



AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE MÁXIMA DE HOSPEDAGEM DE
MINIGERAÇÃO E MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ALIMENTADORES
DE MÉDIA TENSÃO

Natasha de Oliveira Medeiros

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

Dezembro de 2017

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE MÁXIMA DE HOSPEDAGEM DE
MINIGERAÇÃO E MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ALIMENTADORES
DE MÉDIA TENSÃO

Natasha de Oliveira Medeiros

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. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

DEZEMBRO DE 2017

Medeiros, Natasha de Oliveira

Avaliação da capacidade máxima de Hospedagem de minigeração e microgeração distribuída em Alimentadores de Média Tensão / Natasha de Oliveira Medeiros. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XVII, 116 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 90 – 94

1. Geração Distribuída.
 2. Potência Fotovoltaica.
 3. Fluxo de Potência.
 4. Capacidade de Hospedagem.
 5. Algoritmo Genético.
- I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica. III. Título

A Deus e à minha família

Agradecimentos

Aos meus pais, Glória da Conceição de Oliveira Medeiros e Luiz Carlos de Medeiros, e minha irmã, Nathália de Oliveira Medeiros dos Santos, pelo esforço incondicional na minha educação e trajetória de vida, meus eternos incentivadores, protetores e exemplos de sensatez e equilíbrio.

Ao meu marido Allan Brandão, pelo incentivo, paciência, calma, equilíbrio, compreensão e carinho incondicionais a todo o momento. Meu grande companheiro, obrigada por acreditar nos meus sonhos.

Agradeço aos professores do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRRJ, em especial ao professor orientador Djalma Mosqueira Falcão, que através de sua paciência e dedicação foi fundamental para a conclusão deste trabalho.

Agradeço, em especial, aos meus amigos Paulo Henrique Silva e Roberto Wu, que estiveram ao meu lado desde o início do curso. Obrigado pela amizade e por compartilharmos grandes momentos.

E, por fim, agradeço a Deus, por me iluminar, me dando força e sabedoria ao longo desta caminhada.

*“All our dreams can come true,
if we have the courage to pursue
them”*

- Walt Disney

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

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE MÁXIMA DE HOSPEDAGEM DE
MINIGERAÇÃO E MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ALIMENTADORES
DE MÉDIA TENSÃO

Natasha de Oliveira Medeiros

Dezembro/2017

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Departamento: Engenharia Elétrica

A Geração Distribuída provocou no Sistema Elétrico mudanças importantes em seu paradigma de funcionamento e o desenvolvimento de ferramentas que auxiliem desde a concessionária até o autoprodutor no controle de fluxos e atendimento ao sistema é extremamente importante.

Na atualidade, definir quais os melhores pontos de conexão da GD com a Rede de Distribuição e quão máximo de potência pode ser gerada nesses pontos sem que prejudique o funcionamento da rede elétrica é fundamental para o setor elétrico.

Este trabalho aborda a determinação da máxima capacidade de hospedagem de mini e micro geração fotovoltaica distribuída em redes de distribuição, limitada pela capacidade dos trechos de alimentadores, limites de tensão e perdas ativas. O problema de otimização resultante é resolvido utilizando-se um Algoritmos Genético acoplado a um módulo de cálculo de fluxo de potência. O método foi testado com um sistema hipotético de 34 barras e um sistema de distribuição real de 134 barras. Os resultados obtidos nos testes indicam que a abordagem proposta produz resultados adequados, com tempo de computação compatível com a aplicação pretendida.

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

PHOTOVOLTAIC MICRO AND MINI GENERATION HOSTING CAPACITY
ASSESSMENT IN DISTRIBUTION GRIDS

Natasha de Oliveira Medeiros

December/2017

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

Distributed Generation has caused important changes in its operating paradigm in the Electrical System and the development of tools that help from the concessionaire to the autoproducer in the control of flows and service to the system is extremely important.

At present, defining the best connection points of the GD with the Distribution Network and how much power can be generated in these points without damaging the operation of the electric network is fundamental for the electric sector.

This work addresses the determination of the maximum capacity of mini and microvolt generation in distribution networks, limited by the capacity of feeder sections, voltage limits and active losses. The resulting optimization problem is solved by using a Genetic Algorithm coupled to a power flow calculation module. The method was tested with a hypothetical system of 34 buses and a real distribution system of 134 buses. The results obtained in the tests indicate that the proposed approach produces adequate results, with computation time compatible with the intended application.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xvi
1 Introdução	1
1.1 Motivação	3
1.2 Objetivos	4
1.3 Estrutura da Dissertação	5
2 Geração Distribuída	7
2.1 Introdução	7
2.2 Geração Distribuída	7
2.3 Tecnologias Empregadas na GD	9
2.4 Benefícios da GD	13
2.5 Impactos da GD na Rede de Média Tensão	15
2.5.1 Distorção Harmônica	16
2.5.2 Variação de Tensão	16
2.5.3 Carregamento de alimentadores e transformadores	18
2.5.4 Contribuição para corrente de curto circuito	19
2.5.5 Comportamento perante distúrbios na rede de distribuição	20
2.5.6 Confiabilidade	21
2.5.7 Ilhamento não intencional	21
2.6 Regulamentação e Legislação Brasileira	22

3 Capacidade de Hospedagem da GD	25
3.1 Introdução	25
3.2 Formulação Matemática	25
3.3 Revisão Bibliográfica	28
3.4 Metodologia Proposta	31
4 Simulações computacionais	35
4.1 Ferramentas Computacionais	35
4.1.1 Matlab	35
4.1.2 Algoritmo Genético	36
4.2 Descrição dos Sistemas de Distribuição de Testes	38
4.2.1 Sistema 34 barras	38
4.2.2 Sistema de distribuição brasileiro - 134 barras	38
4.3 Resultados Obtidos	39
4.3.1 Sistema 34 barras	41
4.3.2 Sistema 34 barras - com regulador de tensão	50
4.3.3 Sistema de distribuição brasileiro - 134 barras	55
4.3.4 Sistema de distribuição brasileiro - 134 barras - limites abertos	65
4.3.5 Sistema de distribuição brasileiro - 134 barras - tensão crítica	74
4.4 Conclusão	83
5 Conclusões	88
Referências Bibliográficas	90
A Ferramentas Computacionais	95
A.1 Inteligência Artificial - Algoritmo Genético	95
A.1.1 Operadores Genéticos	97
A.1.2 Seleção	97
A.1.3 Elitismo	98
A.1.4 Roleta	98

A.1.5 Torneio	98
A.1.6 Amostragem Universal Estocastica	99
A.1.7 Cruzamento	99
A.1.8 Mutação	100
B Dados do Sistema de 34 barras	101
B.1 Dados de Barra	101
B.2 Dados de Linha	102
C Dados do Sistema de 134 barras	105
C.1 Dados de Barra	105
C.2 Dados de Linha	111

