



## AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS EM BAIXA TENSÃO COM CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Rodrigo Lopes Nunes da Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

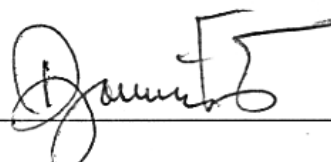
Março de 2016

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS EM  
BAIXA TENSÃO COM CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Rodrigo Lopes Nunes da Silva

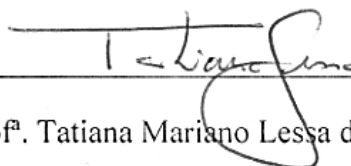
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:



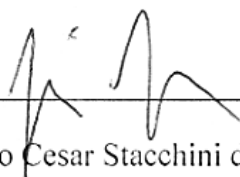
---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



---

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.



---

Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2016

Silva, Rodrigo Lopes Nunes da

Avaliação do desempenho de redes de distribuição radiais em baixa tensão com conexão de microgeração fotovoltaica / Rodrigo Lopes Nunes da Silva – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

XV, 95 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2016.

Referencias Bibliográficas: p. 91 - 95

1. Geração Distribuída Fotovoltaica 2. Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Fios. 3. Simulação Monte Carlo 4. Desequilíbrios de Tensão. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

A minha família e amigos que foram fundamentais para que pudesse concluir mais uma etapa da vida.

"A coragem é a primeira das qualidades humanas, porque é a que garante as outras." (Aristóteles).

## **Agradecimentos**

Aos meus pais, Marisa Freitas Lopes da Silva e Luiz Antônio Nunes da Silva, e minha irmã, Rafaela Lopes Nunes da Silva, meus eternos incentivadores, protetores, líderes e exemplos de sensatez e equilíbrio.

À minha esposa Angela Maria Lourenço, pelo incentivo, paciência, calma, equilíbrio, compreensão e carinho incondicionais a todo o momento.

Aos professores que participaram deste processo durante o curso, em especial ao professor Djalma Mosqueira Falcão, orientador do presente trabalho.

À FLUXO Engenharia, pela liberação em tempo parcial para conclusão das disciplinas.

Aos meus amigos que sempre me apoiaram e compreenderam esse momento pelo qual estava submetido.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS EM BAIXA TENSÃO COM CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Rodrigo Lopes Nunes da Silva

Março/2016

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão.

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho tem por objetivo, a partir do desenvolvimento de uma ferramenta de simulação, avaliar o desempenho de redes de baixa tensão radiais quando da inserção da microgeração fotovoltaica. O sistema teste submetido à análise é um alimentador de baixa tensão real que foi modificado em dois casos distintos de simulação, caso original, desequilibrado, e caso equilibrado. Foram adotados perfis típicos de carga e geração, sendo os microgeradores monofásicos de potência variada entre um e cinco kWp. Foi feita uma associação entre os perfis de carga e geração, possibilitando adequar cada carga a um máximo de geração e implementado e validado o algoritmo de Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Fios baseado na técnica backward-forward sweep. Os níveis de penetração da microgeração conectados à rede foram definidos entre dez e cem por cento dos nós com carga. De maneira a garantir a aleatoriedade das conexões tanto para os nós com cargas quanto para a fase em que o gerador poderia ser conectado, e devido ao grande número de combinações possíveis, foi implementada a Simulação Monte Carlo. Foram analisadas as perdas ativas totais, os perfis de tensão e o desequilíbrio de tensão para cada um dos casos e para cada nível de penetração da Geração Distribuída.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERFORMANCE ASSESSMENT OF RADIAL LOW VOLTAGE DISTRIBUTION  
NETWORKS WITH PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION CONNECTION

Rodrigo Lopes Nunes da Silva

March/2016

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão.

Department: Electrical Engineering

This study aims to evaluate the performance of radial low voltage networks upon insertion of photovoltaic microgeneration, from the development of a simulation tool. The test system subjected to the analysis is a real low-voltage feeder that was modified in two separate cases of simulation, original case, unbalanced, and balanced case. Typical profiles of load and generation were adopted, and the single-phase microgenerators had their power varied between one and five kWp. An association between load and generation profiles was made, enabling each load to suit a maximum generation, and was also implemented and validated the three-phase power flow algorithm based on four-wire backward-forward sweep technique. The penetration levels of microgeneration connected to the network have been defined between ten and one hundred percent of nodes with load. In order to ensure the randomness of the connections, both to the nodes and to the phase where the generator could be connected, and because of the large number of possible combinations, it was implemented the Monte Carlo's Simulation. The total active losses, voltage profiles, and the voltage unbalance for each case and for each level of penetration of distributed generation were analyzed.



# SUMÁRIO

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO.....	1
I.1    Motivação .....	1
I.2    Objetivo .....	3
I.3    Revisão Bibliográfica .....	4
I.4    Estrutura da Dissertação .....	9
CAPÍTULO II METODOLOGIA DAS SIMULAÇÕES .....	11
II.1   Introdução.....	11
II.2   Dados de Entrada.....	13
II.2.1  Modelagem da rede elétrica .....	13
II.2.2  Carga .....	13
II.2.3  Geração.....	14
II.2.4  Carga x Geração .....	16
II.3   Fluxo de Potência Trifásico a 4 fios .....	16
II.4   Simulação Monte Carlo .....	17
II.5   Impactos Analisados.....	19
II.5.1  Perfis de Tensão .....	19
II.5.2  Perdas Técnicas .....	20
II.5.3  Desequilíbrio de Tensão (k%).....	20
CAPÍTULO III IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE QUALITATIVA DO ALGORITMO... 21	
III.1  Sistema Teste - Rede BT de 29 barras da cidade de Bragança Paulista, SP. (BT-29) .....	21
III.2  Modelagem e Associação dos Perfis de Carga e Geração.....	25
III.2.1  Modelagem das curvas de carga.....	26
III.2.2  Modelagem dos perfis de geração.....	31
III.2.3  Associação dos perfis de carga e geração .....	33
III.3  Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Fios .....	35
III.3.1  Implementação do Algoritmo.....	35
III.3.2  Análise Qualitativa do Algoritmo .....	36
III.4  Implementação da Simulação Monte Carlo.....	40
CAPÍTULO IV ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	47

IV.1	Caso Original.....	47
IV.1.1	Análise dos perfis de tensão, Sub1 e Sub2, 12h – Caso Original .....	48
IV.1.2	Análise do desvio padrão das tensões – Caso Original.....	52
IV.1.3	Análise probabilística dos perfis de tensão – Caso Original.....	58
IV.1.4	Desequilíbrio de tensão (k%) – Caso Original.....	60
IV.1.5	Perdas técnicas totais – Caso Original .....	63
IV.2	Caso Equilibrado .....	66
IV.2.1	Análise dos perfis de tensão, Sub1 e Sub2, 12h – Caso Equilibrado.....	66
IV.2.2	Análise do desvio padrão das tensões – Caso Equilibrado .....	70
IV.2.3	Análise probabilística dos perfis de tensão – Caso Equilibrado .....	76
IV.2.4	Desequilíbrio de tensão (k%) – Caso Equilibrado .....	78
IV.2.5	Perdas técnicas totais – Caso Equilibrado.....	81
CAPÍTULO V CONCLUSÕES .....		86
V.1	Sugestões de Trabalhos futuros .....	90
CAPÍTULO VI BIBLIOGRAFIA .....		91

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I-1 - Potencial Técnico Fotovoltaico/Consumo Residencial (Ano Base 2013) por UF. Fonte [1]. .....	2
Figura II-1 - Metodologia de Simulação .....	12
Figura II-2 - Curva de Carga Típica .....	14
Figura II-3 - Perfil de Geração Típico .....	15
Figura II-4 - Numeração das Linhas para Redes de Distribuição Radial [35]. .....	17
Figura III-1 – Rede BT-29.....	21
Figura III-2 – Residencial < 100 kWh.....	27
Figura III-3 - Residencial 101 - 201 kWh .....	27
Figura III-4 - Residencial 201 - 300 kWh .....	27
Figura III-5 - Residencial 301 - 500 kWh .....	27
Figura III-6 - Residencial > 500 kWh .....	27
Figura III-7 - Comercial < 100 kWh .....	27
Figura III-8 - Comercial 101 - 201 kWh .....	27
Figura III-9 - Comercial 201 - 300 kWh .....	27
Figura III-10 - Comercial 301 - 500 kWh .....	27
Figura III-11 - Comercial > 500 kWh .....	27
Figura III-12 - Caso Equilibrado - Sub1 - 12:00 .....	37
Figura III-13 - Caso Equilibrado - Sub2 - 12:00 .....	37
Figura III-14 - Caso Equilibrado - Sub1 - 19:00 .....	38
Figura III-15 - Caso Equilibrado - Sub2 - 19:00 .....	38
Figura III-16 - Análise qualitativa das correntes nos ramos.....	39
Figura III-17 - Caso Original - Perdas Totais - 10% GD .....	42
Figura III-18 - Caso Original - Perdas Totais - 50% GD .....	43
Figura III-19 - Caso Original - Perdas Totais - 80% GD .....	44
Figura III-20 - Caso Original - Perdas Totais - 100% GD .....	45
Figura IV-1 - Tensões às 12h - Ramal 1 - Caso Original.....	48
Figura IV-2 - Tensões às 12h - Ramal 2 - Caso Original.....	49
Figura IV-3 - Tensões às 12h - Fase "A" - Sub1 - Caso Original .....	51
Figura IV-4 - Tensões às 12h - Fase "A" - Sub2 - Caso Original .....	51

Figura IV-5 - Desvio padrão - 10% de penetração GD - Caso Original .....	53
Figura IV-6 - Desvio padrão - 30% de penetração GD - Caso Original .....	54
Figura IV-7 - Desvio padrão - 50% de penetração GD - Caso Original .....	55
Figura IV-8 - Desvio padrão - 70% de penetração GD - Caso Original .....	56
Figura IV-9 - Desvio padrão - 100% de penetração GD - Caso Original .....	57
Figura IV-10 - Análise probabilística das tensões - Caso Original .....	58
Figura IV-11 - Percentual total de simulações com problema de tensão (%) - Caso Original .....	60
Figura IV-12 - Desequilíbrio de Tensão - Caso Original .....	61
Figura IV-13 - Percentual total de simulações com problema de desequilíbrio de tensão (%) - Caso Original .....	62
Figura IV-14 - Perdas Ativas Totais – Caso Original .....	63
Figura IV-15 - Perdas às 12h - Caso Original .....	64
Figura IV-16 - Perdas às 6h - Caso Original .....	65
Figura IV-17 - Perdas às 17h - Caso Original .....	65
Figura IV-18 - Tensões às 12h - Ramal 1 - Caso Equilibrado .....	67
Figura IV-19 - Tensões às 12h - Ramal 2 - Caso Equilibrado .....	68
Figura IV-20 - Tensões às 12h - Fase "A" - Ramal 1 - Caso Equilibrado.....	69
Figura IV-21 - Tensões às 12h - Fase "A" - Ramal 2 - Caso Equilibrado.....	70
Figura IV-22 - Desvio padrão - 10% de penetração GD - Caso Equilibrado.....	71
Figura IV-23 - Desvio padrão - 30% de penetração GD - Caso Equilibrado.....	72
Figura IV-24 - Desvio padrão - 50% de penetração GD - Caso Equilibrado.....	73
Figura IV-25 - Desvio padrão - 70% de penetração GD - Caso Equilibrado.....	74
Figura IV-26 - Desvio padrão - 100% de penetração GD - Caso Equilibrado.....	75
Figura IV-27 - Análise probabilística das tensões - Caso Equilibrado.....	76
Figura IV-28 - Percentual total de simulações com problema de tensão (%) - Caso Equilibrado .....	78
Figura IV-29 - Desequilíbrio de Tensão - Caso Equilibrado .....	79
Figura IV-30 - Percentual total de simulações com problema de desequilíbrio de tensão (%) - Caso Equilibrado .....	80
Figura IV-31 - Perdas Ativas Totais – Caso Equilibrado.....	81

Figura IV-32 - Perdas às 12h - Caso Equilibrado.....	82
Figura IV-33 - Perdas às 6h - Caso Equilibrado.....	83
Figura IV-34 - Perdas às 17h - Caso Equilibrado.....	83
Figura IV-35 - Perdas às 7h - Caso Equilibrado.....	84
Figura IV-36 - Perdas às 16h - Caso Equilibrado.....	85

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II-1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/110) [12]. .....	19
Tabela III-1 - Impedâncias da Rede BT-29 .....	22
Tabela III-2- Injeções ativas e reativas de potência – rede de distribuição BT-29.....	23
Tabela III-3 - Caso Original (nós com carga).....	24
Tabela III-4 - Caso Equilibrado (nós com carga) .....	25
Tabela III-5 - Frequência de Distribuição das Classes de Consumo. Fonte: [40] .....	26
Tabela III-6 - Frequência de Distribuição das Classes de Consumo (Residencial) .....	26
Tabela III-7 - Frequência de Distribuição das Classes de Consumo (Comercial) .....	26
Tabela III-8 - Somatório das Potências .....	28
Tabela III-9 - Dados Tabelados (Consumidor Comercial).....	29
Tabela III-10 - Dados Tabelados (Consumidor Residencial).....	29
Tabela III-11 - Distribuição das Curvas de Cargas para 22 nós com carga .....	30
Tabela III-12 - Associação dos Perfis de Carga .....	31
Tabela III-13 - Gerador x Subclasse de Consumo.....	32
Tabela III-14 - Perfis de Geração .....	33
Tabela III-15 - Associação entre os Perfis de Carga e Geração .....	34
Tabela III-16 - Coeficiente de Variação " $\alpha$ " para $N = 1000$ .....	46
Tabela IV-1 - Tensões não adequadas às 12h - Sub2.....	50

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS

GD	Geração Distribuída;
SMC	Simulação Monte Carlo;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
FPO	Fluxo de Potência Ótimo;
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
IEA	International Energy Agency
BFS	Backward/Forward Sweep
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
TN	Tensão Nominal
BT	Baixa Tensão

# CAPÍTULO I INTRODUÇÃO

O aumento do consumo de energia no mundo pode ser entendido como parte decorrente do avanço no desenvolvimento humano e pode ser apontado como um dos principais fatores na aceleração das alterações climáticas e ambientais observadas e descritas pela comunidade científica.

Desta forma, o atendimento a essa crescente demanda associado à possibilidade de redução da oferta de combustíveis convencionais, a crescente preocupação com a preservação do meio ambiente e os incentivos aos investimentos em tecnologias para geração de energia ecologicamente sustentáveis têm servido de estímulo para a pesquisa e desenvolvimento de fontes alternativas de energia elétrica renovável e de reduzidos impacto ambientais.

É neste contexto que se insere a microgeração distribuída fotovoltaica com conexão direta aos consumidores de baixa tensão nas redes de distribuição que, além de atender aos requisitos de sustentabilidade para a geração de energia vêm promovendo uma alteração no modo operante dessas redes.

## I.1 Motivação

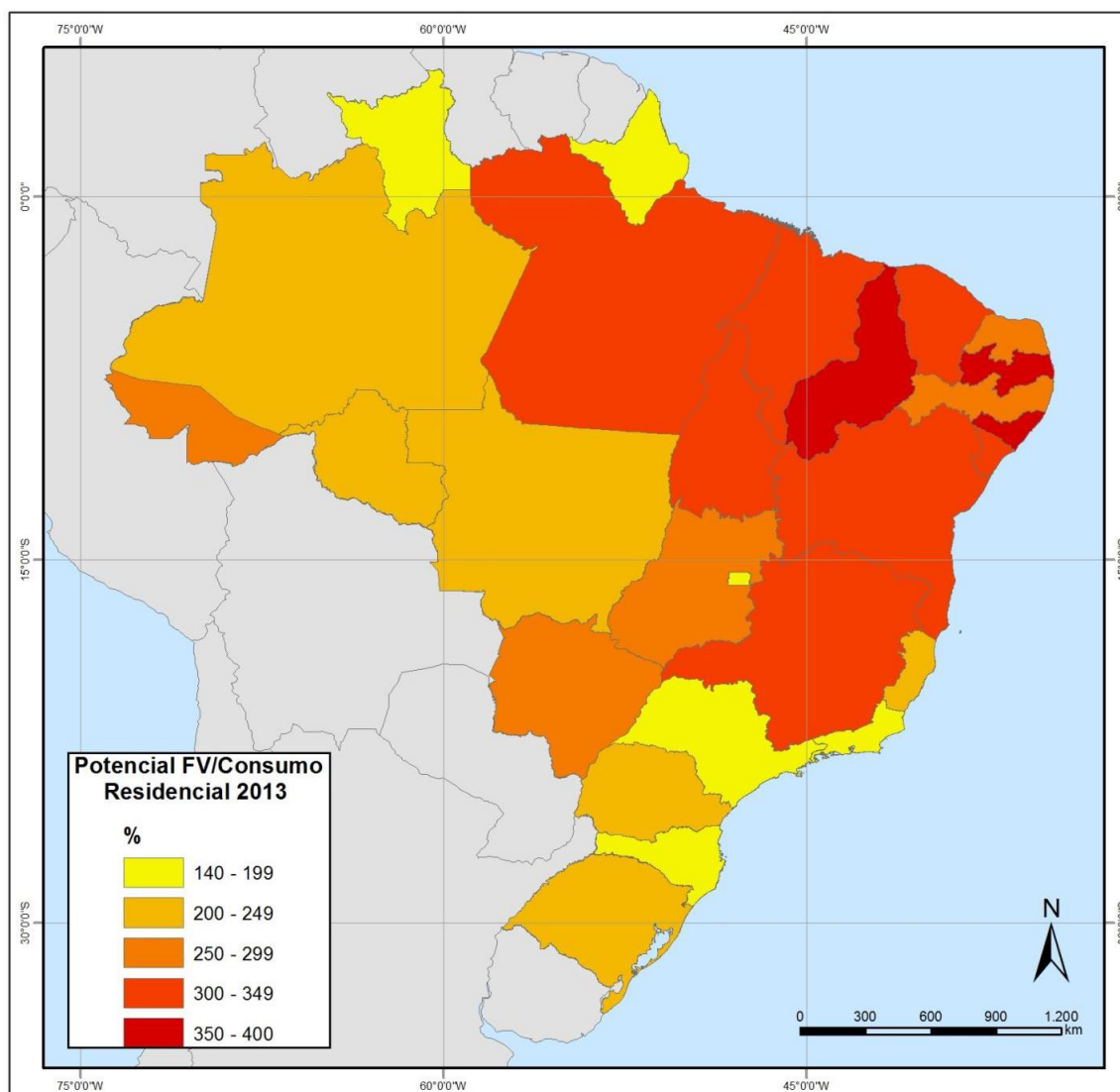
Os sistemas fotovoltaicos têm experimentado um enorme crescimento ao redor do mundo nos últimos anos. Segundo dados da European Photovoltaic Industry Association (EPIA), a capacidade instalada mundial atingiu a marca de 139 GWp em 2013, representando um aumento de 395% entre 2003 e 2013, sendo que mais de 95% são sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Este grande crescimento foi fruto de programas de incentivos à fonte, promovidos por países como Alemanha, Austrália, China, Espanha, EUA, entre outros [1].

Observa-se ainda que, segundo dados da International Energy Agency (IEA), os sistemas residenciais e comerciais devem responder, em 2020, por, aproximadamente, 60%



da geração fotovoltaica, enquanto as centrais fotovoltaicas representariam 30% do total, restando 10% em sistemas isolados [1].

Comparado aos países líderes em capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica urbana, o Brasil possui enorme potencial, por possuir maior incidência solar e por suas tarifas de energia elétrica estarem em patamares parecidos. A Figura I-1 ilustra o potencial técnico de geração distribuída a partir da energia fotovoltaica no setor residencial no Brasil. Neste mapa é apresentada a relação entre o potencial fotovoltaico e o consumo de eletricidade residencial.



**Figura I-1 - Potencial Técnico Fotovoltaico/Consumo Residencial (Ano Base 2013) por UF. Fonte [1].**

Desta forma, conforme observado na Figura I-1, percebe-se que, teoricamente, todos os estados apresentam um potencial de geração solar variando de 1,4 a quase 4 vezes maior que seus respectivos consumos. Assim, dado o grande potencial da geração fotovoltaica conectada diretamente à rede de baixa tensão, os operadores das redes de distribuição serão submetidos a novos desafios, tais como: aumento de tensão, sobrecarga térmica, níveis mais elevados de desequilíbrio e níveis mais elevados de harmônicos. Sendo assim, o desenvolvimento de novas ferramentas se faz necessário para que esses operadores possam avaliar de forma adequada os impactos dos geradores fotovoltaicos domésticos na rede de baixa tensão.

## I.2 Objetivo

A integração de pequenos geradores domésticos conectados diretamente às redes de distribuição tende a introduzir uma série de desconformidades técnicas, em especial nas redes de baixa tensão. Dentre os impactos introduzidos se destacam os seguintes: fluxo bidirecional de energia em períodos de exportação energética por parte dos geradores; controle dos níveis de tensão da rede, principalmente nos períodos de carga leve; alteração dos níveis de curto-circuito das redes; aumento da distorção harmônica na rede e a intermitência da geração, devido à dificuldade de previsão de disponibilidade da fonte.

Assim o objetivo dessa dissertação é avaliar, a partir do desenvolvimento de um software de simulação, de que forma as incertezas em relação à produção de energia solar conectada diretamente a uma rede de distribuição de baixa tensão impactam a operação deste sistema.

Para tanto, a proposta se baseia em simulações de diferentes cenários de penetração da geração solar em um sistema de distribuição radial. Para inserir a microgeração solar nas análises, a carga e a oferta de energia são modelados através de curvas temporais. Nesse sentido, os diversos cenários de penetração são avaliados através da Simulação Monte Carlo Sequencial, de modo a preservar os aspectos cronológicos das curvas temporais, bem como analisar o impacto da conexão aleatória da microgeração distribuída para diferentes níveis de penetração de geração na rede.

Na seção I.3, é feita uma revisão bibliográfica de trabalhos relacionados ao tema proposto e que serão utilizados como ponto de partida para o desenvolvimento do trabalho de dissertação.

### I.3 Revisão Bibliográfica

O tema referente ao uso de fontes renováveis de energia nos últimos anos tem externado significativo crescimento devido a crescente preocupação com a preservação do meio ambiente e os incentivos aos investimentos em tecnologias para geração de energia renovável.

Neste sentido, com o objetivo de ser uma fonte de alta qualidade capaz de acelerar o processo de transição mundial para o uso de energias renováveis e auxiliar a tomada de decisão dos governos ao redor do mundo, o REN21 ou Renewables Global Futures Report [2], reúne governos, organizações não governamentais, instituições de pesquisa e acadêmicas, organizações internacionais e da indústria para aprender uns com os outros sobre os sucessos que promovam as energias renováveis.

O grande potencial da microgeração fotovoltaica conectada diretamente à rede de baixa tensão em sistemas brasileiros, associado à realidade desse tipo de conexão ao redor do mundo, têm estimulado a produção de uma série de estudos acadêmicos considerando tanto o ponto de vista técnico quanto o ponto de vista econômico.

Desta forma, no âmbito geral do tema em tela, se destacam os trabalhos [3], [1], [4]. Nestes são apresentados, de forma geral, os desafios encontrados para a expansão da microgeração fotovoltaica na matriz energética brasileira.

Em [4] é apresentado o que há de mais atualizado em relação aos planos do governo brasileiro no intuito de estimular a introdução da fonte, apresentando algumas medidas legislativas que poderiam vir a produzir efeitos positivos para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica.

Em [3], o trabalho aponta para a necessidade de uma agenda estratégica de política industrial, tendo em vista a forte expansão mundial, a partir de incentivos à demanda de modo a garantir uma escala mínima para o investimento em plantas nacionais.

Enquanto que em [1] são exibidas projeções em relação à expansão da microgeração no mercado brasileiro com base em dados socioeconômicos, indicando um potencial técnico de aproximadamente 32 GW médios, valor correspondente a 2,3 vezes maior que o consumo residencial em 2013. Foi mostrada, ainda, uma avaliação de possíveis impactos econômicos em relação à penetração projetada, onde foi possível concluir que os impactos positivos são maiores que um grupo de impactos negativos.

Destacam-se, ainda, os trabalhos contidos nas referências [5] e [6]. Em [5] o foco do trabalho é o de promover o levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade visando auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica; e atrair o capital de investimentos da iniciativa privada para a área de energias renováveis. E em [6] são apresentadas informações gerais a respeito do recurso solar, bem como de outras fontes de energia; onde são explicadas as suas principais características; disponibilidade, produção e consumo no mundo, além de detalhar o mercado brasileiro com foco na produção da eletricidade.

De maneira a nortear tecnicamente a integração dos geradores domésticos conectados diretamente à rede de baixa tensão, se destacam as normas IEEE Std 1547 – 2003 “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” [7] e IEEE Std 929 – 2000 “IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”, [8], bem como a IEEE Std 446™-1995(R2000) – “IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications”, [9].

Para o caso específico do mercado brasileiro as referências [10] e [11] apresentam, baseados na legislação vigente, os procedimentos a serem adotados para a implantação de um sistema de microgeração fotovoltaico. Enquanto que na referência [12] são encontrados os parâmetros de qualidade adotados no presente trabalho, os quais devem ser respeitados pelas empresas distribuidoras de energia elétricas brasileiras, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST.

Do ponto de vista técnico, os impactos analisados em redes distribuição quando da inserção da geração distribuída são apresentados em diversos trabalhos acadêmicos ao redor do mundo. Assim, na referência [13] são apontados os novos desafios técnicos a que serão submetidos os operadores de redes de baixa tensão no sentido da manutenção da qualidade de tensão quando da alta penetração da geração distribuída em suas redes.

Enquanto que em [14] o foco do trabalho são os elevados níveis de tensão que a rede pode vir a experimentar, principalmente, em períodos de carga leve, sugerindo que o aumento de tensão durante os períodos de mínima demanda é um dos fatores limitantes da quantidade de injeção de potência ativa dos geradores distribuídos. E então são listadas uma série de soluções objetivando maximizar a quantidade de potência injetada pelos geradores.

Com o intuito de analisar as possíveis soluções de forma a mitigar os efeitos da microgeração nas redes de baixa tensão, é possível destacar o trabalho apresentado em [15], em que, sob o ponto de vista da coordenação e seletividade nos dispositivos de proteção, propõe o desenvolvimento de um modelo matemático baseado na técnica Busca Tabu Multiobjetivo para alocação ótima de dispositivos de proteção e geradores distribuídos em sistemas elétricos de distribuição a partir da análise dos níveis de tensão, correntes de regime permanente, e de curto-circuito.

Na dissertação em [16] é proposta uma análise comparativa entre diferentes estratégias de operação de dispositivos reguladores de tensão em sistemas de distribuição com a presença de geradores distribuídos. Tais estratégias são propostas como problemas de otimização não linear inteira mista considerando duas funções-objetivo distintas, ou seja, um em que a função objetivo é minimizar as variações de tensão nos barramentos da rede de distribuição e outro que propõe minimizar as perdas técnicas.

Enquanto que na dissertação apresentada em [17] são analisadas, sob o ponto de vista de controle do sistema de excitação do gerador, o impacto da geração distribuída quando esses geradores são modelados mantendo tensão terminal constante ou operando com fator de potência constante. Posteriormente são propostos índices de impacto da microgeração de forma a nortear a integração de geração distribuída.

Semelhante ao proposto em [17] se destaca o artigo [18], que, a partir de uma rede com alto grau de penetração da microgeração fotovoltaica, analisa o controle de tensão na

rede considerando duas modelagens distintas para a geração, quais sejam, modelo com controle de potência reativa e a modelagem que limita a injeção de potência ativa. Os resultados mostram que o controle da potência ativa produziu maior efeito na redução da tensão nos nós com os níveis mais altos de tensão.

Em [19] são analisados, em relação ao mercado norte americano, os custos das medidas mitigatórias envolvidas considerando a economia de energia, através da redução da demanda nos horários de pico, aspectos ecológicos e o custo de geração, devido à redução do uso de combustíveis fósseis para atendimento da demanda e a postergação de novos empreendimentos de grande porte. O trabalho conclui ainda que a redução dos custos dos painéis fotovoltaicos levará a uma redução de custos dos equipamentos de regulação de tensão proporcionando uma acelerada transformação nas redes de distribuição.

Focado nos problemas de tensão no sistema, em [20] são avaliados de forma técnica e econômica os benefícios potenciais pelo uso de transformadores com tap variável, buscando um aumento na capacidade da rede receber os geradores distribuídos sob duas óticas de controle de tensão, controle local na barra do transformador e controle remoto da barra do alimentador mais longo do sistema em análise. Baseado em uma metodologia probabilística de forma a lidar com as incertezas inerentes a sistemas de baixa tensão, a localização e a potência dos painéis além das curvas de carga e da irradiância solar, foram determinadas aleatoriamente utilizando a técnica da Simulação Monte Carlo. As conclusões técnicas mostram que ambas as abordagens de controle introduziram efeitos positivos através das progressivas penetrações da geração distribuída, alcançando 100% de satisfação quando utilizado o controle remoto. Na análise econômica foi indicado que para até 60% de penetração da geração distribuída o investimento no transformador não apresentou vantagem frente aos tradicionais reforços na rede.

Tema de extrema relevância em estudos relacionados aos sistemas de distribuição, a minimização das perdas técnicas nos sistemas de distribuição, também são alvo de investigação quando as redes estão sob influência da geração doméstica. Desta forma, no artigo apresentado em [21] se nota que o nível das perdas é dependente da posição geográfica onde o gerador pode ser alocado, da potência do mesmo e da topologia da rede.

No artigo [22] é destacada a importância do intervalo de integração temporal considerado para a representação das curvas de carga no cálculo das perdas técnicas em sistemas de distribuição. É demonstrado que as perdas calculadas contêm um erro que variam linearmente com intervalo de integração temporal adotado, uma vez que esse erro é reduzido caso sejam adotados intervalos de tempo abaixo dos mais curtos tempos de atuação dos equipamentos de controle da rede.

Em [23] o impacto da microgeração doméstica no cálculo das perdas mostra que a variação anual das perdas de energia como uma função do nível de penetração da geração apresenta uma trajetória em forma de U. As perdas começam a diminuir com níveis de penetração baixa, enquanto que depois de um valor mínimo, eles começam a aumentar com mais elevados níveis de penetração.

De uma maneira geral se observa que os trabalhos acadêmicos tendem por indicar limites de penetração para a microgeração para cada determinado impacto da rede analisado ou considerando um conjunto desses fatores. Entretanto, alguns estudos são propostos objetivando a limitar a penetração da geração, conforme o exposto em [24], artigo no qual é indicado que o limite de penetração é um valor dependente da topologia da rede, bem como pelas práticas de controle de tensão.

Na dissertação apresentada em [25] é proposta uma metodologia para determinar o limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em sistemas radiais de distribuição, que considera os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica de condutores e transformadores como limitadores.

Em [26], buscando simplificar a tarefa de empresas distribuidoras na operação e no planejamento de suas redes em relação às crescentes penetrações fotovoltaicas distribuídas, é apresentada uma ferramenta capaz de estimar a máxima geração fotovoltaica, que pode ser integrada em alimentadores de baixa tensão respeitando os limites de qualidade de tensão.

A dissertação proposta aqui terá como ponto de partida os trabalhos [27], [28] e [29]. Nesses estudos é proposta a aplicação da técnica da Simulação Monte Carlo para avaliar o nível de penetração que uma rede radial de baixa tensão é capaz de assumir sem implicar em reforços na mesma.

Em [27] a metodologia proposta consiste em analisar probabilisticamente o efeito da geração residencial em uma rede de baixa tensão real segundo a norma europeia vigente. A aleatoriedade das simulações consiste, em um primeiro momento, na definição das curvas de carga, bem como nos perfis de geração e na potência dos microgeradores considerados. Em seguida, as simulações de fluxo de potência são executadas para diferentes níveis de penetração da geração. Os resultados obtidos mostraram que as violações dos limites de tensão são dependentes tanto do nível de carregamento do alimentador, bem como de sua extensão. Observou-se, também, que para menores intervalos de tempo considerados para a representação das cargas e dos perfis de geração os problemas de tensão podem ser subestimados, significativamente, devido à instalação de painéis fotovoltaicos.

Baseada na metodologia proposta em [27], na referência [29] é apresentada uma análise de confiabilidade utilizando a Simulação Monte Carlo Sequencial de modo a estimar com precisão os índices de confiabilidade que são aplicadas pelos operadores do sistema em análise. É sugerido também o cálculo de um novo índice capaz de quantificar a energia não suprida durante todas as interrupções experimentadas pelos clientes, isto é, fornecer informações sobre a severidade das interrupções experimentadas.

Em [28] a técnica da Simulação Monte Carlo é introduzida na determinação da alocação dos microgeradores e sua respectiva potência. São analisados, de acordo com uma análise cronológica, as médias e desvios padrão dos perfis de tensão para alguns casos analisados, bem como das inversões de fluxo de potência e do desequilíbrio de tensão, calculado conforme a norma [9].

#### I.4 Estrutura da Dissertação

Após essa breve introdução, que teve como objetivo contextualizar o problema a ser tratado, o CAPÍTULO II apresenta a metodologia adotada para a solução do problema estudado. São apresentadas as modelagens dos elementos de rede adotadas no transcorrer da dissertação, bem como as análises de rede pertinentes para o entendimento do problema, além de serem definidas as diretrizes e os critérios adotados nos estudos.



O CAPÍTULO III é destinado à implementação e validação do algoritmo proposto. Em um primeiro momento são aplicadas as metodologias para a definição dos perfis de carga e geração da rede, bem como a apresentação dos sistemas teste a serem examinados. Em seguida é apresentada a solução do fluxo de potência trifásico a 4 fios validando o algoritmo desenvolvido. Por fim é apresentada a implementação da Simulação Monte Carlo objetivando uma análise probabilística em relação ao impacto da microgeração fotovoltaica.

Os resultados obtidos são apresentados no CAPÍTULO IV juntamente com a discussão sobre os mesmos. Já no CAPÍTULO V são apresentadas as considerações finais do presente trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

## CAPÍTULO II METODOLOGIA DAS SIMULAÇÕES

No capítulo anterior foi apresentado um breve panorama das questões relevantes para desenvolvimento do tema. Tendo em vista as considerações necessárias para realizar estudos de geração distribuída, em particular, da conexão de microgeradores fotovoltaicos diretamente à rede BT, este capítulo se destina a apresentar a metodologia aplicada nas simulações.

### II.1 Introdução

Em linhas gerais a metodologia aplicada no presente trabalho consiste em definir os perfis de carga para cada um dos consumidores. Em seguida, os locais de geração e seus respectivos tamanhos (1 a 5 kW) são selecionados aleatoriamente de acordo com um dado nível de penetração.

A geração fotovoltaica é modelada como uma carga de potência constante, porém com o sinal invertido. Assim, ao incrementar a quantidade de potência ativa produzida pelo sistema fotovoltaico, a alteração é realizada na potência ativa que flui pela linha, mantendo-se inalterada a potência reativa consumida pela carga. Desta forma, para as simulações de fluxo de carga são utilizados os resultados líquidos de carga na barra.

Uma vez definidos os perfis de carga e geração são executadas simulações de fluxo de potência trifásico para diferentes níveis de penetração, P%, de geração fotovoltaica com base no número, n, de clientes. As correspondentes variáveis são então armazenadas a cada simulação a fim de possibilitar uma avaliação de impacto probabilística.

A Figura II-1, a seguir, mostra a estrutura aplicada nas simulações.

