ocorre um aumento substancial nos valores de capacidade de hospedagem no sistema, uma vez que as ocorrências de sobretensão ocorriam sempre na barra 701, conectada ao regulador, demonstrando que este atuava de forma a



Figura 30 – Capacidade de hospedagem de cada barra - sistema 37 barras.

Fonte: do autor.

conter os efeitos da variação da tensão, porém ultrapassando o limite preestabelecido de 1,05 pu. O maior valor de HC ainda é registrado para a barra 701, desta vez com um valor de 3.197 kW, um aumento de 8.313,16% em relação ao cenário com regulador. Por outro lado, a menor HC passou a ocorrer na barra 736, que possui o segundo maior valor de Z_{th} , diferente do sistema 13 barras em que se manteve a barra, sendo o valor de menor HC igual a 671 kW, representando um aumento de 1.933,33% do valor de HC da barra



Figura 31 – Diferenças no valor de V_{th} - sistema 37 barras.



736, comparado ao primeiro cenário. Um aumento considerável ocorreu na barra 775: de 0 para 1.012 kW. A Figura 32 apresenta a diferença entre os valores de HC para os dois cenários.





Fonte: do autor.

Este aumento considerável nos valores de HC após a retirada do regulador de tensão do sistema ocorre devido ao fato de, semelhante ao que ocorre no sistema 13 barras, a tensão V_{th} diminuir permitindo uma margem maior de injeção de potência. Porém, diferente do sistema 13 barras, essa redução nos níveis de tensão do sistema é mais

significativa, o que explica o aumento considerável na margem de inserção de potência entre os dois cenários para o sistema 37 barras. Essa diferença das tensões nas barras para o caso base e após a retirada do regulador pode ser vista na Figura 33, descrevendo o perfil de tensão do sistema.



Figura 33 – Perfil de tensão - sistema 37 barras.

Fonte: do autor.

Com os resultados indicados na Figura 30, são levantados os dados para a melhor e pior barra para instalação de um PV, indicados na Tabela 7 e os locais de instalação, indicados na Figura 34.

	Meno	or HC	Maio	r HC
	Com reg.	Sem reg.	Com reg.	Sem reg.
Barra de instalação	775	736	701	701
Potência injetada [kW]	0	671	38	3.197
N^{o} de fases	3	3	3	3

Tabela 7 – Maior e menor HC - sistema 37 barras.

Fonte: do autor.

Se comparados os valores obtidos para este sistema com os obtidos para o sistema 13 barras, verifica-se uma diminuição do valor de HC possível. A principal limitação se deu no funcionamento do regulador de tensão deste sistema, uma vez que este atua para diminuir os efeitos da variação de tensão, provocando uma sobretensão mais rapidamente. Naturalmente, o sistema 37 barras já apresenta casos de subtensão, como mostra o perfil de tensão da Figura 33, fazendo com que o regulador atue de maneira abrupta a corrigir estes valores de tensão. Outro ponto a ser observado, se dá ao fato de o sistema 37 barras apresentar valores de Z_{th} maiores, se comparado ao sistema 13 barras (ver Apêndice B), além de possuir somente barras trifásicas.



Figura 34 – Locais de instalação do PV - sistema 37 barras.

Observando as potências obtidas nos dois cenários, o regulador acaba se mostrando o principal limitador de HC do sistema, entretanto, com os resultados obtidos, mostrou-se que não é o causador do efeito de uma HC maior em uma barra com Z_{th} e V_{th} maiores que outras com estes parâmetros um pouco menores, pois, para as barras 741 e 724: a barra 741 continua com uma HC maior que a 724.

A Tabela 8 indica as barras que seguem e as que não seguem o comportamento proposto na relação de Z_{th} e V_{th} , descrita pela Equação (4.9), no impacto na tensão na barra e, consequentemente, na capacidade de hospedagem.

A Figura 35 apresenta o perfil de aumento da tensão nas barras 701, que possui o maior valor de HC para os dois cenários, e 736, que apresenta o menor valor de HC para o cenário sem regulador. O perfil da tensão na barra 775 não é exibido, pois já apresenta sobretensão apenas de inserir o PV na barra, desta forma, não apresentando um perfil de aumento a partir de acréscimo de potência injetada.

Como é indicado na Figura 35a, ocorre um aumento direto do nível de tensão na

Critérios	Z_{th}	V_{th}	Não cumprem nenhum					
Barras	$\begin{array}{rrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrrr$	742, 744, 728, 729, 718, 725, 707, 722, 738, 711 e 740	704, 705, 720, 706 e 724					

Tabela 8 – Barras que cumprem os critérios da Equação (4.9) - sistema 37 barras.

Fonte: do autor.

Figura 35 – Tensão nas barras para maior e menor valor de HC nos dois cenários - sistema 37 barras.



Fonte: do autor.

barra a partir do acréscimo de potência fornecida pelo PV. Na Figura 35b, percebe-se um pico de tensão rápido, seguido de uma diminuição até iniciar um aumento direto da tensão na barra 701, quando o regulador de tensão é retirado. Por sua vez, como mostrado na

Figura 35c, a tensão na barra 736 aumenta consideravelmente para os primeiros valores de potência introduzidos pelo PV mas, curiosamente, há um pequeno decréscimo seguido de um aumento proporcional. Este dois últimos comportamentos, diferem do sistema 13 barras, que apresentou um crescimento direto dos níveis de tensão com o acréscimo de potência na rede.

No que diz respeito às perdas, a Figura 36 ilustra as perdas no sistema para cada cenário.

Figura 36 – Perdas para maior e menor valor de HC nos dois cenários - sistema 37 barras.



Fonte: do autor.

Como pode ser constatado na Figura 36a, ocorre um decréscimo linear nas perdas do sistema, sem ocorrer aumentos, uma vez que a HC é pequena. Portanto, do ponto de vista das perdas, este valor de HC encontrado no primeiro cenário, é benéfico. Por sua vez, a Figura 36b indica um crescimento nas perdas após a diminuição característica, entretanto não atingindo o valor de perdas para o sistema sem gerador distribuído, desta forma, sendo benéfico. Por outro lado, a Figura 36c mostra uma diminuição das perdas seguida de uma estabilização, sem ocorrer aumento, o que também indica que a HC obtido para a barra 736, no segundo cenário, não é prejudicial, do ponto de vista das perdas.

5.3 Sistema 123 barras

O sistema IEEE 123 barras é indicado na Figura 37, cujos parâmetros encontramse disponíveis no Apêndice A.3. Este sistema, diferente dos dois anteriores, possui quatro reguladores de tensão, ao invés de apenas um.

Figura 37 – Sistema IEEE 123 barras.



Fonte: adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Para a análise no sistema 123 barras, os valores de HC para os dois cenários são indicados nos gráficos das Figuras 38 e 39, em ordem crescente de Z_{th} (disponíveis no Apêndice B.3). Por se tratar de um sistema maior, os resultados tiveram que ser divididos em mais de um gráfico para melhor visualização. Desta forma, foram divididas as barras monofásicas e bifásicas em um gráfico, e as barras trifásicas em outro gráfico.

Analisando as barras trifásicas, cujos valores de capacidade de hospedagem são indicados nos gráficos da Figura 38, é possível perceber a característica decrescente do valor de HC à medida que o valor de Z_{th} das barras aumenta. Retirando os reguladores de tensão, de um total de 64 barras trifásicas, a HC diminuiu substancialmente em 36 dessas barras, sendo a maioria delas barras com menor Z_{th} , enquanto que as outras 28 tiveram um pequeno aumento no valor de HC, grande parte destas sendo barras de maior Z_{th} . Além disso, ao retirar os reguladores, a barra 610, que se encontra ligada ao sistema por um transformador trifásico com relação 4,16/0,48 kV e possuindo o maior valor de Z_{th} dentre as barras trifásicas, já apresentou sobretensão ao inserir o PV. Inicialmente, como pode ser visto na Figura 38a, o valor de HC da barra 610, indicado na cor roxa, não é o menor valor de HC apresentado para as barras trifásicas, uma vez que o menor HC das barras trifásicas para o cenário com regulador ocorreu na barra 83 (780 kW),





Fonte: do autor.

barra essa que possui V_{th} maior que a barra 610. Por outro lado, a maior capacidade de hospedagem obtida para as barras trifásicas foi na barra 1, logo após a subestação, em ambos os cenários: 143.660 kW com reguladores e 43.130 kW sem reguladores.