Lista de Figuras

2.1	Complementariedade entre Geração Eólica e Geração Hidroelétrica.	
	Fonte: Centro brasileiro de energia eólica - CBEE / UFPE. 2000.	
	Disponível em: www.eolica.com.br .	12
2.2	Conjunto de Painéis Solares Fotovoltaicos - Estaciona-	
	mento Solar UFRJ - Fonte: Fundo Verde. Disponível em:	
	http://www.fundoverde.ufrj.br .	13
2.3	Perfil de Tensão ao longo do Alimentador em Sistemas Radiais. Fonte:	
	Geração Distribuída - Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Instituci-	
	onais [1].	18
2.4	Modificação da Potência Aparente do Alimentador com a GD de fator	
	de potência unitário.	18
2.5	Ilhamento	22
3.1	Pontos de operação para análise	27
3.2	Diagrama da metodologia dos sistemas de distribuição	32
4.1	Chamada da função GENETIC - Controle do algoritmo pelo usuário	36
4.2	Rede exemplo	37
4.3	Codificação do Indivíduo	37
4.4	Diagrama unifilar do sistema de distribuição de testes do sistema	34
	barras	38
4.5	Diagrama unifilar do sistema de distribuição de testes do sistema	134
	barras	39

4.6 Sistema 34 barras - Conexão de GD em todas as barras	42
4.7 Sistema 34 barras - Conexão de GD na barra final dos ramos	43
4.8 Sistema 34 barras - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos	44
4.9 Sistema 34 barras - Conexão de GD em uma única barra	45
4.10 Sistema 34 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 1	46
4.11 Sistema 34 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 2	46
4.12 Sistema 34 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 3	47
4.13 Sistema 34 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 4	47
4.14 Sistema 34 barras - Perfil de tensão nas barras	48
4.15 Sistema 34 barras - Perfil de tensão nas barras (a) Carga Pesada (b)	
Carga Leve	48
4.16 Diagrama unifilar do sistema de distribuição de testes do sistema 34	
barras com regulador de tensão	50
4.17 Sistema 34 barras com regulador de tensão - Conexão de GD em todas	
as barras	51
4.18 Sistema 34 barras com regulador de tensão- Conexão de GD na barra	
final dos ramos	51
4.19 Sistema 34 barras com regulador de tensão - Conexão de GD na barra	
do meio e final dos ramos	52
4.20 Sistema 34 barras - Trajetória de Convergência CENÁRIO 1	53
4.21 Sistema 34 barras - Trajetória de Convergência CENÁRIO 2	53
4.22 Sistema 34 barras - Trajetória de Convergência CENÁRIO 3	53
4.23 Sistema 134 barras - Conexão de GD em todas as barras - Ramo	
Principal	56
4.24 Sistema 134 barras - Conexão de GD em todas as barras - Ramo 23	56
4.25 Sistema 134 barras - Conexão de GD em todas as barras - Ramo 63	57
4.26 Sistema 134 barras - Conexão de GD na barra final dos ramos	58
4.27 Sistema 134 barras - Conexão de GD na barra do meio e final dos	
ramos	58

4.28 Sistema 134 barras - Conexão de GD em uma única barra	59
4.29 Sistema 134 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 1	60
4.30 Sistema 134 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 2	60
4.31 Sistema 134 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 3	61
4.32 Sistema 134 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 4	61
4.33 Sistema 134 barras - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários	
- Ramo Principal	62
4.34 Sistema 134 barras - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários	
- Ramo 23	63
4.35 Sistema 134 barras - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários	
- Ramo 63	63
4.36 Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD em todas as barras	
- Ramo Principal	65
4.37 Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD em todas as barras	
- Ramo 23	66
4.38 Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD em todas as barras	
- Ramo 63	66
4.39 Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD na barra final dos	
ramos	67
4.40 Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD na barra do meio	
e final dos ramos	67
4.41 Sistema 134 barras limite aberto - Trajetória de Convergencia	
CENÁRIO 1	68
4.42 Sistema 134 barras limite aberto - Trajetória de Convergencia	
CENÁRIO 2	69
4.43 Sistema 134 barras limite aberto - Trajetória de Convergencia	
CENÁRIO 3	69
4.44 Sistema 134 barras limite aberto - Perfil de tensão nas barras nos	
diferentes cenários - Ramo Principal	70

4.45 Sistema 134 barras limite aberto - Perfil de tensão nas barras nos	
diferentes cenários - Ramo 23	70
4.46 Sistema 134 barras limite aberto - Perfil de tensão nas barras nos	
diferentes cenários - Ramo 63	71
4.47 Sistema 134 barras - CENÁRIO 1	73
4.48 Sistema 134 barras - CENÁRIO 2	73
4.49 Sistema 134 barras - CENÁRIO 3	74
4.50 Sistema 134 barras - PERFIL DE TENSÃO	74
4.51 Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD em todas as barras	
- Ramo Principal	75
4.52 Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD em todas as barras	
- Ramo 23	75
4.53 Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD em todas as barras	
- Ramo 63	76
4.54 Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD na barra final dos	
ramos	76
4.55 Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD na barra do meio	
e final dos ramos	77
4.56 Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD em uma única barra	78
4.57 Sistema 134 barras tensão crítica - Trajetória de Convergencia	
CENÁRIO 1	79
4.58 Sistema 134 barras tensão crítica - Trajetória de Convergencia	
CENÁRIO 2	79
4.59 Sistema 134 barras tensão crítica - Trajetória de Convergencia	
CENÁRIO 3	80
4.60 Sistema 134 barras tensão crítica - Trajetória de Convergencia	
CENÁRIO 4	80
4.61 Sistema 134 barras tensão crítica - Perfil de tensão nas barras nos	
diferentes cenários - Ramo Principal	81

4.62 Sistema 134 barras tensão crítica - Perfil de tensão nas barras nos	
diferentes cenários - Ramo 23	82
4.63 Sistema 134 barras tensão crítica - Perfil de tensão nas barras nos	
diferentes cenários - Ramo 63	82
A.1 Fluxograma Geral do Algoritmo Genético	97
A.2 Simbologia do Método da Roleta	98
A.3 Cruzamento em um ponto	99