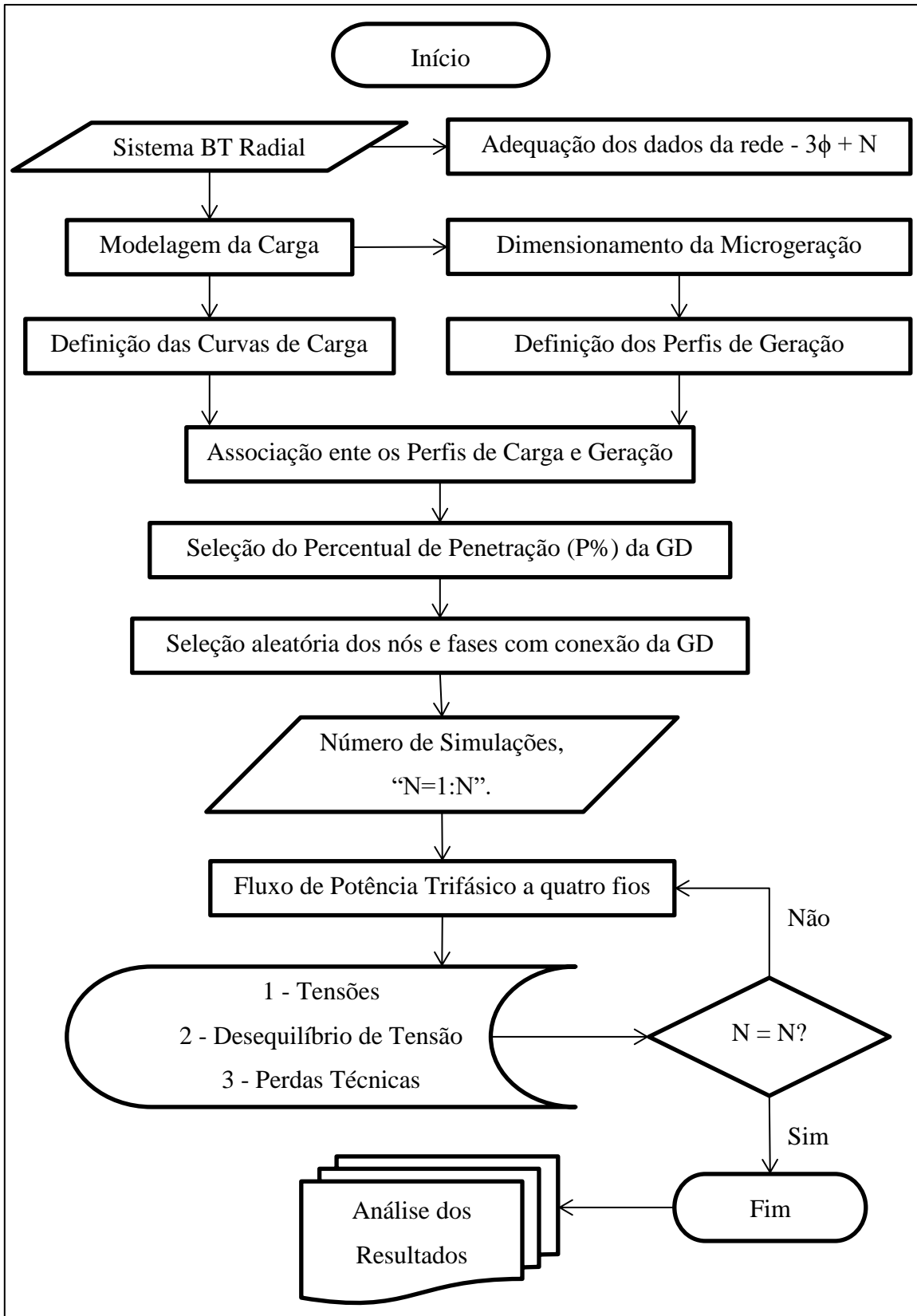


Figura II-1 - Metodologia de Simulação

As etapas ilustradas foram desenvolvidas utilizando o software Matlab, versão R2014b e serão detalhadas nas seguintes seções.

## II.2 Dados de Entrada

Para a aplicação do algoritmo em uma rede de distribuição se faz necessária a análise e devida modelagem da mesma. Nesse sentido, a seguir, serão apresentadas as hipóteses adotadas visando o mais apropriado diagnóstico acerca da influência da microgeração distribuída em sistemas radiais de baixa tensão.

### II.2.1 Modelagem da rede elétrica

A análise do comportamento de redes aéreas em estudos de regime permanente é dependente da determinação de um modelo apropriado. Portanto, é preciso determinar os parâmetros eletromagnéticos da mesma, que por sua vez dependem da configuração geométrica da linha, do meio onde estão inseridas e dos efeitos dos campos elétrico e magnético associados à corrente elétrica nos condutores e no ar.

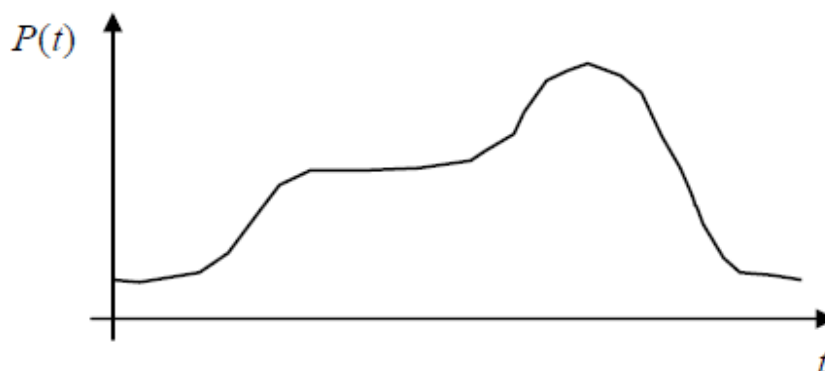
Sendo assim, o algoritmo executado sugere a entrada de dados, previamente calculados, dos parâmetros elétricos longitudinais da rede em análise, ou seja, impedâncias próprias e mútuas entre as fases e o neutro.

Esses dados podem ser obtidos a partir da aplicação de algum método de solução das equações de Maxwell, dentre os quais podem ser destacados os métodos de Carson [30] e Deri, [31].

### II.2.2 Carga

Dentre os modelos presentes na literatura, conforme os apresentados nas referências [32], [33], [34], [17] e [35], a representação das cargas utilizando o modelo de potência constante é o mais usual para estudos em regime permanente.

Devido à característica sazonal inerente à geração distribuída fotovoltaica, é necessária a modelagem temporal do comportamento das cargas. Nesse sentido, devem ser adotadas a cada consumidor uma curva típica, vide Figura II-2, e, baseado nos dados de entrada é possível de representar a evolução de seu consumo de potência diário.



**Figura II-2 - Curva de Carga Típica**

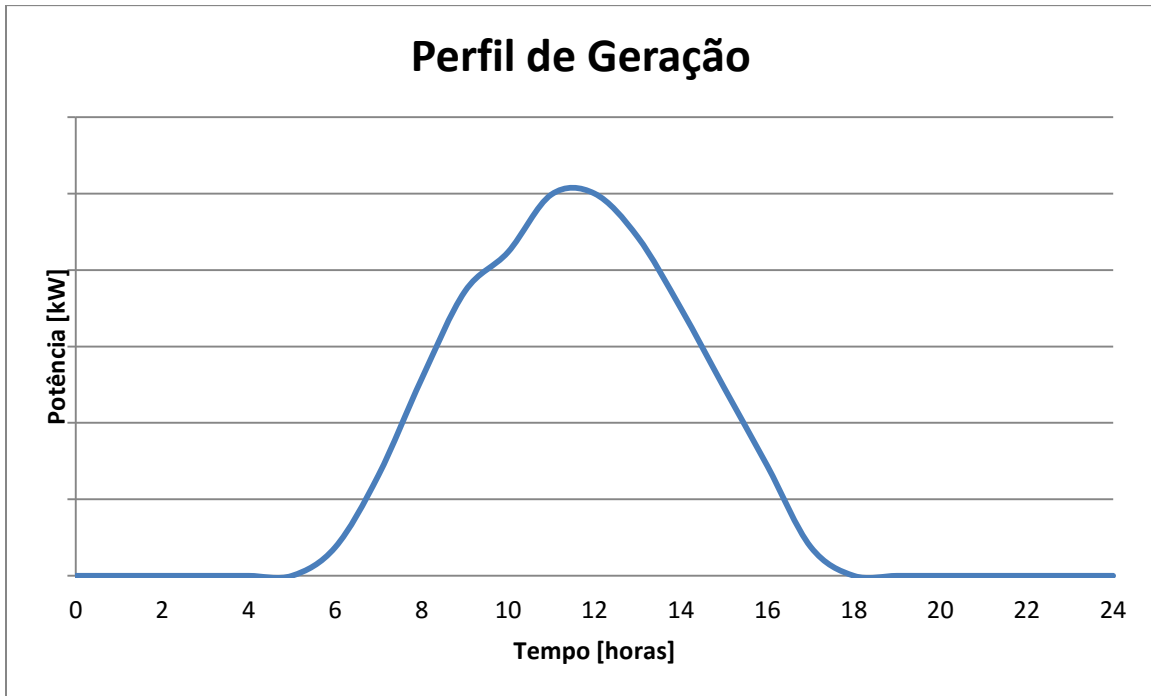
Com o intuito de inserir a maior variabilidade de curvas típicas possíveis, o presente trabalho propõe que sejam assumidos modelos de perfis de consumo considerando os consumidores divididos entre residenciais e comerciais. Sendo a relação entre esses modelos ajustados segundo a relação 70% (residenciais) / 30% (comerciais).

Desta forma, é proposta a adoção de uma base de dados para cada um dos tipos de carga considerados, dispostas em subclasses, de acordo com o consumo mensal de energia elétrica (kWh/mês).

### II.2.3 Geração

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico tem por objetivo o ajuste entre a energia radiante recebida do sol pelos módulos fotovoltaicos às necessidades definidas pela demanda de energia elétrica.

A Figura II-3, apresenta uma curva típica de geração fotovoltaica, a qual é obtida através do levantamento dos dados da incidência solar da região em estudo.



**Figura II-3 - Perfil de Geração Típico**

Cumprir observar que a irradiância é capaz de variar significativamente em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos), especialmente em dias nublados e chuvosos. Entretanto, nas estimativas de produção de energia elétrica, é usual que esses efeitos sejam desprezados.

Definidas as subclasses de consumo, os geradores devem ser dimensionados de maneira a que se adequem às mesmas. Desta forma, deve haver para cada um dos tipos de consumidores um máximo gerador correspondente.

Para as simulações o modelo adotado para a representação da conexão dos microgeradores à rede BT é aquele no qual os considera como cargas constantes de potência negativa e fator de potência unitário, sendo esta última consideração, além de usual em estudos de regime permanente, estar em concordância com o adotado pelas distribuidoras de energia, conforme pode ser observado nas referências [35], [28], [16], [36] e [10].

Importante ressaltar que na literatura são encontrados estudos em que a modelagem dos geradores fotovoltaicos apresenta fator de potência diferente da unidade. Nestes casos, o microgerador atua como um regulador de tensão, absorvendo ou injetando potência reativa na rede. Neste contexto é possível apontar as referências [17] e [37].

#### II.2.4 Carga x Geração

Definidos os geradores correspondentes a cada subclasse de consumo é necessário que seja garantido que uma determinada carga não seja provida de um sistema que supere sua demanda.

Assim, a presente etapa de simulação tem por objetivo, a partir da distribuição os perfis de carga ao sistema associar os devidos perfis de geração correspondentes de maneira a garantir que o sistema fotovoltaico não gere mais energia do que a consumida pela unidade consumidora-geradora.

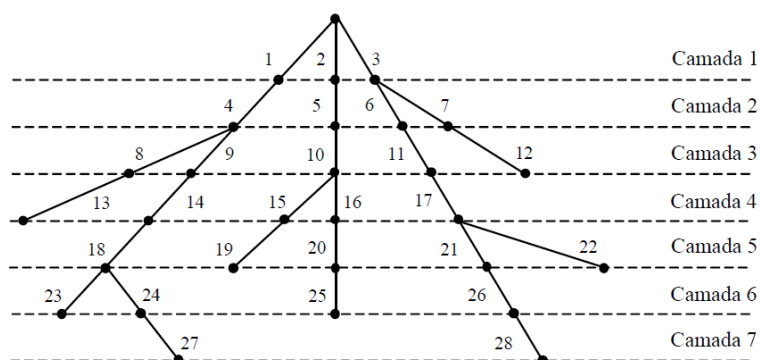
#### II.3 Fluxo de Potência Trifásico a 4 fios

Para a solução do fluxo de potência em redes radiais foi desenvolvido um algoritmo baseado na técnica Backward/Forward Sweep (BFS) [38].

De fácil implementação computacional, conforme o exibido nas referências [39] e [35], o algoritmo aproveita a topologia radial, típica em sistemas de distribuição, para a solução iterativa do fluxo de carga a partir da aplicação direta das leis de Kirchhoff de tensões e correntes.

Diferentemente dos métodos clássicos para a solução do fluxo de carga, o referido algoritmo leva em consideração a radialidade do sistema. Assim, pode-se programar um algoritmo de maneira a organizar os nós por camadas, numerando-os em ordem crescente de acordo com seu afastamento em relação ao nó principal, conforme Figura II-4. O objetivo da ordenação das barras é, portanto, o de se estabelecer a sequência de trechos no sentido do fluxo partindo da subestação.

A abordagem aplicada para a solução do problema aproveita o ordenamento por camadas da rede de interesse, vide Figura II-4. Com a utilização de camadas, são localizados os nós extremos e os caminhos à jusante e à montante em relação ao nó de referência. Desta maneira, o desenvolvimento dos processos backward e forward, descritos a seguir, exigem pouco esforço computacional.



**Figura II-4 - Numeração das Linhas para Redes de Distribuição Radial [35].**

O algoritmo assume um perfil de tensões para todas as barras do sistema, calculando as respectivas injeções de correntes para tal condição. Posteriormente são calculados os fluxos de corrente a partir das barras das últimas camadas em direção à subestação, etapa backward sweep. Enquanto que a etapa forward sweep, partindo da subestação em direção aos nós mais distantes, são realizados os cálculos das tensões para cada nó.

Esse processo se repete até que a convergência seja atingida ou algum critério de parada seja satisfeito, como por exemplo, um determinado número de iterações. No presente trabalho o critério de convergência adotado foi o número de iterações igual a 10.

#### II.4 Simulação Monte Carlo

Baseado no proposto em [27] e [26] e, de forma a examinar adequadamente os impactos da geração fotovoltaica em redes radiais de baixa tensão, foi adotada a implementação da Simulação Monte Carlo de maneira a atender o caráter intermitente da



energia solar, bem como analisar o impacto da conexão aleatória da microgeração distribuída para diferentes níveis de penetração de geração na rede.

Os níveis de penetração, P%, analisados no presente trabalho foram definidos com base no número, n, de clientes (0 a 100% em intervalos de 10%). Essa gama de observações tem por objetivo uma análise gradual do problema em tela.

A cada nível de penetração, o algoritmo deve ser capaz de, a partir de um gerador de números aleatórios, alocar os geradores, bem como ajustar a conexão da fase em que o mesmo deve ser conectado.

Parte importante em estudos que envolvem a aplicação da Simulação Monte Carlo diz respeito à convergência das simulações. Desta forma, devido à grande gama de combinações possíveis para a conexão dos painéis fotovoltaicos e buscando otimizar o algoritmo desenvolvido, foram propostos números de simulações, N, progressivos a fim de obter um valor ótimo para o mesmo, assim a convergência do processo se dará a partir da tolerância admitida para um determinado índice calculado.

Inicialmente, é necessária a avaliação de dispersão em torno dos valores calculados já que os valores dos estados, e conseqüentemente das estimativas, são aleatórios. Assim, é calculado o desvio padrão em torno da estimativa.

Por fim, a incerteza em torno das estimativas da variável é calculada pelo coeficiente de variação da amostra,  $\alpha$ , que é dado pela razão entre o desvio padrão e a média das amostras.

O cálculo do coeficiente de variação ( $\alpha$ ) tem por objetivo avaliar a dispersão das médias de uma simulação específica em relação à média de todas as simulações e então auxiliar na validação do número de simulações adotado desde que o valor encontrado para  $\alpha$  seja suficientemente pequeno. Cumpre observar que no presente trabalho foi considerado como critério um valor de  $\alpha \leq 5\%$ .

Sendo assim, definidos os perfis dos consumidores, o percentual de penetração da GD, a alocação dos painéis fotovoltaicos e o número de simulações a serem amostrados, são executadas as simulações de fluxo de potência. Cada resultado parcial é então armazenado a cada simulação possibilitando uma avaliação de impacto probabilística.

## II.5 Impactos Analisados

Dentre os possíveis impactos introduzidos pela conexão da microgeração fotovoltaica conectada diretamente a uma rede de distribuição aérea e radial, conforme os apresentados em [14] e [19], o presente trabalho se destina a análise das seguintes:

1. Perfis de Tensão;
2. Perdas Técnicas;
3. Desequilíbrio de Tensão.

### II.5.1 Perfis de Tensão

A análise dos perfis de tensão tem por objetivo verificar os impactos nos níveis de tensão quando geradores distribuídos são conectados no sistema de distribuição.

A Tabela II-1 apresenta os níveis de tensão de referência, de acordo com os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, vide referência [12].

**Tabela II-1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/110) [12].**

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)</b>
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

## II.5.2 Perdas Técnicas

Dado que a conexão da GD a uma rede radial BT afetará o sentido do fluxo de potência e o perfil de tensão dos alimentadores é necessário que sejam avaliadas de maneira adequada as perdas técnicas as quais o sistema estará submetido.

Assim, tendo em vista a nova configuração da rede a partir da conexão dos painéis fotovoltaicos é de interesse que sejam conhecidas as perdas técnicas da mesma. Este impacto, tema comumente estudado tanto do ponto de vista técnico quanto econômico, vide [28], [22], [23], [33] e [19], visa analisar o fornecimento de energia em relação aos padrões de qualidade e buscando a maior rentabilidade, os quais são objetivos das distribuidoras de energia de todo o mundo.

Cumpra observar que, no presente trabalho, a análise das perdas se dará pelo somatório das perdas de todo o sistema em estudo.

## II.5.3 Desequilíbrio de Tensão (k%)

O desequilíbrio de tensão (k%) em um sistema elétrico trifásico é uma condição na qual as três fases apresentam diferentes valores de tensão em módulo ou defasagem angular entre fases diferentes de 120° elétricos ou, ainda, as duas condições simultaneamente.

Dentre os métodos de cálculo presentes na literatura para avaliação deste índice se optou pela adoção do método IEEE [9], conforme apresentado na equação (1). Definido como o desvio máximo dos valores médios das tensões, dividido pela média dos mesmos, expresso em porcentagem. Sendo o limite permissível para desequilíbrios de tensão igual a 2,5%.

$$K\% = \text{Máx} \frac{[(|V_a - \overline{V}_{fase}|); (|V_b - \overline{V}_{fase}|); (|V_c - \overline{V}_{fase}|)]}{|\overline{V}_{fase}|} \times 100\% \quad (1)$$

Onde,

$$\overline{V}_{fase} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \quad (2)$$

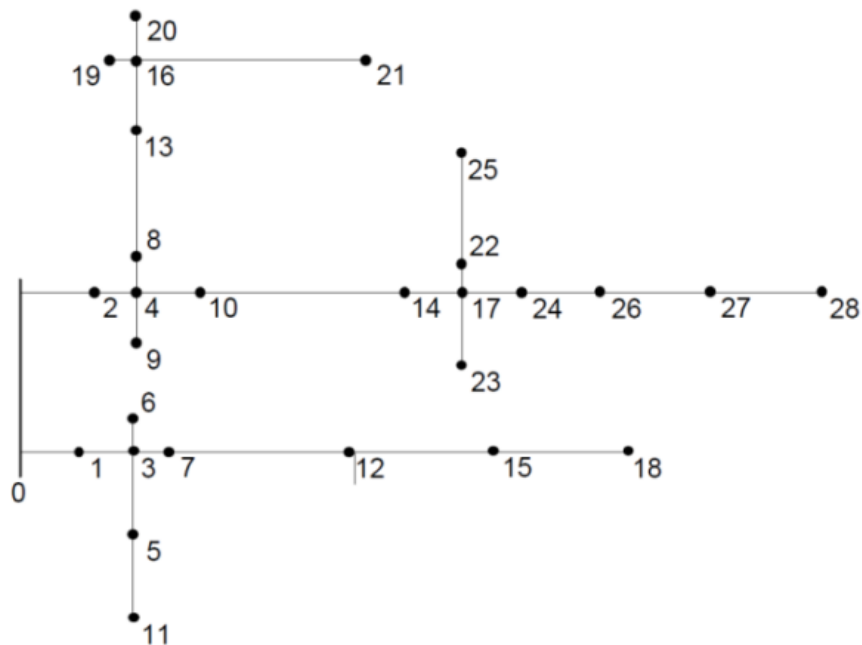
## CAPÍTULO III IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE QUALITATIVA DO ALGORITMO

Os capítulos anteriores apresentaram o problema abordado no trabalho e um breve panorama das questões relevantes para desenvolvimento do tema. Este capítulo destina-se a apresentação da implementação e validação do algoritmo desenvolvido.

### III.1 Sistema Teste - Rede BT de 29 barras da cidade de Bragança Paulista, SP. (BT-29)

No presente estudo são utilizados os dados de rede apresentados em [35], as impedâncias foram calculadas segundo o método de Carson, contemplando as impedâncias próprias e mútuas entre as fases, neutro e o condutor de aterramento.

A rede de distribuição radial real de baixa tensão de 29 nós, Figura III-1. A tensão base da rede é igual a 121,244 V. A rede apresenta bitolas CA #2/0, CAA #2 e CAA#1/0 para as três fases e bitolas CA #2 e CA #2 para o cabo neutro, em diferentes trechos da rede [35].



**Figura III-1 – Rede BT-29**

No presente estudo são utilizados os dados de rede apresentados em [35], as impedâncias foram calculadas segundo o método de Carson, contemplando as impedâncias próprias e mútuas entre as fases, neutro e o condutor de aterramento.

Cumpramos observar que nas simulações o efeito da terra foi introduzido aos cabos condutores e ao neutro e o condutor de neutro foi considerado isolado.

**Tabela III-1 - Impedâncias da Rede BT-29 ( $\Omega$ )**

De	Para	Zaa		Zab	Zac	Zan	Zag	Zbb		Zbc	Zbn	Zbg	Zcc		Zcn	Zcg	Znn		Zng	Zgg	
		r	j	j	j	j	j	r	j	j	j	j	r	j	j	j	r	j	j	r	j
0	1	0,01610	0,01080	0,00530	0,00440	0,00530	0,00100	0,01610	0,01080	0,00520	0,00440	0,00100	0,01610	0,01070	0,00390	0,00100	0,01610	0,01090	0,00100	0,00100	0,00740
0	2	0,02180	0,01460	0,00710	0,00590	0,00720	0,00140	0,02180	0,01460	0,00710	0,00600	0,00130	0,02180	0,01450	0,00520	0,00130	0,02180	0,01470	0,00140	0,00140	0,01010
1	3	0,01420	0,00950	0,00470	0,00380	0,00470	0,00090	0,01420	0,00950	0,00460	0,00390	0,00090	0,01420	0,00950	0,00340	0,00080	0,01420	0,00960	0,00090	0,00090	0,00660
2	4	0,01040	0,00700	0,00340	0,00280	0,00340	0,00070	0,01040	0,00700	0,00340	0,00280	0,00060	0,01040	0,00690	0,00250	0,00060	0,01040	0,00700	0,00070	0,00070	0,00480
3	5	0,02310	0,01520	0,00680	0,00560	0,00690	0,00130	0,02310	0,01520	0,00680	0,00570	0,00130	0,02310	0,01510	0,00500	0,00120	0,02310	0,01530	0,00130	0,00130	0,00960
3	6	0,00760	0,00510	0,00250	0,00210	0,00250	0,00050	0,00760	0,00510	0,00250	0,00210	0,00050	0,00760	0,00500	0,00180	0,00050	0,00760	0,00510	0,00050	0,00050	0,00350
3	7	0,00840	0,00550	0,00250	0,00210	0,00250	0,00050	0,00840	0,00550	0,00250	0,00210	0,00050	0,00840	0,00550	0,00180	0,00050	0,00840	0,00560	0,00050	0,00050	0,00350
4	8	0,00700	0,00690	0,00310	0,00260	0,00310	0,00060	0,00700	0,00690	0,00310	0,00260	0,00060	0,00700	0,00680	0,00230	0,00060	0,01050	0,00700	0,00060	0,00060	0,00440
4	9	0,01420	0,00950	0,00470	0,00380	0,00470	0,00090	0,01420	0,00950	0,00460	0,00390	0,00090	0,01420	0,00950	0,00340	0,00080	0,01420	0,00960	0,00090	0,00090	0,00660
4	10	0,01320	0,01310	0,00590	0,00490	0,00590	0,00110	0,01320	0,01300	0,00580	0,00490	0,00110	0,01320	0,01300	0,00430	0,00110	0,02000	0,01320	0,00110	0,00110	0,00830
5	11	0,02000	0,01320	0,00590	0,00490	0,00590	0,00110	0,02000	0,01310	0,00580	0,00490	0,00110	0,02000	0,01310	0,00430	0,00110	0,02000	0,01320	0,00110	0,00110	0,00830
7	12	0,03050	0,02010	0,00900	0,00740	0,00910	0,00170	0,03050	0,02000	0,00890	0,00750	0,00170	0,03050	0,01990	0,00660	0,00160	0,03050	0,02020	0,00180	0,00170	0,01270
8	13	0,01950	0,01930	0,00870	0,00720	0,00870	0,00170	0,01950	0,01920	0,00860	0,00720	0,00160	0,01950	0,01910	0,00640	0,00160	0,02940	0,01950	0,00170	0,00170	0,01220
10	14	0,02160	0,02130	0,00960	0,00790	0,00970	0,00180	0,02160	0,02130	0,00950	0,00800	0,00180	0,02160	0,02120	0,00700	0,00180	0,03260	0,02150	0,00190	0,00180	0,01360
12	15	0,03150	0,02080	0,00930	0,00770	0,00940	0,00180	0,03150	0,02070	0,00920	0,00780	0,00170	0,03150	0,02060	0,00680	0,00170	0,03150	0,02090	0,00180	0,00180	0,01310
13	16	0,01390	0,01380	0,00620	0,00510	0,00620	0,00120	0,01390	0,01370	0,00610	0,00520	0,00120	0,01390	0,01370	0,00450	0,00110	0,02100	0,01390	0,00120	0,00120	0,00870
14	17	0,00770	0,00760	0,00340	0,00280	0,00340	0,00070	0,00770	0,00750	0,00340	0,00280	0,00060	0,00770	0,00750	0,00250	0,00060	0,01160	0,00760	0,00070	0,00070	0,00480
15	18	0,03260	0,02150	0,00960	0,00790	0,00970	0,00180	0,03260	0,02140	0,00950	0,00800	0,00180	0,03260	0,02130	0,00700	0,00180	0,03260	0,02150	0,00190	0,00180	0,01360
16	19	0,00740	0,00480	0,00220	0,00180	0,00220	0,00040	0,00740	0,00480	0,00220	0,00180	0,00040	0,00740	0,00480	0,00160	0,00040	0,00740	0,00490	0,00040	0,00040	0,00310
16	20	0,00700	0,00690	0,00310	0,00260	0,00310	0,00060	0,00700	0,00690	0,00310	0,00260	0,00060	0,00700	0,00680	0,00230	0,00060	0,01050	0,00700	0,00060	0,00060	0,00440
16	21	0,03360	0,02220	0,00990	0,00820	0,01000	0,00190	0,03360	0,02210	0,00980	0,00830	0,00190	0,03360	0,02200	0,00730	0,00180	0,03360	0,02220	0,00190	0,00190	0,01400
17	22	0,00530	0,00350	0,00160	0,00130	0,00160	0,00030	0,00530	0,00350	0,00150	0,00130	0,00030	0,00530	0,00340	0,00110	0,00030	0,00530	0,00350	0,00030	0,00030	0,00220
17	23	0,01320	0,01310	0,00590	0,00490	0,00590	0,00110	0,01320	0,01300	0,00580	0,00490	0,00110	0,01320	0,01300	0,00430	0,00110	0,02000	0,01320	0,00110	0,00110	0,00830
17	24	0,01370	0,00900	0,00400	0,00330	0,00410	0,00080	0,01370	0,00900	0,00400	0,00340	0,00080	0,01370	0,00890	0,00300	0,00070	0,01370	0,00900	0,00080	0,00080	0,00570
22	25	0,02940	0,01940	0,00870	0,00720	0,00870	0,00170	0,02940	0,01930	0,00860	0,00720	0,00160	0,02940	0,01930	0,00640	0,00160	0,02940	0,01950	0,00170	0,00170	0,01220
24	26	0,02000	0,01320	0,00590	0,00490	0,00590	0,00110	0,02000	0,01310	0,00580	0,00490	0,00110	0,02000	0,01310	0,00430	0,00110	0,02000	0,01320	0,00110	0,00110	0,00830
26	27	0,02100	0,01390	0,00620	0,00510	0,00620	0,00120	0,02100	0,01380	0,00610	0,00520	0,00120	0,02100	0,01380	0,00450	0,00110	0,02100	0,01390	0,00120	0,00120	0,00870
27	28	0,02420	0,01590	0,00710	0,00590	0,00720	0,00140	0,02420	0,01590	0,00710	0,00600	0,00130	0,02420	0,01580	0,00520	0,00130	0,02420	0,01600	0,00140	0,00140	0,01010

A Tabela III-2 a seguir mostra os dados originais referentes aos nós com carga da rede BT-29. Enquanto que os dados referentes à impedância da rede se encontram disponíveis na referência [35].

**Tabela III-2– Injeções ativas e reativas de potência – rede de distribuição BT-29  
(nós com cargas)**

Nó	Fase A		Fase B		Fase C	
	P (W)	Q (var)	P (W)	Q (var)	P (W)	Q (var)
2	451.40	148.40	209.70	68.90	0.00	0.00
5	0.00	0.00	18.10	5.90	329.20	108.20
7	641.70	210.90	397.90	130.80	504.90	166.00
8	188.20	61.90	268.80	88.40	0.00	0.00
9	166.00	54.60	97.20	31.90	349.30	114.80
11	262.50	86.30	142.40	46.80	120.10	39.50
12	326.40	107.30	441.00	144.90	331.30	108.90
13	147.20	48.40	310.40	102.00	127.10	41.80
14	377.10	123.90	348.60	114.60	403.50	132.60
15	1044.40	343.30	1185.40	389.60	1020.10	335.30
18	330.60	108.70	562.50	184.90	754.20	247.90
19	0.00	0.00	236.80	77.80	216.00	71.00
20	311.10	102.30	544.40	178.90	234.70	77.10
21	294.40	96.80	59.70	19.60	0.00	0.00
22	112.50	37.00	112.50	37.00	0.00	0.00
23	113.90	37.40	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	170.80	56.10	170.80	56.10
25	570.80	187.60	273.60	89.90	0.00	0.00
26	507.60	166.80	291.00	95.60	343.10	112.80
27	144.40	47.50	366.70	120.50	569.40	187.20
28	118.10	38.80	118.10	38.80	0.00	0.00

O alimentador BT-29 é então modificado de forma que sejam obtidas duas novas configurações de carga. Essas modificações originaram então a dois casos de simulação, Caso Original e Caso Equilibrado.

No Caso Original as cargas são mantidas desequilibradas, entretanto é inserida uma carga trifásica ao nó 6, que no caso original era um nó terminal e não havia informações

sobre o mesmo. A carga inserida foi considerada idêntica à carga presente no nó 7, conforme pode ser observado na Tabela III-3.

O Caso Equilibrado foi desenvolvido com o intuito de validar o programa de fluxo de potência trifásico a quatro fios desenvolvido, bem como avaliar o impacto da geração distribuída em uma rede equilibrada. Desta forma, a partir do Caso Original, foi proposta mais uma modificação ao alimentador BT-29, onde foram selecionadas as maiores cargas de cada fase em cada nó e aplicadas às demais, conforme apresentado na Tabela III-4.

**Tabela III-3 - Caso Original (nós com carga)**

Nó	Fase A		Fase B		Fase C	
	P (W)	Q (var)	P (W)	Q (var)	P (W)	Q (var)
2	451.4	148.4	209.7	68.9	0	0
5	0	0	18.1	5.9	329.2	108.2
6	641.7	210.9	397.9	130.8	504.9	166
7	641.7	210.9	397.9	130.8	504.9	166
8	188.2	61.9	268.8	88.4	0	0
9	166	54.6	97.2	31.9	349.3	114.8
11	262.5	86.3	142.4	46.8	120.1	39.5
12	326.4	107.3	441	144.9	331.3	108.9
13	147.2	48.4	310.4	102	127.1	41.8
14	377.1	123.9	348.6	114.6	403.5	132.6
15	1044.4	343.3	1185.4	389.6	1020.1	335.3
18	330.6	108.7	562.5	184.9	754.2	247.9
19	0	0	236.8	77.8	216	71
20	311.1	102.3	544.4	178.9	234.7	77.1
21	294.4	96.8	59.7	19.6	0	0
22	112.5	37	112.5	37	0	0
23	113.9	37.4	0	0	0	0
24	0	0	170.8	56.1	170.8	56.1
25	570.8	187.6	273.6	89.9	0	0
26	507.6	166.8	291	95.6	343.1	112.8
27	144.4	47.5	366.7	120.5	569.4	187.2
28	118.1	38.8	118.1	38.8	0	0

**Tabela III-4 - Caso Equilibrado (nós com carga)**

Nó	Fase A		Fase B		Fase C	
	P (W)	Q (var)	P (W)	Q (var)	P (W)	Q (var)
2	451.4	148.4	451.4	148.4	451.4	148.4
5	329.2	108.2	329.2	108.2	329.2	108.2
6	641.7	210.9	641.7	210.9	641.7	210.9
7	641.7	210.9	641.7	210.9	641.7	210.9
8	268.8	88.4	268.8	88.4	268.8	88.4
9	349.3	114.8	349.3	114.8	349.3	114.8
11	262.5	86.3	262.5	86.3	262.5	86.3
12	441.0	144.9	441.0	144.9	441.0	144.9
13	310.4	102.0	310.4	102.0	310.4	102.0
14	403.5	132.6	403.5	132.6	403.5	132.6
15	1185.4	389.6	1185.4	389.6	1185.4	389.6
18	754.2	247.9	754.2	247.9	754.2	247.9
19	236.8	77.8	236.8	77.8	236.8	77.8
20	544.4	178.9	544.4	178.9	544.4	178.9
21	294.4	96.8	294.4	96.8	294.4	96.8
22	112.5	37.0	112.5	37.0	112.5	37.0
23	113.9	37.4	113.9	37.4	113.9	37.4
24	170.8	56.1	170.8	56.1	170.8	56.1
25	570.8	187.6	570.8	187.6	570.8	187.6
26	507.6	166.8	507.6	166.8	507.6	166.8
27	569.4	187.2	569.4	187.2	569.4	187.2
28	118.1	38.8	118.1	38.8	118.1	38.8

Outra modificação importante adotada foi em relação à tensão base do sistema, a mesma foi alterada para  $V_b = V_{ref} = 220,00$  V (tensão fase-fase).

Cumprir observar que as impedâncias da rede foram mantidas as mesmas, conforme Tabela III-1, em ambos os casos simulados.

### III.2 Modelagem e Associação dos Perfis de Carga e Geração

A seguir serão apresentadas e discutidas as metodologias implementadas para a definição das curvas de carga e da geração distribuída, adotadas para o desenvolvimento do tema.