Em compensação, a partir dos valores de HC das barras monofásicas e bifásicas, indicados nos gráficos da Figura 39, observa-se que a maior capacidade de hospedagem entre as barras monofásicas (cor laranja) e barras bifásicas (cor amarela) ocorreu, para o cenário com o regulador, na barra 14 (8.070 kW) e, para o cenário sem os reguladores, na barra 2 (5.040 kW), estando ambas as barras mais próximas da subestação, com a barra 14 possuindo um Z_{th} maior que a barra 2. Em relação aos menores valores de HC para estas barras, ocorreram: 130 kW nas barras 84 e 85 no primeiro cenário e, no segundo cenário, 620 kW na barra 85. Ambas as barras, 84 e 85, possuem grande valor de Z_{th} ,





(a) barras monofásicas e bifásicas (com reguladores)



(b) barras monofásicas e bifásicas (sem reguladores)

Fonte: do autor.

detendo o oitavo e terceiro, respectivamente, maior valor de Z_{th} de todo o sistema. De maneira geral, após a retirada do regulador, de um total de 58 barras monofásicas e bifásicas, 7 apresentaram uma diminuição considerável no valor de HC, enquanto que 51 apresentaram aumento.

Uma observação a ser feita sobre as barras monofásicas é o fato de que, inicialmente, a maior HC obtida para estas não ocorreu na barra de menor Z_{th} , que corresponderia à barra 2, e sim na barra 14. Tal fato ocorre pois a barra 14 apresenta um valor de V_{th} relativamente menor que a barra 2. Entretanto, retirando-se o regulador, o maior valor de HC passa, de fato, a ocorrer na barra 2.

A diferença entre os valores de HC para os dois cenários é mostrada na Figura 40,

sendo a Figura 40a a diferença para as barras trifásicas e a Figura 40b para as barras monofásicas e bifásicas.



Figura 40 – Diferença de HC entre os dois cenários - sistema 123 barras.

(b) barras monofásicas e bifásicas



É notável o aumento dos valores de HC após a retirada dos reguladores de tensão, em sua maioria, nas barras de maior Z_{th} , que, geralmente, se tratam de barras mais distantes da subestação. O que explica este fato é a mudança do perfil de tensão do sistema a partir da retirada dos reguladores, cujos perfis de tensão são indicados na Figura 41, onde é possível perceber uma diminuição dos níveis de tensão em barras mais distantes da subestação, sendo estas barras com maiores valores de Z_{th} . Por sua vez, barras mais perto da subestação e outras ligadas próximas a reguladores apresentaram diminuição de HC pois, sem a ação do regulador, não havia mais a correção dos níveis de tensão pelo regulador, o que retardava a ocorrência da sobretensão, o que explica a diminuição nos valores de HC após a retirada dos reguladores.



Figura 41 – Perfil de tensão - sistema 123 barras.

Fonte: do autor.

Reunindo os resultados de HC das Figuras 38 e 39, são indicados os dados para o melhor e pior local de instalação de um PV no sistema na Tabela 9 e os locais de instalação dos PVs na Figura 42.

	Meno	r HC	Maio	r HC
	Com reg.	Sem reg.	Com reg.	Sem reg.
Barra de instalação	85	610	1	1
Potência injetada [kW]	130	0	143.660	43.130
N^{o} de fases	1	3	3	3

Tabela 9 – Maior e menor HC - sistema 123 barras.

Fonte:	do	autor

Semelhante ao ocorrido com o sistema 37 barras, o sistema 123 barras também apresentou algumas ocorrências de barras com maiores Z_{th} e V_{th} , apresentando maior HC que outras barras que apresentam os parâmetros menores. Desta forma, as barras identificadas de acordo com o comportamento apresentado são indicadas na Tabela 10.

De maneira geral, o comportamento de HC proposto para o sistema, baseado no valor de Z_{th} e V_{th} , ocorreu de forma bem consistente, apresentando poucas exceções.

A Figura 43 mostra o comportamento da tensão em cada barra para o aumento de potência fornecida pelo PV.

A Figura 43a indica uma redução no valor de tensão na barra, até se chegar no limite de subtensão, então, cresce para cada aumento de potência fornecida pelo PV, até se atingir a sobretensão. Por sua vez, a Figura 43b mostra que, após a retirada do



Figura 42 – Locais de instalação do PV - sistema 123 barras.

(c) menor HC - sem regulador

Critérios	Z_{th}	V_{th}	Não cumprem nenhum
Barras	$\begin{array}{c} 2, 3, 4, 5, 6, 12, 15, 16, \\ 17, 19, 22, 26, 38, 39, \\ 43, 58, 59, 69, 71, 73, \\ 74, 75, 84, 85, 88, 90, \\ 92, 102, 104, 106, 110, \\ 111, 1, 7, 8, 13, 152, \\ 52, 53, 54, 55, 35, 56, \\ 40, 25, 42, 60, 160, 62, \\ 29, 61, 63, 72, 76, 98, \\ 250, 64, 77, 78, 86, 79, \end{array}$	$\begin{array}{c}9,\ 34,\ 36,\ 14,\ 27,\ 10,\\20,\ 41,\ 24,\ 45,\ 37,\ 68,\\32,\ 33,\ 70,\ 103,\ 109,\\107,\ 112,\ 113,\ 114,\ 18,\\135,\ 57,\ 21,\ 23,\ 28,\ 44,\\47,\ 67,\ 48,\ 49,\ 97,\ 197,\\30,\ 50,\ 101,\ 51,\ 105,\\99,\ 108,\ 87,\ 66,\ 300,\\450,\ 93\ e\ 610\end{array}$	11, 31, 46, 94, 96, 151 e 100
	65, 80, 81, 89, 82, 91, 83 e 95		

Tal	oela	10 -	Barras	que	cumprem	OS	critérios	da	Eq	uação ((4.9)) -	- sistema	123	barras.
-----	------	------	--------	-----	---------	----	-----------	----	----	---------	-------	-----	-----------	-----	---------

Fonte: do autor.

regulador, a tensão cresce para cada aumento de potência que é injetada pelo PV na rede, semelhante ao que acontece no caso de menor HC no cenário 1, indicado na Figura 43c.

As perdas do sistema para os dois cenários são indicadas na Figura 44.





Fonte: do autor.

Através das curvas fornecidas, percebe-se que as perdas diminuem e, em seguida, crescem muito a partir do aumento da potência fornecida pelos geradores distribuídos. Se consideradas as perdas, o valor de HC ideal seria abaixo dos 5.000 kW, para a instalação na barra 1, de forma a possuir um valor de perdas abaixo ou igual ao do sistema original (sem PVs), enquanto que para a instalação na barra 85, o valor de HC obtido é ideal do ponto de vista das perdas.



Figura 44 – Perdas para maior e menor valor de HC nos dois cenários - sistema 123 barras.

Fonte: do autor.

5.4 Considerações dos Resultados

Em todos os sistemas analisados, percebeu-se um comportamento padrão em que o maior valor de capacidade de hospedagem ocorreu sempre na barra de menor impedância equivalente do sistema, enquanto que o menor valor de HC ocorreu, em quase todos os casos, para a barra de maior Z_{th} . Do ponto de vista da retirada do regulador de tensão, em algumas barras dos sistemas 13 e 123 barras esta ação foi benéfica, porém, para outras não foi benéfica, como pôde ser observado nas figuras que indicam a diferença dos valores de HC entre os dois cenários (Figuras 24 e 40) para cada sistema. Por outro lado, para o sistema 37 barras, esta ação foi benéfica para os valores de capacidade de hospedagem (Figura 32), onde o regulador de tensão se mostrou o principal limitador da injeção de potência na rede, porém, em detrimento da qualidade da tensão, como pôde ser observado na figura que descreve o perfil de tensão do sistema para os dois cenários (Figura 33). Outro ponto a ser observado, é o fato de que os transformadores podem ser fatores limitantes nos valores de HC para sistemas reais, uma vez que os geradores fotovoltaicos são conectados à rede por transformadores.