Lista de Tabelas

3.1	Faixa de Classificação das Tensões em Regime Permanente	33
4.1	Configuração dos Parametros do AG	37
4.2	Sistema 34 barras - Relação das perdas em função do caso base	49
4.3	Sistema 34 barras - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga	49
4.4	Sistema 34 barras com regulador de tensão - Relação das perdas em função do caso base	54
4.5	Sistema 34 barras com regulador de tensão - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga	54
4.6	Sistema 134 barras - Relação das perdas em função do caso base	64
4.7	Sistema 134 barras - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga	64
4.8	Sistema 134 barras limite aberto - Relação das perdas em função do caso base	71
4.9	Sistema 134 barras limite aberto - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga	72
4.10	Sistema 134 barras tensão crítica - Relação das perdas em função do caso base	83
4.11	Sistema 134 barras tensão crítica - Relação entre a geração fotovol- taica e a carga	83
4.12	Sistema 34 barras - Tempo computacional	85
4.13	Sistema 34 barras - com regulador de tensão - Tempo computacional	86
4.14	Sistema 134 barras - Tempo computacional	86
4.15	Sistema 134 barras - limites abertos - Tempo computacional	86

4.16 Sistema 134 barras - tensão crítica - Tempo computacional	87
B.1 Dados de barra do Sistema de 34 barras	102
B.2 Dados de linha do Sistema de 34 barras	104
C.1 Dados de barra do Sistema de 34 barras	111
C.2 Dados de linha do Sistema de 134 barras	116

Capítulo 1

Introdução

O processo de transformação na estrutura física dos Sistemas de Energia Elétrica (SEEs), ocasionada, principalmente, pelo deslocamento da geração centralizada de grande porte, através de centrais hidrelétricas, termelétricas e nucleares, para a geração de pequeno porte distribuída pelo sistema e próxima a carga tem ganhado atualmente grandes proporções.

Outra modificação importante em andamento, a qual esta associada diretamente à tendência pela geração descentralizada, é o crescimento da utilização de fontes de energia eólica e solar, as quais apresentam uma característica de variabilidade.

As formas de gerar energia apresentam potencial de modificar bruscamente a maneira de operar os SEEs, tanto tecnicamente como economicamente, uma vez que a multiplicidade de fontes e sua variabilidade, exigem formas avançadas de monitoração, controle e proteção, assim como novos modelos de comercialização de energia.

As gerações descentralizadas acima citadas trazem também um conforto no que se refere ao aumento da demanda de energia elétrica, acarretada pela dependência cada vez maior da sociedade em relação a eletricidade nas residências, indústrias e centros comerciais e consequentemente ocasiona redução da necessidade de grandes investimentos em transmissão de energia elétrica.

O termo Geração Distribuída (GD) refere-se à geração de energia elétrica localizada próxima ou mesmo nas unidades consumidoras. Pode ser efetivada a partir de

diferentes tecnologias e conectadas em diferentes pontos da rede elétrica. No Brasil, a GD inclui as pequenas centrais hidrelétricas (até 30MW), outras renováveis (eólica, solar, etc.), diretamente conectadas às redes de distribuição, e exclui geração de energia utilizando combustíveis fósseis (gás natural, óleo diesel, etc.), exceto a biomassa e resíduos.

O Brasil é considerado um grande exemplo no que se trata de geração com fontes de energia renováveis uma vez que sua principal fonte de energia são as usinas hidroelétricas, não sendo necessárias mudanças bruscas para sua adequação às exigências ambientais, diferentemente de países europeus que possuíam a energia térmica como sua principal fonte de energia elétrica. Contudo, o elevado número de geradores distribuídos representa um desafio grande na operação dos SEEs.

O emprego de geradores distribuídos tem crescido mundialmente com inúmeras vantagens, tais como redução de perdas na transmissão e distribuição, elevação da eficiência energética, diversificação da matriz energética, fatores importantes para um fornecimento de energia de qualidade, dentre outros.

Para incentivar a GD de pequeno e médio porte (micro e mini geração), a Aneel editou a resolução normativa 482/2012, posteriormente modificada pela resolução normativa 687/2015, as quais formam o arcabouço regulatório dessa forma de GD atualmente vigente no país.

A maioria dessa nova geração é interligada ao sistema elétrico através do sistema de distribuição. Nesta, os utilitários têm menor visibilidade e controlabilidade e então o resultado é um novo conjunto de desafios associados a uma maior integração destes com os dispositivos existentes [2],

A micro e mini geração distribuída no Brasil é operada de acordo com um Sistema de Compensação de Energia, ou Net Metering, pelo qual não existe venda da energia produzida na unidade distribuída e sim uma compensação do consumo. Dados recentemente divulgados indicam uma elevada taxa de crescimento da mini e micro geração distribuída no país, tanto em termos de unidades quanto de potência instaladas. Também substancial são as previsões de crescimento desse tipo de geração

de energia elétrica para o horizonte de 2024

As perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica variam de acordo com o carregamento da rede, quanto maior o carregamento nos alimentadores, maiores serão as perdas. Em geral, aproximar o sistema de geração com as cargas traz benefícios a distribuição e transmissão, uma vez que existe a possibilidade de diminuir perdas e melhorar o perfil de tensão nos alimentadores, permitindo assim a postergação de investimentos na infra-estrutura da rede elétrica pela redução da demanda líquida.

Neste contexto, a Geração Distribuída, ou seja, a geração próxima à carga, tem potencial para contribuir com o aumento da eficiência dos sistemas de distribuição. É possível reduzir perdas técnicas através da alocação ótima das GDs, seja em relação a localização ou tamanho, dentre outros benefícios como a melhoria no perfil de tensão e o aumento na capacidade de suprimento aos consumidores da rede, conforme mencionado. Porém, por outro lado, introduz dificuldades técnicas em termos de controle de tensão, carregamento de alimentadores, reajuste da proteção. Por esta razão uma avaliação do impacto da GD na rede de distribuição é de fundamental importância em estudos de expansão e operação da rede. Um aspecto muito importante e atualmente bastante estudado nesse contexto é a avaliação da capacidade máxima de hospedagem da GD, a qual consiste na máxima capacidade de GD que possa ser instalada nas redes sem causar problemas operacionais

A avaliação do sistema de distribuição com GD deve se concentrar em incorporar geradores fotovoltaicos enquanto houver capacidade de manter os padrões estabelecidos de confiabilidade e qualidade de energia. Em outras palavras, é necessário estabelecer a capacidade do alimentador para hospedar novos microgeradores e minigeradores. [2].

1.1 Motivação

O panorama atual do setor elétrico mundial, as questões ambientais e a liberalização dos mercados de energia apontam para no mínimo uma revisão de conceitos

no que se refere a modelos de sistemas de energia elétrica [3].

Nessa tendência, a mudança se baseia em muitos fatos, dentre eles a concepção tradicional de sistemas elétricos de potência, baseados em grandes usinas hidroelétricas e termelétricas localizadas distantes dos pontos de consumo, se conectando a estes através de extensas linhas de transmissão, o que tem dificultado cada vez mais sua implantação. Outro fato não menos importante é o desejo de geradoras, transmissoras e distribuidoras em maximizar suas capacidades de transmissão e reduzir as perdas técnicas relacionadas, retardando desta forma novos investimentos.