### III.2.1 Modelagem das curvas de carga

Com o intuito de avaliar o maior impacto da geração distribuída na rede em tela foi feita a opção pelo modelo de potência constante para as cargas do sistema.

Para a determinação das curvas de carga, foi adotada uma organização em subclasses, de acordo com o consumo mensal de energia elétrica (kWh/mês): 0-100, 101-200, 201-300, 301-500 e acima de 500 kWh/mês. Essa organização, por sua vez, apresenta certa frequência de ocorrências, conforme apresentado na Tabela III-5, onde é mostrada a porcentagem de consumidores para as diferentes classes de consumo em uma região da cidade de São Paulo, conforme apresentado na referência [40].

**Tabela III-5 - Frequência de Distribuição das Classes de Consumo. Fonte: [40]**

Classe (kWh/mês)	0-100	101-200	201-300	301-500	> 500
Frequência (%)	18	35	25	16	6

Em um sistema de baixa tensão é razoável admitir a presença tanto de consumidores residenciais quanto a de comerciais. Assim, foi adotada uma relação 70 / 30% entre os eles. Desta forma, respeitando a relação mostrada na Tabela III-5, foi possível dividir as subclasses de consumo conforme Tabela III-6 e Tabela III-7, abaixo.

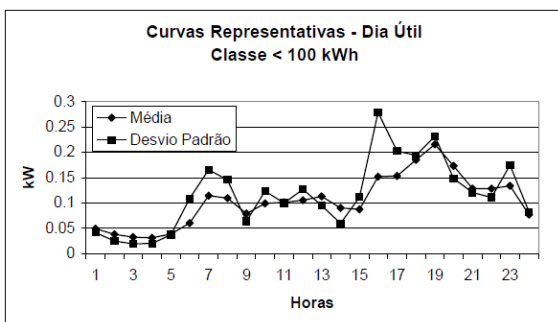
**Tabela III-6 - Frequência de Distribuição das Classes de Consumo (Residencial)**

Classe (kWh/mês)	0-100	101-200	201-300	301-500	> 500
Frequência (%)	13	24	18	11	4

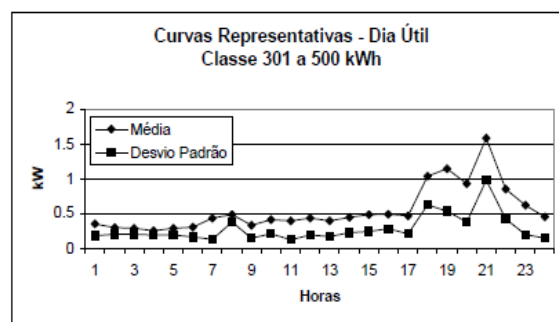
**Tabela III-7 - Frequência de Distribuição das Classes de Consumo (Comercial)**

Classe (kWh/mês)	0-100	101-200	201-300	301-500	> 500
Frequência (%)	5	10	8	5	2

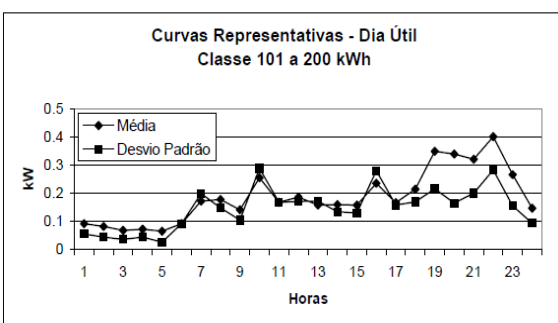
Nas figuras a seguir são apresentados os perfis de carga típicos residenciais utilizados para a modelagem dos perfis de cargas obtidos utilizando os dados dos dias úteis apresentados na referência [41].



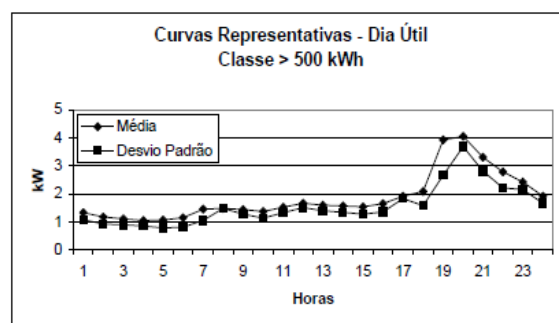
**Figura III-2 – Residencial < 100 kWh**



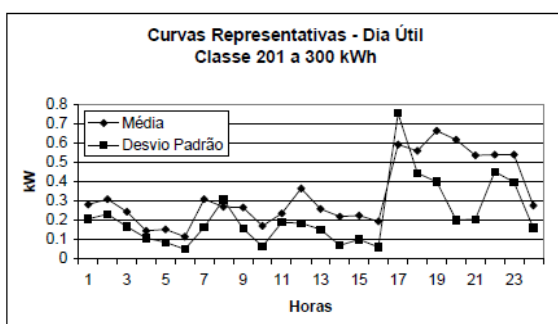
**Figura III-5 - Residencial 301 - 500 kWh**



**Figura III-3 - Residencial 101 - 201 kWh**

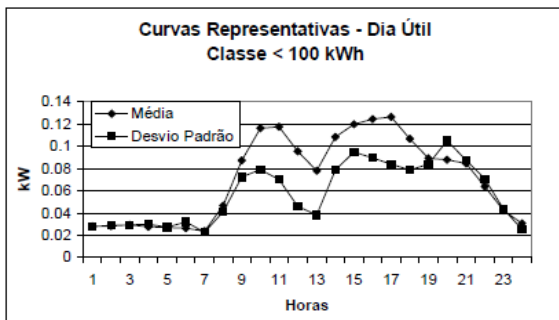


**Figura III-6 - Residencial > 500 kWh**

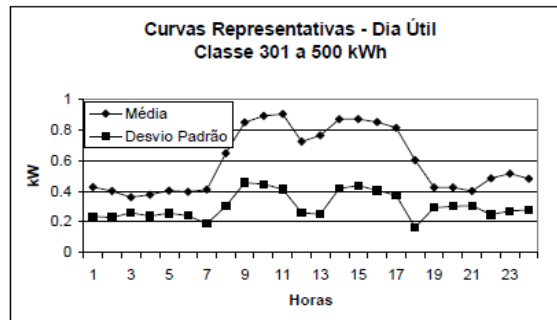


**Figura III-4 - Residencial 201 - 300 kWh**

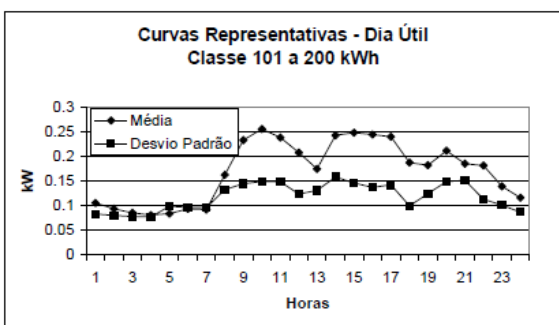
Nas figuras a seguir são apresentados os perfis de carga típicos comerciais utilizados para a modelagem dos perfis de cargas obtidos utilizando os dados dos dias úteis apresentados na referência [41].



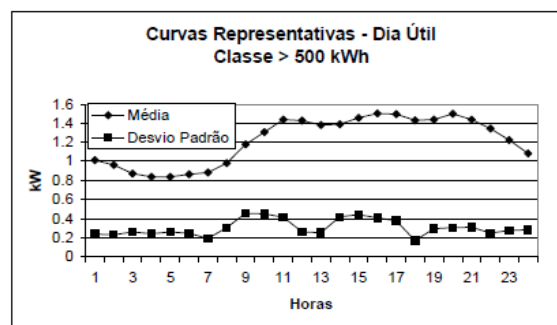
**Figura III-7 - Comercial < 100 kWh**



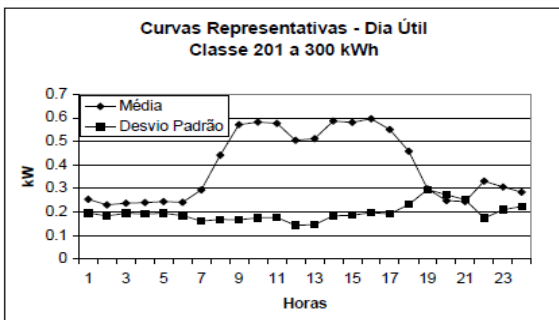
**Figura III-10 - Comercial 301 - 500 kWh**



**Figura III-8 - Comercial 101 - 201 kWh**



**Figura III-11 - Comercial > 500 kWh**



**Figura III-9 - Comercial 201 - 300 kWh**

A partir dos dados do sistema teste, da frequência de distribuição das cargas (residenciais e comerciais) e das curvas diárias de carga para cada tipo de consumidor foi

possível fazer a associação de cada nó com carga a cada determinado perfil de consumo diário.

A metodologia utilizada para esta associação pode ser descrita conforme a sequência a seguir:

1. Somatório das potências ativas, das três fases, para todos os nós com carga, ou seja,

$$P_{total} = \sum_{i=a}^c P_i, \text{ conforme Tabela III-8.}$$

**Tabela III-8 - Somatório das Potências**

Nó	Fase A	Fase B	Fase C	Total
	P (W)	P (W)	P (W)	P (kW)
2	451,40	209,70	0,00	0,66
5	0,00	18,10	329,20	0,35
6	641,70	397,90	504,90	1,54
7	641,70	397,90	504,90	1,54
8	188,20	268,80	0,00	0,46
9	166,00	97,20	349,30	0,61
11	262,50	142,40	120,10	0,53
12	326,40	441,00	331,30	1,10
13	147,20	310,40	127,10	0,58
14	377,10	348,60	403,50	1,13
15	1044,40	1185,40	1020,10	3,25
18	330,60	562,50	754,20	1,65
19	0,00	236,80	216,00	0,45
20	311,10	544,40	234,70	1,09
21	294,40	59,70	0,00	0,35
22	112,50	112,50	0,00	0,23
23	113,90	0,00	0,00	0,11
24	0,00	170,80	170,80	0,34
25	570,80	273,60	0,00	0,84
26	507,60	291,00	343,10	1,14
27	144,40	366,70	569,40	1,08
28	118,10	118,10	0,00	0,24

2. A partir dos gráficos das curvas típicas foram geradas tabelas kW x hora e kvar x hora, conforme, Tabela III-9 e Tabela III-10. Em destaque são mostrados os picos de cada curva.

**Tabela III-9 - Dados Tabelados (Consumidor Comercial)**

DADOS PARA DIA DA SEMANA																														
Consumidor	0-100						101-200						201-300						301-500						> 500					
Hora	0-100			101-200			201-300			301-500			> 500			0-100			101-200			201-300			301-500			> 500		
	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)			
0	0	0.0304	0.0100	0	0.1172	0.0385	0	0.2840	0.0933	0	0.4823	0.1585	0	1.0828	0.3559	0	1.0828	0.3559	0	1.0828	0.3559	0	1.0828	0.3559	0	1.0828	0.3559			
1	1	0.0278	0.0091	1	0.1065	0.0350	1	0.2546	0.0837	1	0.4257	0.1399	1	1.0137	0.3332	1	1.0137	0.3332	1	1.0137	0.3332	1	1.0137	0.3332	1	1.0137	0.3332			
2	2	0.0288	0.0095	2	0.0941	0.0309	2	0.2322	0.0763	2	0.4000	0.1315	2	0.9599	0.3155	2	0.9599	0.3155	2	0.9599	0.3155	2	0.9599	0.3155	2	0.9599	0.3155			
3	3	0.0291	0.0096	3	0.0866	0.0285	3	0.2373	0.0780	3	0.3623	0.1191	3	0.8754	0.2877	3	0.8754	0.2877	3	0.8754	0.2877	3	0.8754	0.2877	3	0.8754	0.2877			
4	4	0.0277	0.0091	4	0.0818	0.0269	4	0.2410	0.0792	4	0.3776	0.1241	4	0.8348	0.2744	4	0.8348	0.2744	4	0.8348	0.2744	4	0.8348	0.2744	4	0.8348	0.2744			
5	5	0.0266	0.0087	5	0.0840	0.0276	5	0.2446	0.0804	5	0.4000	0.1315	5	0.8382	0.2755	5	0.8382	0.2755	5	0.8382	0.2755	5	0.8382	0.2755	5	0.8382	0.2755			
6	6	0.0258	0.0085	6	0.0928	0.0305	6	0.2432	0.0799	6	0.3972	0.1306	6	0.8656	0.2845	6	0.8656	0.2845	6	0.8656	0.2845	6	0.8656	0.2845	6	0.8656	0.2845			
7	7	0.0245	0.0081	7	0.0933	0.0307	7	0.2950	0.0970	7	0.4119	0.1354	7	0.8882	0.2919	7	0.8882	0.2919	7	0.8882	0.2919	7	0.8882	0.2919	7	0.8882	0.2919			
8	8	0.0473	0.0155	8	0.1620	0.0532	8	0.4417	0.1452	8	0.6479	0.2130	8	0.9799	0.3221	8	0.9799	0.3221	8	0.9799	0.3221	8	0.9799	0.3221	8	0.9799	0.3221			
9	9	0.0872	0.0287	9	0.2339	0.0769	9	0.5714	0.1878	9	0.8496	0.2793	9	1.1761	0.3866	9	1.1761	0.3866	9	1.1761	0.3866	9	1.1761	0.3866	9	1.1761	0.3866			
10	10	0.1168	0.0384	10	0.2548	0.0837	10	0.5824	0.1914	10	0.8918	0.2931	10	1.3062	0.4293	10	1.3062	0.4293	10	1.3062	0.4293	10	1.3062	0.4293	10	1.3062	0.4293			
11	11	0.1180	0.0388	11	0.2394	0.0787	11	0.5719	0.1880	11	0.9000	0.2958	11	1.4337	0.4712	11	1.4337	0.4712	11	1.4337	0.4712	11	1.4337	0.4712	11	1.4337	0.4712			
12	12	0.1156	0.0380	12	0.2082	0.0684	12	0.5062	0.1664	12	0.7275	0.2391	12	1.4245	0.4682	12	1.4245	0.4682	12	1.4245	0.4682	12	1.4245	0.4682	12	1.4245	0.4682			
13	13	0.0788	0.0259	13	0.1764	0.0580	13	0.5120	0.1683	13	0.7636	0.2510	13	1.3794	0.4534	13	1.3794	0.4534	13	1.3794	0.4534	13	1.3794	0.4534	13	1.3794	0.4534			
14	14	0.1088	0.0358	14	0.2440	0.0802	14	0.5841	0.1920	14	0.8708	0.2862	14	1.3951	0.4585	14	1.3951	0.4585	14	1.3951	0.4585	14	1.3951	0.4585	14	1.3951	0.4585			
15	15	0.1200	0.0394	15	0.2483	0.0816	15	0.5812	0.1910	15	0.8708	0.2862	15	1.4571	0.4789	15	1.4571	0.4789	15	1.4571	0.4789	15	1.4571	0.4789	15	1.4571	0.4789			
16	16	0.1253	0.0412	16	0.2448	0.0805	16	0.5939	0.1952	16	0.8503	0.2795	16	1.5006	0.4932	16	1.5006	0.4932	16	1.5006	0.4932	16	1.5006	0.4932	16	1.5006	0.4932			
17	17	0.1269	0.0417	17	0.2400	0.0789	17	0.5500	0.1808	17	0.8134	0.2674	17	1.4903	0.4898	17	1.4903	0.4898	17	1.4903	0.4898	17	1.4903	0.4898	17	1.4903	0.4898			
18	18	0.1068	0.0351	18	0.1883	0.0619	18	0.4566	0.1501	18	0.6000	0.1972	18	1.4309	0.4703	18	1.4309	0.4703	18	1.4309	0.4703	18	1.4309	0.4703	18	1.4309	0.4703			
19	19	0.0897	0.0295	19	0.1836	0.0603	19	0.2948	0.0969	19	0.4258	0.1400	19	1.4381	0.4727	19	1.4381	0.4727	19	1.4381	0.4727	19	1.4381	0.4727	19	1.4381	0.4727			
20	20	0.0879	0.0289	20	0.2126	0.0699	20	0.2496	0.0820	20	0.4221	0.1387	20	1.4967	0.4919	20	1.4967	0.4919	20	1.4967	0.4919	20	1.4967	0.4919	20	1.4967	0.4919			
21	21	0.0841	0.0276	21	0.1871	0.0615	21	0.2468	0.0811	21	0.4000	0.1315	21	1.4374	0.4725	21	1.4374	0.4725	21	1.4374	0.4725	21	1.4374	0.4725	21	1.4374	0.4725			
22	22	0.0638	0.0210	22	0.1825	0.0600	22	0.3309	0.1088	22	0.4843	0.1592	22	1.3379	0.4397	22	1.3379	0.4397	22	1.3379	0.4397	22	1.3379	0.4397	22	1.3379	0.4397			
23	23	0.0431	0.0142	23	0.1408	0.0463	23	0.3069	0.1009	23	0.5112	0.1680	23	1.2234	0.4021	23	1.2234	0.4021	23	1.2234	0.4021	23	1.2234	0.4021	23	1.2234	0.4021			
24	24	0.0304	0.0100	24	0.1172	0.0385	24	0.2840	0.0933	24	0.4823	0.1585	24	1.0828	0.3559	24	1.0828	0.3559	24	1.0828	0.3559	24	1.0828	0.3559	24	1.0828	0.3559			

**Tabela III-10 - Dados Tabelados (Consumidor Residencial)**

DADOS PARA DIA DA SEMANA																														
Consumidor	0-100						101-200						201-300						301-500						> 500					
Hora	0-100			101-200			201-300			301-500			> 500			0-100			101-200			201-300			301-500			> 500		
	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)	HORA	P (kW)	Q (kVar)			
0	0	0.0803	0.0264	0	0.1507	0.0495	0	0.2728	0.0897	0	0.4438	0.1459	0	1.9378	0.6369	0	1.9378	0.6369	0	1.9378	0.6369	0	1.9378	0.6369	0	1.9378	0.6369			
1	1	0.0500	0.0164	1	0.0930	0.0306	1	0.2787	0.0916	1	0.3475	0.1142	1	1.3483	0.4432	1	1.3483	0.4432	1	1.3483	0.4432	1	1.3483	0.4432	1	1.3483	0.4432			
2	2	0.0387	0.0127	2	0.0825	0.0271	2	0.3061	0.1006	2	0.3004	0.0987	2	1.1938	0.3924	2	1.1938	0.3924	2	1.1938	0.3924	2	1.1938	0.3924	2	1.1938	0.3924			
3	3	0.0341	0.0112	3	0.0702	0.0231	3	0.2420	0.0795	3	0.2799	0.0920	3	1.1276	0.3706	3	1.1276	0.3706	3	1.1276	0.3706	3	1.1276	0.3706	3	1.1276	0.3706			
4	4	0.0327	0.0107	4	0.0742	0.0244	4	0.1432	0.0471	4	0.2561	0.0842	4	1.0762	0.3537	4	1.0762	0.3537	4	1.0762	0.3537	4	1.0762	0.3537	4	1.0762	0.3537			
5	5	0.0404	0.0133	5	0.0687	0.0226	5	0.1505	0.0495	5	0.2851	0.0937	5	1.0904	0.3584	5	1.0904	0.3584	5	1.0904	0.3584	5	1.0904	0.3584	5	1.0904	0.3584			
6	6	0.0625	0.0205	6	0.0949	0.0312	6	0.1153	0.0379	6	0.3082	0.1013	6	1.1695	0.3844	6	1.1695	0.3844	6	1.1695	0.3844	6	1.1695	0.3844	6	1.1695	0.3844			
7	7	0.1142	0.0375	7	0.1721	0.0566	7	0.3051	0.1003	7	0.4389	0.1443	7	1.4697	0.4831	7	1.4697	0.4831	7	1.4697	0.4831	7	1.4697	0.4831	7	1.4697	0.4831			
8	8	0.1091	0.0359	8	0.1800	0.0592	8	0.2679	0.0881	8	0.5000	0.1643	8	1.4998	0.4930	8	1.4998	0.4930	8	1.4998	0.4930	8	1.4998	0.4930	8	1.4998	0.4930			
9	9	0.0817	0.0269	9	0.1459	0.0480	9	0.2634	0.0866	9	0.3369	0.1107	9	1.4544	0.4780	9	1.4544	0.4780	9	1.4544	0.4780	9	1.4544	0.4780	9	1.4544	0.4780			
10	10	0.1000	0.0329	10	0.2547	0.0837	10	0.1723	0.0566	10	0.4113	0.1352	10	1.4037	0.4614	10	1.4037	0.4614	10	1.4037	0.4614	10	1.4037	0.4614	10	1.4037	0.4614			
11	11	0.1030	0.0339	11	0.1687	0.0554	11	0.2329	0.0766	11	0.3955	0.1300	11	1.5513	0.5099	11	1.5513	0.5099	11	1.5513	0.5099	11	1.5513	0.5099	11	1.5513	0.5099			
12	12	0.1062	0.0349	12	0.1877	0.0617	12	0.3613	0.1188	12	0.4316	0.1419	12	1.6779	0.5515	12	1.6779	0.5515	12	1.6779	0.5515	12	1.6779	0.5515	12	1.6779	0.5515			
13	13	0.1133	0.0372	13	0.1650	0.0542	13	0.2559	0.0841	13	0.3971	0.1305	13	1.6219	0.5331	13	1.6219	0.5331	13	1.6219	0.5331	13	1.6219	0.5331	13	1.6219	0.5331			
14	14	0.0912	0.0300	14	0.1607	0.0528	14	0.2169	0.0713	14	0.4541	0.1493	14	1.5995	0.5257	14	1.5995	0.5257	14	1.5995	0.5257	14	1.5995	0.5257	14	1.5995	0.5257			
15	15	0.0884	0.0291	15	0.1607	0.0528	15	0.2216	0.0728	15	0.4919	0.1617	15	1.5663	0.5148	15	1.5663	0.5148	15	1.5663	0.5148	15	1.5663	0.5148	15	1.5663	0.5148			
16	16	0.1525	0.0501	16	0.2356	0.0774	16	0.1931	0.0635	16	0.4919	0.1617	16	1.683																

3. A partir dos picos das curvas típicas, da distribuição de frequência dos consumidores e o número de nós com carga do sistema teste, foram determinadas as distribuições de cada tipo de curva a serem aplicadas, conforme Tabela III-11.

**Tabela III-11 - Distribuição das Curvas de Cargas para 22 nós com carga**

P(kW)	Q(kvar)	P (%)	Total de nós com carga	Distribuição	Consumidor
0.13	0.04	5.40	22	1.2	Comercial
0.25	0.08	10.50		2.3	
0.59	0.20	7.50		1.7	
0.90	0.30	4.80		1.1	
1.50	0.49	1.80		0.4	
0.22	0.07	12.60		2.8	Residencial
0.40	0.13	24.50		5.4	
0.66	0.22	17.50		3.9	
1.59	0.52	11.20		2.5	
4.08	1.34	4.20		0.9	

4. Nesta etapa são comparadas as cargas do sistema, conforme descrito na primeira etapa, com a potência e respectiva distribuição de cada curva típica de carga. A Tabela III-12 apresenta o resultado da associação das curvas típicas aos consumidores da rede.

**Tabela III-12 - Associação dos Perfis de Carga**

Carga Ordenada		Curva	Tipo
23	0,11	0,13	Comercial
22	0,23	0,22	Residencial
28	0,24	0,22	Residencial
24	0,34	0,22	Residencial
5	0,35	0,25	Comercial
21	0,35	0,25	Comercial
19	0,45	0,40	Residencial
8	0,46	0,40	Residencial
11	0,53	0,40	Residencial
13	0,58	0,40	Residencial
9	0,61	0,59	Comercial
2	0,66	0,59	Comercial
25	0,84	0,66	Residencial
27	1,08	0,66	Residencial
20	1,09	0,66	Residencial
12	1,10	0,66	Residencial
14	1,13	0,90	Comercial
26	1,14	1,50	Comercial
6	1,54	1,59	Residencial
7	1,54	1,59	Residencial
18	1,65	1,59	Residencial
15	3,25	4,08	Residencial

Cumpra observar que a sequência metodológica descrita foi aplicada para montagem do Caso Original. Para o Caso Equilibrado foram mantidas as mesmas curvas de carga já determinadas.

### III.2.2 Modelagem dos perfis de geração

Conforme descrito no CAPÍTULO II, a melhor representação da geração distribuída em estudos de regime permanente é aquela na qual a considera como uma carga de potência negativa e fator de potência unitário.

Para quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico,

utilizou-se os dados coletados a partir do software Radasol 2, disponível em [42]. Esse programa fornece dados de irradiação solar de acordo com as coordenadas geográficas fornecidas.

Dadas as subclasses de consumo definidas para as cargas da rede, bem como seus respectivos perfis diários de consumo, detectou-se a necessidade de dimensionar adequadamente cada microgerador fotovoltaico, ou seja, para qualquer tipo de consumidor, residencial ou comercial, há um máximo gerador que pode vir a ser conectado ao mesmo.

Assim, a partir de consultas ao mercado, conforme o disponível em [43], foi possível determinar uma aproximação para cada uma das faixas em análise.

**Tabela III-13 - Gerador x Subclasse de Consumo**

Classe (kWh/mês)	0-100	101-200	201-300	301-500	> 500
Gerador (kWp)	1	2	3	4	5

Definidos os intervalos dos geradores a serem utilizados nos casos de simulação propostos, quais sejam, microgeradores monofásicos de potência variada entre 1 kW e 5 kW, e associadas as curvas de irradiação coletadas, foi possível determinar os perfis de geração, conforme apresentado na Tabela III-14.



**Tabela III-14 - Perfis de Geração**

Hora	G1	G2	G3	G4	G5
0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0745	0,1491	0,2236	0,2981	0,3726
7	0,2629	0,5257	0,7886	1,0515	1,3144
8	0,5149	1,0298	1,5447	2,0596	2,5745
9	0,7439	1,4878	2,2317	2,9756	3,7195
10	0,8469	1,6938	2,5407	3,3875	4,2344
11	0,9973	1,9946	2,9919	3,9892	4,9864
12	1,0000	2,0000	3,0000	4,0000	5,0000
13	0,8862	1,7724	2,6585	3,5447	4,4309
14	0,6992	1,3984	2,0976	2,7967	3,4959
15	0,4919	0,9837	1,4756	1,9675	2,4593
16	0,2873	0,5745	0,8618	1,1491	1,4363
17	0,0759	0,1518	0,2276	0,3035	0,3794
18	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
24	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

### III.2.3 Associação dos perfis de carga e geração

Definida a correspondência entre os microgeradores a cada subclasse de consumo e de posse das distribuições e a respectiva associação dos perfis de carga, e baseado na metodologia descrita na Seção II.2.4, a Tabela III-15 apresenta a associação entre cada nó de carga do sistema ao seu respectivo microgerador de máxima potência.

**Tabela III-15 - Associação entre os Perfis de Carga e Geração**

Carga Ordenada		Curva	Tipo	Gerador (kWp)
23	0,11	0,13	Comercial	1
22	0,23	0,22	Residencial	1
28	0,24	0,22	Residencial	1
24	0,34	0,22	Residencial	1
5	0,35	0,25	Comercial	2
21	0,35	0,25	Comercial	2
19	0,45	0,40	Residencial	2
8	0,46	0,40	Residencial	2
11	0,53	0,40	Residencial	2
13	0,58	0,40	Residencial	2
9	0,61	0,59	Comercial	3
2	0,66	0,59	Comercial	3
25	0,84	0,66	Residencial	3
27	1,08	0,66	Residencial	3
20	1,09	0,66	Residencial	3
12	1,10	0,66	Residencial	3
14	1,13	0,90	Comercial	4
26	1,14	1,50	Comercial	5
6	1,54	1,59	Residencial	4
7	1,54	1,59	Residencial	4
18	1,65	1,59	Residencial	4
15	3,25	4,08	Residencial	5

Cumpra-se observar que, de forma semelhante à associação entre os perfis de carga, a sequência metodológica foi aplicada para montagem do Caso Original. Para o Caso Equilibrado foram mantidas as mesmas associações carga x geração já determinadas.

### III.3 Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Fios

#### III.3.1 Implementação do Algoritmo

O algoritmo desenvolvido para a solução do problema em tela é uma aplicação do proposto em [38], o qual se trata da extensão do método de fluxo de potência trifásico para análise em tempo real de sistemas de distribuição, conforme o detalhado em [35] e [39]. Cumpre observar que o programa foi desenvolvido em linguagem Matlab, versão R2014b.

As etapas de cálculo introduzidas no código são as descritas a seguir:

1. Ordenação dos ramos respeitando a radialidade da rede de distribuição, ou seja, nesta etapa foi implementado um algoritmo capaz de numerar os ramais nas camadas que vão se afastando do nó principal. Assim, a numeração dos ramais numa camada começa após que seja finalizada a dos ramais da camada anterior. Em outras palavras, o código deve ser capaz de montar matrizes de incidência de tensão e corrente de modo a manter a correspondência da radialidade da rede.
2. Cálculo nodal das correntes. Para cada intervalo de tempo considerado e para cada fase é calculada a injeção de corrente correspondente, equação (3). Cumpre observar que para a primeira iteração se considera a tensão de cada barra como sendo iguais à tensão de referência e equilibradas, equação (4).

$$[I_{abcn}] = \left[ \begin{array}{c} S_{abc}/V_{abc} \\ -(I_a + I_b + I_c) \end{array} \right]^* \quad (3)$$

$$[V_{abcn}] = \left[ \begin{array}{c} V_{ref} \\ a^2 \cdot V_{ref} \\ a \cdot V_{ref} \\ 0 \end{array} \right], a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (4)$$

3. Etapa Backward – cálculo da corrente em todos os ramos. Começando do último nó da última camada e partindo em direção ao nó de referência, a corrente em determinado ramo “l” é dada pela equação (5) a seguir:

$$[I_{labcn}] = -[I_{abcn}] + \sum_{m \in M} [I_{mabcn}], a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (5)$$

4. Etapa Forward – cálculo da tensão para todos os nós. Começando do nó de referência último nó da última camada e partindo em direção ao último nó da última camada, a tensão em determinada barra “l” é dada pela equação (6) a seguir:

$$[V_{labcn}] = [V_{mabcn}] - [Z_{abcn}] \cdot [I_{labcn}] \quad (6)$$

5. Tendo em vista que, conforme o constante na literatura, a convergência do algoritmo é dada em poucas iterações. Assim, de modo a reduzir o esforço computacional se definiu em dez o número de iterações para a convergência do algoritmo.

### III.3.2 Análise Qualitativa do Algoritmo

Conforme o descrito na seção III.1, o Caso Equilibrado foi proposto com a intenção de possibilitar a análise qualitativa dos resultados obtidos pelo algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios desenvolvido, bem como avaliar o impacto da geração distribuída em uma rede com as cargas equilibradas.

Cumpramos observar que as impedâncias da rede foram mantidas as mesmas, conforme Tabela III-1, em ambos os casos simulados.

Sendo assim, a seguir serão apresentados os resultados para os dois ramais principais da rede de BT-29. O primeiro ramal, denominado Sub1, compreende as seguintes barras da rede: 0, 1, 3, 7, 12, 15 e 18. Enquanto para o segundo ramal, denominado Sub2, as barras analisadas são: 0, 2, 4, 10, 14, 17, 24, 26, 27 e 28.

Os resultados das simulações para os ramais descritos acima serão apresentados para os dois horários mais significativos do dia, quais sejam, às 12:00 – horário de maior incidência solar e respectivo pico dos perfis de geração e para às 19:00 – horário de pico da demanda, conforme Figura III-12, Figura III-13, Figura III-14 e Figura III-15.

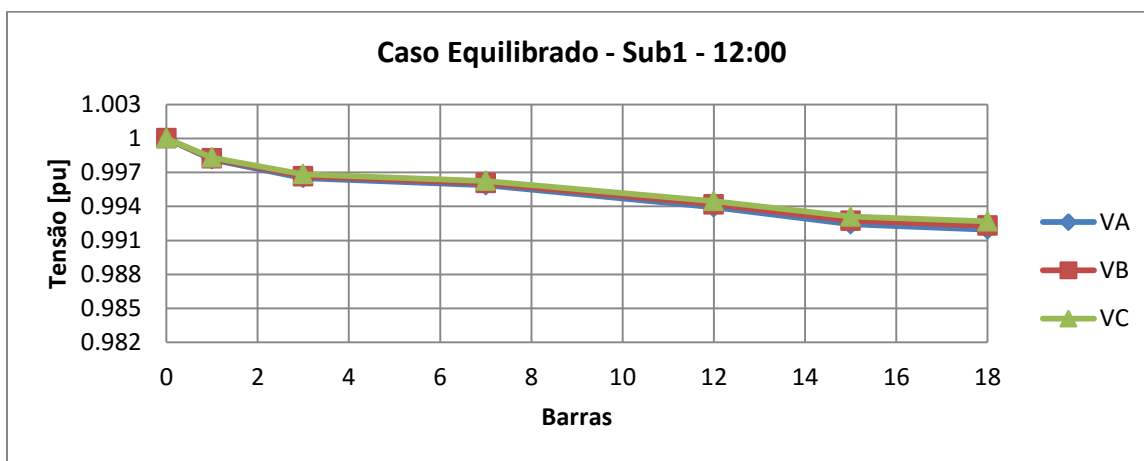


Figura III-12 - Caso Equilibrado - Sub1 - 12:00

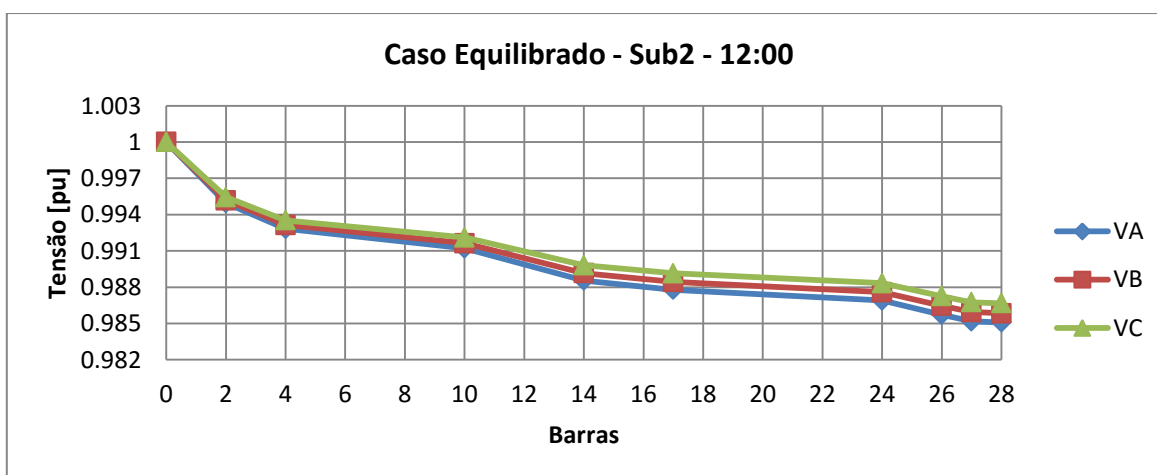


Figura III-13 - Caso Equilibrado - Sub2 - 12:00

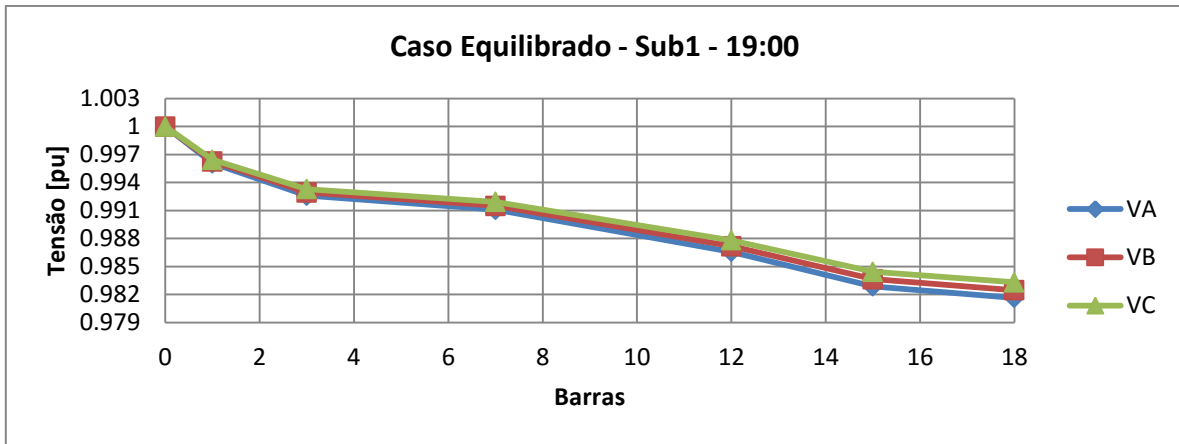


Figura III-14 - Caso Equilibrado - Sub1 - 19:00

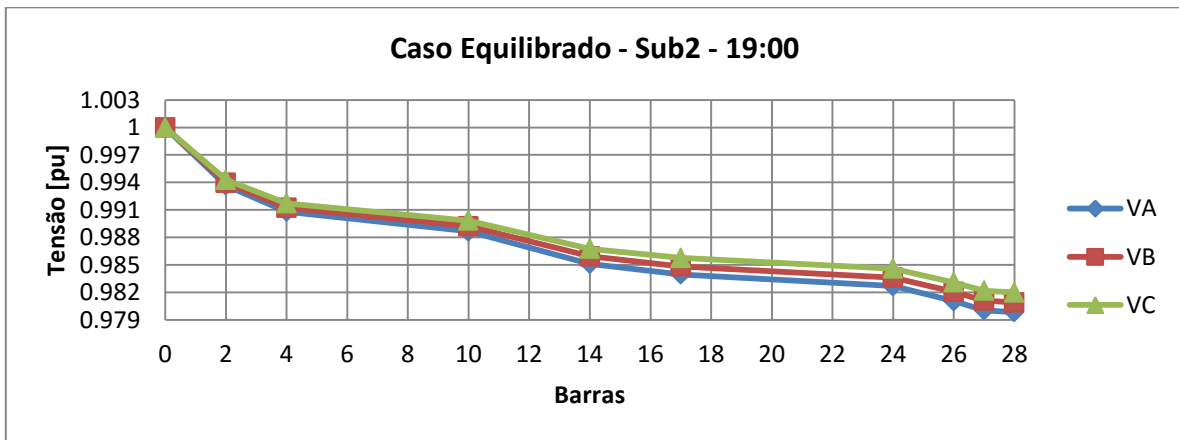


Figura III-15 - Caso Equilibrado - Sub2 - 19:00

A partir da análise dos gráficos acima é possível afirmar que, conforme o esperado em relação à análise em regime permanente de um sistema de distribuição radial com cargas equilibradas, as tensões das fases se encontram equivalentes durante os trajetos de análise propostos, Sub1 e Sub2.