De maneira geral, o procedimento proposto apresentou um excelente resultado ao demonstrar que tanto o valor de Z_{th} quanto o de V_{th} vista pela barra de instalação implicam na tensão obtida após a inserção do gerador distribuído na mesma barra, apresentando apenas poucos casos em que os resultados não seguiram o que era esperado, de acordo com o que foi proposto. De um total de 170 barras analisadas, contando os três sistemas e desconsiderando as barras da subestação, apenas 12 não apresentaram o comportamento esperado de acordo com o que foi proposto, ou seja, 93% das barras analisadas apresentaram o comportamento esperado, abrindo mais um caminho a ser investigado.

Os resultados do fluxo de potência encontram-se no Apêndice C e os valores de capacidade de hospedagem no Apêndice D.

6 Conclusões

Neste trabalho, foi realizada a análise de capacidade de hospedagem em três sistemas teste de distribuição: 13, 37 e 123 barras. Propõe-se uma análise a partir da impedância de curto-circuito de sequência positiva na barra de conexão do gerador distribuído, representada por Z_{th} , sendo este um dos parâmetros da rede. Como critério de restrição, utilizaram-se os níveis de tensão em regime permanente nas barras do sistema, em específico a sobretensão, com a tolerância de 5% da nominal.

Com a inserção de gerador individualmente em cada barra por vez, as barras trifásicas de menor Z_{th} mostraram maior capacidade de hospedagem, em comparação com as de maior Z_{th} . Quando organizados em ordem de menor para maior impedância, os valores de HC apresentaram um comportamento decrescente à medida em que se aumentava o valor de impedância. Em contrapartida, as barras monofásicas e bifásicas exibiram valores de HC menores, comparadas às trifásicas, em função de a potência injetada por estas ter que ser dividida em menos fases, portanto, aumentando a ocorrência de sobretensão. Em um panorama geral, para todos os três sistemas, a maior capacidade de hospedagem ocorreu para as barras de menor impedância.

Em alguns casos o valor de V_{th} impactou no valor da capacidade de hospedagem de determinada barra, fazendo com que estas apresentassem um valor de HC relativamente menor que algumas barras com Z_{th} maior, mostrando que o efeito de sobretensão na barra de instalação do gerador não depende apenas da impedância equivalente mas também da tensão equivalente naquela barra em questão. Em sua maioria, esses casos ocorreram em barras com impedância maior. De maneira geral, o fator mais influente na ocorrência de sobretensão foi a magnitude da impedância equivalente.

Em virtude dos baixos resultados de HC encontrados para o sistema 37 barras, causados pela ação do regulador de tensão, optou-se por realizar os testes retirando os reguladores de tensão em cada sistema e observar o comportamento de cada um. Em um panorama geral, cada sistema apresentou suas particularidades, tendo o sistema 13 barras um aumento de HC nas demais barras e uma diminuição para a barra de maior HC (conectada ao regulador). O sistema 37 barras, por sua vez, apresentou um aumento considerável nos valores de capacidade de hospedagem, demonstrando que o limitador para este sistema, do ponto de vista de sobretensões, foi o regulador de tensão. Por fim, o sistema 123 barras indicou um aumento de capacidade de hospedagem, de maneira geral, em barras de maior Z_{th} e diminuição nas barras de menor valor de Z_{th} . Sendo assim, o trabalho mostrou que cada sistema possui sua particularidade, exigindo uma análise minuciosa e individual de cada sistema, para determinar a capacidade de hospedagem de cada sistema.

Apesar de o comportamento previsto com o método proposto, algumas barras não

apresentaram o comportamento esperado em relação aos valores de HC e sua relação com Z_{th} e V_{th} . Desta forma, algumas barras apresentaram um valor de capacidade de hospedagem maior que barras de menor Z_{th} , contudo, esta discrepância não estava associada ao valor de V_{th} . De um total de 170 barras analisadas (somados os três sistemas e desconsiderando as barras da subestação), apenas 12 barras apresentaram tal comportamento, representando menos de 10%. Sendo assim, isto mostra que existem mais pontos que devem ser considerados na análise de capacidade de hospedagem de um determinado sistema.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Para continuidade e complementação do trabalho aqui apresentado, são vislumbrados alguns pontos como:

- Realizar inserções em mais de uma barra, simultaneamente, e encontrar a melhor combinação para se atingir um valor de capacidade de hospedagem desejável;
- Avaliar a capacidade de hospedagem sobre diferentes cenários de carregamento;
- Investigar a influência de mais parâmetros da rede na ocorrência de sobretensões, tais como a relação entre a resistência e tensão nominal no ponto de instalação do gerador e a relação entre a resistência e a reatância no ponto de conexão;
- Analisar diferentes índices de qualidade na análise de HC, tais como distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e sobrecargas nas linhas do sistema.

Referências

ABAIDE, A. d. R.; BRONDANI, G. B.; SAUSEN, J. P. Modelagem da curva de carga de transformadores de distribuição / load curve modeling of distribution transformers. *Brazilian Journal of Development*, v. 7, n. 1, p. 3331–3340, Jan. 2021. 20

ANEEL. Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 06 julho 2023. 12

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2023. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br. Acesso em: 11 junho 2023. 9

BARBOSA, F. V. B. Modelagem em OpenDSS e estudo de impacto da implementação da geração fotovoltaica no Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília. 2017. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2017. 20

BARKER, P.; MELLO, R. D. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In: 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134). [S.l.: s.n.], 2000. v. 3, p. 1645–1656. 9

BAUGHMAN, M. L.; LIU, C.-C.; DUGAN, R. C. *IEEE 13 Node Test Feeder*. [S.l.]: IEEE, 2003. 32, 38, 45, 58

BOLLEN, M.; HAGER, M. Power Quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. *Electr. Power Qual. Util.*, v. 1, p. 55–61, 2004. 10

BOLLEN, M.; YANG, Y.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach. In: 2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–8. 11

BRAGA, M. D. Capacidade de Hospedagem de Sistemas de Distribuição com Inserção de Geração Distribuída Utilizando o OpenDSS. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019. 3, 4, 11

BRAGA, N. B. Gerenciamento pelo lado da demanda em áreas residenciais. 2014. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014. 20

BRASIL. L14300 - Planalto. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em: 13 julho 2023. 8

BROLIN, L. C.; TRINDADE, F. C. L. Nova Metodologia para a Estimativa da Capacidade de Acomodação de Geradores FVs em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. In: *The 12th Latin-American Congress on Eletricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2017.* [S.l.: s.n.], 2017. 3, 4, 25, 27

CHAPMAN, S. J. Fundamentos de Máquinas Elétricas. 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2013. 15

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/ pt>. Acesso em: 11 maio 2023. 1

EPRI. Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS. [S.I.], 2018. 23, 24

EPRI. OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models. [S.I.], 2020. 21, 22

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas.* 7. ed. Porto Alegre: Bookman, 2014. 16

FRANCISQUINI, A. A. Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição. 2006. 20

FREITAS, P. R. R. d. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. 2015. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica)
- Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. 13, 15, 21, 23

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. 2023. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em: 10 junho 2023. 8

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010. 1, 6, 7, 14, 20

KERSTING, W. H. Distribution System Modeling and Analysis. 3. ed. [S.l.]: CRC Press, 2012. 16, 17, 18, 19

MEDEIROS, N. d. O.; FALCAO, D. M. Photovoltaic micro and mini generation hosting capacity assessment in distribution grids. In: 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE). [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. 3, 4

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Introdução a Sistemas de Energia Elétrica. 2. ed. Campinas: Editora da Unicamp, 2011. 23

NIAKI, A. H. M.; SOLAT, A. A Novel Method to Determine the Maximum Penetration Level of Distributed Generation in the Distribution Network. In: 2020 28th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE). [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–5. 3, 4

OLIVEIRA, T. E. C. d. Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015. 2, 3, 4, 8, 9

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/. Acesso em: 11 maio 2023. 1, 2

PEREIRA, C. *Redes Elétricas: no domínio da frequência.* 1. ed. São Paulo: Artliber, 2015. 13

SEGUIN, R. et al. *High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers*. [S.l.]: NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2016. 9, 11

SILVA, F. M. Contribuições à análise de capacidade de hospedagem em sistemas elétricos de potência. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017. 2, 4, 11

STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986. 13, 20, 23

A Dados dos Sistemas de Distribuição

Todos os dados dos sistemas foram extraídos de Baughman, Liu e Dugan (2003).