O modelo de sistema elétrico atual foi planejado para ligar um número relativamente pequeno de geração a um grande número de consumidores através de um extenso e complexo sistema de transmissão de alta tensão e um sistema de distribuição de média/baixa tensão. Contudo, atualmente tem sido notado um considerável fluxo de geração do sistema de média/baixa tensão para a alta, caracterizando um fluxo inverso.

Visando o contorno de tais dificuldades e paralelamente a diversificação da matriz energética novos modelos de sistemas atuam em complementariedade com pequenas centrais conectadas a rede de distribuição, os denominados geradores distribuídos.

Portando, a grande motivação desse estudo é desenvolver uma metodologia através de um algoritmo de otimização capaz de dar suporte ao planejamento da rede de distribuição quanto a tomada de decisão referente à máxima hospedagem de geração fotovoltaica na rede de média tensão, considerando sempre a resposta do sistema em relação a determinados níveis de potência fotovoltaica limitada pela capacidade dos trechos de alimentadores, limites de tensão e perdas ativas. O problema de otimização resultante é resolvido utilizando um Algoritmos Genético acoplado a um módulo de cálculo de fluxo de potência.

1.2 Objetivos

A estimativa do crescimento significativo da capacidade instalada de geradores fotovoltaicos conectados a rede de média tensão no Brasil traz a necessidade e a

importância de se buscar um panorama futuro do sistema elétrico nacional. Para isso, esta pesquisa dá foco no estudo da máxima hospedagem de geração fotovoltaica concentrada ou através de diversos geradores de pequeno porte dando a devida importância aos possíveis impactos causados na rede de distribuição.

Há também a necessidade de se verificar e provar as limitações do sistema elétrico, em geral, na acomodação de microgeradores e minigeradores na rede de distribuição.

Desta forma, o trabalho tem como principais objetivos:

- Utilizar uma computação evolutiva na busca do valor máximo de geração fotovoltaica possível de se conectar a rede elétrica de média tensão respeitando os seguintes critérios de restrição: limite máximo e mínimo de tensão, limite de perda técnica ativa e carregamento.
- Nesta pesquisa foram considerados dois sistemas elétricos com características bastante distintas para avaliar os impactos causados na rede com a inserção da geração distribuída comparando com o caso base, ou seja, sem GD.
- Para ambos os sistemas considerou-se uma rede básica com determinados limites de geração conforme prevê a norma e para cada sistema foi realizado um estudo adjacente em que o sistema de 34 barras foi analisado com a presença de um Transformador de TAP Variável enquanto o de 134 barras os limites de geração foram abertos a fim de se observar o comportamento do método de busca.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este documento está dividido em 5 capítulos. Este primeiro capítulo buscou abordar a importância da geração fotovoltaica e estudar a geração fotovoltaica no Brasil bem como os principais objetivos deste trabalho.

O segundo capítulo faz uma abordagem sobre geração distribuída, as tecnologias empregadas e os impactos causados pela mesma na rede de média tensão.

O terceiro capítulo apresenta uma revisão bibliográfica acerca dos estudos relacionados à inserção da GD na rede usando diversas computações evolutivas e impactos causados pela mesma, dinâmica ou estaticamente, bem como a formulação matemática do problema e apresentação da metodologia desenvolvida.

O quarto capítulo enfatiza as ferramentas computacionais utilizadas para a análise, na descrição dos sistemas estudados e expõe os resultados obtidos nas simulações, juntamente com uma breve discussão a respeito dos mesmos.

O quinto capítulo traz as conclusões da pesquisa realizada e as conclusões possíveis de se obter com o estudo.

Por fim, têm-se os apêndices A, B e C. O apêndice A apresenta uma explicação mais detalhada sobre Algoritmo Genético. O B expõe a descrição do sistema de 34 barras tanto em relação as cargas quanto as linhas de transmissão. Analogamente, o apêndice C traz detalhes do sistema de distribuição real de 134 barras considerados na análise.

Capítulo 2

Geração Distribuída

2.1 Introdução

O enfrentamento do aumento da demanda energética em decorrência da expectativa de crescimento econômico do Brasil nos próximos anos, aliada aos avanços de tecnologias alternativas de geração elétrica, motiva o incentivo ao uso de fontes de Geração Distribuída que tem como focos principais a redução de impactos ambientais da geração centralizada convencional e o fornecimento de energia elétrica a quem ainda não tem acesso a ela. Desta forma, a GD é considerada um passo na busca por eficiência energética desde que bem projetada e implantada na rede elétrica.

2.2 Geração Distribuída

A análise da literatura para essa área mostra que as definições existentes para GD não são consistentes. O Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) entende que para o aumento da eficiência energética do país um dos principais caminhos é a redução da distância entre a geração e o consumo de energia elétrica. Em 2002 foi estabelecido que Geração Distribuída é qualquer fonte geradora com produção destinada, em sua maior parte, a cargas locais ou próximas, alimentadas sem necessidade de transporte de energia através da rede de transmissão [4]. Pepermansa [5]

mostra que não há um consenso sobre a definição de Geração Distribuída visto que o conceito abrange muitas tecnologias e aplicações em diversos ambientes, propondo assim uma padronização de GD no mercado competitivo de eletricidade.

Segundo Malfa [6], GD é a geração não planejada nem despachada de forma centralizada, não havendo um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada.

Para Olade [7] inúmeras vantagens são oferecidas ao Sistema Elétrico com o uso da GD, visto que a geração próxima à carga permite a diminuição das perdas decorrentes do transporte de energia elétrica bem como uma maior diversificação de tecnologias empregadas para produção de energia, podendo assim haver escolhas em função da carga ou disponibilidade de recursos energéticos.

No Brasil, a Geração Distribuída foi definida de forma oficial através do Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004. Sendo sua definição a seguinte:

”Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW e II termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”

Em contrapartida, em 2005, o PRODIST desenvolvido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) definiu GD como sendo geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, despachada ou não pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) [8].

2.3 Tecnologias Empregadas na GD

Estudos desenvolvidos pela Exxonmobil [9] estimam que o crescimento da demanda por energia elétrica mundial até 2040 será liderado pelos países em desenvolvimento juntamente com a China e a Índia, os dois países mais populosos do mundo. Segundo a pesquisa desenvolvida as fontes renováveis terá um aumento de cerca de 150% comparado com o ano de 2010. Desta forma, os produtores de energia elétrica terão de gerir os desafios de confiabilidade associados à maior penetração das energia renováveis intermitentes, como a eólica e a solar.