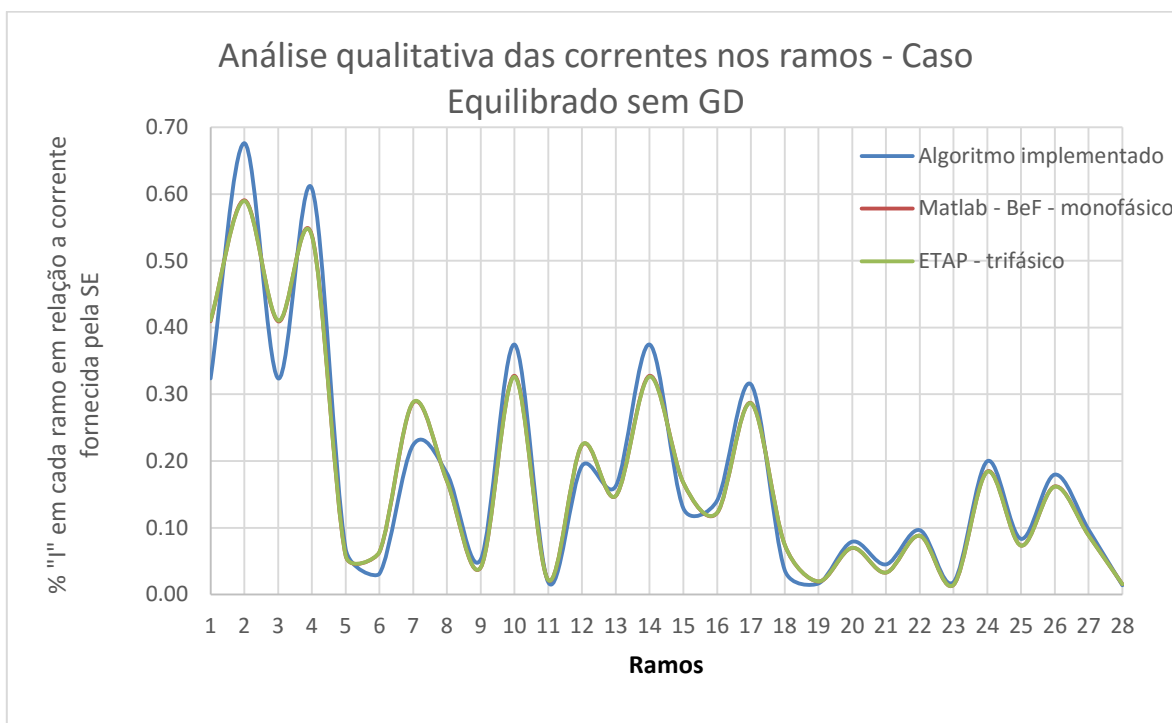
Ainda em relação aos perfis das tensões é possível observar o decaimento típico de uma rede radial a cada avanço entre as barras analisadas.

Outra importante característica presente nas curvas apresentadas diz respeito ao carregamento diferenciado do sistema quando da comparação entre as demandas horárias.

Considerando o Caso Equilibrado, foram feitas simulações em outros dois softwares para que fosse possível fazer uma análise de sensibilidade dos resultados obtidos.

O primeiro programa, disponível na referência [44], utiliza a técnica backward-forward sweep para a solução do fluxo de potencia monofásico. Enquanto que o segundo software se trata do software comercial ETAP versão 6.0.0, e utiliza o método de Newton-Raphson para a solução do fluxo de potência trifásico a três fios.

Assim, a Figura III-16 ilustra a relação entre a corrente fornecida pela barra de referência e as correntes em todos os 28 ramos da rede BT-29. Cumpre observar que, de maneira a possibilitar uma análise estática das cargas do sistema, as mesmas foram consideradas às 18h e sem o impacto da geração distribuída.



**Figura III-16 - Análise Qualitativa das Correntes nos Ramos**

Nota-se que para ambos os softwares de referência as relações entre as correntes nos ramos e a corrente fornecida pela barra de referência foram as mesmas, fato este indicado pela coincidência das curvas.

Comparando as curvas dos softwares de referência com o programa implementado se nota que, qualitativamente, os resultados obtidos através do programa desenvolvido apresentaram resultados coerentes.

Mediante a análise qualitativa descrita nos parágrafos anteriores, o algoritmo mostrou a consistência necessária em relação ao cálculo do fluxo de potência trifásico a quatro fios, possibilitando o prosseguimento dos estudos.

#### III.4 Implementação da Simulação Monte Carlo

O algoritmo implementado tem por objetivo selecionar as barras que devem apresentar a geração distribuída, tendo em vista a associação entre os perfis de carga e geração apresentados na Seção III.2.3 e considerando uma distribuição uniforme de probabilidade de instalação para cada barra de carga.

Levando-se em consideração a modelagem dos microgeradores fotovoltaicos com conexão monofásica, vide Seção III.2.2, o algoritmo também deve ser capaz de selecionar a fase a que o mesmo será conectado para cada nível de penetração da geração. Cumpre observar que a potência gerada por cada painel solar é representada nas simulações como sendo uma carga do tipo PQ com consumo negativo e fator de potência unitário.

Uma vez definidos os perfis de carga e selecionadas as barras que terão a presença da geração fotovoltaica, são executadas as simulações de fluxo de potência trifásico para diferentes níveis de penetração, P%, de geração fotovoltaica com base no número, n, de clientes (0 a 100% em intervalos de 10%).

Parte importante em estudos que envolvem a aplicação da simulação Monte Carlo diz respeito ao número de simulações a que a amostra é submetida. Desta forma, devido a grande gama de combinações possíveis para a conexão dos painéis fotovoltaicos e buscando otimizar o algoritmo desenvolvido, foram propostos números de simulações, N, progressivos a fim de obter um valor ótimo para o mesmo.

Sendo assim, para a determinação do número ótimo de simulações foi feita a opção por analisar as perdas técnicas totais da rede. Esse índice foi o escolhido por se tratar de



uma variável única da rede e então retratar o comportamento das demais envolvidas nos estudos.

Desta forma, as incertezas das estimativas do índice selecionado são analisadas segundo o critério que decide pela finalização do processo de simulação. A convergência do processo se dará a partir da tolerância admitida.

Inicialmente, é necessária a avaliação de dispersão em torno dos valores calculados já que os valores dos estados, e conseqüentemente das estimativas, são aleatórios. Assim, é calculado o desvio padrão em torno da estimativa.

Por fim, a incerteza em torno das estimativas no cálculo das perdas é calculada pelo coeficiente de variação da amostra,  $\alpha$ , que é dado pela razão entre o desvio padrão e a média das amostras.

O cálculo do coeficiente de variação tem por objetivo avaliar a dispersão das médias de uma simulação específica em relação à média de todas as simulações e então auxiliar na validação do número de simulações adotado desde que o valor encontrado para  $\alpha$  seja suficientemente pequeno. Cumpre observar que no presente trabalho foi considerado como critério um valor de  $\alpha \leq 5\%$ .

Assim, as figuras a seguir mostram, para o Caso Original e para diferentes níveis de penetração P%, os respectivos valores médios de cada simulação, bem como a média das médias encontradas e o respectivo desvio padrão entre as mesmas.

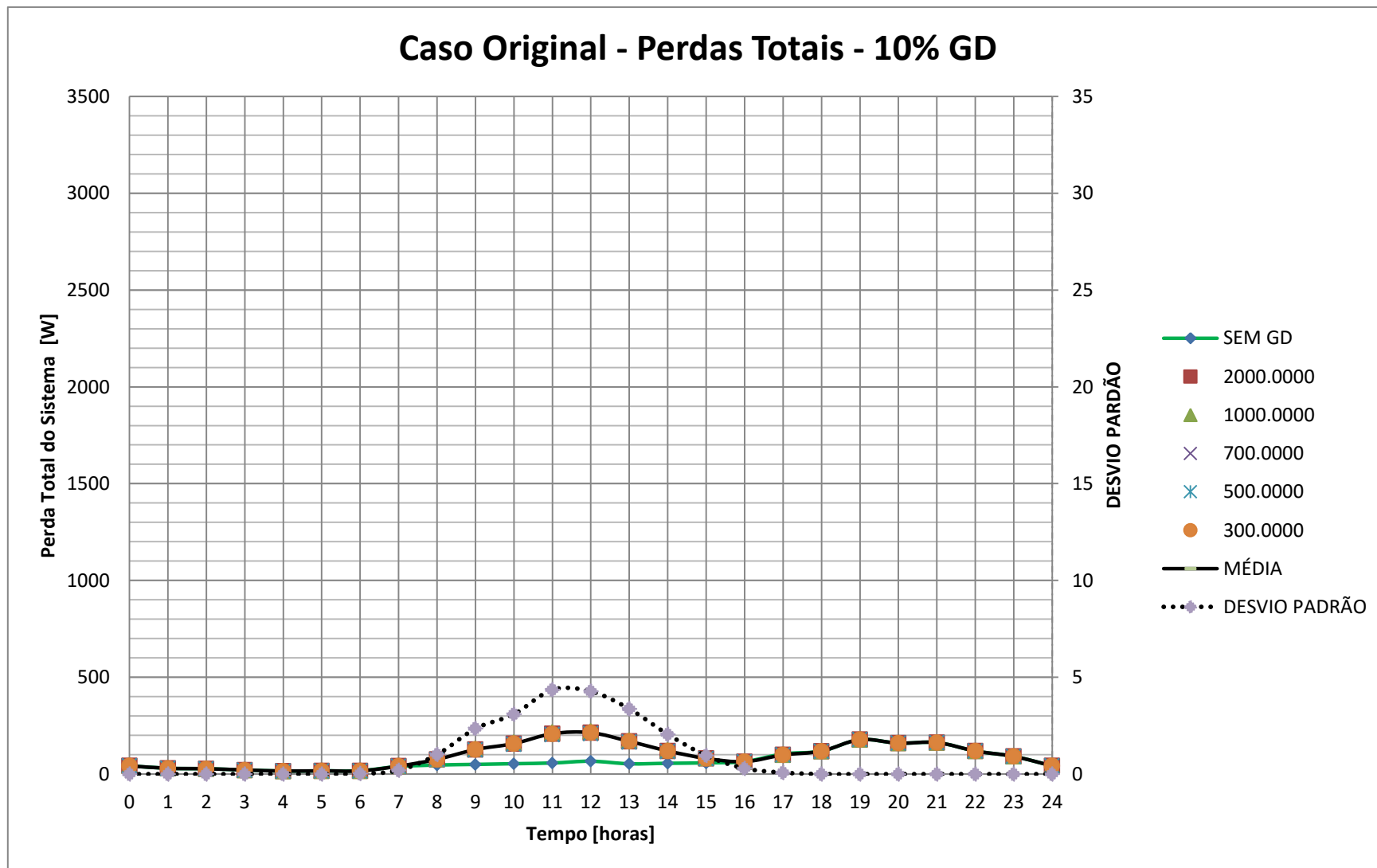


Figura III-17 - Caso Original - Perdas Totais - 10% GD

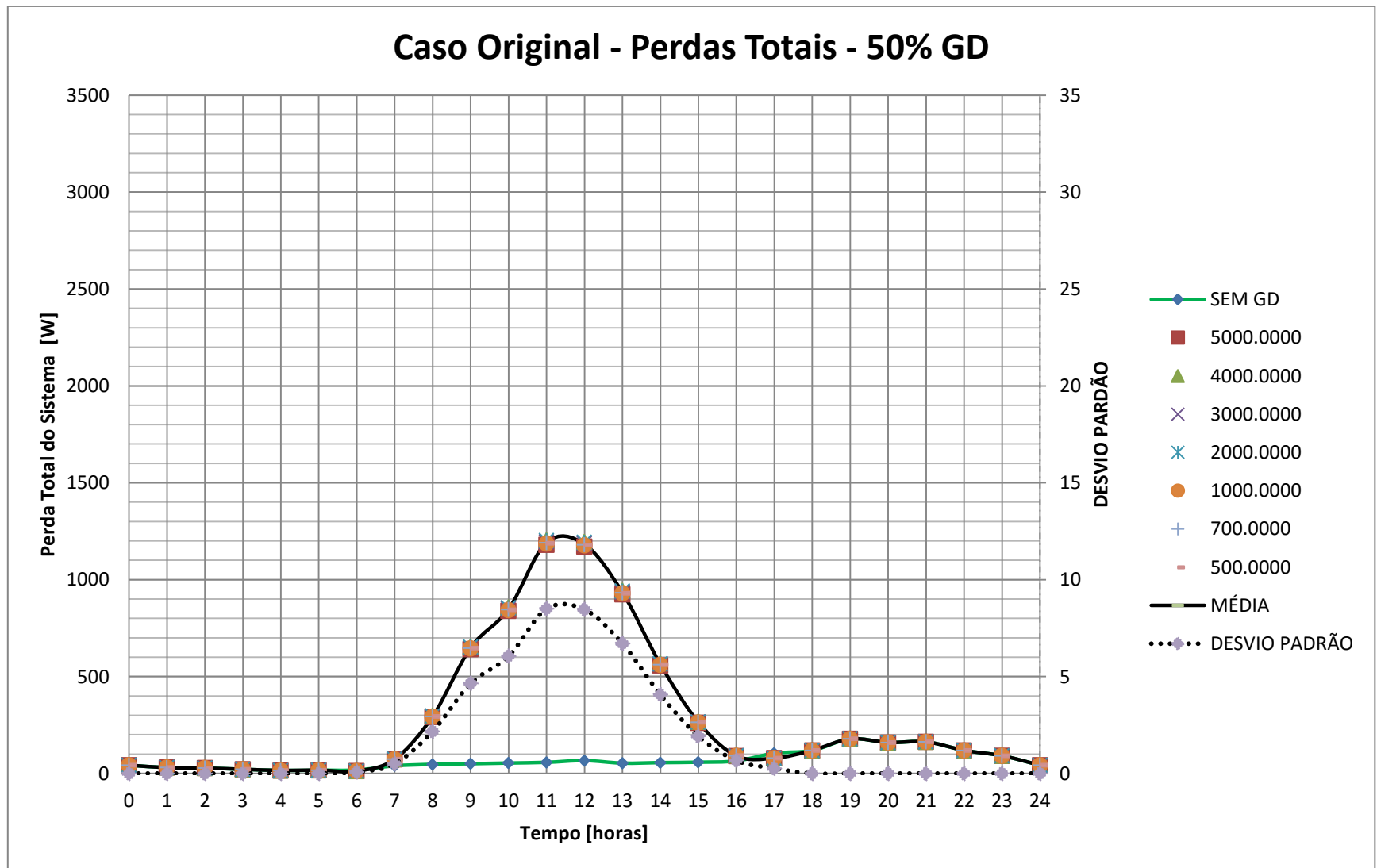


Figura III-18 - Caso Original - Perdas Totais - 50% GD

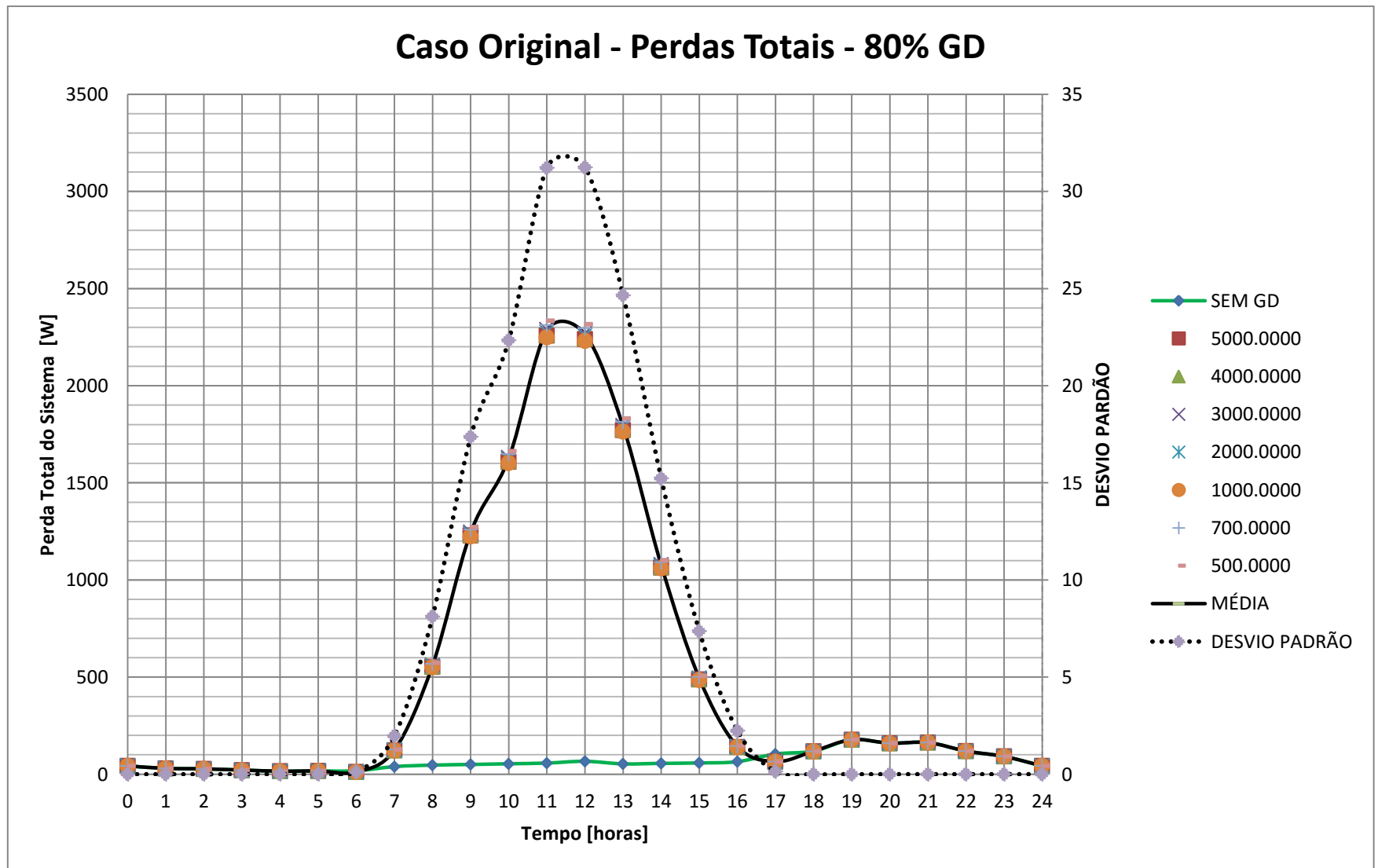


Figura III-19 - Caso Original - Perdas Totais - 80% GD

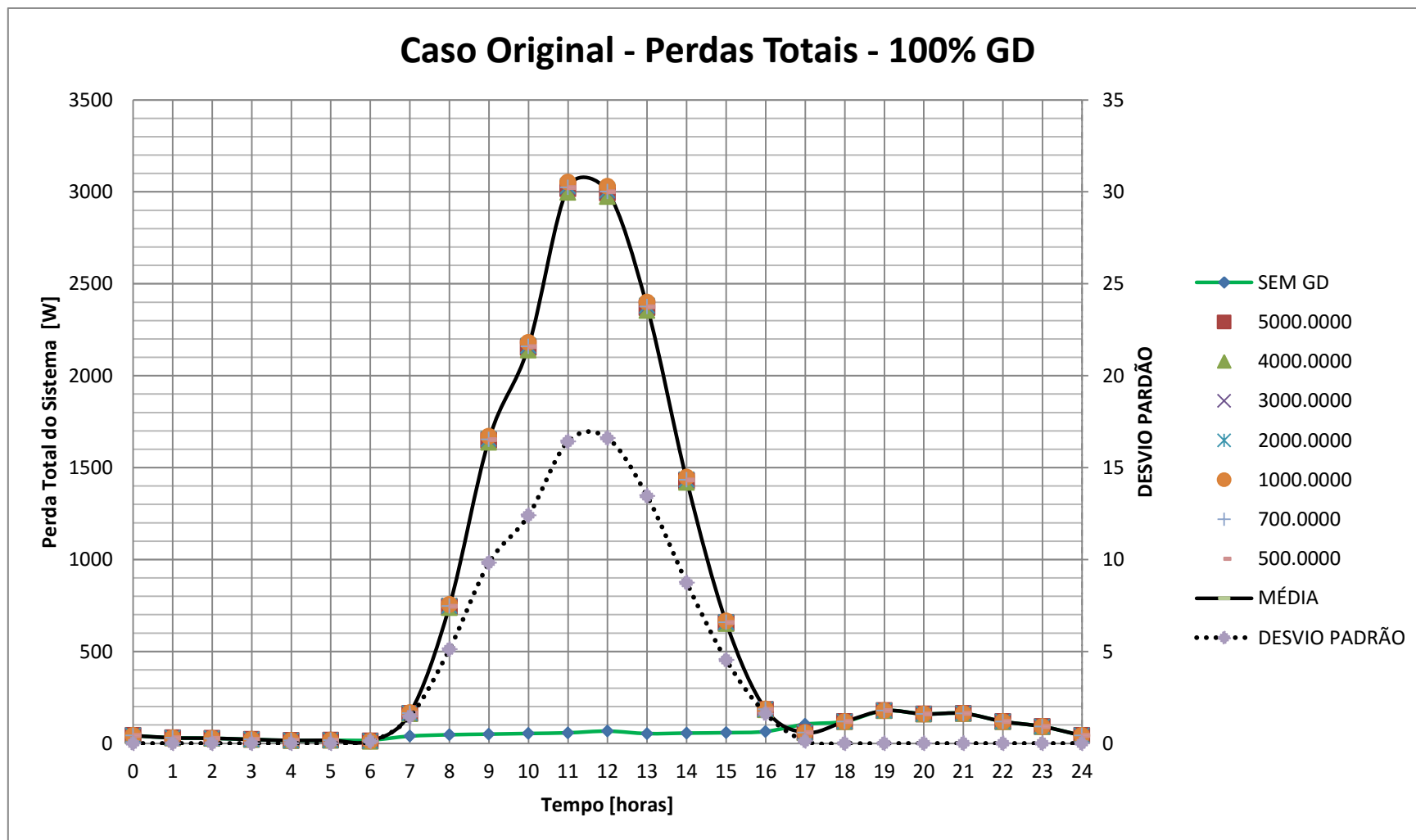


Figura III-20 - Caso Original - Perdas Totais - 100% GD

A partir da análise dos gráficos se nota que os valores médios das curvas, para cada um dos números de simulação considerados, são bem semelhantes e quase sobrepostos entre si. Enquanto que o desvio padrão é variável, sendo os maiores valores encontrados na Figura III-19.

A Tabela III-16, mostra os resultados dos cálculos dos coeficientes de variação para cada gráfico. A análise do mesmo permite afirmar que, para N = 1000 simulações a cada intervalo de tempo e para cada nível de penetração P%, os valores médios encontrados para as perdas totais da rede se encontram de acordo em relação ao critério de convergência adotado.

**Tabela III-16 - Coeficiente de Variação " $\alpha$ " para N = 1000**

Tempo	Penetração GD "P%"			
	$\alpha$ - 10%	$\alpha$ - 50%	$\alpha$ - 80%	$\alpha$ - 100%
0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
4	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
5	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6	0.11%	0.55%	1.06%	0.87%
7	0.47%	0.68%	1.60%	0.87%
8	1.30%	0.74%	1.47%	0.68%
9	1.80%	0.72%	1.42%	0.59%
10	1.90%	0.72%	1.39%	0.57%
11	2.02%	0.72%	1.39%	0.54%
12	1.93%	0.72%	1.40%	0.55%
13	1.93%	0.72%	1.40%	0.56%
14	1.67%	0.73%	1.44%	0.60%
15	1.16%	0.73%	1.52%	0.68%
16	0.46%	0.74%	1.60%	0.86%
17	0.08%	0.32%	0.22%	0.21%
18	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
19	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
20	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
21	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
22	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
23	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
24	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

## CAPÍTULO IV ANÁLISE DOS RESULTADOS

Detalhadas as teorias básicas, a metodologia aplicada e validado o software desenvolvido, este capítulo se destina a apresentação dos resultados simulados para os dois casos em análise, quais sejam, Caso Original e Caso Equilibrado.

Conforme o descrito no decorrer desta dissertação os resultados serão apresentados para três variáveis do problema, quais sejam: perfis das tensões, perdas ativas totais da rede e o fator de desequilíbrio das tensões.

Para os perfis de tensão da rede serão mostrados os resultados para os dois ramais principais da rede de BT-29. O primeiro ramal, denominado Sub1, compreende as seguintes barras da rede: 0, 1, 3, 7, 12, 15 e 18. Enquanto para o segundo ramal, denominado Sub2, as barras analisadas são: 0, 2, 4, 10, 14, 17, 24, 26, 27 e 28. Para ambos os ramais e para ambos os casos em tela, serão exibidas as médias das tensões às 12h.

Os desvios padrão para as penetrações 10%, 30%, 50%, 70% e 100%, da microgeração conforme as “N” simulações propostas serão exibidos para todas as fases e o condutor de neutro considerando uma avaliação temporal.

Serão exibidos, também, os efeitos da integração da microgeração fotovoltaica segundo uma análise probabilística em relação aos limites das tensões adequadas, vide Tabela II-1.

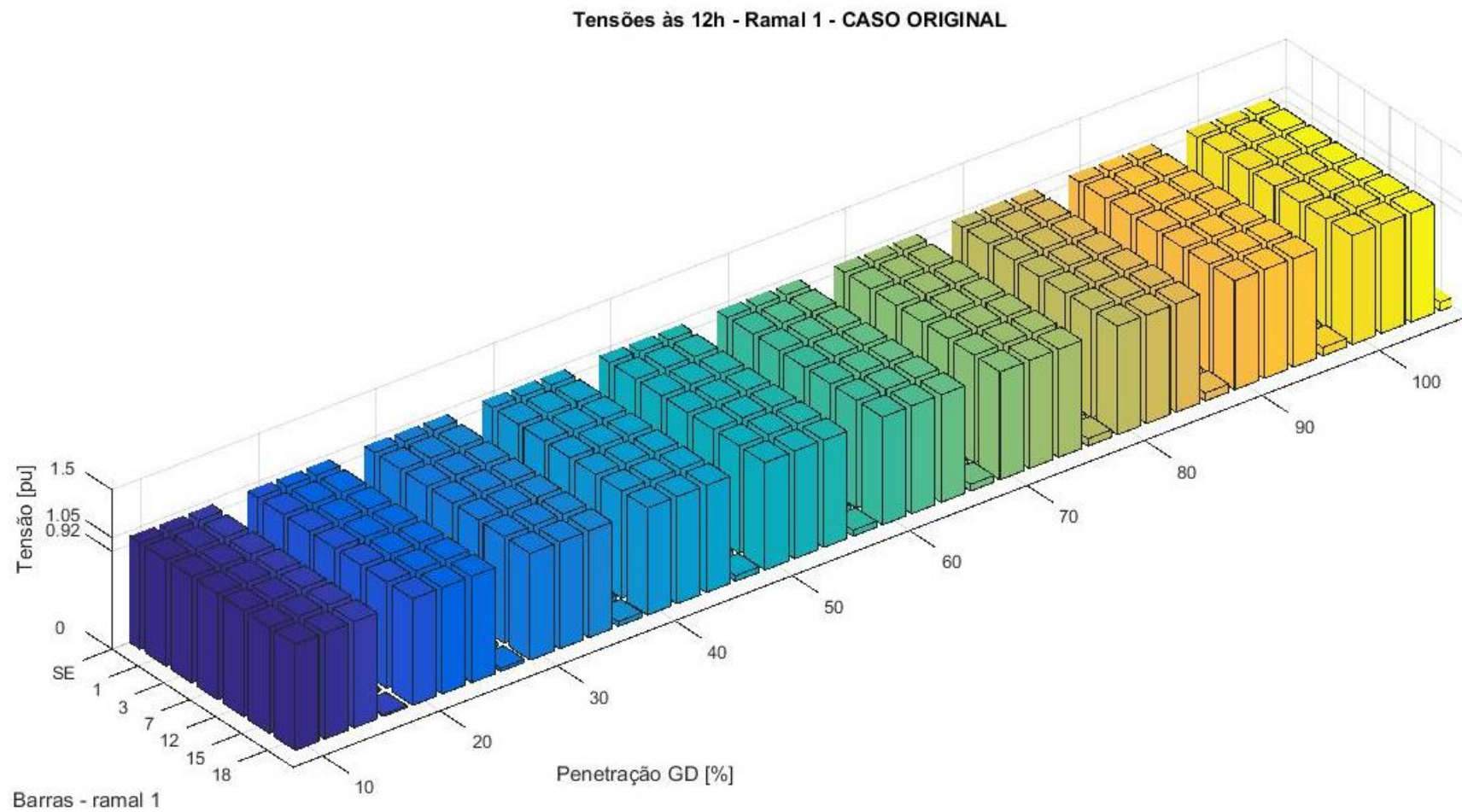
As perdas ativas totais dos casos examinados serão expostas seguindo os percentuais de penetração da GD numa análise temporal.

Enquanto que para o fator de desequilíbrio, a análise probabilística é aquela que melhor representa os resultados deste índice, levando-se em consideração cada nível de penetração e o limite de permissibilidade do índice, conforme o descrito na Seção II.5.3.

### IV.1 Caso Original

No Caso Original as cargas são mantidas desequilibradas, de acordo com a referência [35], entretanto é inserida uma carga trifásica ao nó 6, que no caso base era um nó terminal e não havia informações sobre o mesmo. A carga inserida foi considerada idêntica à carga presente no nó 7, conforme pode ser observado na Tabela III-3.

#### IV.1.1 Análise dos perfis de tensão, Sub1 e Sub2, 12h – Caso Original



**Figura IV-1 - Tensões às 12h - Ramal 1 - Caso Original**



### Tensões às 12h - Ramal 2 - CASO ORIGINAL

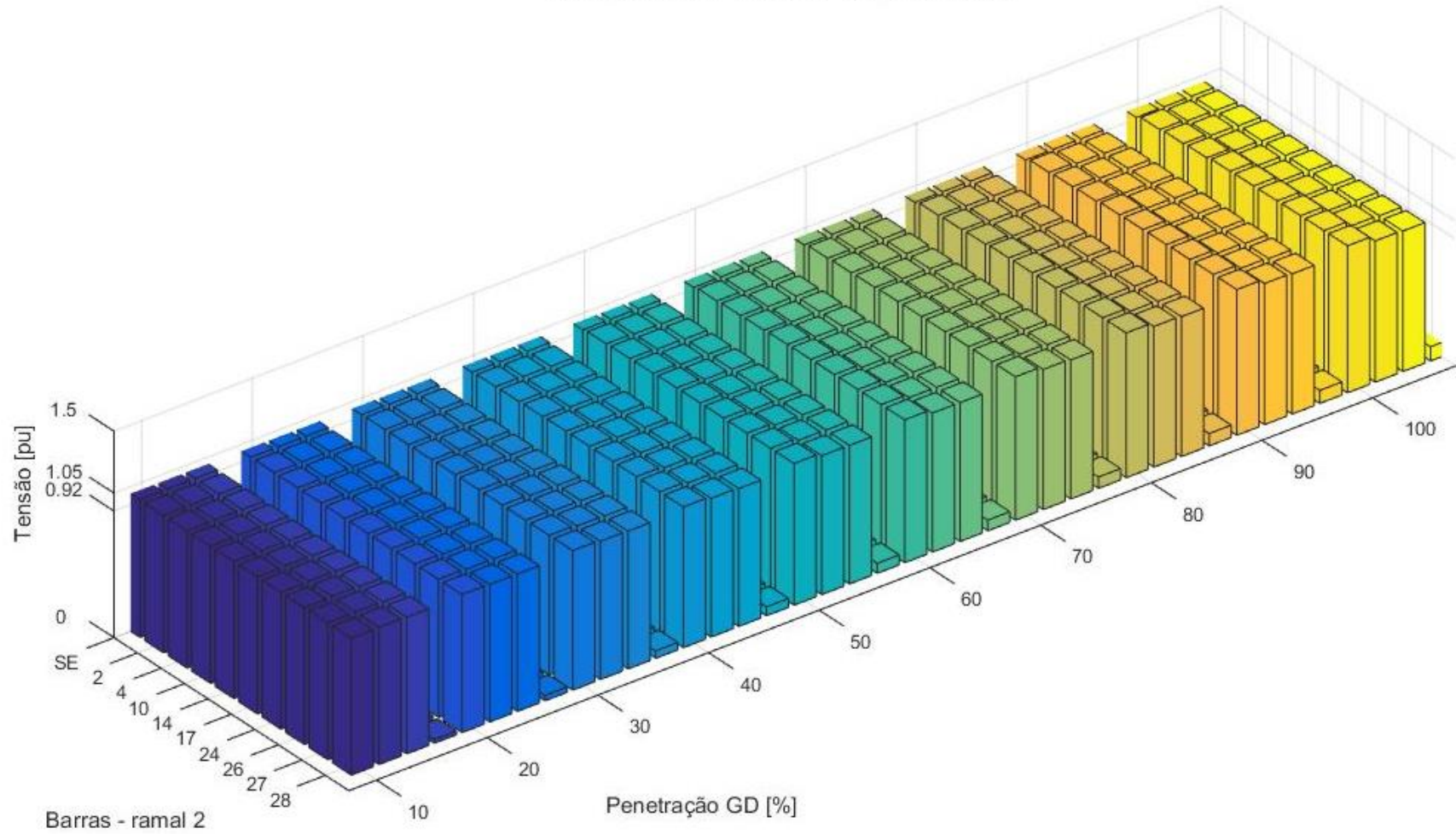


Figura IV-2 - Tensões às 12h - Ramal 2 - Caso Original

Nos gráficos apresentados, Figura IV-1 e Figura IV-2, são exibidas as médias das tensões pra as três fases (“A”, “B” e “C”), e do condutor de neutro, respectivamente, e considerando apenas o horário de pico para a geração fotovoltaica, ou seja, às 12h. Essa média foi calculada a partir de todas as “N” simulações e para cada P% de penetração.