A.1 IEEE 13 barras

Tabela 11 – Transformadores - Sistema IEEE 13 barras	Tabela 11 –	Transform	adores -	Sistema	IEEE	13	barras.
--	-------------	-----------	----------	---------	------	----	---------

	Transformador	Ligação	kVA kV	⁷ Primário	kV Secu	undário	
	Subestação	D-Yg	5.000	115	4,	16	
	XFM-1	500	Yg-Yg	4,16	0,	48	
Z_{601}	$= \begin{bmatrix} 0, 3465 + j1, 011 \end{bmatrix}$	$ \begin{array}{r} 79 & 0,156 \\ 0,337 \\ \end{array} $	0 + j0,5017 5 + j1,0478	0,1580 + j0 0,1535 + j0 0,3414 + j1), 4236), 3849 1, 0348	$[\Omega/milha]$	(A
Z_{602}	$= \begin{bmatrix} 0,7526+j1,18\\ \end{bmatrix}$	14 0,1580 0,7475	0 + j0,4236 5 + j1,1983	0,1560 + j0 0,1535 + j0 0,7436 + j1	,5017 ,3849 ,2112	$[\Omega/milha]$	(A
Z_{603}	$= \begin{bmatrix} 0,0000+j0,000 \\ 0,0000+j0,000 \end{bmatrix}$	$\begin{array}{ccc} 00 & 0,0000 \\ & 1,3294 \end{array}$	0 + j0,0000 1 + j1,3471	0,0000 + j0 0,2066 + j0 1,3238 + j1	,0000 ,4591 ,3569	$[\Omega/milha]$	(A
Z_{604}	$=$ $\begin{bmatrix} 1,3238+j1,356\\ \end{bmatrix}$	69 0,0000 0,0000	0 + j0,0000 0 + j0,0000	0,2066 + j0 0,0000 + j0 1,3294 + j1	, 4591 , 0000 , 3471	$[\Omega/milha]$	(1
Z_{605}	$= \begin{bmatrix} 0,0000+j0,000 \end{bmatrix}$	00 0,0000 0,0000	0 + j0,0000 0 + j0,0000	0,0000 + j0 0,0000 + j0 1,3292 + j1	$\left[\begin{array}{c} ,0000\\ ,0000\\ ,3475 \end{array} \right]$	$[\Omega/milha]$	(1
Z_{606}	$= \begin{bmatrix} 0,7982+j0,440 \\ 0,7982+j0,440 \end{bmatrix}$	$\begin{array}{ccc} 63 & 0,3192 \\ & 0,7891 \end{array}$	2 + j0,0328 1 + j0,4041	0,2849 - j0 0,3192 + j0 0,7982 + j0	,0143 ,0328 ,4463	$[\Omega/milha]$	(1
Z_{607}	$= \begin{bmatrix} 1,3425 + j0,512 \\ & & \\ $	24 0,0000 0,0000	0 + j0,0000 0 + j0,0000	0,0000 + j0 0,0000 + j0 0,0000 + j0	, 0000 , 0000 , 0000	$[\Omega/milha]$	(1
Nó A	Nó B	Comprimento (ft)	Config.				
------	------	------------------	---------				
632	645	500	603				
632	633	500	602				
633	634	0	XFM-1				
645	646	300	603				
650	632	2.000	601				
684	652	800	607				
632	671	2.000	601				
671	684	300	604				
671	684	1.000	601				
671	692	0	Switch				
684	611	300	605				
692	675	500	606				

Tabela 12 – Dados das linhas - Sistema IEEE 13 barras.

Tabela 13 – Capacitores - Sistema IEEE 13 barras.

Nó	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
675	200	200	200
611	-	-	100

Tabela 14 – Regulador - Sistema IEEE 13 barras.

Linha	Fase A (kV)	Fase B (kV)	Fase C (kV)
650 - 632	122	122	122

Tabela 15 – Cargas distribuídas - Sistema IEEE 13 barras.

Segmento	Modelo	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
		(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)
632 - 671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Tabela 16 – Cargas localizadas - Sistema IEEE 13 barras.

Nó	Modelo	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
		(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

A.2 IEEE 37 barras

$$\begin{split} Z_{721} = \begin{bmatrix} 0,2926+j0,1973 & 0,0673-j0,0368 & 0,0337-j0,0417\\ 0,2646+j0,1900 & 0,0673-j0,0368\\ 0,2926+j0,1973 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega/milha \end{bmatrix} \text{ (A.8)} \\ Z_{722} = \begin{bmatrix} 0,4751+j0,2973 & 0,1629-j0,0326 & 0,1234-j0,0607\\ 0,4488+j0,2678 & 0,1629-j0,0326\\ 0,4751+j0,2973 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega/milha \end{bmatrix} \text{ (A.9)} \\ 0,4751+j0,2973 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega/milha \end{bmatrix} \text{ (A.9)} \\ Z_{723} = \begin{bmatrix} 1,2936+j0,6713 & 0,4871+j0,2111 & 0,4585+j0,1521\\ 1,3022+j0,6326 & 0,4871+j0,2111\\ 1,2936+j0,6713 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega/milha \end{bmatrix} \text{ (A.10)} \\ 1,2936+j0,6713 \end{bmatrix} \\ Z_{724} = \begin{bmatrix} 2,0952+j0,7758 & 0,5204+j0,2738 & 0,4926+j0,2123\\ 2,1068+j0,7398 & 0,5204+j0,2738\\ 2,0952+j0,7758 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega/milha \end{bmatrix} \text{ (A.11)} \end{split}$$

Tabela 17 – Transformadores - Sistema IEEE 37 barras.

Transformador	Ligação	kVA	kV Primário	kV Secundário
Subestação	D-D	2.500	230	4,8
XFM-1	D-D	500	4,8	$0,\!48$

Tabela 18 – Regulador - Sistema IEEE 37 barras.

Linha	Fase AB (kV)	Fase CB (kV)
799 - 701	122	122

Nó A	Nó B	Comprimento (ft)	Config.
701	702	960	722
702	705	400	724
702	713	360	723
702	703	1.320	723
703	727	240	724
703	730	600	723
704	724	80	724
704	720	800	723
705	742	320	724
705	712	240	724
706	725	280	724
707	724	760	724
707	722	120	724
708	733	320	723
708	732	320	724
709	731	600	723
709	708	320	723
710	735	200	724
710	736	1.280	724
711	741	400	723
711	740	200	724
713	704	520	723
714	718	520	724
720	707	920	724
720	706	600	723
727	744	280	723
730	709	200	723
709	731	600	723
733	734	560	723
734	737	640	723
734	710	520	724
737	738	400	723
738	711	400	723
744	728	200	724
744	729	280	724
775	709	0	XFM-1
799	701	1.850	721

Tabela 19 – Dados das linhas - Sistema IEEE 37 barras.

Nó	Modelo	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
		(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)
701	D-PQ	140	70	140	70	350	175
712	D-PQ	0	0	0	0	85	40
713	D-PQ	0	0	0	0	85	40
714	D-I	17	8	21	10	0	0
718	D-Z	85	40	0	0	0	0
720	D-PQ	0	0	0	0	85	40
722	D-I	0	0	140	70	21	10
724	D-Z	0	0	42	21	0	0
725	D-PQ	0	0	42	21	0	0
727	D-PQ	0	0	0	0	42	21
728	D-PQ	42	21	42	21	42	21
729	D-I	42	21	0	0	0	0
730	D-Z	0	0	0	0	85	40
731	D-Z	0	0	85	40	0	0
732	D-PQ	0	0	0	0	42	21
733	D-I	85	40	0	0	0	0
734	D-PQ	0	0	0	0	42	21
735	D-PQ	0	0	0	0	85	40
736	D-Z	0	0	42	21	0	0
737	D-I	140	70	0	0	0	0
738	D-PQ	126	62	0	0	85	40
740	D-PQ	0	0	0	0	85	40
741	D-I	0	0	0	0	42	21
742	D-Z	8	4	85	40	0	0
744	D-PQ	42	21	0	0	0	0

Tabela 20 – Cargas localizadas - Sistema IEEE 37 barras.