As fontes de geração são amplamente conhecidas e divididas basicamente entre as que utilizam combustíveis fósseis (não renováveis) e as que usam fontes renováveis para o processo. Dentre as que utilizam combustíveis fósseis nas unidade de GD, destacam-se as que permitem a cogeração, que é a produção combinada de energia elétrica e aproveitamento do calor resultante do processo [1], sendo elas:

- Motores Alternativos de Combustão Interna

São amplamente utilizados na geração distribuída devido a sua alta confiabilidade e economia no suprimento de energia em sistema de aeroportos, hospitais, hotéis. Apresenta níveis de eficiência de 30% a 40% [10] e associam-se mecanicamente com geradores síncronos ou de indução, formando um grupo motor-gerador que utilizam combustíveis fósseis, principalmente o diesel. Esse tipo de motor necessita de frequentes manutenções, são ruidosos e se caracterizam por elevadas emissões de poluentes na atmosfera.

- Microturbinas a gás

São compactas em tamanho, apresentam baixas emissões de resíduos gasosos e longo período entre manutenções, sua eficiência gira em torno de 30% não havendo recuperação de calor. Entretanto apresentam alto custo e ruídos de alta frequência

- Motores Stirling

É das máquinas térmicas mais eficientes. Pouco poluente, permite queima completa e eficiente do combustível e é silencioso. Possui característica multi-combustível, ou seja, pode-se utilizar praticamente qualquer fonte energética: gasolina, diesel, metanol, etanol, GLP. Contudo, por tratar-se de uma tecnologia pouco difundida possui alto custo, tanto na aquisição quanto na manutenção. No Brasil são poucos os desenvolvimentos de que se tem notícia nessa área, além de projeto experimental desenvolvido pela Cemig em parceria com a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). O principal desafio do desenvolvimento dos motores Stirling têm sido aumentar sua durabilidade e confiabilidade para longos períodos de operação, diminuindo seu custo [1].

- Células a Combustível

São equipamentos utilizados na geração de energia elétrica a partir da energia química, através de processos eletroquímicos, e que tem como subproduto a geração de energia térmica (calor). O principal combustível utilizado é o hidrogênio produzido a partir de diversas fontes (combustível fóssil ou renovável) e tem a água como resíduo principal. Como não há processo de combustão envolvido, as células de combustíveis são mais vantajosas que outras tecnologias estudadas anteriormente pois além de apresentarem baixíssimas emissões de gases causadores do efeito estufa e eficiência em torno de 60%, praticamente o dobro de outras tecnologias apresentadas.

As tecnologias onde se utilizam fontes renováveis fazem parte da grande revolução e nesse aspecto as alternativas energéticas que mais tem recebido atenção por parte de pesquisadores nos últimos tempos são as de energia eólica e a energia solar, sendo essa o foco principal desta pesquisa.

- Energia eólica

Corresponde a energia cinética contida na massa de ar em movimento (vento). A energia eólica é utilizada há muitos anos, principalmente na movimentação de barcos e bombeamento de água. No ano de 2002, o número de gerado-

res eólicos em operação no mundo já correspondia a 30 mil turbinas [11]. O aproveitamento deste tipo de energia ocorre por meio da conversão de energia cinética de translação em energia cinética em rotação com o emprego de aerogeradores para geração de eletricidade.

Apesar de sua fonte de geração (vento) possuir custo zero, o custo das turbinas, apesar de decrescente, ainda é muito elevado. Ainda assim, a produção de energia elétrica a partir da geração eólica vem crescendo mundialmente.

De acordo com o Atlas de Energia Elétrica no Brasil [11] em 1990, a capacidade instalada no mundo era inferior a 2.000MW. Em 1994, houve um crescimento para 3.734 MW, divididos entre Europa(45,1%), América (48,4%), Ásia (6,4%) e outros países (1,1%). Quatro anos mais tarde, chegou a 10.000MW e em 2000, a capacidade instalada no mundo já era de 15.000 MW.

O ministério de minas e energia estima que a capacidade de produção de energia eólica no Brasil chegue a 350 GW, para o mundo há indicações de um potencial superior a 70.000 GW. Segundo o PDE2014, a capacidade instalada eólica em todo território brasileiro chega a 24 GW em 2024, cerca de 11,4% da total. A Região Nordeste deveria ficar com 21,6 GW, ou seja, 90% de toda geração instalada no Brasil [12].

A geração eólica e a geração hidroelétrica possuem características de complementariedade [11], outro importante atrativo visto que o maior potencial eólico na região Nordeste do Brasil ocorre no período de menor disponibilidade hídrica, conforme figura 2.1

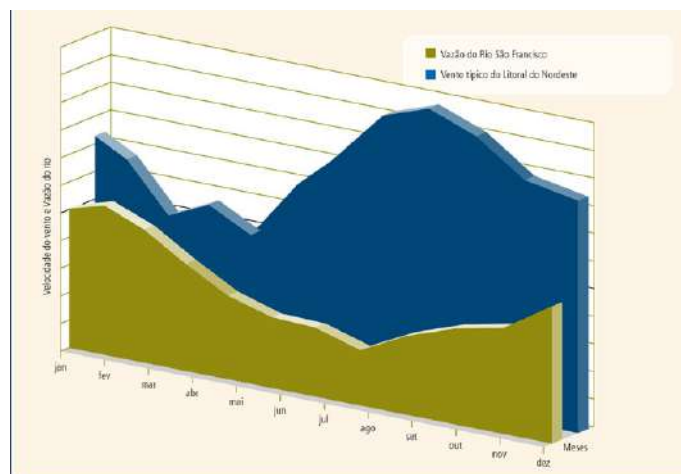


Figura 2.1: Complementariedade entre Geração Eólica e Geração Hidroelétrica. Fonte: Centro brasileiro de energia eólica - CBEE / UFPE. 2000. Disponível em: www.eolica.com.br.

Apesar das considerações acima citadas, as principais características que dificultam a utilização geração eólica como fonte de energia elétrica regular são: a ocorrência irregular do vento e a variação da velocidade de vento ao longo do ano pois como potência gerada pela energia eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, o dimensionamento e a escolha do local de instalação se torna muito difícil, optando por locais onde a velocidade de vento é alta e com pouca variação

- Energia solar

Caracteriza-se pela conversão direta de radiação solar em energia elétrica por meio de efeitos do calor e luz sobre determinados materiais, em particular os semicondutores. Porém é necessário um local com alta incidência de irradiação solar.