A partir da análise da Figura IV-1, para qualquer que seja a penetração em análise, na média, nenhum dos nós apresentou nível de tensão fora do intervalo adequado, ou seja, tensões medidas entre 0,92 e 1,05 pu, vide Tabela II-1. O maior valor encontrado na análise deste ramal corresponde a uma penetração de 100% e é localizado na fase “B” na barra 18.

Entretanto, para o Sub2, Figura IV-2 e Tabela IV-1, as médias dos módulos das tensões apresentam valores acima dos valores adequados quando a penetração da GD atinge 80%. Cumpre observar que esses valores são exclusivos a fase A. Este fato é justificado pela análise da Tabela III-8, em que a referida fase em análise é aquela que apresenta maior carregamento e, conseqüentemente, maior capacidade de geração fotovoltaica.

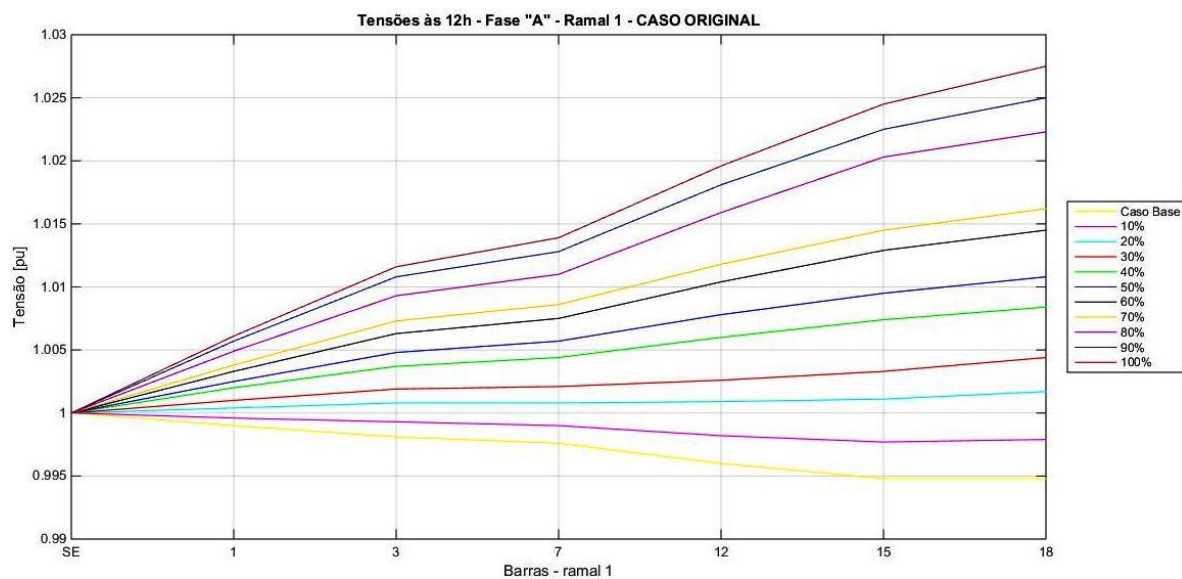
**Tabela IV-1 - Tensões não adequadas às 12h - Sub2**

Nó	Penetrações								
	80%			90%			100%		
	Fases			Fases			Fases		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
sub	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2	1.018	1.008	1.005	1.020	1.009	1.005	1.023	1.009	1.006
4	1.025	1.011	1.007	1.028	1.013	1.008	1.032	1.014	1.009
10	1.031	1.013	1.009	1.035	1.015	1.010	1.041	1.016	1.011
14	1.041	1.016	1.012	1.046	1.018	1.014	1.054	1.019	1.015
17	1.044	1.016	1.012	1.050	1.019	1.014	1.058	1.020	1.016
24	1.046	1.019	1.014	1.052	1.022	1.016	1.061	1.022	1.018
26	1.049	1.021	1.015	1.055	1.024	1.018	1.064	1.025	1.020
27	1.051	1.022	1.016	1.057	1.025	1.019	1.067	1.026	1.021
28	1.052	1.022	1.016	1.059	1.025	1.019	1.068	1.026	1.021

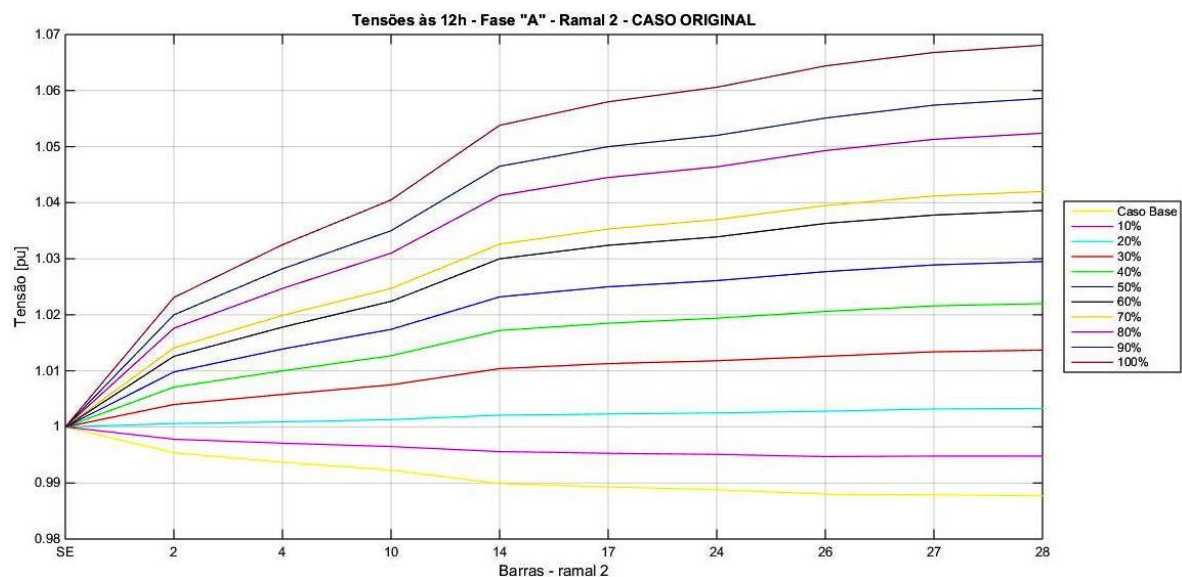
Outra importante constatação acerca das médias dos módulos das tensões diz respeito ao aumento dos valores em relação à tensão do nó de referência, nó “0”. Em ambos os ramais em análise se nota que a partir de uma penetração de 20% da microgeração fotovoltaica o sistema é submetido a uma inversão do fluxo de potência, uma vez que as

tensões nos ramais terminais passam a apresentar valores maiores que os valores do nó de referência.

Desta forma, os gráficos abaixo, Figura IV-3 e Figura IV-4, ilustram a variação da tensão da fase A durante o horário das 12h para cada um dos ramais em estudo.



**Figura IV-3 - Tensões às 12h - Fase "A" - Sub1 - Caso Original**

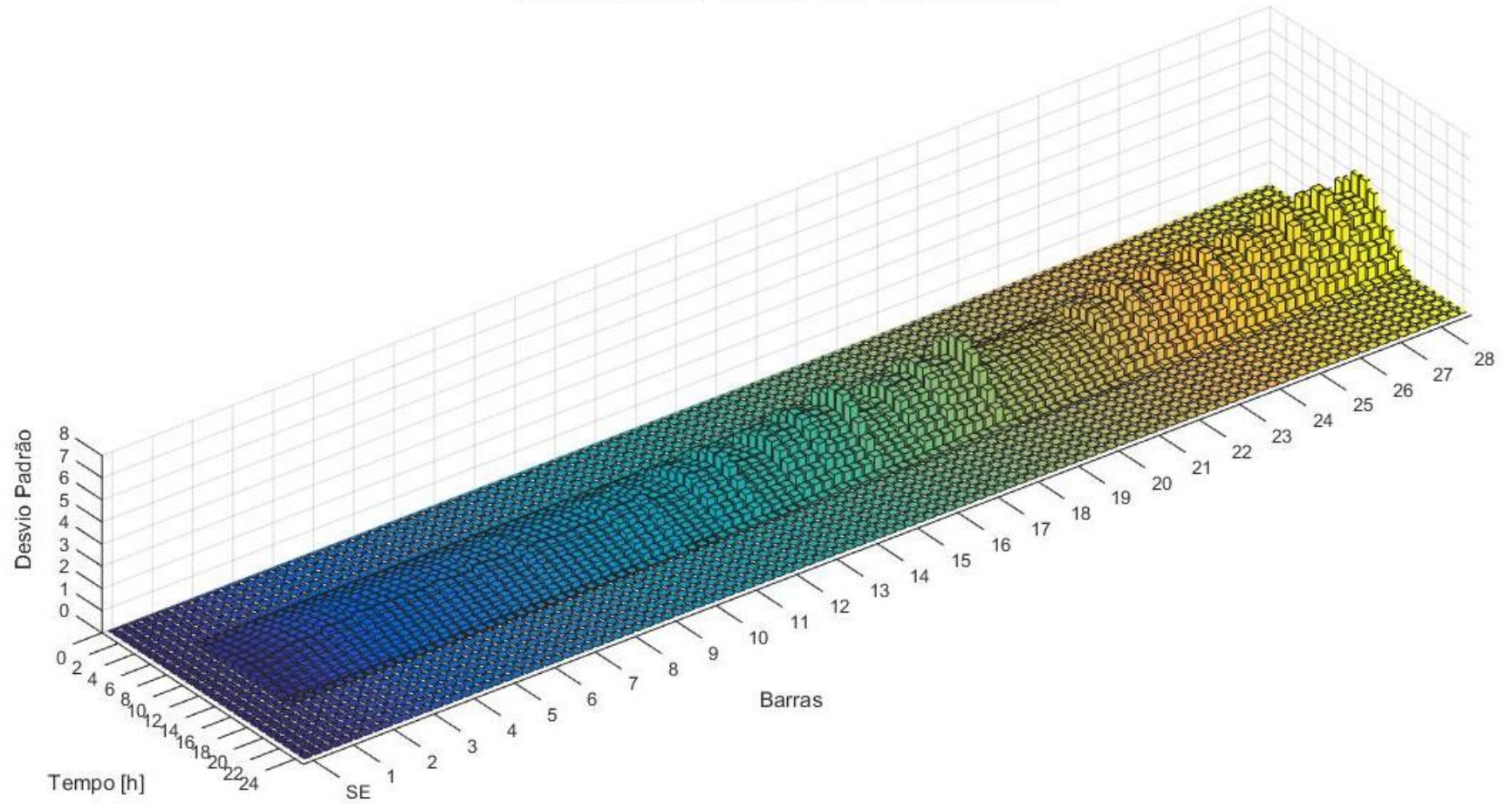


**Figura IV-4 - Tensões às 12h - Fase "A" - Sub2 - Caso Original**

#### IV.1.2 Análise do desvio padrão das tensões – Caso Original

Objetivando validar o critério de parada adotado na definição do número de simulações, a seguir são exibidos gráficos dos desvios padrão para as penetrações 10%, 30%, 50%, 70% e 100%.

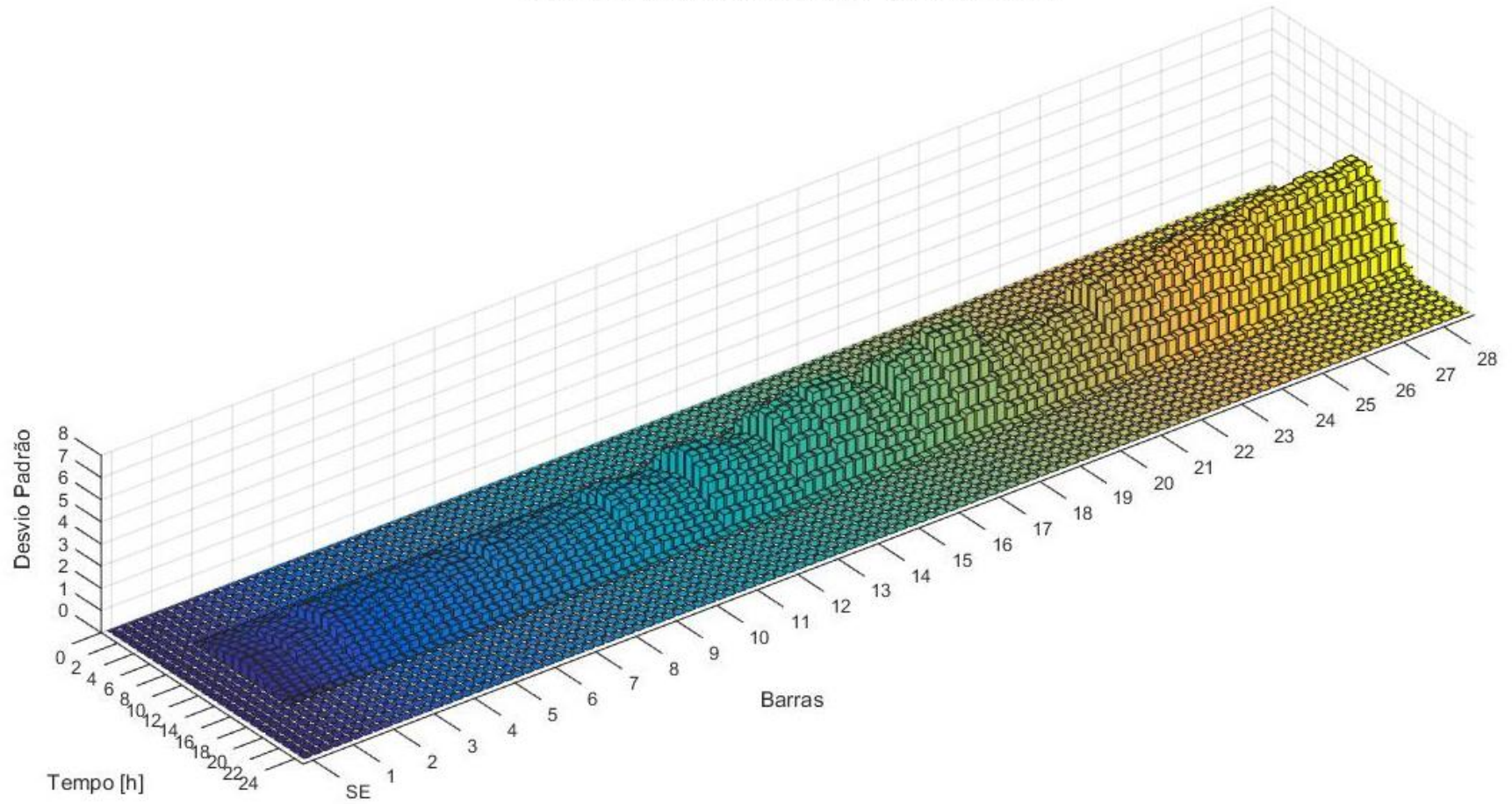
**Desvio Padrão das Tensões - 10% - CASO ORIGINAL**



**Figura IV-5 - Desvio padrão - 10% de penetração GD - Caso Original**

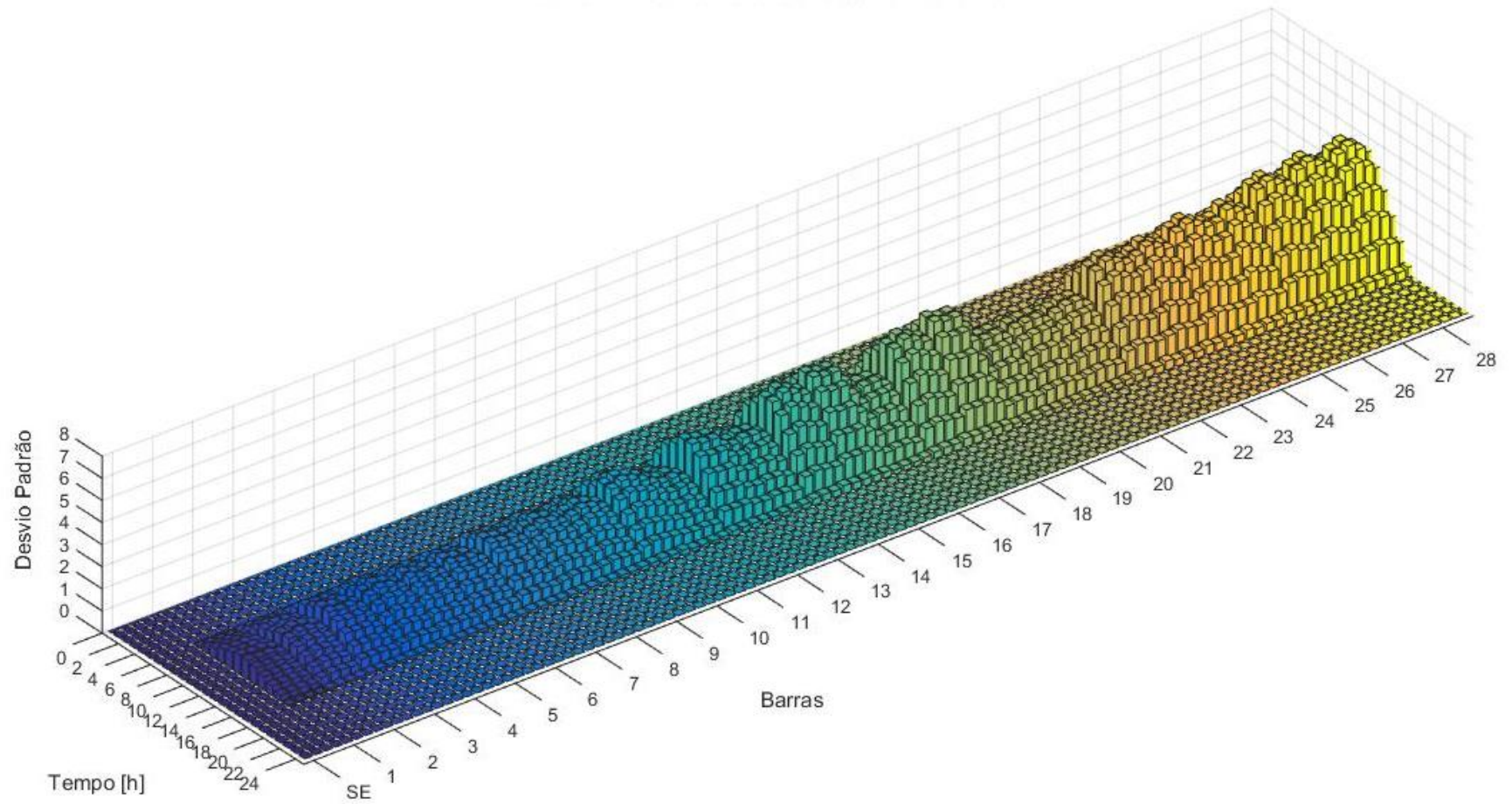


**Desvio Padrão das Tensões - 30% - CASO ORIGINAL**



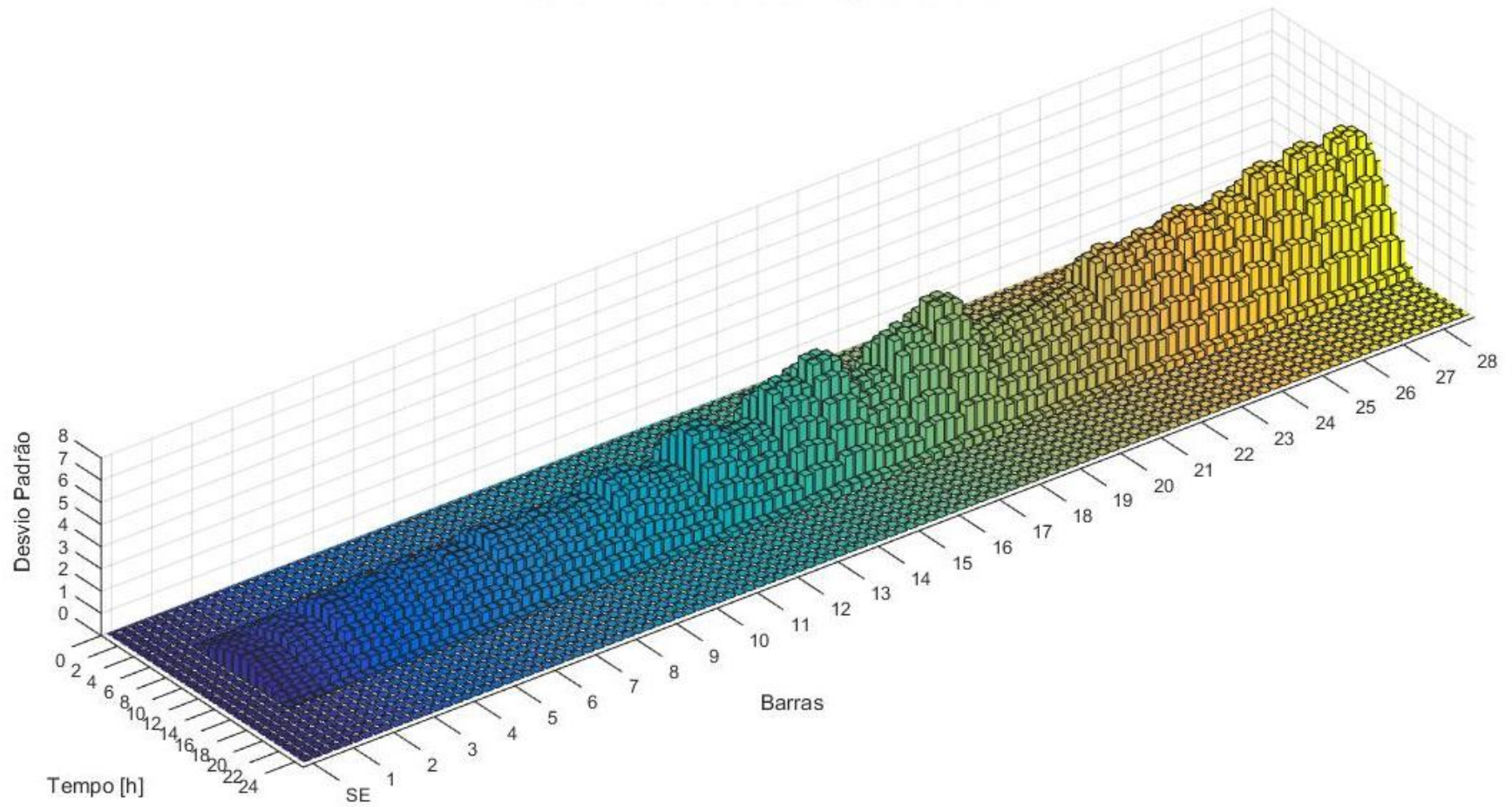
**Figura IV-6 - Desvio padrão - 30% de penetração GD - Caso Original**

**Desvio Padrão das Tensões - 50% - CASO ORIGINAL**



**Figura IV-7 - Desvio padrão - 50% de penetração GD - Caso Original**

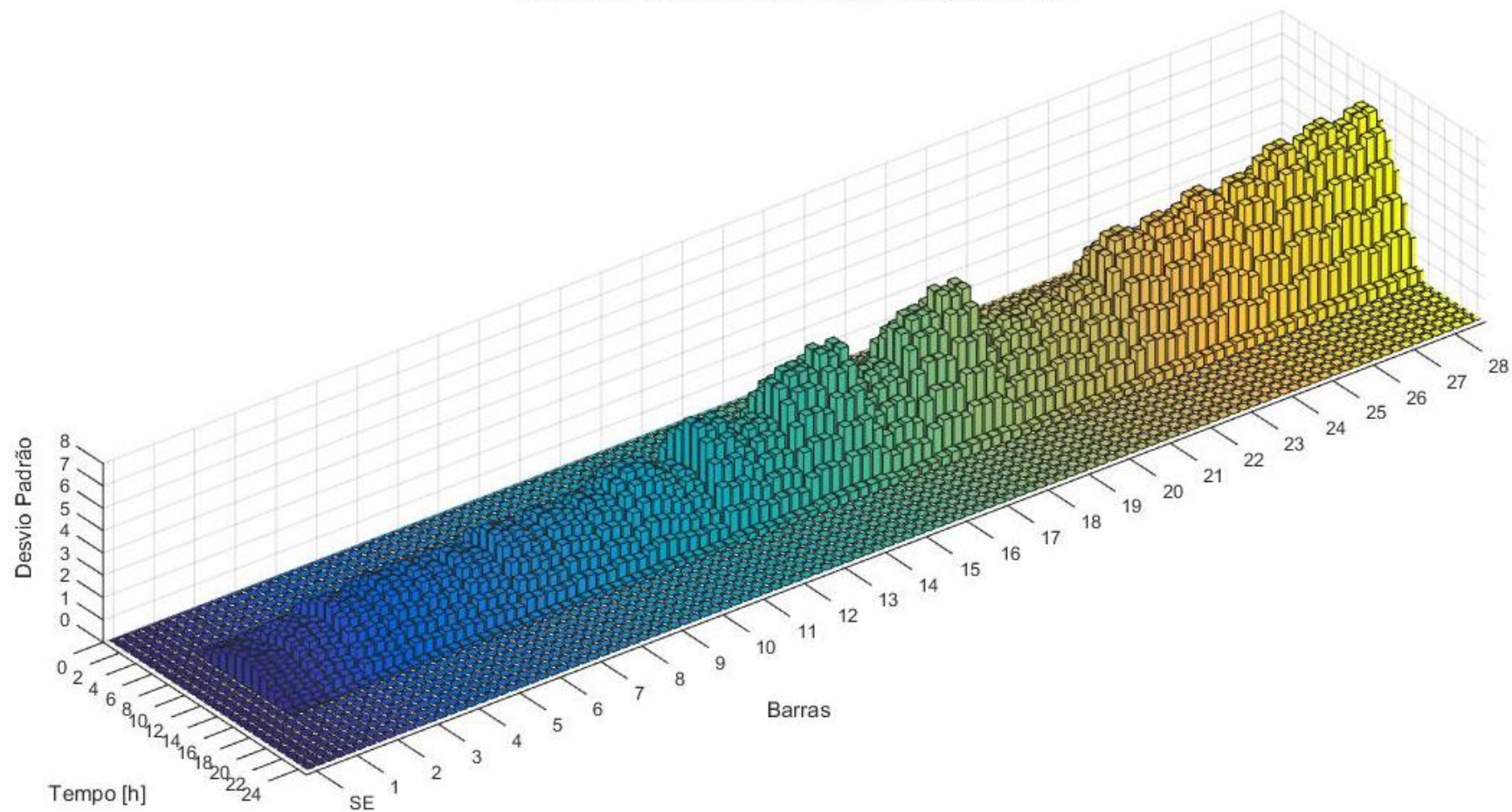
**Desvio Padrão das Tensões - 70% - CASO ORIGINAL**



**Figura IV-8 - Desvio padrão - 70% de penetração GD - Caso Original**



**Desvio Padrão das Tensões - 100% - CASO ORIGINAL**



**Figura IV-9 - Desvio padrão - 100% de penetração GD - Caso Original**

A análise dos gráficos acima mostra que para as “N” simulações consideradas os desvios padrão das tensões se comportam de acordo com o critério de parada das simulações, ou seja, o coeficiente de variação das amostras atende ao adotado na metodologia,  $\alpha \leq 5\%$ .

#### IV.1.3 Análise probabilística dos perfis de tensão – Caso Original

A avaliação probabilística em torno das simulações é apresentada na Figura IV-10. Essa avaliação tem por objetivo buscar as probabilidades de as tensões, em qualquer das barras da rede e a qualquer das horas simuladas, não permanecerem dentro dos limites das tensões adequadas, conforme o definido na Tabela II-1.

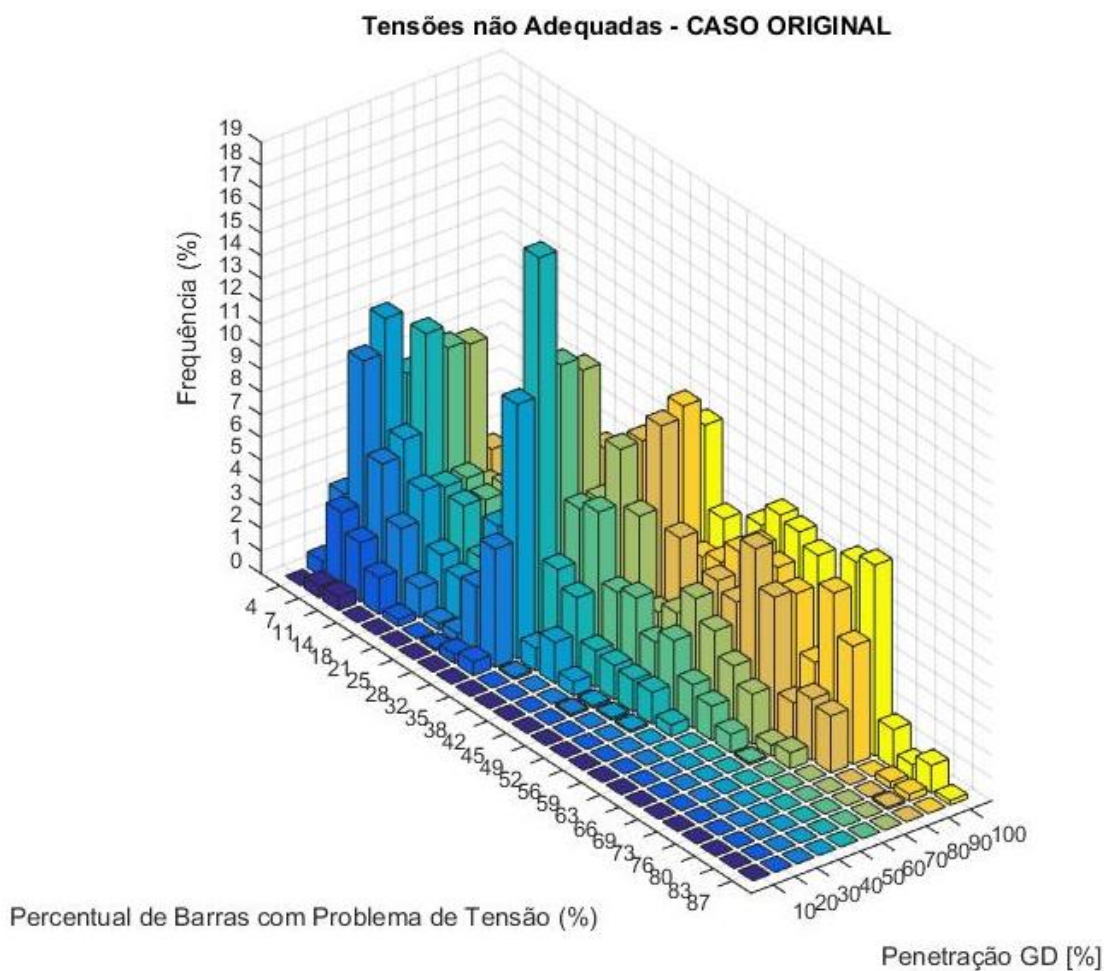


Figura IV-10 - Análise probabilística das tensões - Caso Original

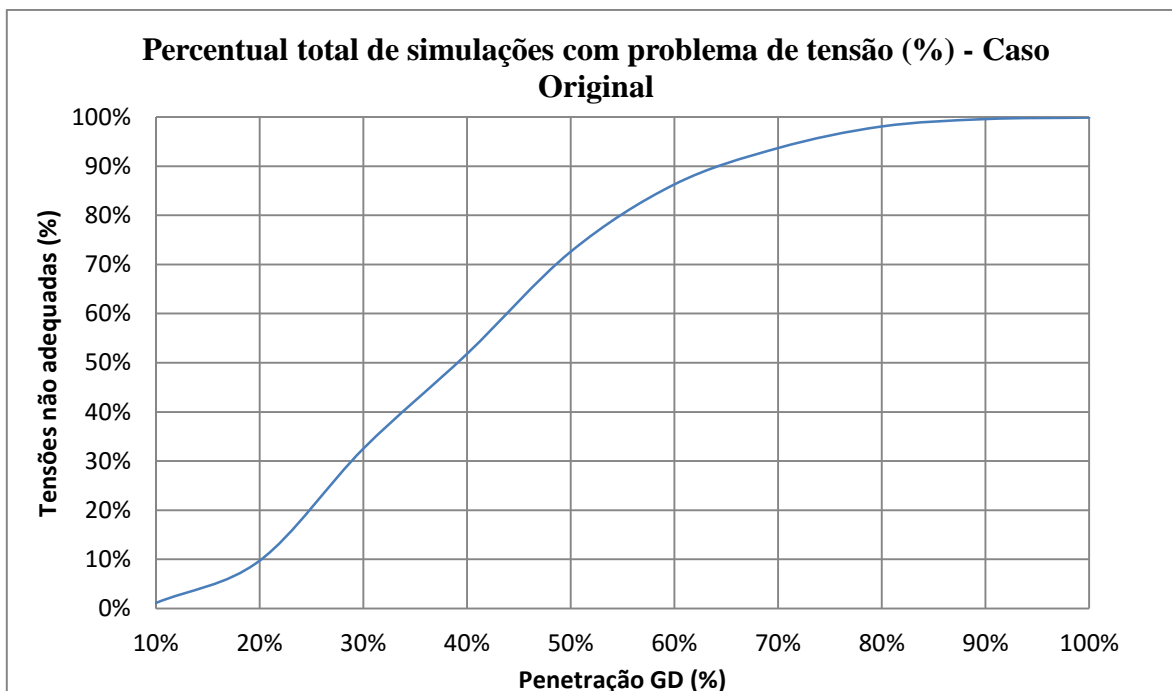
A análise probabilística em relação às tensões tem por objetivo contabilizar, a cada simulação, a cada tempo e para cada penetração da microgeração distribuída, quantas barras do sistema apresentaram valores de tensão fora dos limites para a tensão adequada.

Ou seja, considerando o caso em que há 10% de penetração da GD, apenas 2 ( $\approx 7\%$  do total das barras da rede) ou 3 ( $\approx 11\%$  do total das barras da rede) barras, apresentaram tensões não adequadas. O eixo “z”, então, contabiliza a frequência percentual em relação aos casos simulados. Assim, é possível interpretar os problemas de tensão probabilisticamente a cada penetração da GD.