A.3 IEEE 123 barras

$$Z_{1} = \begin{bmatrix} 0, 4576 + j1, 0780 & 0, 1560 + j0, 5017 & 0, 1535 + j0, 3849 \\ 0, 4666 + j1, 0482 & 0, 1580 + j0, 4236 \\ 0, 4615 + j1, 0651 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega/milha \end{bmatrix} (A.12)$$

$$Z_{2} = \begin{bmatrix} 0, 4666 + j1, 0482 & 0, 1580 + j0, 4236 & 0, 1560 + j0, 5017 \\ 0, 4615 + j1, 0651 & 0, 1535 + j0, 3849 \\ 0, 4576 + j1, 0780 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega/milha \end{bmatrix} (A.13)$$

$$Z_{3} = \begin{bmatrix} 0, 4615 + j1, 0651 & 0, 1535 + j0, 3849 & 0, 1580 + j0, 4236 \\ 0, 4576 + j1, 0780 & 0, 1560 + j0, 5017 \\ 0, 4666 + j1, 0482 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega/milha \end{bmatrix} (A.14)$$

$$\begin{split} & Z_4 = \left[\begin{array}{c} 0,4615+j1,0651 \\ 0,1580+j0,4236 \\ 0,4666+j1,0482 \\ 0,4566+j1,0482 \\ 0,4576+j1,0780 \\ 0,4576+j1,0780 \\ 0,4576+j1,0780 \\ 0,4576+j1,0780 \\ 0,4576+j1,0780 \\ 0,4576+j1,0780 \\ 0,4615+j1,0651 \\ 0,4615+j1,0651 \\ 0,4615+j1,0651 \\ 0,4615+j1,0651 \\ 0,4615+j1,0482 \\ 0,0000+j0,0000 \\ 0,0$$

Nó A	Nó B	Comprimento (ft)	Config.
1	2	175	10
1	3	250	11
1	7	300	11
3	4	200	11
3	5	325	11
5	6	250	11
7	8	200	1
8	12	225	10
8	9	225	9
8	13	300	1
9	14	425	9
13	34	150	11
13	18	825	2
14	11	250	9
14	10	250	9
15	16	375	11
15	17	350	11
18	19	250	9
18	21	300	2
19	20	325	9
21	22	525	10
21	22	250	2
23	24	550	11
23	25	275	2
25	26	350	7
25	28	200	2
26	27	275	7
26	31	225	11
27	33	500	9
28	29	300	2
29	30	350	2
30	250	200	2
31	32	300	11
34	15	100	11
35	36	650	8
35	40	250	1
36	37	300	9
36	38	250	10
38	39	325	10
40	41	325	11
40	42	250	1
42	43	500	10
42	44	200	1
44	45	200	9
		Continua	

Tabela 21 – Dados das linhas - Sistema IEEE 123 barras.

	C	ontinuação	
44	47	250	1
45	46	300	9
47	48	150	4
47	49	250	4
49	50	250	4
50	51	250	4
51	151	500	4
52	53	200	1
53	54	125	1
54	55	275	1
54	57	350	3
55	56	275	1
57	58	250	10
57	60	700	3
58	59	250	10
60	61	550	5
60	62	250	12
62	63	175	12
63	64	350	12
64	65	425	12
65	66	325	12
67	68	200	9
67	72	275	3
67	97	$\frac{250}{250}$	3
68	69	275	9
69	70	325	9
70	71	275	9
72	73	275	11
72	76	200	3
73	74	$\frac{200}{350}$	11
74	75	400	11
76	77	400	6
76	86	700	3
77	78	100	6
78	79	225	6
78	80	475	$\tilde{6}$
80	81	475	6
81	82	250	$\tilde{6}$
81	84	675	11
82	83	250	6
84	$\frac{33}{85}$	475	11
86	87	450	6
87	88	175	G G
87	20	275	6
0.	09	/ / . /	()
89	89 90	$275 \\ 225$	10

Continuação				
89	91	225	6	
91	92	300	11	
91	93	225	6	
93	94	275	9	
93	95	300	6	
95	96	200	10	
97	98	275	3	
98	99	550	3	
99	100	300	3	
100	450	800	3	
101	102	225	11	
101	105	275	3	
102	103	325	11	
103	104	700	11	
105	106	225	10	
105	108	325	3	
106	107	575	10	
108	109	450	9	
108	300	1.000	3	
109	110	300	9	
110	111	575	9	
110	112	125	9	
112	113	525	9	
113	114	325	9	
135	35	375	4	
149	1	400	1	
152	52	400	1	
160	67	350	6	
197	101	250	3	
	F	`im da tabela		

Tabela 22 – Switchestifásicos - Sistema IEEE 123 barras.

Nó A	Nó B	Posição
13	52	fechado
18	135	fechado
60	160	fechado
61	610	fechado
97	197	fechado
150	149	fechado
250	251	aberto
450	451	aberto
54	94	aberto
151	300	aberto
300	350	aberto

Transformador	Ligação	kVA	kV Primário	kV Secundário
Subestação	D-Yg	5.000	115	4,16
XFM-1	D-D	150	4,16	$0,\!48$

Tabela 23 – Transformadores - Sistema IEEE 123 barras.

Nó	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
83	200	200	200
88	50	-	-
90	-	50	-
92	-	-	50

Tabela 24 – Capacitores - Sistema IEEE 123 barras.

Tabela 25 – Reguladores - Sistema IEEE 123 barras.

Linha	Fase A (kV)	Fase B (kV)	Fase C (kV)
150-149	120	-	-
9-14	120	-	-
25 - 26	120	-	120
160-167	124	124	124

Nó	Modelo	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
		(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)
1	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
2	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
4	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
5	Y-I	0	0	0	0	20	10
6	Y-Z	0	0	0	0	40	20
7	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
9	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
10	Y-I	20	10	0	0	0	0
11	Y-Z	40	20	0	0	0	0
12	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
16	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
17	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
19	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
20	Y-I	40	20	0	0	0	0
22	Y-Z	0	0	40	20	0	0
24	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
28	Y-I	40	20	0	0	0	0
29	Y-Z	40	20	0	0	0	0
30	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
31	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
32	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
			Cont	inua			

Tabela 26 – Cargas localizadas - Sistema IEEE 123 barras.

$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
38Y-I0020100039Y-PQ0020100041Y-PQ0000201042Y-PQ2010000043X-700402000	
39Y-PQ0020100041Y-PQ0000201042Y-PQ2010000043X-700402000	
41 Y-PQ 0 0 0 0 20 10 42 Y-PQ 20 10 0 0 0 0 43 X-7 0 0 40 20 0 0	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
$42 \nabla 7 0 0 40 20 0 0$	
(4) $(1-7)$ $(1 (1 (1 (1 (1 (1 (1 (1 (1 (1 (1 (1 (1 ($	
45 Y-I 20 10 0 0 0 0	
46 Y-PQ 20 10 0 0 0 0	
47 Y-I 35 25 35 25 35 25	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
49 Y-PQ 35 25 70 50 35 20	
$50 ext{ Y-PQ} ext{ 0 } 0 ext{ 0 } 0 ext{ 0 } 40 ext{ 20}$	
51 Y-PO 20 10 0 0 0	
52 Y-PO 40 20 0 0 0 0	
53 V-PO 40 20 0 0 0 0	
55 V-Z 20 10 0 0 0	
56 V-PO 0 0 20 10 0 0	
58 Y-I 0 0 20 10 0 0	
59 V-PO 0 0 20 10 0 0	
60 Y-PO 20 10 0 0 0	
62 V-Z 0 0 0 0 40 20	
63 Y-PO 40 20 0 0 0 0	
64 Y-I 0 0 75 35 0 0	
65 D-Z 35 25 35 25 35 25	
66 Y-PO 0 0 0 75 25	
68 Y-PO 20 10 0 0 0	
69 V-PO 40 20 0 0 0 0	
70 V-PO 20 10 0 </td <td></td>	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
$73 ext{ V-PO } 0 ext{ 0 } 0 ext{ 0 } 40 ext{ 20 } 20 ext{ 0 } 73 ext{ 0 } 7$	
$74 ext{ V-Z} ext{ 0} ext{$	
$75 ext{ V-PO } 0 ext{ 0 } 0 ext{ 0 } 40 ext{ 20}$	
76 D-I 105 80 70 50 70 50	
77 Y-PO 0 0 40 20 0 0	
79 V-Z 40 20 0 0 0 0	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
82 V-PO 40 20 0 0 0 0	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	
Continua	