O efeito fotovoltaico é decorrente da excitação dos elétrons de determinados materiais na presença de luz solar, destacando o semicondutor silício. Atualmente, as células fotovoltaicas apresentam eficiência da ordem de 16%. Existem células fotovoltaicas com eficiência de até 28%, fabricadas de arsênio de gálio, mas seu alto custo limita a produção dessas células solares para o uso da indústria espacial [13]

Para que haja um aumento da capacidade de geração de energia, os módulos ou painéis fotovoltaicos são associados em série e/ou paralelo, formando um conjunto de painéis fotovoltaicos capaz de gerar potências elevadas, conforme figura [2.2](#)



Figura 2.2: Conjunto de Painéis Solares Fotovoltaicos - Estacionamento Solar UFRJ - Fonte: Fundo Verde. Disponível em: <http://www.fundoverde.ufrj.br>.

A saída dos painéis fotovoltaicos é fornecida em corrente contínua, logo sua utilização deve ser restrita a equipamentos de corrente contínua ou armazenada em bancos de baterias, sendo esse armazenamento pouco viável financeiramente se comparado a conexão direta com a rede elétrica. Para situações em que se deseja a conectar com a rede elétrica, como a nível residencial para compensação de energia elétrica, é necessário o uso de conversores CC/CA, ou seja, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA).

Além dos painéis solares fotovoltaicos, os inversores e no caso de sistemas isolados, o uso do banco de baterias fazem da geração de eletricidade através de sistemas fotovoltaicos uma opção de custo elevado.

2.4 Benefícios da GD

A geração distribuída é vista como uma solução alternativa as tradicionais frente aos necessários investimentos com a finalidade de aumentar a capacidade instalada

no setor elétrico brasileiro atrelada a busca constante por tecnologias mais eficientes e com reduzidos impactos ambientais seja no processo de geração, transmissão ou distribuição de energia.

Conforme já mencionado a respeito da Geração Distribuída, trata-se de geração elétrica de pequena escala para consumidores integrados (on-grid) ou isolados (off-grid), localizados perto do ponto de consumo final, englobando o sistema residencial, comercial ou industrial.

Na GD, a redução da necessidade de linhas de transmissão e o caráter descentralizado do sistema fazem com que os custos e impactos ambientais próprios da geração convencional sejam evitados. A seguir serão apresentadas algumas outras vantagens:

- Redução de perdas: com a redução da sobrecarga das LTs, as perdas por efeito Joule são reduzidas, fator que muito afeta a energia centralizada. Desta forma, os ganhos são distribuídos tanto para as concessionárias de energia quanto para os consumidores. Paralelamente, a geração distribuída traz para as concessionárias uma economia em materiais de construção, construção e estudos de desenvolvimento de linhas de transmissão
- Confiabilidade e atendimento a comunidades isoladas: a GD pode elevar a confiabilidade do sistema visto que na falta do suprimento centralizado ela pode atender as cargas, ou pelo menos parte delas, da rede de distribuição de energia elétrica. De modo análogo, comunidades isoladas podem ser atendidas através desse tipo de fornecimento de energia sem que haja a necessidade de construir linhas de transmissão;
- Agilidade na implantação do atendimento ao crescimento da demanda: a geração distribuída demanda menos complexidade tanto na liberação como no licenciamento para implantação de projetos bem como necessita de prazos menores para sua instalação e funcionamento;
- Minimização de impactos ambientais: no Brasil, onde grande parte de sua

matriz energética é a partir de hidrelétrica a redução dos impactos ambientais advém da geração distribuída não necessitar construir grandes reservatórios e extensas linhas de transmissão para o transporte de energia. Grandes hidrelétricas como Itaipu e Furnas são conhecidas por seus graves impactos ambientais, como alagamento de diversas regiões ou até mesmo cidades inteiras, afetando não só seres humanos mas também faunas, floras e microclimas regionais

Com a energia descentralizada, se torna possível o aproveitamento de recursos renováveis locais com impactos ambientais bastante reduzidos, como o caso da energia solar e eólica, caracterizando-se por uma geração benéfica ecologicamente e financeiramente.

2.5 Impactos da GD na Rede de Média Tensão

A utilização cada vez maior de geração distribuída acarreta em um aprimoramento de suas características técnicas e na redução de seu custo. A utilização da GD em larga escala permite a humanidade usufruir dos benefícios da energia elétrica em sua forma sustentável, não havendo preocupação com as consequências de agredir o meio ambiente.

Todavia, a penetração significativa de GD acarreta no surgimento de diversas barreiras técnicas relativas ao funcionamento da rede de distribuição. Com isso fica clara a importância da discussão dos principais impactos causados pela GD na rede elétrica, utilizando os sistemas solares fotovoltaicos como referência tendo em vista que se trata da forma de geração sustentável que possui grande potencial de geração, seja na forma de geração distribuída, que vem crescendo conforme diminui o prazo para recuperar o investimento, ou com os leilões utilizados para comprar energia solar de forma centralizada.

2.5.1 Distorção Harmônica

A qualidade de energia é um dos pontos mais importantes a serem preservados em qualquer mudança no sistema elétrico de potência e qualquer alteração na forma de onda pode alterar a qualidade de energia, logo, devem ser evitados. Fontes de geração distribuída como a solar fotovoltaica e a energia eólica trazem grandes benefícios ao ecossistema por usarem fontes renováveis e não poluidoras entretanto alguns cuidados especiais devem ser tomados para que não interfiram na qualidade de energia pois a falta de controle sobre os recursos naturais que a produzem faz com que seja necessário o uso de equipamentos eletrônicos para ajuste de frequência, tensão e potência de saída.

Ao produzirem energia em corrente contínua, as células fotovoltaicas necessitam de conversores que as interliguem com a rede da concessionária, com isso existe a preocupação de que componentes harmônicas sejam injetadas no sistema de distribuição, visto que esses equipamentos trabalham com chaveamentos que acabam gerando distorções harmônicas na forma de onda.

Nas turbinas eólicas, o problema se encontra na utilização de geradores assíncronos, retificadores, inversores e outros equipamentos eletrônicos que podem ser fontes de distorções harmônicas e flutuações de tensão.

2.5.2 Variação de Tensão

No sistema de distribuição há limites no que se refere a variação de tensão nodal estabelecido pela Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [13].

São estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores” [13].

O controle de tensão é realizado, na maioria das vezes, por equipamentos como bancos de capacitores e reguladores automáticos de tensão. Contudo a elevação das

tensão ocasionada pela inserção do gerador distribuído na barra prejudica a qualidade de energia fornecida pelo consumidor bem como faz com que haja mudanças operativas dos dispositivos responsáveis pela regulação de tensão, ocasionando na redução da vida útil dos mesmos [14].