Em outras palavras é possível afirmar que para uma penetração de 10%, 7% das barras têm problemas em apenas 0,5% das simulações, ou seja, para uma penetração de 10% há uma probabilidade de 0,5% para que 7% dos nós da rede apresentem tensões fora dos limites adequados. Enquanto que para uma penetração de 50%, há uma probabilidade de 17,3% para que 32% das barras tenham problemas.

Na Figura IV-11 o problema é abordado relacionando os percentuais de penetração da geração fotovoltaica com o somatório das ocorrências. Isto é, para uma penetração de 10% o total de simulações que apresentou tensões fora dos limites considerados é igual a 1,1%, ou seja, a probabilidade de haver algum evento não satisfatório considerando uma penetração 10% é igual a 1,1%. Enquanto que para uma penetração de 100% existe uma probabilidade de 99,9% de que o sistema apresente tensões não adequadas.

Desta forma é possível que sejam delimitados riscos e relação à operação do sistema. Assim, assumindo um risco de até 10% para que as tensões da rede trabalhem fora dos limites adequados, se nota que para uma penetração de até 20% não seriam necessários reforços na rede.

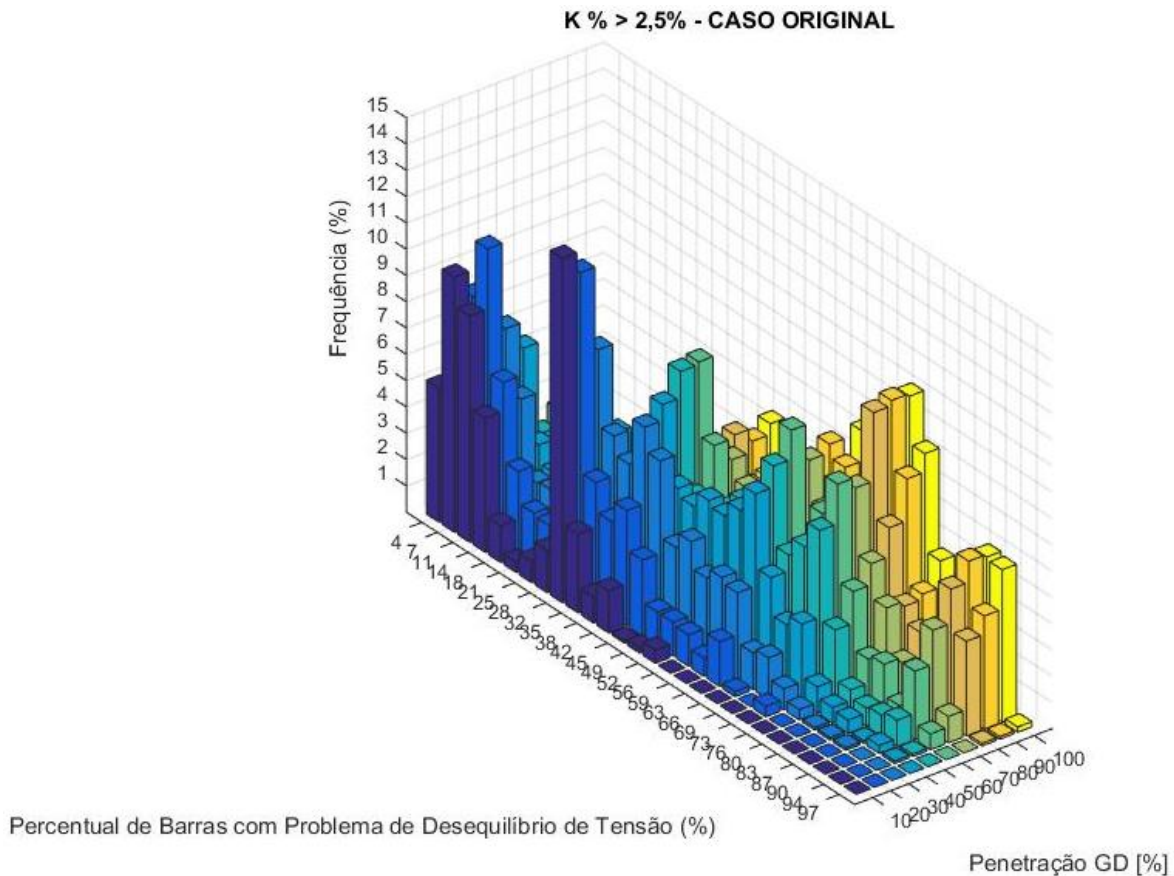


**Figura IV-11 - Percentual total de simulações com problema de tensão (%) - Caso Original**

#### IV.1.4 Desequilíbrio de tensão (k%) – Caso Original

Para analisar o desequilíbrio de tensão da rede se optou por um estudo diretamente probabilístico, idêntico ao desenvolvido na análise das tensões. Assim, a Figura IV-12 ilustra a probabilidade de ocorrência, para cada percentual de barras da rede e para cada penetração da microgeração fotovoltaica, desse tipo de problema para o caso em tela.

Cumprir observar que dentre os métodos de cálculo presentes na literatura para avaliação deste índice se optou pela adoção do método IEEE [9], definido como o desvio máximo dos valores médios das tensões, dividido pela média dos mesmos, expresso em porcentagem. Sendo o limite permissível para desequilíbrios de tensão igual a 2,5%.



**Figura IV-12 - Desequilíbrio de Tensão - Caso Original**

Adotando mesma interpretação aplicada às violações das tensões da rede é possível verificar que dentre os pontos mais notáveis apresentados na Figura IV-12 é possível destacar que para uma penetração de 10% há uma probabilidade de 13,1% para que 32% dos nós do sistema apresentem algum problema de desequilíbrio de tensão.

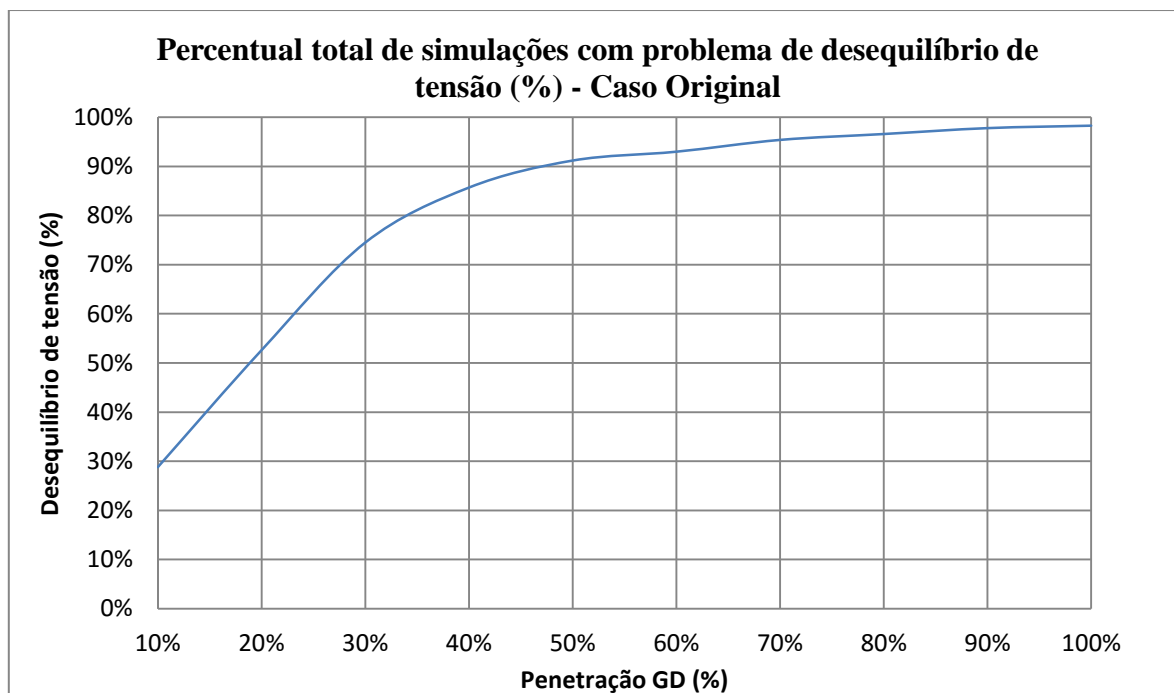
Analisando a Figura IV-12 é possível notar que a violação dos limites de permissibilidade em relação ao desequilíbrio das tensões da rede apresenta uma frequência de ocorrências significativamente maior quando comparado aos problemas de tensão, bem como no percentual de barras que apresentam esse tipo de problema.

Ou seja, comparando-se as Figura IV-10 e Figura IV-12 é possível afirmar que o problema de desequilíbrio de tensão é aquele que apresenta maior impacto na rede em estudo.

Tomando-se o caso em que há 10% de penetração da GD, para o caso das violações das tensões há um risco de 0,6% para que 11% das barras apresentem tensões fora dos limites estabelecidos. Enquanto que, para a mesma a penetração, há um risco de que até 52% dos nós do sistema apresentem um desequilíbrio de tensão acima do limite adotado.

Na Figura IV-13 o problema é abordado relacionando os percentuais de penetração da geração fotovoltaica com o somatório das ocorrências. Isto é, para uma penetração de 10% o total de simulações que apresentou um desequilíbrio entre as tensões das fases maior que 2,5% é igual a 28,8%, ou seja, a probabilidade de haver algum evento não satisfatório considerando uma penetração 10% é igual a 28,8%. Enquanto que para uma penetração de 100% existe uma probabilidade de 98,3% de que o sistema apresente um fator de desequilíbrio fora do limite de permissibilidade.

As elevadas probabilidades de ocorrência de alguma desconformidade em relação ao presente parâmetro sugerem que, para o presente caso em tela, a operação do sistema estará comprometida indicando a necessidade de intervenções na rede de modo a mitigar esse problema.

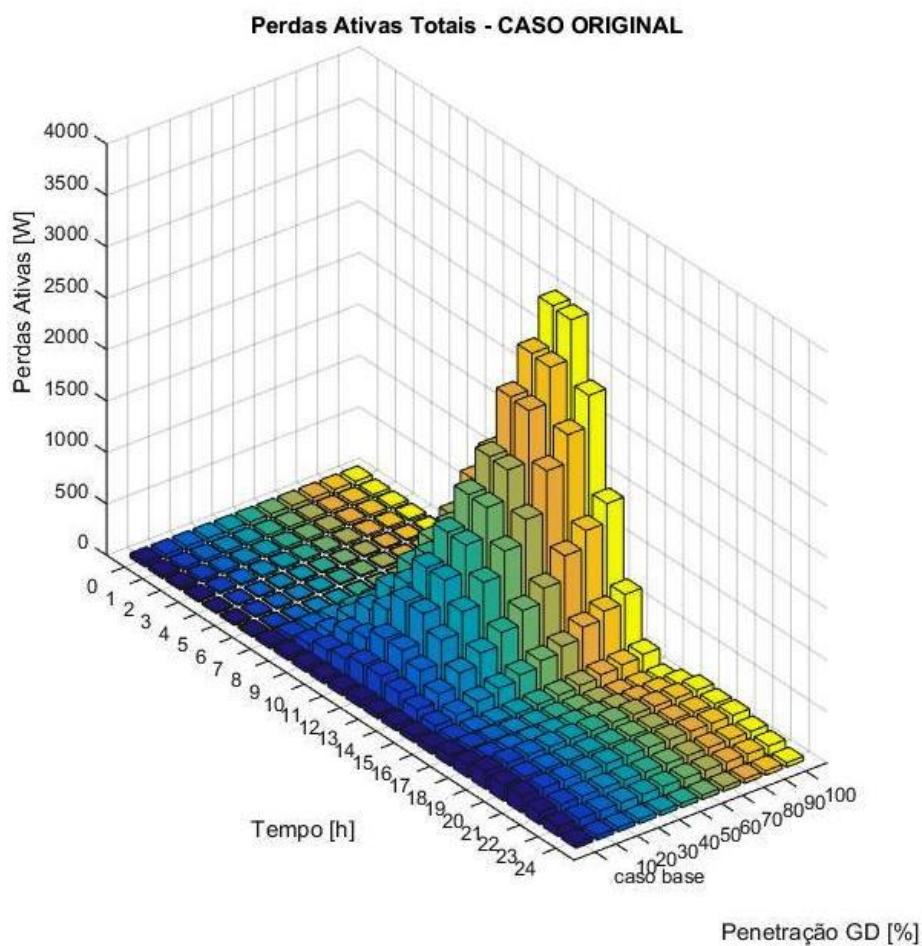


**Figura IV-13 - Percentual total de simulações com problema de desequilíbrio de tensão (%) - Caso Original**



#### IV.1.5 Perdas técnicas totais – Caso Original

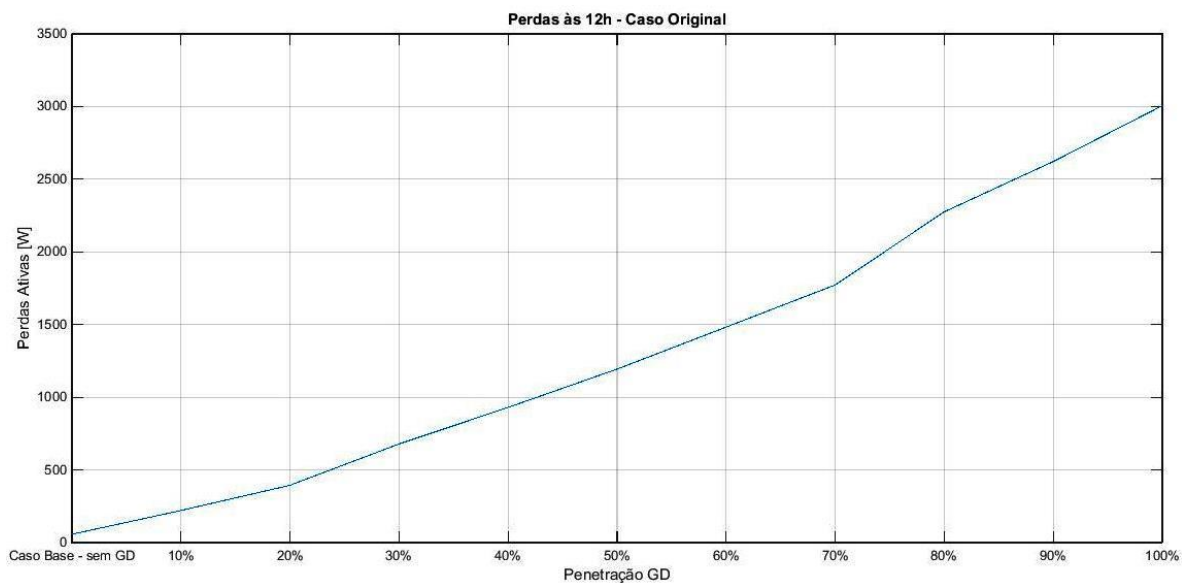
A análise das perdas técnicas do sistema visa o entendimento do impacto da inversão das correntes na rede quando da penetração dos painéis fotovoltaicos sem que haja um controle da sua máxima geração. Assim, o gráfico a seguir ilustra para todas as penetrações bem como para o caso base, sem GD, uma análise temporal do impacto da GD no sistema em tela.



**Figura IV-14 - Perdas Ativas Totais – Caso Original**

De acordo com a Figura IV-14 as perdas técnicas da rede apresentam gradativo aumento conforme o incremento da instalação da microgeração na rede, atingindo o pico às 12h, horário de maior incidência do sol.

A Figura IV-15 mostra para as 12h o impacto progressivo da microgeração fotovoltaica no cálculo das perdas do sistema. Comparando-se o caso base, sem GD, e a penetração máxima analisada, 100%, durante o referido horário, a rede experimenta um aumento de cerca de 5100% em relação às perdas totais. Este fato é justificado pelo excesso de geração ante a demanda dos consumidores, caracterizando uma elevada corrente entre os ramais do sistema partindo dos pontos de carga em direção ao nó principal.

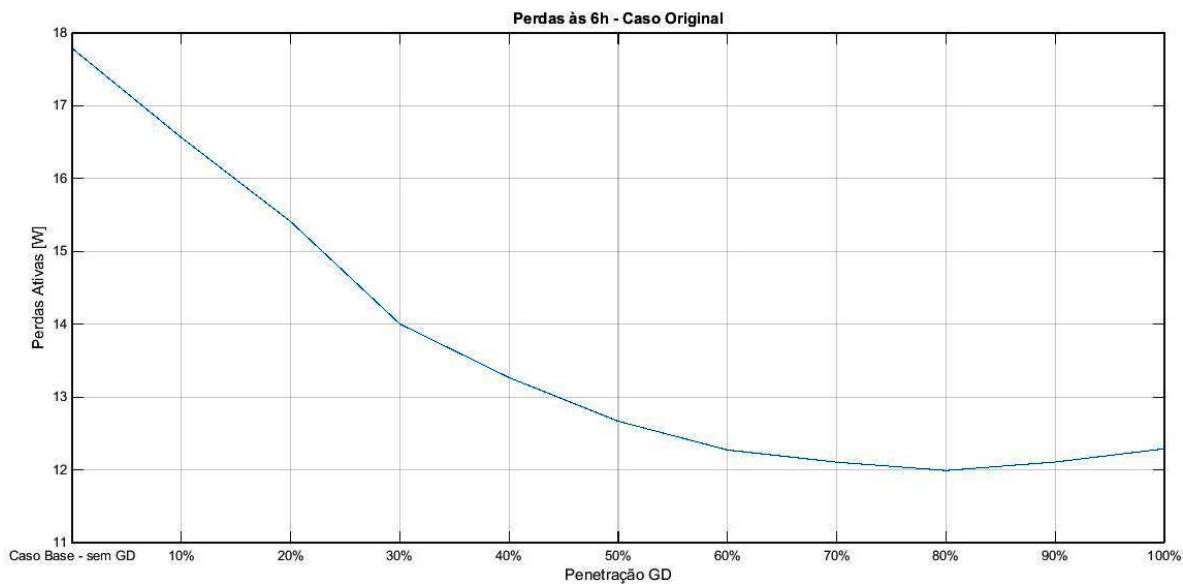


**Figura IV-15 - Perdas às 12h - Caso Original**

Entretanto, durante as 6h e às 17h a rede apresenta gradual redução das perdas ativas totais da rede. Nesse sentido os gráficos abaixo, Figura IV-16 e Figura IV-17, exibem como a penetração da GD afeta no cálculo desta grandeza do sistema. Em ambos os momentos citados a redução do nível das perdas pode ser explicada pelo equilíbrio entre os perfis de carga e geração e conseqüente redução das correntes nos ramais do sistema.

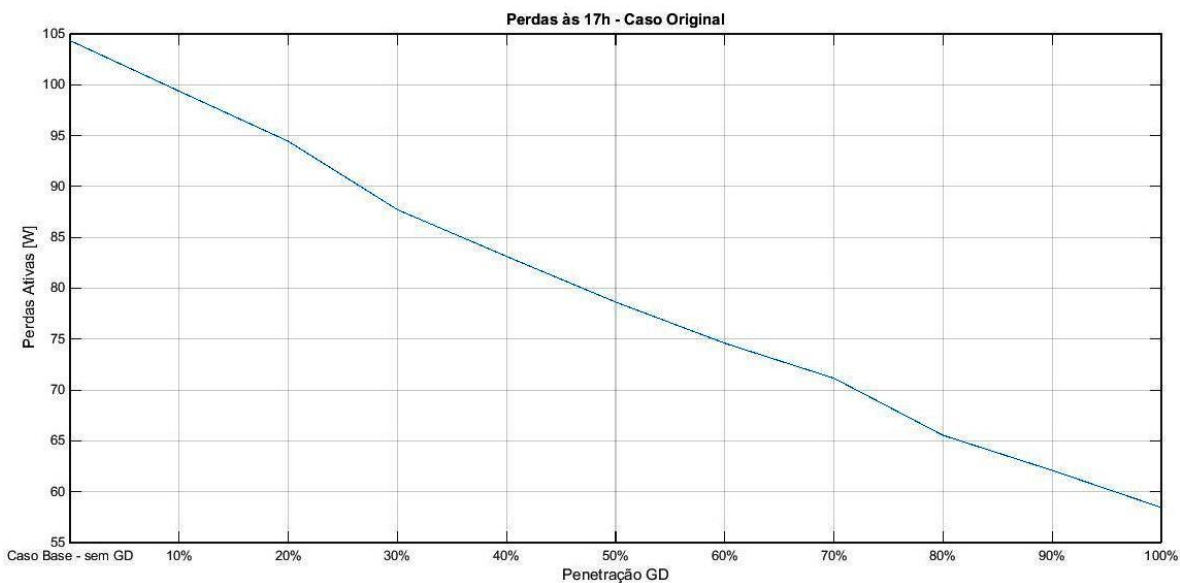
Para às 6h, Figura IV-16, o perfil da curva mostra que com uma penetração de 80% o sistema atinge o menor valor das perdas e, um incremento de geração não oferece nenhum benefício em relação à redução das perdas.





**Figura IV-16 - Perdas às 6h - Caso Original**

Entretanto, às 17h, conforme pode ser observado na Figura IV-17, o sistema apresenta uma forte relação entre a penetração da GD e a redução das perdas da rede.



**Figura IV-17 - Perdas às 17h - Caso Original**

## IV.2 Caso Equilibrado

O Caso Equilibrado é caracterizado pelo equilíbrio entre as cargas nas três fases da rede. Baseado no Caso Original, foram selecionadas as maiores cargas de cada nó e aplicadas às demais fases.

### IV.2.1 Análise dos perfis de tensão, Sub1 e Sub2, 12h – Caso Equilibrado

Os gráficos a seguir apresentam as médias das tensões das três fases (“A”, “B” e “C”), e do condutor de neutro, respectivamente, e considerando apenas o horário de pico para a geração fotovoltaica, ou seja, às 12h. Essa média foi calculada a partir de todas as “N” simulações e para cada P% de penetração.

A partir da análise dos gráficos a seguir, Figura IV-18 e Figura IV-19, para qualquer que seja a penetração em análise, na média, nenhum dos nós apresentou nível de tensão fora do intervalo adequado, ou seja, tensões medidas entre 0,92 e 1,05 pu, vide Tabela II-1. Cumpre observar que em ambos os ramais analisados, quais sejam, Sub1 e Sub2, o maior valor encontrado corresponde a uma penetração de 100% e é localizado na fase “B” na barra 18.

Tensões às 12h - Ramal 1 - CASO EQUILBRADO

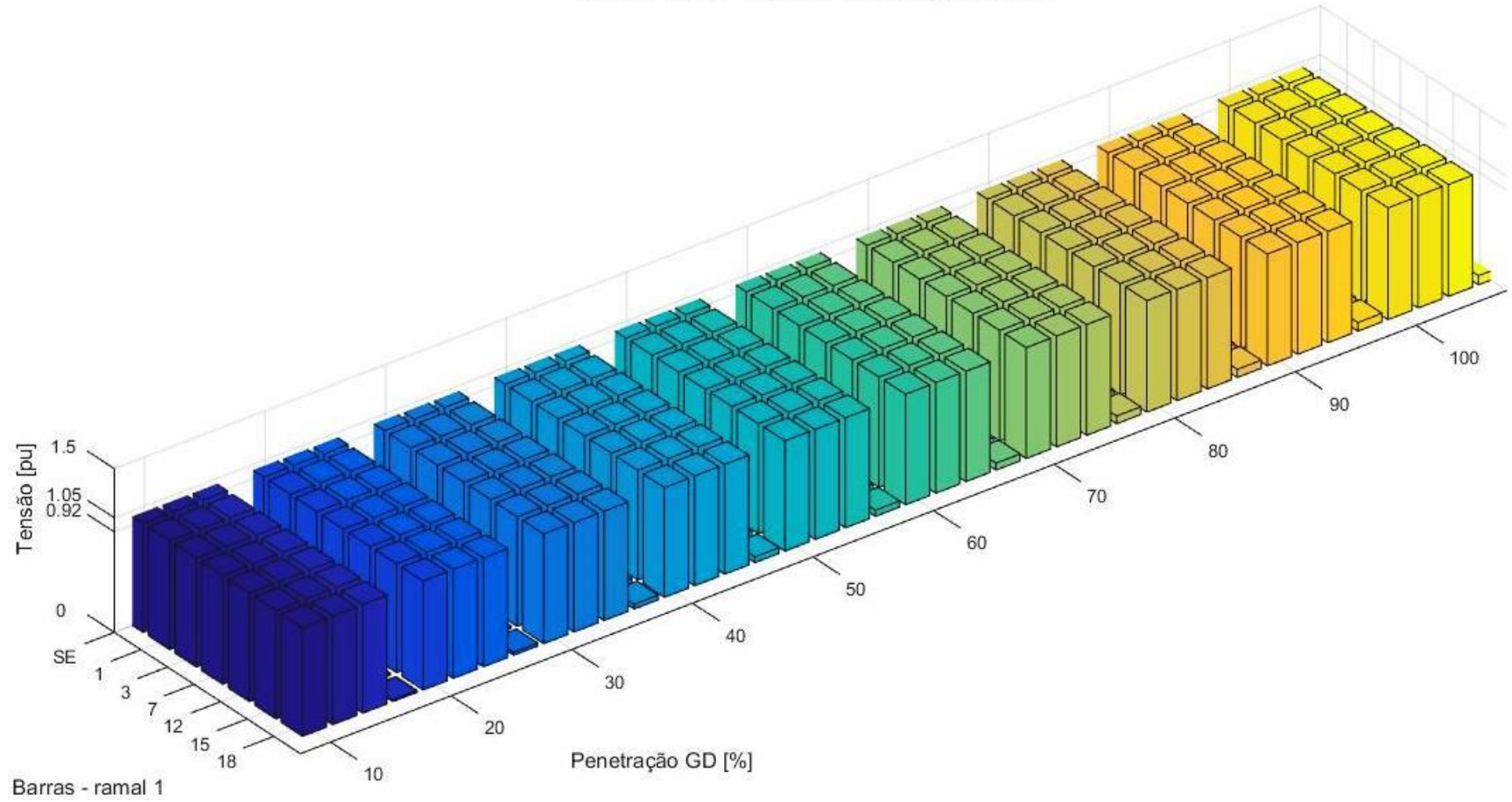


Figura IV-18 - Tensões às 12h - Ramal 1 - Caso Equilibrado

### Tensões às 12h - CASO EQUILBRADO

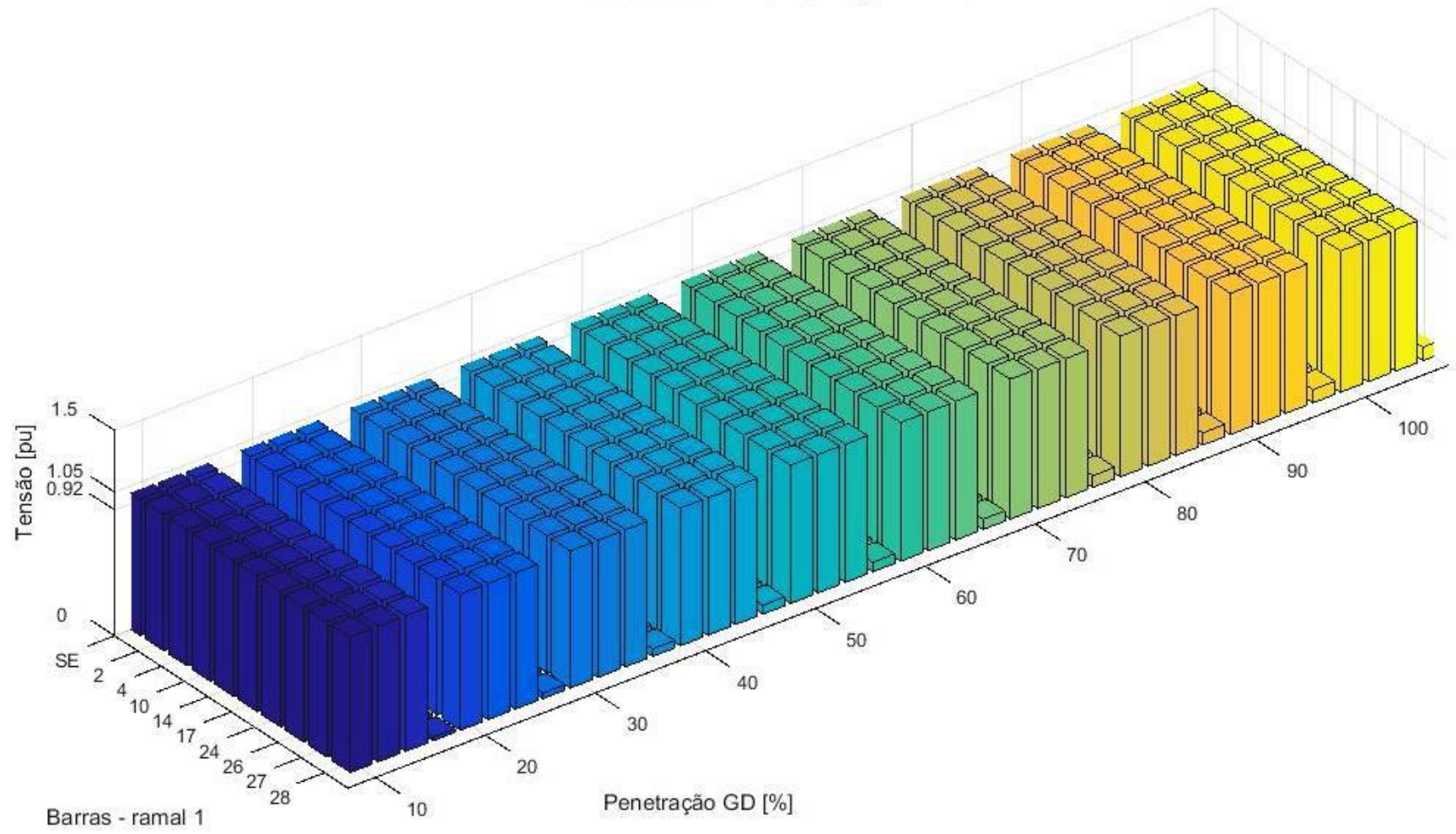
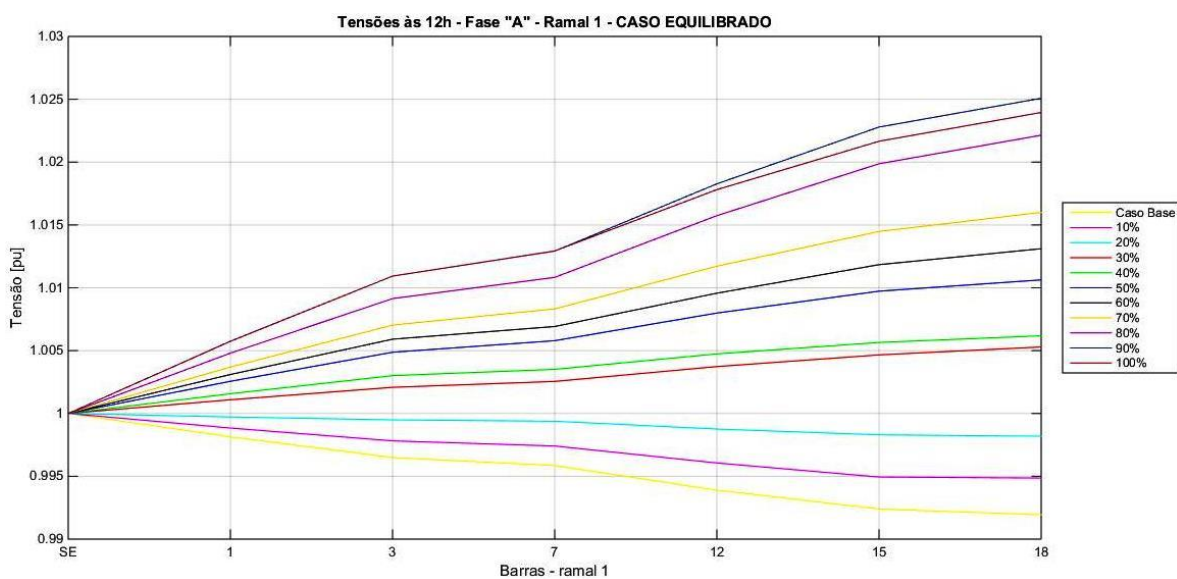


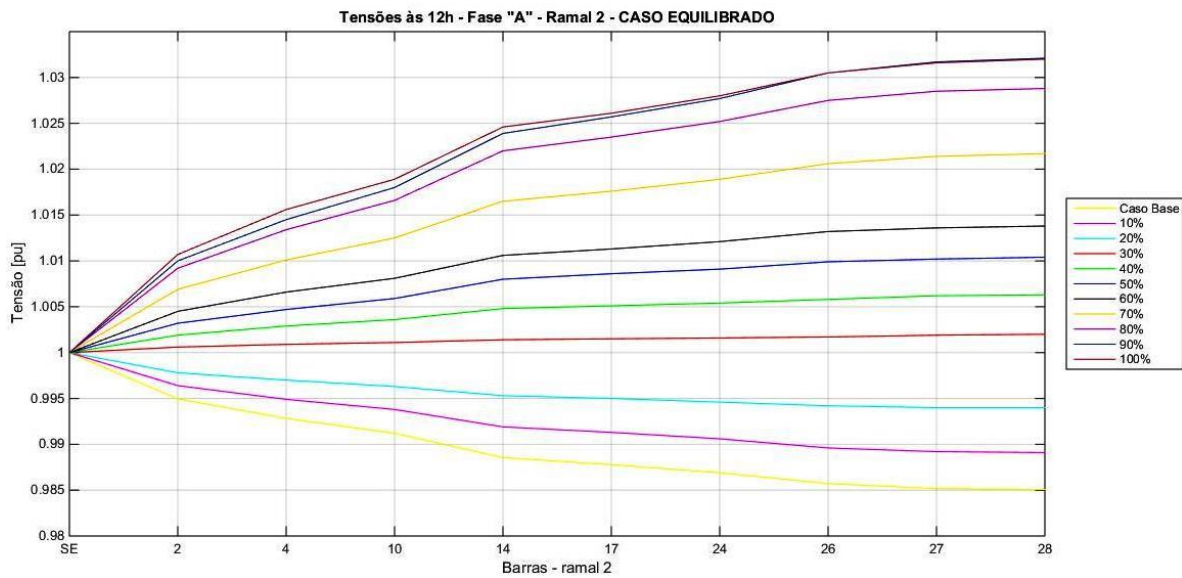
Figura IV-19 - Tensões às 12h - Ramal 2 - Caso Equilibrado

Outra importante constatação acerca das médias dos módulos das tensões diz respeito ao aumento dos valores em relação à tensão do nó de referência, nó “0”. Em ambos os ramais em análise se nota que a partir de uma penetração de 30% da microgeração fotovoltaica o sistema é submetido a uma inversão do fluxo de potência, uma vez que as tensões nos ramais terminais passam a apresentar valores maiores que os valores do nó de referência.

Desta forma, os gráficos abaixo, Figura IV-20 e Figura IV-21, ilustram a variação da tensão da fase A para cada um dos ramais em estudo.



**Figura IV-20 - Tensões às 12h - Fase "A" - Ramal 1 - Caso Equilibrado**



**Figura IV-21 - Tensões às 12h - Fase "A" - Ramal 2 - Caso Equilibrado**

#### IV.2.2 Análise do desvio padrão das tensões – Caso Equilibrado

Objetivando validar o critério de parada adotado na definição do número de simulações, a seguir são exibidos gráficos dos desvios padrão para as penetrações 10%, 30%, 50%, 70% e 100%.