Continuação									
87	Y-PQ	0	0	40	20	0	0		
88	Y-PQ	40	20	0	0	0	0		
90	Y-I	0	0	40	20	0	0		
92	Y-PQ	0	0	0	0	40	20		
94	Y-PQ	40	20	0	0	0	0		
95	Y-PQ	0	0	20	10	0	0		
96	Y-PQ	0	0	20	10	0	0		
98	Y-PQ	40	20	0	0	0	0		
99	Y-PQ	0	0	40	20	0	0		
100	Y-Z	0	0	0	0	40	20		
102	Y-PQ	0	0	0	0	20	10		
103	Y-PQ	0	0	0	0	40	20		
104	Y-PQ	0	0	0	0	40	20		
106	Y-PQ	0	0	40	20	0	0		
107	Y-PQ	0	0	40	20	0	0		
109	Y-PQ	40	20	0	0	0	0		
111	Y-PQ	20	10	0	0	0	0		
112	Y-I	20	10	0	0	0	0		
113	Y-Z	40	20	0	0	0	0		
114	Y-PQ	20	10	0	0	0	0		
			Fim da	tabela					

B Impedâncias de curto-circuito de sequência positiva

Impedâncias de curto-circuito para cada barra, em Ω , obtidas através do OpenDSS.

B.1 IEEE 13 barras

632	633	645	646	671	692	675	684	680
0,2309	$0,\!3175$	0,3695	$0,\!4449$	$0,\!4540$	$0,\!4540$	0,5057	0,5233	$0,\!5654$
611	652	634						
$0,\!9774$	1,0206	$1,\!0816$						

B.2 IEEE 37 barras

701	702	713	705	703	704	714	712	727
0,8719	$0,\!9373$	0,9870	1,0246	1,0345	1,0615	1,0799	$1,\!0811$	$1,\!0871$
742	730	744	709	728	720	708	729	718
1,1004	$1,\!1159$	$1,\!1293$	$1,\!1438$	$1,\!1767$	$1,\!1814$	$1,\!1894$	$1,\!1969$	1,2060
733	731	732	706	734	725	707	737	722
$1,\!2358$	$1,\!2371$	1,2680	$1,\!2771$	1,3188	1,3484	1,4116	1,4174	$1,\!4432$
710	738	735	711	740	741	724	736	775
$1,\!4508$	$1,\!4808$	1,5035	$1,\!5459$	1,5986	$1,\!6123$	$1,\!6194$	$1,\!8012$	$1,\!9200$

B.3 IEEE 123 barras

1	7	8	2	13	152	3	52	52
$0,\!0526$	0,9373	$0,\!1170$	$0,\!1465$	$0,\!1552$	$0,\!1552$	$0,\!1733$	0,2068	0,2324
4	54	18	135	12	9	55	5	57
$0,\!2440$	$0,\!2485$	0,2614	0,2614	0,2682	0,2695	$0,\!2848$	0,2882	$0,\!2932$
21	34	35	56	23	15	40	25	42
$0,\!3007$	0,3052	0,3097	0,3211	0,3335	0,3396	0,3420	0,3696	$0,\!3741$
6	60	160	36	28	44	26	14	62
$0,\!3770$	0,3882	0,3882	0,3896	0,3959	0,3999	0,4122	0,4181	$0,\!4311$
47	67	29	27	48	61	17	63	49
$0,\!4320$	$0,\!4332$	$0,\!4354$	$0,\!4512$	$0,\!4516$	0,4608	0,4621	0,4624	$0,\!4647$
				Continua	l			

	Continuação										
97	197	72	16	30	76	50	101	98			
$0,\!4656$	$0,\!4656$	$0,\!4693$	$0,\!4705$	$0,\!4816$	$0,\!4956$	$0,\!4977$	$0,\!4981$	$0,\!5017$			
11	10	19	250	64	51	105	77	78			
0,5063	0,5066	0,5074	0,5080	0,5269	$0,\!5306$	$0,\!5340$	$0,\!5495$	$0,\!5630$			
58	99	108	86	79	151	65	100	20			
$0,\!5642$	$0,\!5740$	$0,\!5765$	$0,\!5875$	$0,\!5926$	$0,\!5967$	$0,\!6081$	$0,\!6135$	$0,\!6196$			
80	87	59	81	22	41	66	89	82			
$0,\!6274$	$0,\!6466$	$0,\!6509$	$0,\!6513$	$0,\!6696$	$0,\!6710$	$0,\!6723$	$0,\!6828$	$0,\!6856$			
300	91	45	450	83	38	24	93	37			
0,7086	0,7123	0,7154	0,7192	0,7200	0,7283	0,7350	0,7418	0,7452			
31	43	68	95	46	39	73	32	69			
0,7600	0,7752	0,7766	0,7813	0,8182	$0,\!8399$	0,8596	0,8625	0,8692			
102	33	106	74	70	103	71	109	75			
$0,\!8875$	$0,\!9048$	$0,\!9540$	0,9782	$0,\!9806$	$0,\!9972$	$1,\!0758$	1,0882	$1,\!1164$			
88	107	110	90	112	104	92	84	94			
$1,\!1269$	$1,\!1505$	$1,\!1881$	1,2122	1,2302	1,2386	$1,\!2736$	1,3032	$1,\!3175$			
96	111	113	85	114	610						
$1,\!3563$	$1,\!3876$	1,4089	1,4659	1,5222	3,9208						
			Fii	n da tab	ela						

C Resultados do Fluxo de Potência

Tensões obtidas nas barras dos sistemas, sem geradores distribuídos, para as condições de carregamento e modelo de carga especificadas para este trabalho. Módulo em pu e ângulo em graus.

Barra	Fase	Fase A		e B	Fase C		
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	
650	1	0	1,0001	-120	1,0001	120	
632	1,0144	-1,4	1,0179	-120,9	1,0069	118,7	
633	1,0128	-1,5	1,0168	-120,9	1,0056	118,7	
634	1,0002	-1,8	1,007	-121,2	0,9956	118,4	
645			1,0137	-120,9	1,0061	118,7	
646			1,0133	-121,0	1,0052	118,7	
671	1,0015	-3,0	1,0269	-121,3	0,9946	117,7	
680	0,99771	-3,1	1,024	-121,5	0,99076	$117,\!5$	
692	1,0015	-3,0	1,0269	-121,3	0,9946	117,7	
675	0,99879	-3,1	1,0287	-121,4	0,99437	117,7	
684	1,0004	-3,0			0,99416	$117,\! 6$	
611					0,99373	117,5	
652	0,99742	-2,9					

C.1 Tensões obtidas para o sistema IEEE 13 barras

C.2 Tensões obtidas para o sistema IEEE 37 barras

Barra	Fase A		Fas	e B	Fase C		
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	
799	0,92584	-5,0	1,0262	-122,1	0,95009	120,5	
701	1,0074	-1,9	1,0211	-122,2	1,0092	$117,\!3$	
702	1,0031	-1,9	1,0181	-122,3	1,0055	117,2	
705	1,0027	-1,9	1,0177	-122,3	1,0047	117,2	
742	1,0026	-1,9	1,0173	-122,3	1,0044	117,2	
712	1,0024	-1,9	1,0177	-122,3	1,0045	117,2	
713	1,0023	-1,9	1,0173	-122,3	1,0045	117,2	
704	1,0015	-1,9	1,0161	-122,3	1,0033	117,2	
714	1,0014	-1,9	1,016	-122,3	1,0032	117,2	
718	1,0009	-2,0	1,0155	-122,3	1,0033	117,2	
			Continua	,			