Em [15], a atuação dos geradores fotovoltaicos reduziu o emprego de bancos de capacitores no sistema, adiando ou anulando seus chaveamentos. Nos casos em que o perfil de carga e geração foram semelhantes, a atuação dos bancos não foi necessária e para os períodos do dia em que os perfis se diferiram, os bancos de capacitores foram utilizados quando a geração solar foi inferior a demanda de carga.

De maneira positiva a introdução de geração distribuída no final do alimentador pode compensar e/ou reduzir as quedas de tensão ao longo do alimentador inerente a sistemas radiais, aprimorando dessa forma o perfil de tensão do alimentador. Contudo, uma súbita desconexão dos geradores distribuídos fará com que a queda de tensão existente interfira negativamente na qualidade de tensão fornecida as cargas. A instalação de GDs no sistema tem o potencial de mudar a tensão ao longo do alimentador por causa da possibilidade existente da mesma injetar energia na rede elétrica [2].

Neste caso, o regulador de tensão precisaria fazer ajustes de taps para adequar o sistema a situação sem geradores, caso contrário os consumidores ficarão sujeitos a valores inferiores ao permitido, caracterizando afundamento de tensão [16].

A figura 2.3 ilustra a maneira como a GD pode influenciar no perfil de tensão ao longo do alimentador em um sistema radial.

A determinação do ponto de conexão ao longo da rede é de suma importância, uma vez que, se alocada em um ponto ótimo, proporciona uma redução considerável nas perdas e uma elevação no perfil de tensão. Caso contrário, as perdas podem aumentar consideravelmente, devido ao maior fluxo de potência.

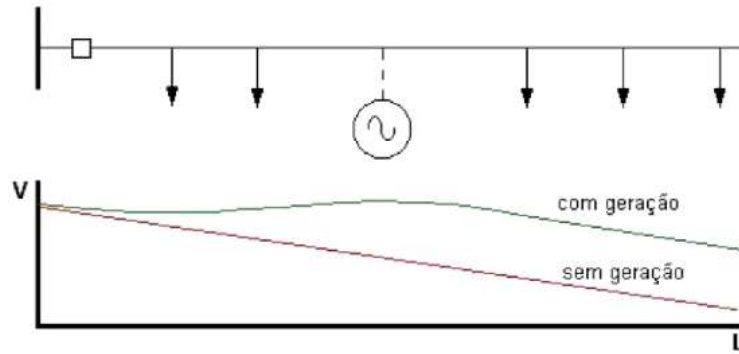


Figura 2.3: Perfil de Tensão ao longo do Alimentador em Sistemas Radiais. Fonte: Geração Distribuída - Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais [1]

2.5.3 Carregamento de alimentadores e transformadores

A GD afeta diretamente o carregamento de alimentadores e transformadores pois as redes de distribuição convencionais foram projetadas e trabalharam durante anos sem considerar qualquer geração conectada ao longo dos alimentadores ou nas cargas dos consumidores. A figura 2.4 ilustra de maneira clara e objetiva como o sistema é afetado com inserção da GD de fator de potência unitário, ou seja, gerando apenas potência ativa como acontece com a maioria dos sistemas fotovoltaicos, particularmente os de pequeno porte.

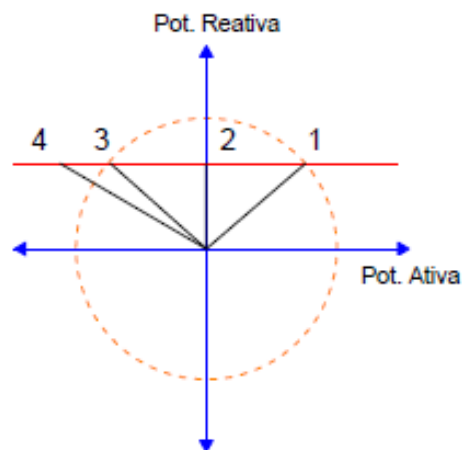


Figura 2.4: Modificação da Potência Aparente do Alimentador com a GD de fator de potência unitário

A posição 1 ilustra o sistema sem GD com a carga consumindo potência ativa e reativa. A medida que a potência gerada pela GD aumenta, ela passa a suprir parcelas maiores de potência ativa. Com isso, há uma modificação da potência

aparente da posição 1 para a posição 2, onde toda potência ativa que a carga requer é suprida pela GD e dessa forma somente potência reativa flui através do alimentador.

Na figura acima, o segundo quadrante representa geração adicional de potência ativa e a mesma é injetada na rede de distribuição. Nesta condição o gráfico atinge o quadrante de potência ativa negativa, sempre mantendo a parcela de potência reativa constante. A posição 3 ilustra a condição onde a potência ativa injetada na rede é igual a potência ativa da carga e nesta condição a potência aparente é igual a situação inicial (posição 1), logo, não há sobrecarga no alimentador.

Contudo, se a GD gera ainda mais potência ativa, ocorre um aumento da potência aparente podendo gerar sobrecarga no alimentador ou transformador que atende a carga. Sabendo que G (geração distribuída) e D (demanda de energia), 3 situações poderão ocorrer:

- $G < D$: gerador não exporta energia, mas reduz a demanda da concessionária. Desta forma, os equipamentos existentes trabalharão bem nesta nova condição.
- $D < G < 2D$: se a geração atinge o valor de demanda (Posição 2), nenhum fluxo ocorrerá da concessionária para o consumidor, de modo que os equipamentos trabalharão praticamente vazios. Para uma geração maior que a demanda e menor que o dobro de seu valor (Posição 3) haverá um fluxo no sentido consumidor - concessionária, de um valor de no máximo igual a demanda. Para os equipamentos, haverá somente inversão de fluxo havendo necessidade de atenção as proteções dos mesmos.
- $G > 2D$: neste caso toda demanda será atendida e haverá um fluxo além de inverso superior ao utilizado antes da instalação da GD (Posição 4), havendo necessidade de verificar se os equipamentos suportam tal condição.

2.5.4 Contribuição para corrente de curto circuito

O modo de operação do conversor do sistema fotovoltaico presente na rede é o fator determinante da corrente de curto circuito na rede de distribuição. Durante

uma falta, ao tentar manter a tensão estável o conversor libera uma corrente mais elevada principalmente se houver sistema de armazenamento de energia. Sobretudo, frente ao esquema de controle de corrente não há incremento durante a falta. Ou seja, os conversores são normalmente equipados com reles de subtensão e sobrecorrente capazes de ao identificar uma falta cessar sua contribuição para a corrente de curto circuito [17].

Por não possuir máquina rotativa a geração distribuída com sistema fotovoltaico possui inércia mecânica nula e também, devido ao fato de operarem com dispositivos de eletrônica de potência há possibilidade dos conversores se desconectarem rapidamente da rede ao detectarem distúrbios e a necessidade desta ação [2].