Desvio Padrão das Tensões - 10% - CASO EQUILBRADO

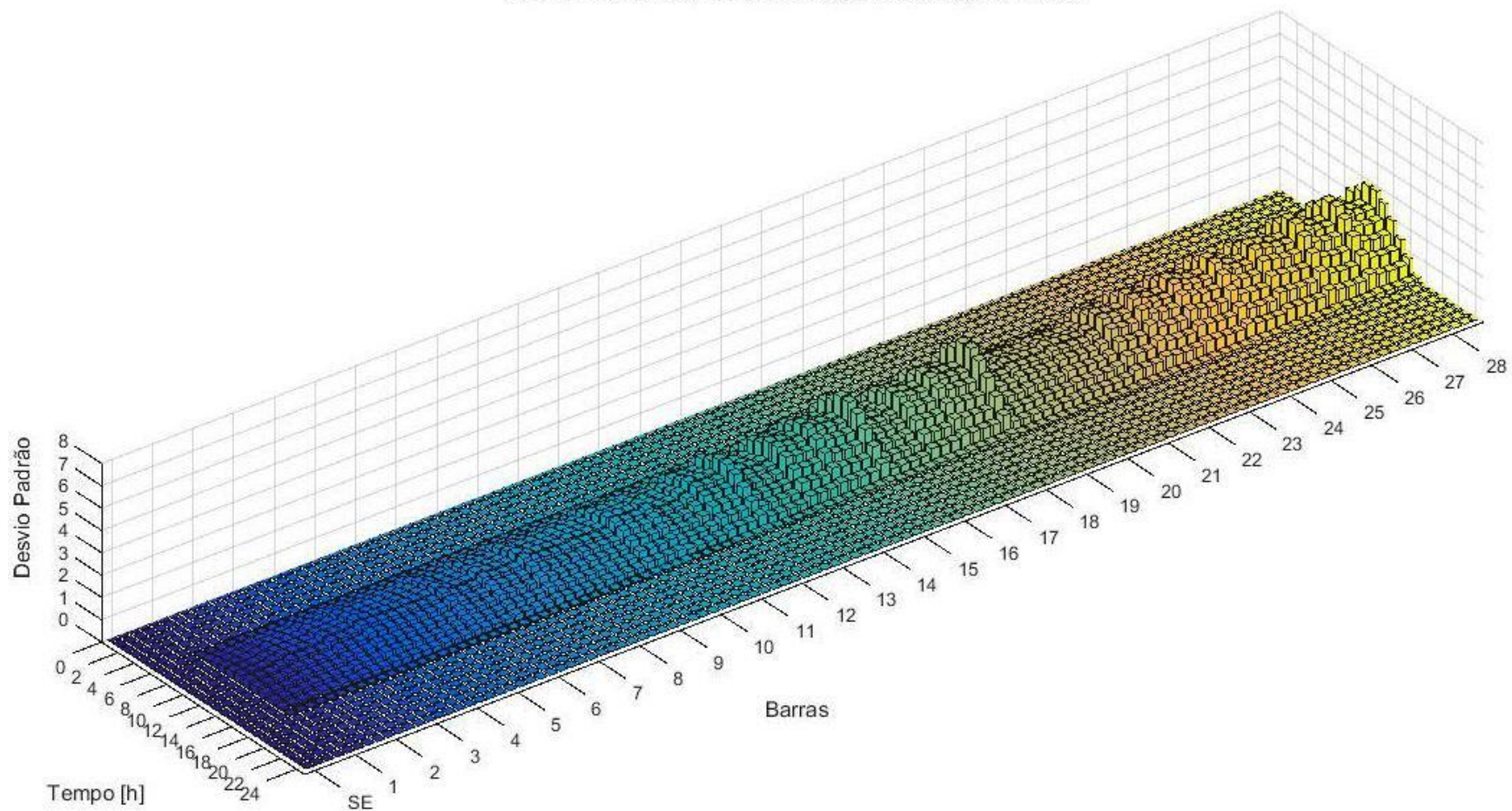


Figura IV-22 - Desvio padrão - 10% de penetração GD - Caso Equilibrado

Desvio Padrão das Tensões - 30% - CASO EQUILBRADO

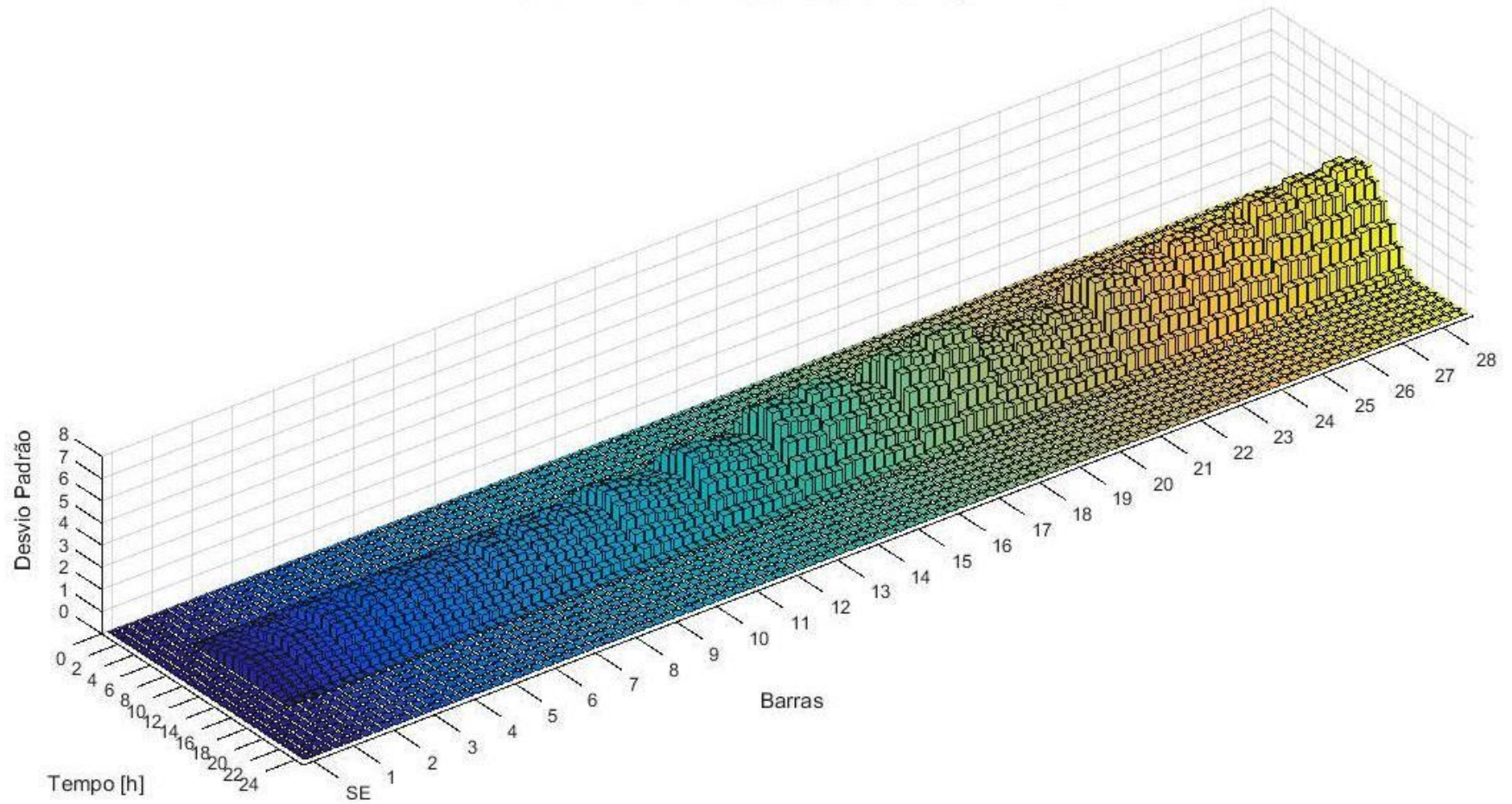


Figura IV-23 - Desvio padrão - 30% de penetração GD - Caso Equilibrado



### Desvio Padrão das Tensões - 50% - CASO EQUILBRADO

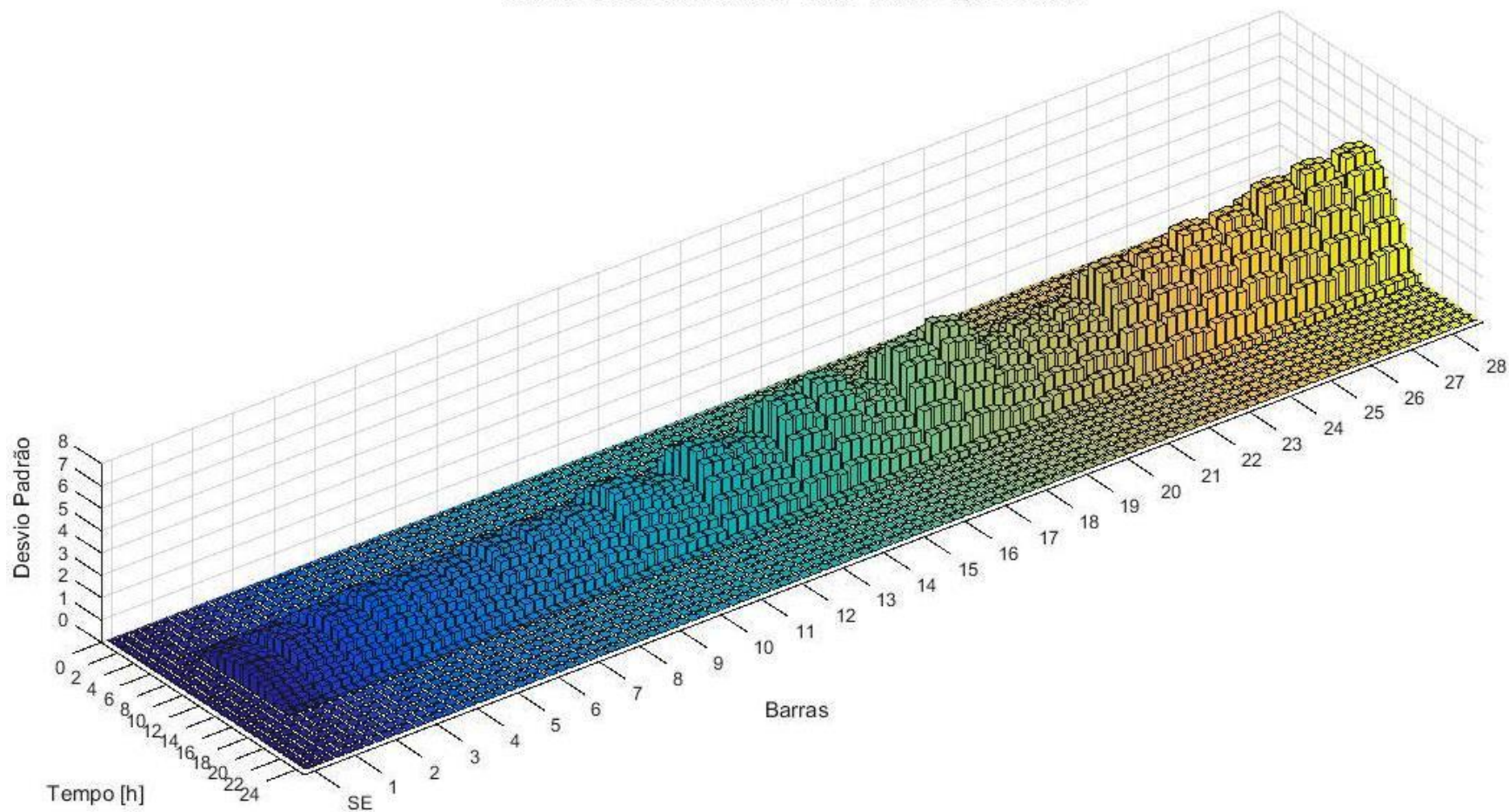
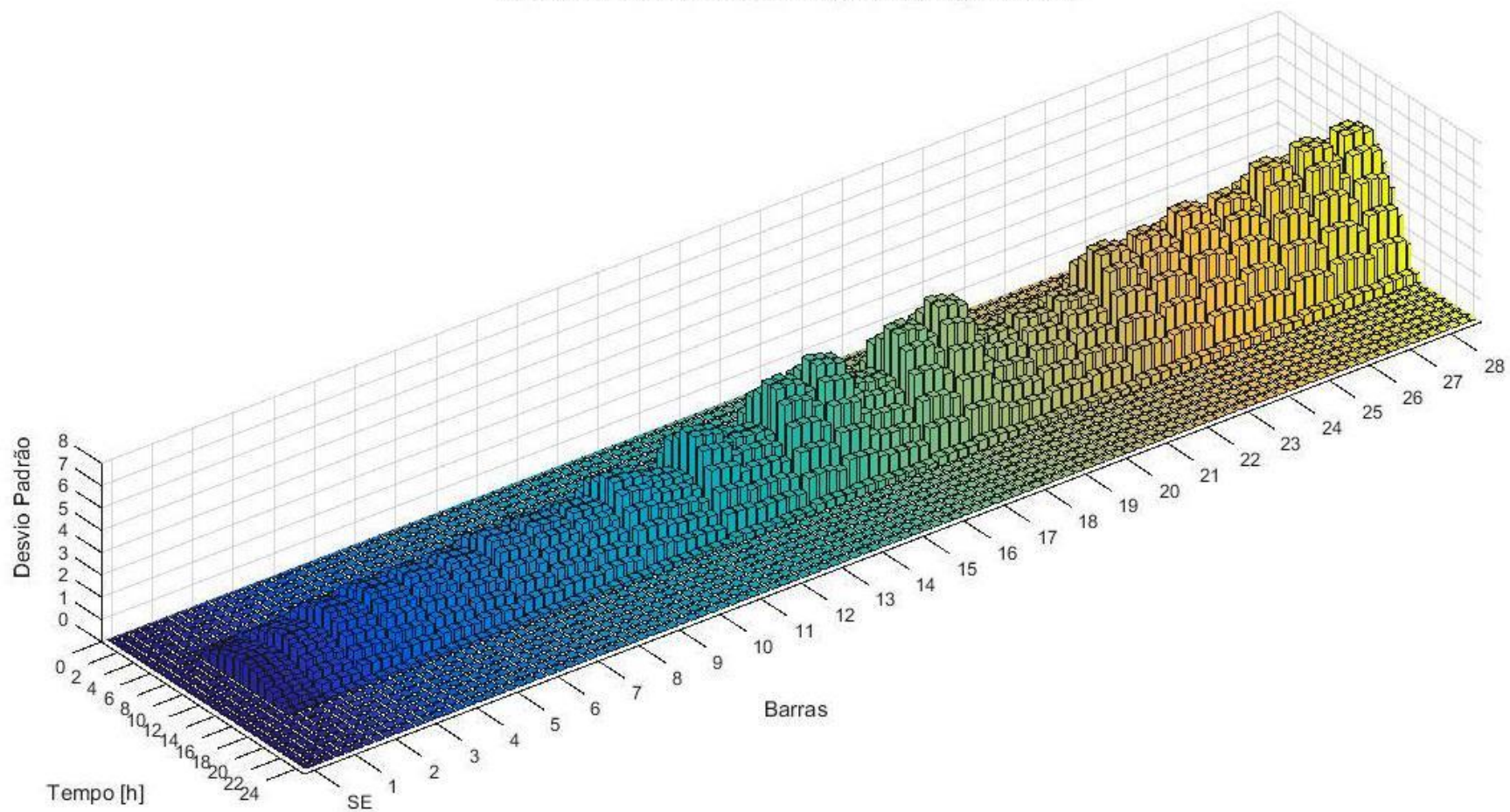


Figura IV-24 - Desvio padrão - 50% de penetração GD - Caso Equilibrado

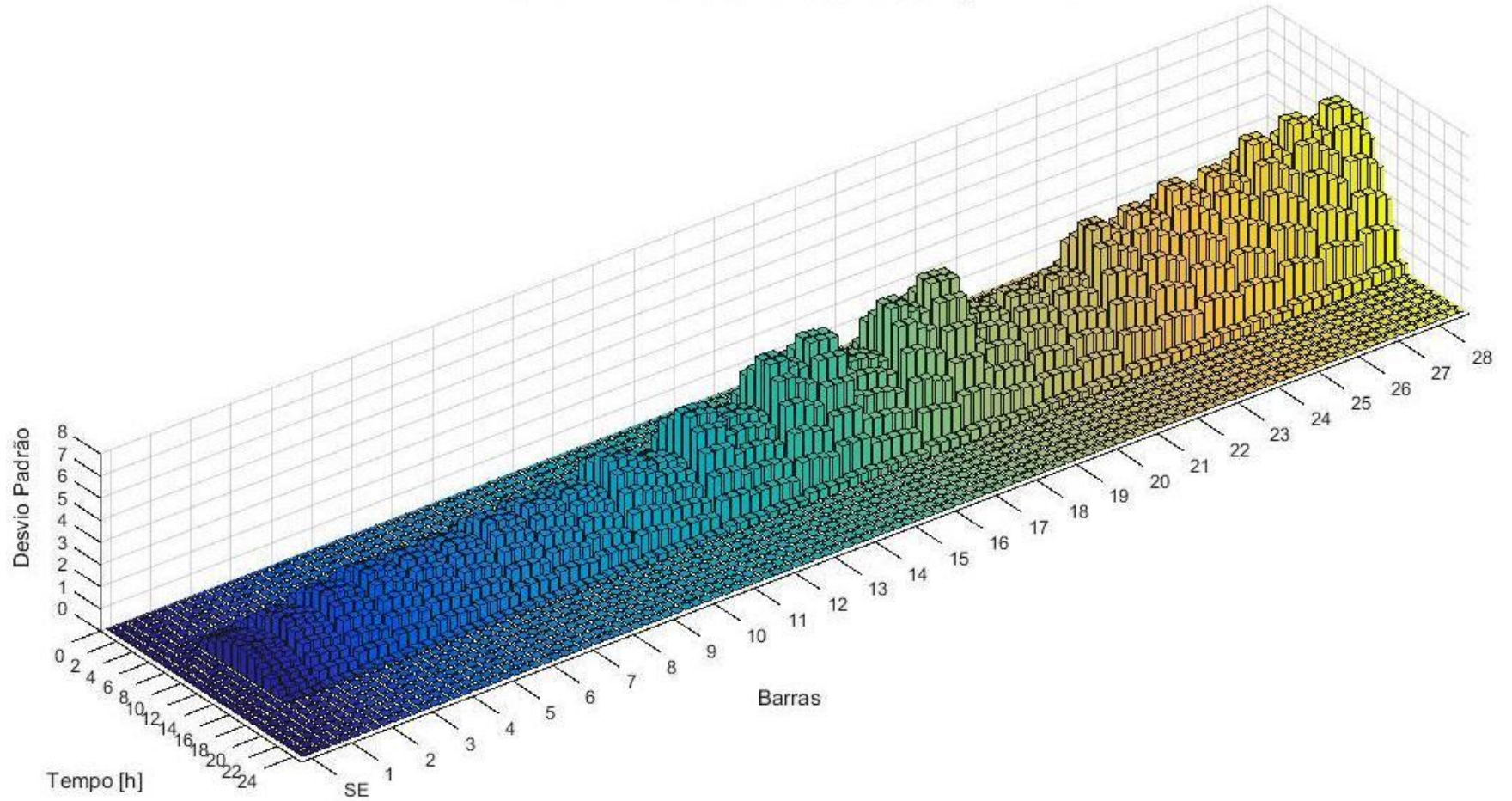
**Desvio Padrão das Tensões - 70% - CASO EQUILBRADO**



**Figura IV-25 - Desvio padrão - 70% de penetração GD - Caso Equilibrado**



**Desvio Padrão das Tensões - 100% - CASO EQUILBRADO**

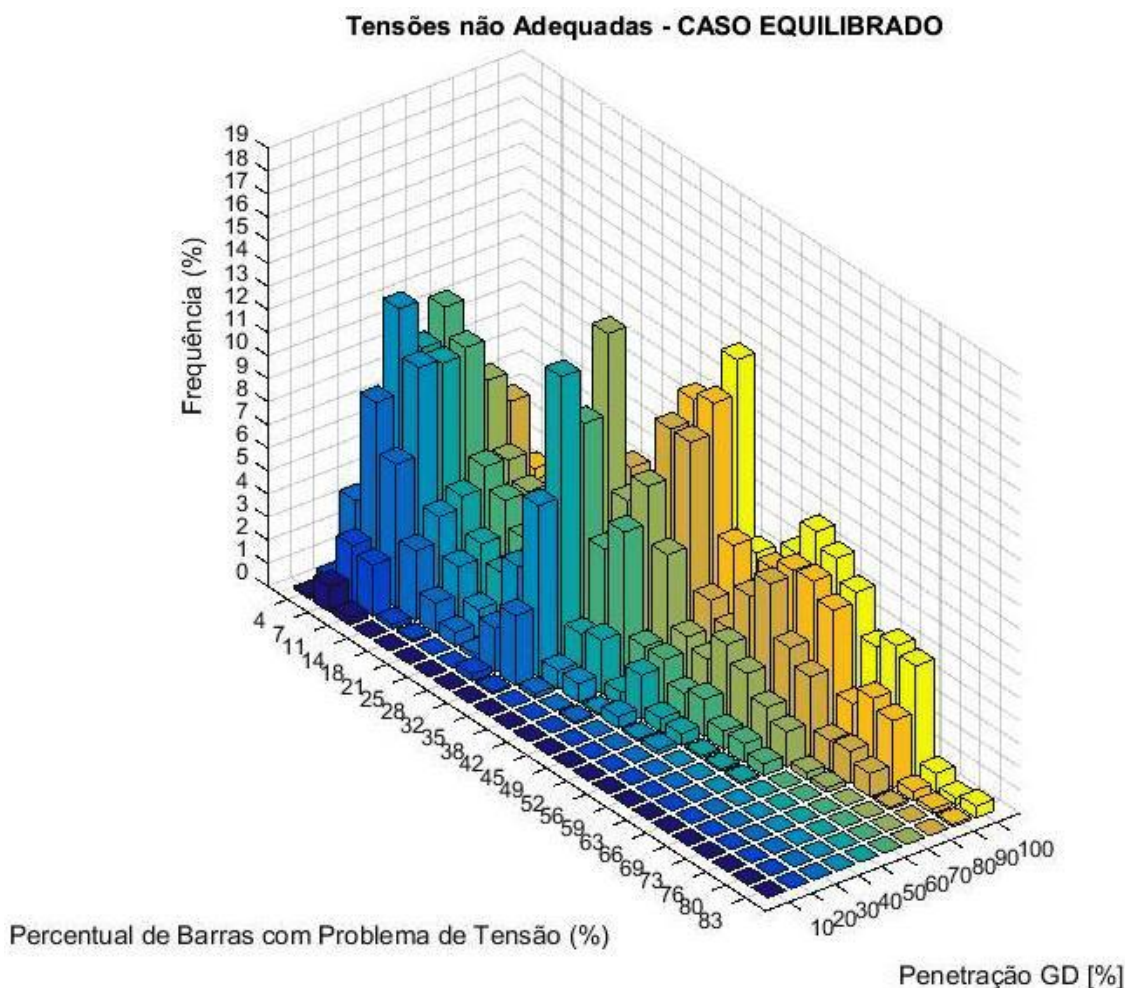


**Figura IV-26 - Desvio padrão - 100% de penetração GD - Caso Equilibrado**

A análise dos gráficos acima mostra que para as “N” simulações consideradas os desvios padrão das tensões se comportam de acordo com o critério de parada das simulações, ou seja, o coeficiente de variação das amostras atende ao adotado na metodologia,  $\alpha \leq 5\%$ .

#### IV.2.3 Análise probabilística dos perfis de tensão – Caso Equilibrado

A avaliação probabilística em torno das simulações é apresentada na Figura IV-27. Essa avaliação tem por objetivo buscar as probabilidades de as tensões, em qualquer das barras da rede e a qualquer das horas simuladas, não permanecerem dentro dos limites das tensões adequadas, conforme o definido na Tabela II-1.



**Figura IV-27 - Análise probabilística das tensões - Caso Equilibrado**

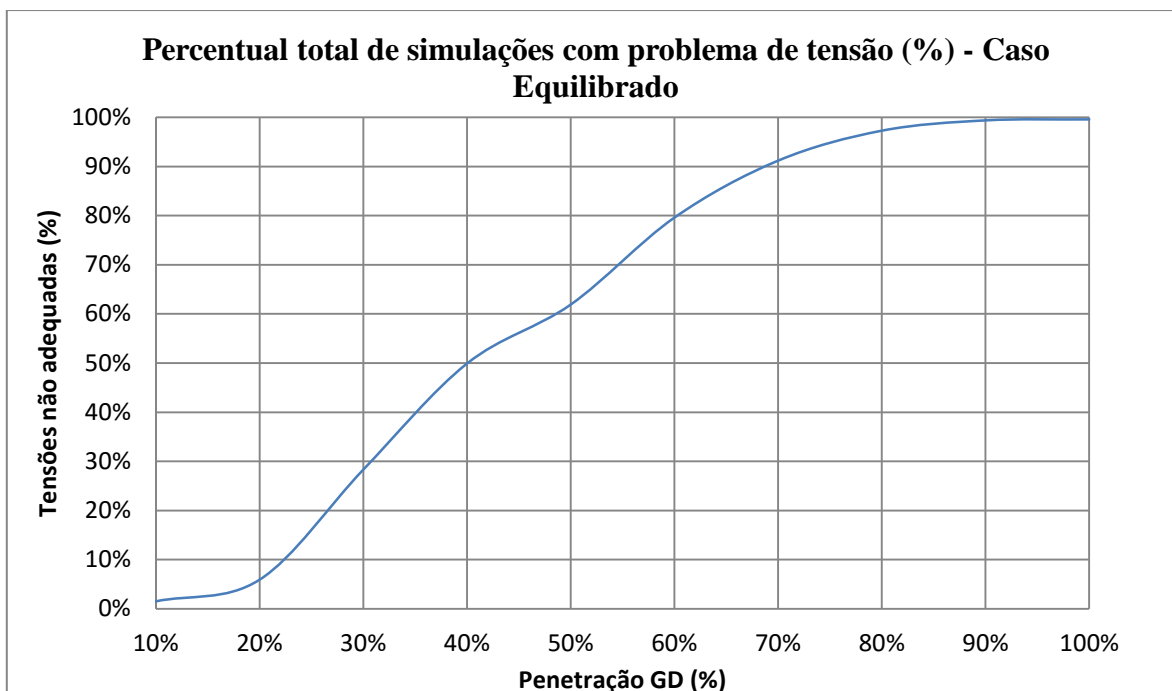
A análise probabilística em relação às tensões tem por objetivo contabilizar, a cada simulação, a cada tempo e para cada penetração da microgeração distribuída, quantas barras do sistema apresentaram valores de tensão fora dos limites para a tensão adequada.

Ou seja, considerando o caso particular em que há 10% de penetração da GD, apenas, 1 ( $\approx 4\%$  do total das barras da rede) ou 2 ( $\approx 7\%$  do total das barras da rede) ou 3 ( $\approx 11\%$  do total das barras da rede) barras, apresentaram tensões não adequadas. O eixo “z”, então, contabiliza a frequência percentual em relação aos casos simulados. Assim, é possível interpretar os problemas de tensão probabilisticamente a cada penetração da GD.

Em outras palavras é possível afirmar que para uma penetração de 10%, 7% das barras têm problemas em apenas 1,1% das simulações, ou seja, para uma penetração de 10% há uma probabilidade de 1,1% para que 7% dos nós da rede apresentem tensões fora dos limites adequados. Enquanto que para uma penetração de 70%, há uma probabilidade de 13,7% para que 32% das barras tenham problemas.

Na Figura IV-28 o problema é abordado relacionando os percentuais de penetração da geração fotovoltaica com o somatório das ocorrências. Isto é, para uma penetração de 10% o total de simulações que apresentou tensões fora dos limites considerados é igual a 1,5%, ou seja, a probabilidade de haver algum evento não satisfatório considerando uma penetração 10% é igual a 1,5%. Enquanto que para uma penetração de 100% existe uma probabilidade de 99,6% de que o sistema apresente tensões não adequadas.

Desta forma é possível que sejam delimitados riscos e relação à operação do sistema. Assim, assumindo um risco de até 10% para que as tensões da rede trabalhem fora dos limites adequados, se nota que para uma penetração de até 20% não seriam necessários reforços na rede.

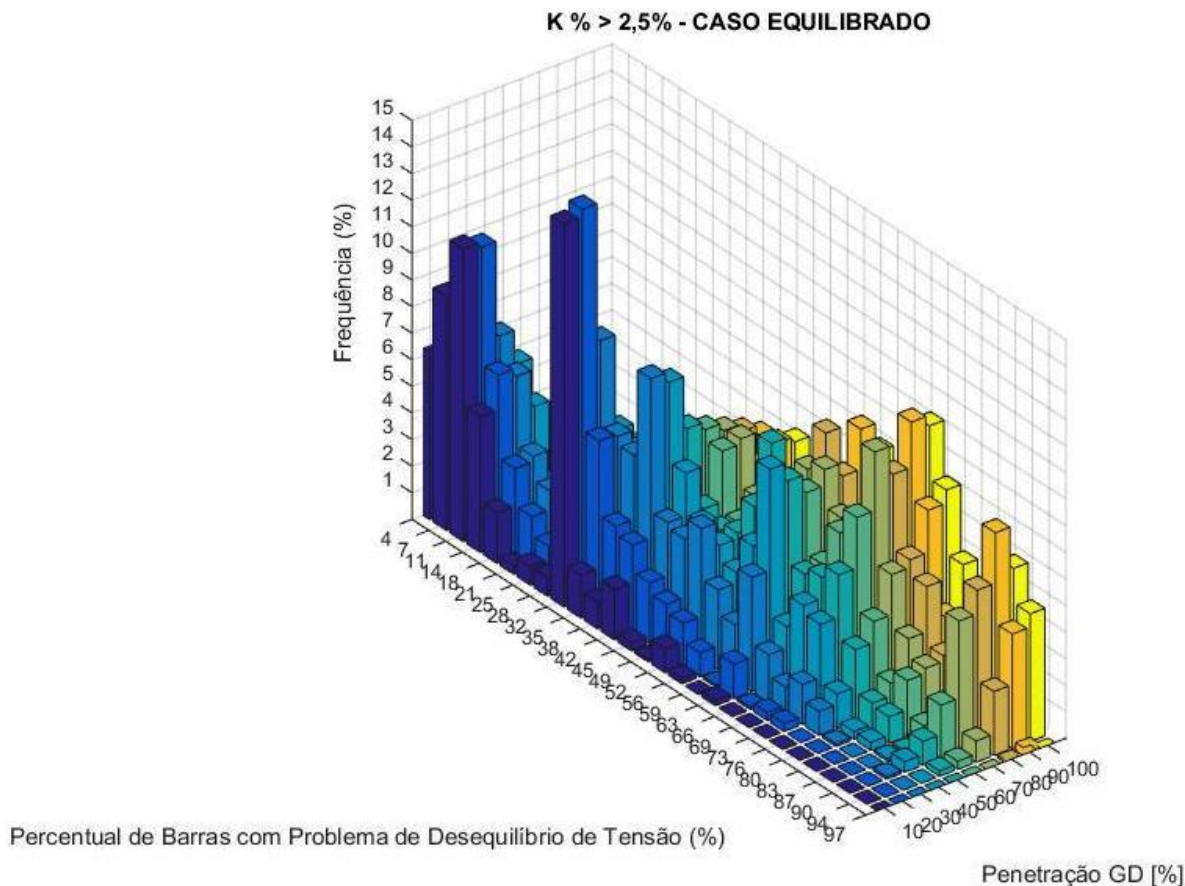


**Figura IV-28 - Percentual total de simulações com problema de tensão (%) - Caso Equilibrado**

#### IV.2.4 Desequilíbrio de tensão (k%) – Caso Equilibrado

Para analisar o desequilíbrio de tensão da rede se optou por um estudo diretamente probabilístico, idêntico ao desenvolvido na análise das tensões. Assim, a Figura IV-29 ilustra a probabilidade de ocorrência, para cada percentual de barras da rede e para cada penetração da microgeração fotovoltaica, desse tipo de problema para o caso em tela.

Cumpre observar que dentre os métodos de cálculo presentes na literatura para avaliação deste índice se optou pela adoção do método IEEE [9], definido como o desvio máximo dos valores médios das tensões, dividido pela média dos mesmos, expresso em porcentagem. Sendo o limite permissível para desequilíbrios de tensão igual a 2,5%.



**Figura IV-29 - Desequilíbrio de Tensão - Caso Equilibrado**

Adotando mesma interpretação aplicada às violações das tensões da rede é possível verificar que dentre os pontos mais notáveis apresentados na Figura IV-29 é possível destacar que para uma penetração de 10% há uma probabilidade de 14,4% para que 32% dos nós do sistema apresentem algum problema de desequilíbrio de tensão.

Analisando a Figura IV-29 é possível notar que a violação dos limites de permissibilidade em relação ao desequilíbrio das tensões da rede apresenta uma frequência de ocorrências significativamente maior quando comparado aos problemas de tensão, bem como no percentual de barras que apresentam esse tipo de problema.

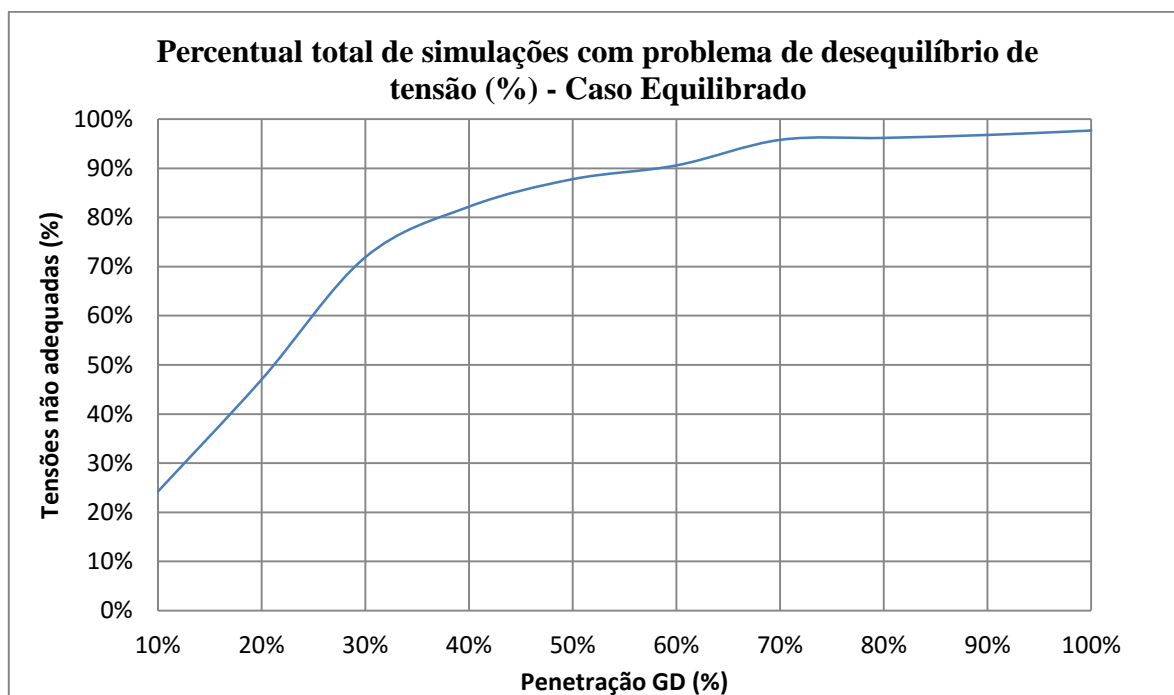
Ou seja, comparando-se as Figura IV-27 e Figura IV-29 é possível afirmar que o problema de desequilíbrio de tensão é aquele que apresenta maior impacto na rede em estudo.