	Continuação											
720	1,0009	-1,9	1,0149	-122,3	1,0015	117,2						
706	1,0008	-1,9	1,0148	-122,3	1,0013	117,2						
725	1,0008	-1,9	1,0146	-122,4	1,0012	117,2						
707	1,0006	-1,9	1,0127	-122,4	0,99942	$117,\!3$						
724	1,0006	-1,9	1,0123	-122,4	0,99908	$117,\!3$						
722	1,0005	-1,9	1,0125	-122,4	0,9992	$117,\!3$						
703	0,99903	-2,0	1,0155	-122,3	1,0031	117,0						
727	0,99841	-2,0	1,015	-122,3	1,0027	117,0						
744	0,99809	-2,0	1,0147	-122,3	1,0026	117,0						
728	0,99788	-2,0	1,0145	-122,3	1,0024	117,0						
729	0,99794	-2,0	1,0146	-122,3	1,0026	$117,\! 0$						
730	0,99592	-2,0	1,0136	-122,3	1,0011	117,0						
709	0,99501	-2,0	1,0129	-122,3	1,0006	$117,\! 0$						
731	0,99499	-2,0	1,0126	$,\!122,\!3$	1,0002	$117,\! 0$						
775	0,99504	-2,0	1,0128	-122,3	1,0006	$117,\! 0$						
708	0,99357	-2,0	1,0121	-122,2	0,99987	117,0						
732	0,99341	-2,0	1,0121	-122,2	0,99969	116, 9						
733	0,99222	-2,1	1,0112	-122,2	0,99928	116, 9						
734	0,99017	-2,1	1,0101	-122,2	0,99822	$116,\!9$						
710	0,98996	-2,0	1,0098	-122,2	0,99741	116, 9						
735	0,98946	-2,0	1,0098	-122,2	0,99719	116, 9						
736	0,98964	-2,0	1,0091	-122,2	0,99683	116, 9						
737	0,98845	-2,1	1,0089	-122,2	0,99773	116, 9						
738	0,98774	-2,1	1,0086	-122,1	$0,\!99741$	$116,\!8$						
711	0,98735	-2,1	1,0086	-122,1	0,99707	$116,\!8$						
741	0,98723	-2,1	1,0086	-122,1	0,99696	116,8						
740	0,98716	-2,1	1,0086	-122,1	0,99685	116,8						
	•	I	Fim da ta	abela								

C.3 Tensões obtidas para o sistema IEEE 123 barras

Barra	Fas	e A	Fas	e B	Fase C		
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	
150	1,0	0,0	1,0	-120,0	1,0	120,0	
149	1,0125	$0,\!0$	1,0125	-120,0	1,0125	120,0	
1	1,007	-0,4	1,0123	-120,2	1,0089	119,8	
2			1,0122	-120,2			
3					1,008	119,8	
7	1,003	-0,7	1,0121	-120,3	1,0067	$119,\! 6$	
4					1,0077	119,7	
5					1,0073	119,7	
6					1,007	119,7	
8	1,0004	-0,9	1,012	-120,4	1,0052	119,5	
12			1,0119	-120,5			
			Continua	1			

Continuação										
9	0,99957	-0,9		د						
13	0,99697	-1,1	1,0117	-120,6	1,003	119,3				
14	1,0049	-0,9	,	7	,	,				
34	1	,			1.0025	119.3				
18	0.99217	-1.4	1.0096	-120.7	0.9989	119.3				
11	1.0046	-0.9	_,	,	0,0000	,				
10	1.0048	-0.9								
15^{-5}	_,	0,0			1.0023	119.3				
16					1.0017	119.3				
17^{-5}					1.002	119.3				
19	0.99147	-1.4			_,	,				
21	0.99188	-1.4								
20	0.99101	-1.4								
$\frac{20}{22}$	0,00101	-,-	1 0089	-1207						
$\frac{22}{23}$	0 99166	-14	1,0000	-120,7	0 99767	1193				
2 0 24	0,00100	-,-	1,0000	120,1	0 9969	110,3				
25	0 9913	-15	1 0101	-1207	0.99719	119,3				
26 26	1 0036	-1.5	1,0101	120,1	1 0032	110,0 119,3				
28	0.99111	-1.5	1 0102	-120.7	0.99701	119,0 119,3				
$\frac{20}{27}$	1 0034	-1.5	1,0102	120,1	1 0031	119,0 119,3				
31	1,0004	1,0			1,0001	119,3				
33	1 0027	-1.5			1,0025	115,5				
20 20	0.99102	-1,5	1 0103	-120.7	0 99677	110.3				
30	0,00116	_1.5	1,0103	-120,1	0,99011	110,3				
250	0,99116	-1,5	1,0103	-120,7	0,99635	119,3 110,3				
200	0,00110	1,0	1,0100	120,1	1 0026	110,3				
$\frac{52}{35}$	0 00060	1 /	1.0083	120.8	0.0020	110.3				
36	0,00000	-1, 1	1,0000	-120,0	0,55025	115,5				
30 40	0,00010	$^{-1,4}$	1,0001 1,0077	$^{-120,0}$	0.0077	110.2				
$\frac{40}{37}$	0,98988	-1,4 _1 /	1,0077	-120,0	0,3311	119,2				
38	0,30311	-1,4	1 0077	120.8						
30			1,0077	-120,8						
33 41			1,0010	-120,0	0.00747	110.2				
41	0.0800/	_1 5	1 0072	-120.8	0,0072	110,2 110.2				
12	0,00004	1,0	1,0072	$_{-120,8}$	0,0012	110,2				
1 0 ДД	0 988/15	_1 5	1 0068	-120,0	0 99674	110 9				
 	0.98817	_1.5	1,0000	120,0	0,00014	110,2				
40	0,00011	$^{-1},0$	1.0063	-120.8	0.00617	110.2				
46	0,3015	-1,5	1,0005	-120,0	0,55017	115,2				
40	0,90190	-1,5 1 5	1.0061	120.8	0.00605	110.9				
40 /0	0,90113	-15	1,0001	-120,0	0,99003	119,2 110.9				
49 50	0.08775	-15 _15	1 006	-120,9 _120.8	0,99090	110.9				
50 51	0,90113	-15		-120,0	0,9900	110.2				
51 151	0,90700	-15 _15	1 006	-120,0 _120.8	0,99919	119,2 110.9				
101 50	0,90700	-1,0 _1 /	1 019	-120,0 -120.7	1 0094	119,2 110 9				
	0,99492	-1,4	Contin	-120,7	1,0024	119,4				
			Contin	ua						