Tomando-se o caso em que há 10% de penetração da GD, para o caso das violações das tensões há um risco de 0,3% para que 11% das barras apresentem tensões fora dos

limites estabelecidos. Enquanto que, para a mesma a penetração, há um risco de que até 63% dos nós do sistema apresentem um desequilíbrio de tensão acima do limite adotado.

Na Figura IV-30 o problema é abordado relacionando os percentuais de penetração da geração fotovoltaica com o somatório das ocorrências. Isto é, para uma penetração de 10% o total de simulações que apresentou um desequilíbrio entre as tensões das fases maior que 2,5% é igual a 24,2%, ou seja, a probabilidade de haver algum evento não satisfatório considerando uma penetração 10% é igual a 24,2%. Enquanto que para uma penetração de 100% existe uma probabilidade de 97,7% de que o sistema apresente um fator de desequilíbrio fora do limite de permissibilidade.

As elevadas probabilidades de ocorrência de alguma desconformidade em relação ao presente parâmetro sugerem que, para o presente caso em tela, a operação do sistema estará comprometida indicando a necessidade de intervenções na rede de modo a mitigar esse problema.

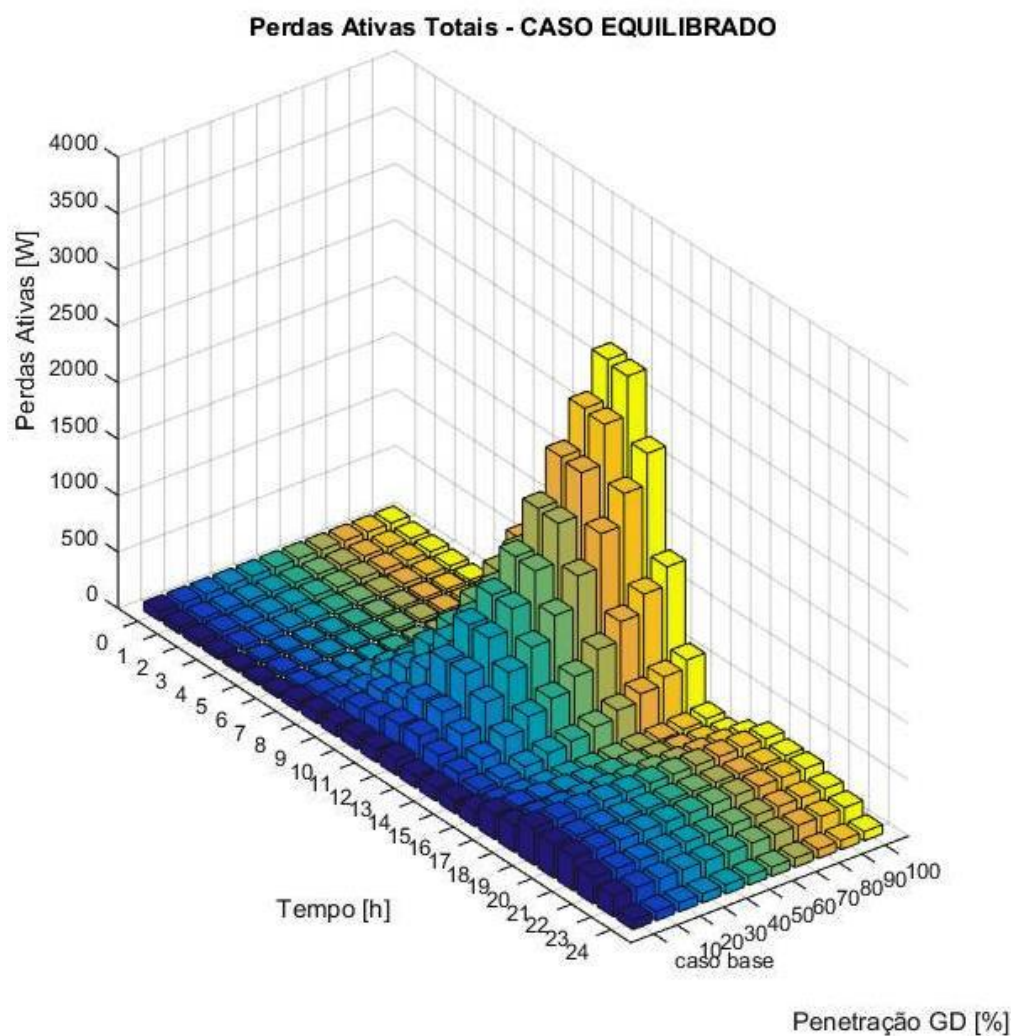


**Figura IV-30 - Percentual total de simulações com problema de desequilíbrio de tensão (%) - Caso Equilibrado**



#### IV.2.5 Perdas técnicas totais – Caso Equilibrado

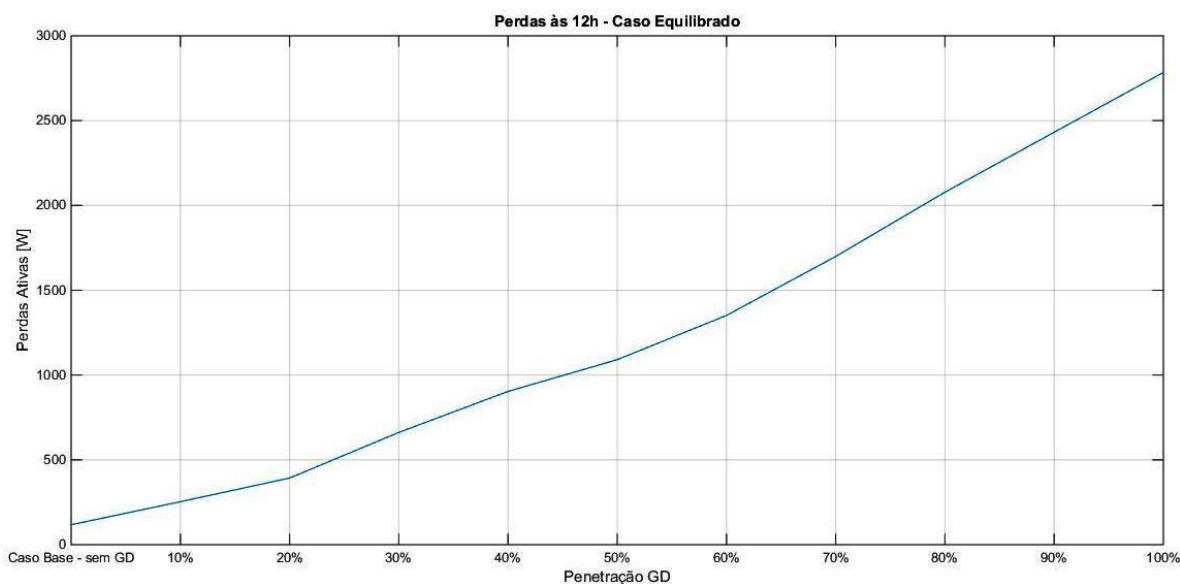
A análise das perdas técnicas do sistema visa o entendimento do impacto da inversão das correntes na rede quando da penetração dos painéis fotovoltaicos sem que haja um controle da sua máxima geração. Assim, o gráfico a seguir ilustra para todas as penetrações bem como para o caso base, sem GD, uma análise temporal do impacto da GD no sistema em tela.



**Figura IV-31 - Perdas Ativas Totais – Caso Equilibrado**

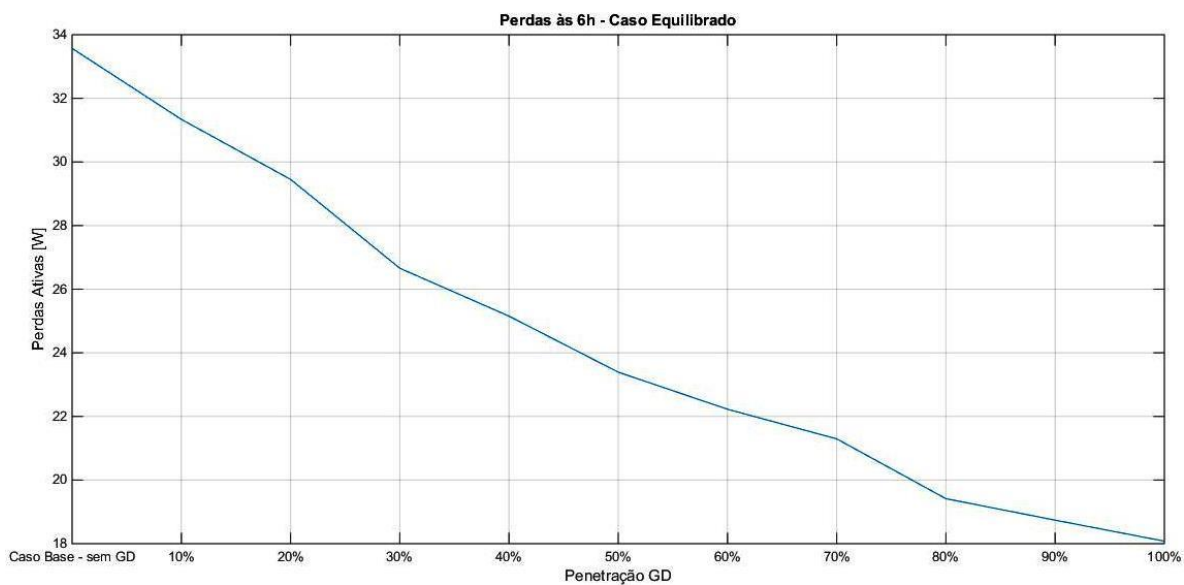
De acordo com a Figura IV-31 as perdas técnicas da rede apresentam gradativo aumento conforme o incremento da instalação da microgeração na rede, atingindo o pico às 12h, horário de maior incidência do sol.

A Figura IV-32 mostra para as 12h o impacto progressivo da microgeração fotovoltaica no cálculo das perdas do sistema. Comparando-se o caso base, sem GD, e a penetração máxima analisada, 100%, durante o referido horário, a rede experimenta um aumento de cerca de 2200% em relação às perdas totais. Este fato é justificado pelo excesso de geração ante a demanda dos consumidores, caracterizando uma elevada corrente entre os ramais do sistema partindo dos pontos de carga em direção ao nó principal.

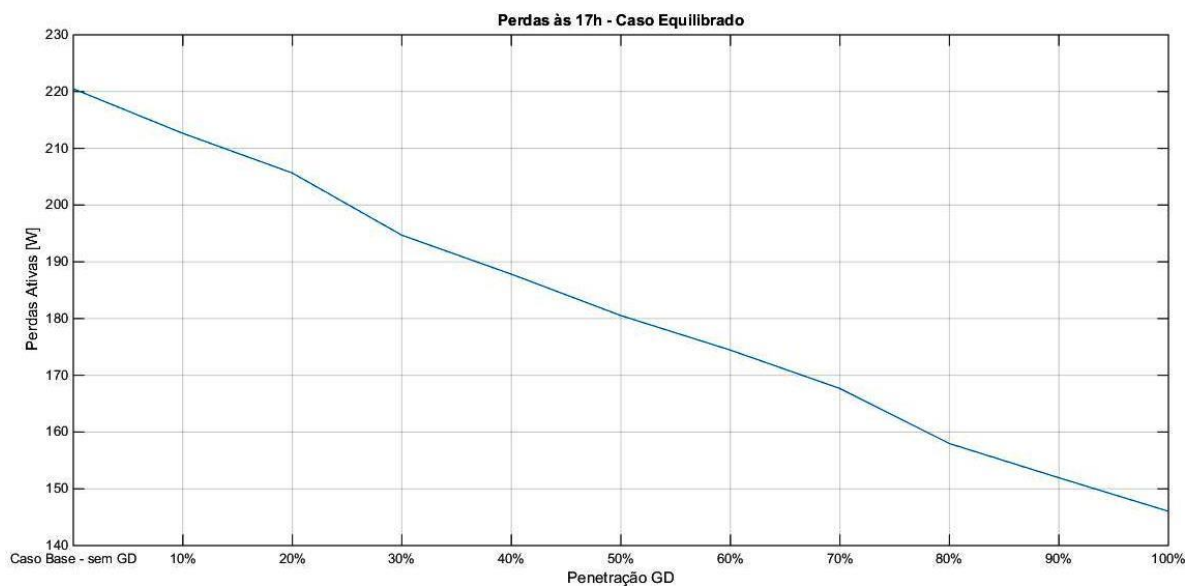


**Figura IV-32 - Perdas às 12h - Caso Equilibrado**

Entretanto, durante as 6h e às 17h a rede apresenta gradual redução das perdas ativas totais da rede. Nesse sentido os gráficos abaixo, Figura IV-33 e Figura IV-34, exibem como a penetração da GD afeta no cálculo desta grandeza do sistema. Em ambos os momentos citados a redução do nível das perdas pode ser explicada pelo equilíbrio entre os perfis de carga e geração e consequente redução das correntes nos ramais do sistema. A característica quase linear de ambas as curvas indica que o sistema apresenta uma forte relação entre a penetração da GD e a redução das perdas da rede.



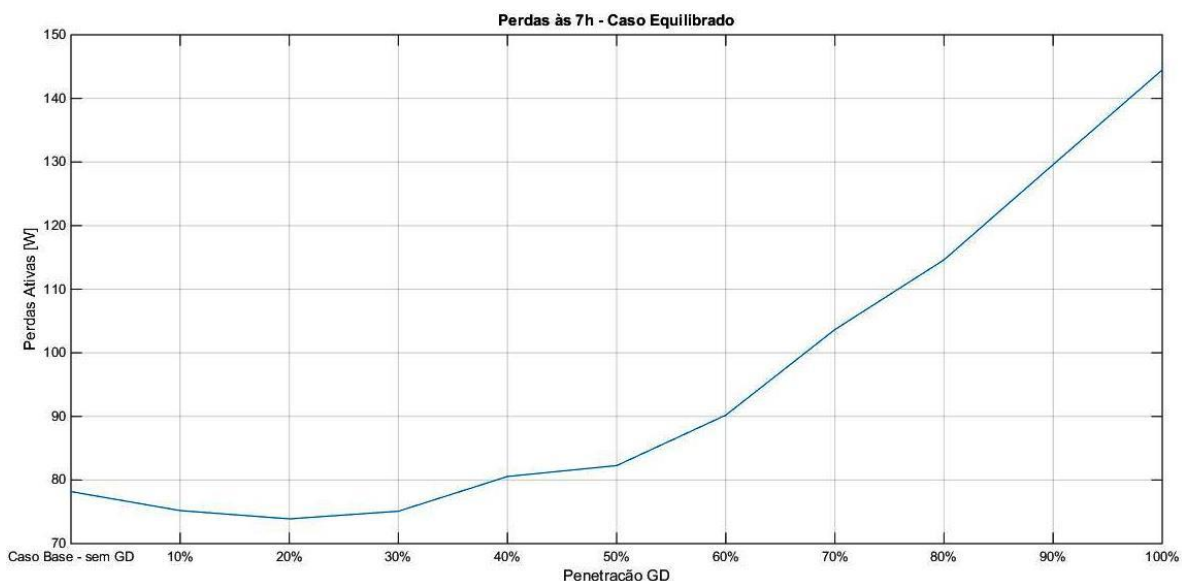
**Figura IV-33 - Perdas às 6h - Caso Equilibrado**



**Figura IV-34 - Perdas às 17h - Caso Equilibrado**

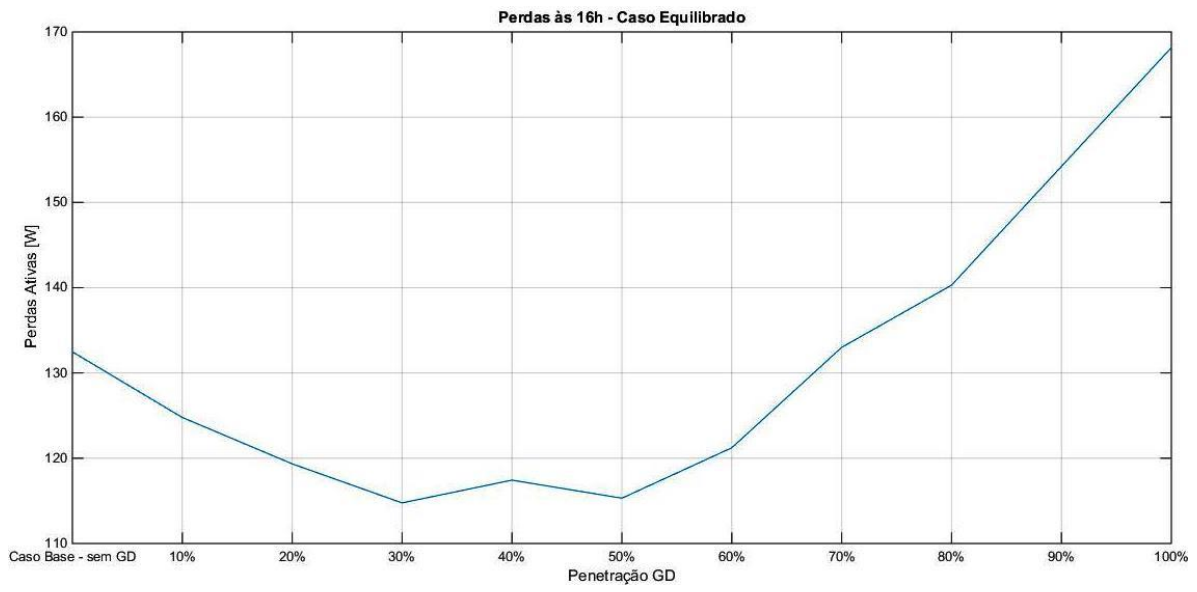
Diferentemente das simulações do Caso Original em que para o intervalo entre às 7h até às 16h, o sistema não observava nenhuma redução no nível das perdas, no Caso Equilibrado esse intervalo é reduzido para as 8h e às 15h.

Na Figura IV-35 a curva das perdas do sistema apresenta níveis de redução durante as três primeiras penetrações consideradas, com 40% e 50% de penetração a rede apresenta nível de perdas bem próximo ao caso base, cerca de 5% maiores, enquanto que para maiores níveis geração as perdas passam a aumentar gradativamente atingindo seu pico, com um aumento de, aproximadamente, 85% em relação ao caso base, quando há 100% da geração conectada. Sendo assim, é possível afirmar que, em relação à redução das perdas técnicas, há um limite de 50% de penetração para a conexão dos painéis fotovoltaicos.



**Figura IV-35 - Perdas às 7h - Caso Equilibrado**

Na Figura IV-36 a curva em “U” mostra que para até 50% de penetração o sistema apresenta gradual redução das perdas, atingindo uma redução de, aproximadamente, 15% em relação ao caso base. A partir de então a rede passa a aumentar gradativamente a corrente em seus ramais e aos 70% de GD o sistema se comporta tal como se estivesse sem a geração conectada. Este fato sugere que com uma penetração acima de 70% o sistema não apresenta nenhum benefício em relação à redução das perdas ativas.



**Figura IV-36 - Perdas às 16h - Caso Equilibrado**

## CAPÍTULO V CONCLUSÕES

Diante do atual cenário do sistema de energia elétrico brasileiro, onde se pondera modicidade tarifária e diversificação das fontes de energia elétrica com aspectos técnicos, a inserção da microgeração fotovoltaica tem ganhado força motivando o tema do presente trabalho.

Neste contexto, o objetivo foi investigar os impactos da inserção da microgeração fotovoltaica em um sistema radial de baixa tensão, que podem vir a apresentar novos desafios à operação e planejamento deste tipo de rede devido à característica intermitente da fonte.

Para isso, foram apresentadas as teorias que dizem respeito às modelagens e análises dos elementos de uma rede radial. Em seguida, foi apresentada a metodologia aplicada ao trabalho, que tem como intuito avaliar os impactos da variação temporal tanto da geração quanto da carga do sistema elétrico.

Em um primeiro momento, deu-se destaque à modelagem da rede apresentando a importância da devida modelagem dos ramais de uma rede de baixa tensão. A seguir foram analisadas as modelagens e as curvas de carga e perfis de geração para avaliação mais detalhada da intermitência da geração solar. Nesta análise foi possível o dimensionamento de cada gerador a cada tipo de consumidor considerado. Posteriormente, foi detalhado o algoritmo para o cálculo do fluxo de potência trifásico implementado para a análise do problema em tela. Por fim foram definidos os princípios para a introdução da Simulação Monte Carlo, determinando os intervalos de penetração da microgeração fotovoltaica, bem como a definição do critério de parada para as simulações.

Em seguida foram exibidos os detalhes do sistema teste em estudo e, posteriormente, validado o algoritmo desenvolvido para a solução do fluxo de potência radial.

Nessa etapa foram definidos os casos teste a serem considerados no estudo sendo o primeiro caso, Caso Original, uma rede radial BT com cargas desequilibradas enquanto que o Caso Equilibrado foi adaptado de modo que fossem adotadas cargas equilibradas em toda

a rede e então, proporcionar análise comparativa do impacto da geração distribuída.

Definidos os sistemas teste e com base na metodologia foram definidas as associações entre os perfis de cargas e geração adotados nas simulações. Desta forma, determinados todos os dados de entrada para as simulações, o algoritmo para o cálculo do fluxo de potência trifásico a quatro fios foi executado para o Caso Equilibrado. Com a apresentação de resultados consistentes para a topologia em estudo foi possível validar o referido algoritmo.

Validado o algoritmo de fluxo de potência foi implementada a Simulação Monte Carlo, algoritmo dedicado à inserção da geração fotovoltaica de forma aleatória em ambos os casos propostos. Nesta etapa também foi definido o número de simulações capaz de atender o critério de convergência adotado.

Assim, considerando o Caso Original, cargas desequilibradas, foram simulados os fluxos de potência para cada penetração da geração e analisados os valores obtidos para as perdas técnicas totais da rede. Desta forma pôde-se concluir que para um número “N” igual a 1000 simulações o critério de convergência se mostrou satisfatório.

A análise dos resultados foi dividida entre os sistemas testes desenvolvidos e para cada um dos mesmos foram exibidos os resultados encontrados para três parâmetros da rede, quais sejam, perfis das tensões, perdas ativas totais e o fator de desequilíbrio das tensões.

Na avaliação dos perfis de tensão foram apresentados os valores médios para os dois ramos principais do sistema. O primeiro ramal, denominado Sub1, compreende as seguintes barras da rede: 0, 1, 3, 7, 12, 15 e 18. Enquanto para o segundo ramal, denominado Sub2, as barras analisadas são: 0, 2, 4, 10, 14, 17, 24, 26, 27 e 28. Nesta avaliação, comparando-se os dois casos simulados, foi constatado que, apenas durante a simulação do Caso Original e avaliando o Sub2, as médias das tensões apresentaram valores acima das tensões adequadas, somente na fase “A”, a partir de uma penetração de 80% da microgeração.

Cumprindo observar que, considerando o Caso Original, a partir de uma penetração e 20% da GD se nota que as tensões das barras passam a apresentar valores maiores que a tensão do nó de referência, enquanto que para o Caso Equilibrado essa situação é notada a

partir de uma penetração de 30%. Esse fato pode ser explicado, pois a conexão de um gerador ao sistema de distribuição tende a afetar o fluxo de potência e o perfil de tensão dos alimentadores. Assim, para injetar potência na rede elétrica, o gerador deve operar com uma tensão terminal mais elevada do que a da barra da subestação, a não ser que seja capaz de absorver grande quantidade de potência reativa.

Desta forma, em linhas gerais, é possível concluir que o aumento dos níveis de tensão é mais preocupante quando o nível de carregamento do sistema elétrico é baixo, já que toda energia gerada não consumida poderá ser exportada de volta para a subestação, ratificando o fluxo reverso apontado no parágrafo anterior. Isto sugere que o aumento de tensão durante os períodos de mínima demanda é um dos fatores limitantes da quantidade de injeção de potência ativa dos geradores distribuídos.

Na análise dos desvios padrão das amostras se observa que, em ambos os casos, há um aumento gradual conforme o incremento da penetração da geração. Os maiores valores dos desvios padrão são então observados para 100% de penetração. Cumpre observar que para as “N” simulações consideradas os desvios padrão das tensões se comportaram de acordo com o critério de parada das simulações, ou seja, o coeficiente de variação das amostras atende ao adotado na metodologia,  $\alpha \leq 5\%$ .

Ainda em relação aos perfis de tensão do sistema, foi proposta uma avaliação probabilística em relação aos parâmetros de qualidade definidos pela ANEEL e apresentados na Tabela II-1. Nesta análise foram contabilizadas, a cada simulação, a cada tempo e para cada penetração da microgeração distribuída, quantas barras do sistema apresentariam valores de tensão fora dos limites para a tensão adequada.

Em ambos os casos, a partir de uma penetração mínima de 10% se nota uma probabilidade de não satisfação ao critério de qualidade definido ainda que com probabilidades de ocorrência de até 1%. Entretanto, assumindo um risco de até 10% para que as tensões da rede trabalhem fora dos limites adequados, se nota que para uma penetração de até 20% não seriam necessárias intervenções na rede.

Na avaliação do fator de desequilíbrio de tensão é notado, em ambos os casos avaliados, que desde a primeira proposta de conexão da microgeração são observados índices de probabilidades elevados para a ocorrência deste problema.



Assim como na avaliação dos perfis das tensões na rede, na análise do fator de desequilíbrio é notado, também, um aumento progressivo em relação ao percentual de barras impactadas a cada incremento da conexão fotovoltaica.

Comparando-se os valores obtidos na avaliação dos perfis tensão com os resultados encontrados na análise do fator de desequilíbrio de tensão se nota que este parâmetro é o que apresenta maior potencial de problemas, tanto para o Caso Original quanto para o Caso Equilibrado. Este fato sugere que a operação do sistema estará comprometida indicando a necessidade de intervenções na rede de modo a mitigar esse problema.

Levando-se em consideração que, em ambos os casos analisados, os resultados indicaram altas probabilidades de a rede apresentar um fator de desequilíbrio acima do limite adotado é possível concluir que, devido à configuração monofásica dos microgeradores fotovoltaicos, o desequilíbrio de tensão foi o índice que sofreu o maior impacto limitando a conexão dos geradores.

Em relação às perdas técnicas se observa uma significativa diferença entre os casos estudados. Considerando o horário de maior incidência da luz do sol e, conseqüente pico da geração distribuída, se nota que durante as simulações do Caso Original as perdas atingiram valores duas vezes maiores quando comparados ao Caso Equilibrado. Desta forma, quanto às perdas técnicas calculadas para os casos em análise se nota que o equilíbrio do sistema em relação à distribuição das suas cargas afeta diretamente no cálculo deste parâmetro.

Outra importante constatação em relação a esse parâmetro diz respeito aos horários em que há uma redução das perdas. Sendo o Caso Equilibrado aquele que apresenta redução no valor das perdas em quatro distintos horários ante os dois observados durante as simulações do Caso Original.

Diante o exposto nos parágrafos anteriores é possível concluir que a ferramenta desenvolvida atendeu seu objetivo de apresentar uma abordagem baseada na aleatoriedade das conexões de maneira a orientar a operação e o planejamento de um sistema radial de baixa tensão.

## V.1 Sugestões de Trabalhos futuros

As análises realizadas no presente trabalho apresentaram alguns problemas relativos à inserção da microgeração fotovoltaica conectada diretamente a um sistema radial de baixa tensão. Entretanto, algumas análises ainda devem ser realizadas, com o intuito de dar respaldo a instalações deste tipo de geração. Os itens a seguir apresentam as sugestões de trabalhos futuros.

1. **Análise de distorção harmônica:** Os conversores comutados pela linha, baseados em tiristores, injetam correntes harmônicas na rede em grande quantidade. Isto acontece por alterações na impedância e na frequência de ressonância da rede, e uma forma não senoidal da onda de tensão pode incrementar as harmônicas de corrente produzidas por um inversor onde os equipamentos de controle de corrente não estão adequadamente adaptados.
2. **Análise de transitórios:** Afundamentos e interrupções momentâneos de tensão podem ser considerados como um sério distúrbio de qualidade da energia elétrica, devido à possibilidade de causar distúrbios na rede através dos efeitos produzidos nos geradores de distribuição. Um afundamento na rede pode vir a desligar uma grande quantidade de conversores, retirando assim uma parcela considerável de geração distribuída simultaneamente, o que pode prejudicar a estabilidade do sistema elétrico.
3. **Aplicação no planejamento da distribuição:** Outra abordagem do tema aqui apresentado é considerar no planejamento da distribuição a avaliação do impacto da microgeração. Ou seja, utilizando a metodologia de simulação apresentada no presente trabalho, seriam analisadas propostas de melhorias na rede através da introdução de dispositivos de controle de tensão na rede, ajuste no fator de potência dos geradores, dentre outros citados nas referências [14] e [19], de modo a ajustar a rede a cada nível de penetração da GD.

## CAPÍTULO VI BIBLIOGRAFIA

- [1] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos,” Rio de Janeiro, 2014.
- [2] 2013, REN 21., Renewables 2012 Global Status Report, REN21, Paris: REN 21 Secretariat, 2013.
- [3] ABINEE, Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE, “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira,” ABINEE, 2012.
- [4] SILVA, R. M, “Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios,” Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Brasília, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166).
- [5] Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; Samuel Luna de Abreu e Ricardo Rütger, “Atlas brasileiro de energia solar,” INPE, São José dos Campos, 2006.
- [6] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Atlas de energia elétrica do Brasil,” Brasília, 2008.
- [7] IEEE Std 1547 – 2003, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” 2003.
- [8] IEEE Std 929 - 2000, “IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems,” 2000.
- [9] Power Systems Engineering Committee, IEEE Std 446™-1995(R2000) - IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications, IEEE Standards Board, 1995, pp. 1375-1382.
- [10] Light SESA, “Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT – Até 34,5kV,” Rio de Janeiro, Informação Técnica DTE/DTP– 01/12, de 13 de dezembro de 2012.
- [11] Grupo de Trabalho de Energia Solar, GTES, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos,” CEPTEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.
- [12] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,” 01 Janeiro 2016. [Online]. Available:

- <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>. [Acesso em 10 Janeiro 2016].
- [13] L. F. Ochoa and P. Mancarella, “Low-carbon LV networks: Planning and operation challenges,” IEEE/PES General Meeting 2012, pp. 2, 2012.
- [14] C. L. Masters, “Voltage Rise: The Big Issue When Connecting Embedded Generation to Long 11 kV Overhead Lines,” *Power Engineering Journal*, vol. 16, no. 1, pp. 5-12, 2002.
- [15] Peñuela Meneses, César Augusto, “Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução de problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos,” Tese de D.Sc., Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, São Paulo - SP, 2012.
- [16] L. N. Padilha, “Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos,” Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, Dissertação de M. Sc., São Carlos - SP, 2010.
- [17] J. A. Morán Gallardo, “Impacto de geradores síncronos no desempenho de regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica,” Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Dissertação de M. Sc., Campinas, SP, 2005.
- [18] Eilenberger, S.; Schafer, J.; Wiest, P.; Tenbohlen, S.; Schollhorn, D., “Power management systems for voltage control in probabilistic simulations,” Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2014 International Conference on, On page(s): 1 - 6, 2014.
- [19] M. Begovic, I. Kim, D. Novosel, J. R. Agüero, and A. Rohatgi, “Integration of photovoltaic distributed generation in the power distribution grid,” 2011, pp. 1977-1986.
- [20] Navarro-Espinosa, A.; Ochoa, L.F., “Increasing the PV hosting capacity of LV networks: OLTC-fitted transformers vs. reinforcements,” Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), IEEE Power & Energy Society, On page(s): 1 - 5, 2015.

- [21] S. K. Salman, “The Impact of Embedded Generation on Voltage Regulation and Losses of Distribution Networks,” *IEE Colloquium on The Impact of Embedded Generation on Distribution Networks*, Outubro 1996.
- [22] Urquhart, A.J.; Thomson, M., “Impacts of Demand Data Time Resolution on Estimates of Distribution System Energy Losses,” *IEEE Transactions on*, On page(s): 1483 - 1491 Volume: 30, Issue: 3, 2015.
- [23] V. H. Méndez Quezada, J. Rivier Abbad, and T. Gómez San Román, “Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, 2006.
- [24] M. Thomson and D. G. Infield, “Network power-flow analysis for a high penetration of distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1157-1162, 2007.
- [25] R.A Shayani (2010), “Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição,” Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p., 2010.
- [26] Heslop, S.F.; MacGill, I.F.; Fletcher, J.E., “Maximum PV generation estimation tool for residential low voltage feeders: First-stage,” *Power & Energy Society General Meeting*, 2015 IEEE, On page(s): 1 - 5, 2015.
- [27] Navarro, Alejandro, Pizzali, Luis Fernando Ochoa, Randles, Dan, “Monte Carlo-Based Assessment of PV Impacts on Real UK Low Voltage Networks,” *Sch. of Electr. & Electron. Eng., Univ. of Manchester*, Manchester, UK, 2013.
- [28] C. C. O. Hincapié, “Avaliação do desempenho de redes aéreas de distribuição com microgeração solar fotovoltaica,” *UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica*, Tese de M. Sc., Rio de Janeiro, 2013.
- [29] Yutian Zhou; Navarro-Espinosa, A.; Mutale, J., “Security of supply implication of residential photovoltaic panels in low voltage network,” *Power System Technology (POWERCON)*, International Conference on, On page(s): 2966 - 2971, 2014.
- [30] J. R. Carson, “Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return,” *Bell*

System Technical Journal, Volume 5, Issue 4, pages 539–554, 1926.

- [31] Deri, A.; Tevan, G.; Semlyen, A.; Castanheira, A., “The Complex Ground Return Plane a Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return,” *Power Engineering Review, IEEE*, Volume: PER-1, Issue: 8, IEEE Journals & Magazines, 1981.
- [32] Kersting, William H., *Distribution system modeling and analysis*, CRC Press LLC, 2002.
- [33] Dresch, Rodolfo de Freitas Valle, “Análise do efeito da modelagem da carga nas estimativas de perdas elétricas em sistemas de distribuição,” *Dissertação M.Sc*, UFRGS, Porto Alegre, 2014.
- [34] T. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, Boca Raton: CRC Press LLC, 2004.
- [35] L. F. O. Pizzali, “Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios,” *UNESP Ilha Solteira, Dissertação de M. Sc.*, SP, Brasil, 2003.
- [36] Bebic, J., “Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics,” *National Renewable Energy Laboratory*, 2008.
- [37] Ballanti, A.; Pilo, F.; Navarro-Espinosa, A.; Ochoa, L.F., “Assessing the benefits of PV var absorption on the hosting capacity of LV feeders,” *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, 2013 4th IEEE/PES, On page(s): 1 - 5, 2013.
- [38] C. S. Cheng, D. Shirmohammadi, “A three-phase power flow method for realtime distribution system analysis,” *IEEE Trans on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 671-769, Maio 1995.
- [39] A. V. Pantuzi, “Desempenho de um algoritmo backward – forward sweep de cálculo de fluxo de potência,” *Dissertação de M.Sc*, UNESP, Ilha Solteira – SP, 2006.
- [40] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouvêa, S. U. Ahn and F. M. Figueiredo, “Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers.,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. vol 15 no. 1, 2000.
- [41] A. A. Francisquini, “Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em

transformadores de distribuição,” UNESP Ilha Solteira, Dissertação de M. Sc., SP, Brasil, 2006.

[42] “LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR - LABSOL,” Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, [Online]. Available:

<http://www.solar.ufrgs.br/>. [Acesso em Junho 2015].

[43] “Portal Solar,” [Online]. Available: <http://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>.

[Acesso em Agosto 2015].

[44] “Mathworks,” [Online]. Available:

<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/40300-backward-forward-sweep-method-for-radial-distribution-system>.