Continuação										
53	0,99405	-1,5	1,0121	-120,8	1,0021	119,1				
54	0.99359	-1.6	1,0121	-120,9	1.002	119.0				
55	0.99348	-1.6	1.012	-120.9	1.002	119.0				
57	0,99295	-1.7	1.0115	-121,0	1.0015	118,9				
56	0.99346	-1.5	1.012	-120.9	1.002	119.0				
58	-)) -	1.0112	-121.0)	-) -				
60	0.99168	-2.1	1.0109	-121.3	1.0001	118.6				
59	-))	1.011	-121.0)	-) -				
61	0.99168	-2.1	1.0109	-121,3	1.0001	118.6				
62	0,99127	-2,1	1,0103	-121,3	0.99901	118.6				
63	0,99095	-2,1	1,0099	-121,3	0,99848	118.6				
64	0,99077	-2,1	1,0089	-121,3	0,99734	118,6				
65	0.9904	-2,1	1,0087	-121,2	0.99575	118.6				
66	0,99052	-2,1	1,0088	-121,2	0,99495	118.6				
67	1,0288	-2,3	1,0367	-121,4	1,0248	118,5				
68	1,028	-2,3	,	,	,	,				
72	1,0297	-2,3	1,0369	-121,5	1,0253	118,4				
97	1,0283	-2,3	1,0364	-121,4	1,0244	118,5				
69	1,027	-2,3	,	,	,	,				
70	1,0264	-2,3								
71	1,026	-2,3								
73	,	,			1,0242	118,4				
76	1,0302	-2,4	1,0372	-121,6	1,0261	118,4				
74		,	,		1,0232	118,4				
75					1,0227	118,4				
77	1,0317	-2,4	1,0387	-121,6	1,0273	118,3				
86	1,0301	-2,4	1,0367	-121,7	1,0271	118,4				
78	1,032	-2,5	1,0391	-121,6	1,0276	118,3				
79	1,0319	-2,5	1,0392	1,0275	118,3					
80	1,0341	-2,5	$1,\!041$	-121,7	1,089	118,2				
81	1,0349	-2,5	1,0419	-121,7	1,0293	118,2				
82	1,0358	-2,6	1,0431	-121,7	1,0302	118,2				
84					1,0279	118,2				
83	1,037	-2,6	1,0442	-121,8	1,0311	118,1				
85					1,0273	118,2				
87	1,0301	-2,4	$1,\!0365$	-121,7	1,0276	118,4				
88	1,0303	-2,5								
89	1,0298	-2,4	1,0365	-121,7	1,028	118,4				
90			1,0368	-121,8						
91	1,0297	-2,4	$1,\!0363$	-121,8	1,0283	118,4				
92					1,0286	$118,\!3$				
93	1,0295	-2,4	1,0362	-121,8	1,0284	118,4				
94	1,0291	-2,4								
95	1,0295	-2,4	1,036	-121,8	1,0285	118,4				
_96			$1,\!0359$	-121,8						
			Contin	nua						

			Continua	ção		
98	1,0282	-2,3	1,0363	-121,4	1,0243	118,5
99	1,0283	-2,3	1,0359	-121,4	1,0241	118,5
100	1,0284	-2,3	1,0358	-121,4	1,0239	118,5
450	1,0284	-2,3	1,0358	-121,4	1,0239	118,5
197	1,0283	-2,3	1,0364	-121,4	1,0244	118,5
101	1,0279	-2,3	1,0363	-121,4	1,0241	118,5
102					1,0233	118,5
105	1,0272	-2,4	1,0362	-121,5	1,0243	118,5
103					1,0225	118,5
104					1,0215	118,5
106			1,0356	-121,5		
108	1,0264	-2,4	1,0365	-121,5	1,0242	118,5
107			1,0348	-121,5		
109	1,0243	-2,4				
300	1,0264	-2,4	1,0365	-121,5	1,0242	118,5
110	1,0232	-2,4				
111	1,0228	-2,5				
112	1,0229	-2,5				
113	1,0218	-2,5				
114	1,0216	-2,5				
135	$0,\!99217$	-1,4	1,0096	-120,7	0,9989	119,3
152	$0,\!99697$	-1,1	1,0117	-120,6	1,003	$119,\!3$
160	$0,\!99168$	-2,1	1,0109	-121,3	1,0001	$118,\! 6$
610	$0,\!99586$	-1,7	1,0021	-121,3	1,0047	118,2
		F	`im da ta	bela		

D Resultados de HC

Valores de capacidade de hospedagem, em kW, obtidos para cada cenário nos três sistemas.

D.1 HCs obtidas para o sistema IEEE 13 barras

D.1.1 Caso base

632	633	645	646	671	692	675	684	680
22.750	9.500	$1,\!300$	$1,\!120$	7.100	7.100	5.310	1.300	5.500
611	652	634						
700	690	2.180						

D.1.2 Sem regulador de tensão

632	633	645	646	671	692	675	684	680
15.300	10.640	2.080	1.700	8.840	8.840	7.710	1.920	7.290
611	652	634						
1.300	1.200	3.490						

D.2 HCs obtidas para o sistema IEEE 37 barras

D.2.1 Caso base

701	702	713	705	703	704	714	712	727
38	36	36	36	35	36	36	35	35
742	730	744	709	728	720	708	729	718
36	34	35	34	35	35	34	36	37
733	731	732	706	734	725	707	737	722
34	34	34	35	34	35	36	34	37
710	738	735	711	740	741	724	736	775
33	34	32	33	33	33	37	33	0

D.2.2 Sem regulador de tensão

701	702	713	705	703	704	714	712	727
3.197	1.506	1.355	1.183	1.458	1.208	1.171	1.031	1.306
742	730	744	709	728	720	708	729	718
1.812	1.311	1.234	1.277	1.134	1.931	1.225	1.099	972
733	731	732	706	734	725	707	737	722
1.184	1.116	1.068	1.706	1.100	1.400	1.345	1.037	1.285
710	738	735	711	740	741	724	736	775
915	981	855	910	855	854	986	671	1.012

D.3 HCs obtidas para o sistema IEEE 123 barras

D.3.1 Caso base

1	7	8	2	13	152	3	52	53
143.660	83.490	65.670	3.720	49.940	49.940	3.330	27.880	19.270
4	54	18	135	12	9	55	5	57
2.190	16.810	21.190	21.190	2.180	6.190	12.680	1.820	13.210
21	34	35	56	23	15	40	25	42
16.680	2.630	16.350	10.410	14.100	2.220	13.490	11.150	11.220
6	60	160	36	28	44	26	14	62
1.350	8.170	8.170	1.930	9.200	9.550	1.850	8.070	5.550
47	67	29	27	48	61	17	63	49
8.820	8.930	7.380	1.860	7.750	6.550	1.440	4.230	7.580
97	197	72	16	30	76	50	101	98
9.190	9.190	4.400	1.410	6.590	4.200	6.990	9.250	8.070
11	10	19	250	64	51	105	77	78
5.630	5.630	2.470	6.200	3.380	6.380	6.680	920	900
58	99	108	86	79	151	65	100	20
1.140	4.610	4.620	2.570	910	4.780	2.230	4.370	1.620
80	87	59	81	22	41	66	89	82
850	1.690	920	840	950	1.350	2.000	1.580	820
300	91	45	450	83	38	24	93	37
2.620	1.500	1.800	2.600	780	1.020	1.160	1.450	1.640
31	43	68	95	46	39	73	32	69
1.720	900	1.300	1.360	1.420	810	370	1.720	710
102	33	106	74	70	103	71	109	75
610	2170	390	370	510	610	370	540	370
88	107	110	90	112	104	92	84	94
220	390	390	350	380	300	250	130	230
96	111	113	85	114	610			
350	320	320	130	230	5.090			

78

1	7	8	2	13	152	3	52	53
43.130	26.230	20.990	5.040	15.580	15.580	4.400	11.640	10.320
4	54	18	135	12	9	55	5	57
2.890	9.640	12.830	12.830	2.960	3.780	9.600	2.390	8.700
21	34	35	56	23	15	40	25	42
11.360	3.400	11.290	8.610	10.060	2.870	10.240	8.940	9.350
6	60	160	36	28	44	26	14	62
1.780	5.580	5.580	2.350	8.260	8.740	2.050	2.090	5.520
47	67	29	27	48	61	17	63	49
8.080	5.230	7.420	1.910	7.820	6.140	1.860	4.810	7.650
97	197	72	16	30	76	50	101	98
5.330	5.330	4.700	1.820	6.620	4.370	7.010	5.270	5.260
11	10	19	250	64	51	105	77	78
1.660	1.650	2.480	6.230	3.850	6.400	4.850	3.980	3.890
58	99	108	86	79	151	65	100	20
1.520	4.530	4.440	4.320	3.950	5.460	3.060	4.200	1.810
80	87	59	81	22	41	66	89	82
3.520	3.870	1.220	3.410	1.280	1.740	2.650	3.690	3.250
300	91	45	450	83	38	24	93	37
3.510	3.590	2.040	3.510	3.110	1.380	1.490	3.470	1.850
31	43	68	95	46	39	73	32	69
1.700	1.190	1.660	3.330	1.590	1.080	1.240	1.350	1.380
102	33	106	74	70	103	71	109	75
1.260	1.440	920	1.020	1.160	1.050	1.020	1.230	850
88	107	110	90	112	104	92	84	94
1.180	720	1.070	750	1.020	780	820	730	1.040
96	111	113	85	114	610			
700	850	840	620	760	0			

D.3.2 Sem regulador de tensão