2.5.5 Comportamento perante distúrbios na rede de distribuição

Os sistemas elétricos devem ser capazes de suportar distúrbios na rede que afetam sua confiabilidade. A implantação de um novo modelo de geração implica na necessidade de estudos para avaliação das condições de operação da rede e da coordenação da proteção em regime permanente ou sob condição de falta.

Normas internacionais determinam que a GD deve ser desconectada da Rede de Distribuição caso a mesma apresente condições anormais de operação. No caso de ocorrência, a GD só deve ser reconectada ao sistema após a tensão em regime permanente e a frequência da rede permanecerem dentro de valores aceitáveis por no mínimo 5 minutos [18, 19]. A retirada da GD durante este intervalo pode reduzir a tensão a valores críticos até que os dispositivos de regulação sejam acionados. O mesmo ocorre no momento em que a GD é novamente reconectada ao sistema. Em resumo, a unidade consumidora é alimentada inicialmente com baixa tensão (após eliminação da situação anormal) e com tensão elevada (ao reconectar a GD), prejudicando dessa forma a qualidade da tensão em regime permanente.

A norma IEEE 929-2000 prescreve o desligamento da GD caso um afundamento superior a 50% ultrapasse 6 ciclos de duração enquanto a norma IEEE 1547-2003

eleva esse tempo para 10 ciclos. Tais normas se referem a suportabilidade da GD frente a afundamentos de tensão evitando assim desconexões desnecessárias [20].

2.5.6 Confiabilidade

Em sistemas radiais ou em série, a falha de qualquer equipamento faz com que o sistema se desconecte, o que não ocorre em sistemas em paralelo onde a presença de um único equipamento faz com que ainda haja parte do sistema funcionando.

Sendo assim, a grande vantagem da geração distribuída, conectada paralelamente a rede da concessionária é reduzir o número de equipamentos em série entre a geração centralizada e o consumidor final. Com a GD, a ocorrência de uma grande falha afetaria um número menor de pessoas e duraria menos tempo, devido à maior capacidade instalada de geração próximos aos consumidores, independente do sistema de transmissão. Este fato, apesar de benéfico, gera um dos grandes problemas da geração distribuída, o fenômeno do ilhamento, exposto a seguir.

2.5.7 Ilhamento não intencional

O Ilhamento é caracterizado quando uma ou mais unidades de GD na rede de distribuição permanece operando e alimentando alguma área tendo o sistema sido todo desligado, intencionalmente ou não, por algum motivo, conforme figura 2.5. Apesar de benéfico ao sistema pois visa manter cargas prioritárias alimentadas, esse modo de operação não é desejável. A confiabilidade é aumentada, minimizando o número de consumidores afetados em casos de falta ou manobra mas para que essa condição seja segura e efetiva as GDs devem ser confiáveis e cuidadosamente coordenadas com o sistema de proteção e seccionamento do sistema de distribuição.

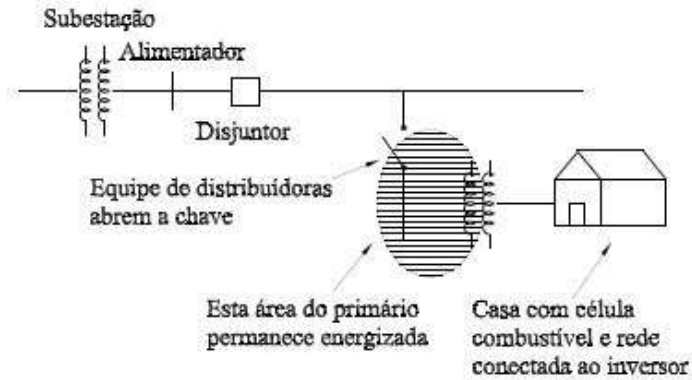


Figura 2.5: Ilhamento

Quando não intencional, este fenômeno deve ser evitado pois apresentam situações de risco, tais como: [21]

- risco de morte para funcionários da concessionária de distribuição ao realizarem manutenção pois há a possibilidade da linha estar energizada quando espera-se que estejam todas as fontes de energia desconectadas do sistema;
- no ilhamento não há controle da concessionária para valores de tensão e frequência, ao ficarem fora das faixas toleráveis há possibilidade de danos físicos aos equipamentos;
- no reestabelecimento da energia pela concessionária pode haver desarme ou danos nos equipamentos caso ocorram religamentos fora de fase.

Segundo [22] o risco de um funcionário da concessionária receber um choque elétrico em um ilhamento não-intencional é mil vezes menor do que o risco de choque comum uma vez que a probabilidade de haver perfeito casamento entre geração e carga para que o ilhamento ocorra é muito baixa.

2.6 Regulamentação e Legislação Brasileira

Em contrapartida às diversas vantagens expostas com o uso da geração distribuída, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de peque-

nos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade de cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.

A redução das barreiras na implantação de geradores distribuídos de pequeno porte na rede elétrica teve início com a Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL, da Consulta Pública nº 15/2010 disponibilizada pela ANEEL e foi um enorme passo no debate a respeito da regulamentação que teve como objetivo apresentar os principais instrumentos regulatórios para incentivar a Geração Distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada a rede de distribuição bem como buscar contribuições para questões que o regulador deve enfrentar para buscar reduzir barreiras existentes. A mesma envolveu diversos agentes da área de engenharia elétrica, desde geradoras a representantes de concessionárias de distribuição até os consumidores.

A Consulta Pública acima citada foi base para o desenvolvimento da Audiência Pública nº 42/2011 da ANEEL que resultou na formulação da importante resolução normativa que afeta diretamente a conexão de mini e microgeradores fotovoltaicos ao sistema elétrico: a RN nº 482, de 17 de abril de 2012.

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 [23], visa introduzir condições gerais para conexão de microgeração (com potência instalada menor ou igual a 100kW) e minigeração (potência instalada de 100kW a 5MW) distribuída bem como a criou o sistema de compensação de energia elétrica. Seu acompanhamento, realizado pela ANEEL nos últimos anos, permitiu identificar pontos da regulamentação que necessitavam de aprimoramento.

Sendo assim, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da micro e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015 (de 7/5/2015 a 22/6/2015) que culminou com a pu-

blicação da Resolução Normativa - REN nº 687/2015, a qual revisou a REN nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST [24].

De acordo com as novas regras, as principais inovações são citadas a seguir:

- Tornou-se permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída com potência até 75kW e minigeração distribuída com potência acima de 75kW e inferior a 5MW, conectadas a rede de distribuição por meio de unidades consumidoras;
- O prazo de validade dos créditos de excedentes de geração passou de 36 para 60 meses havendo a possibilidade de serem utilizados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular desde que sejam da mesma distribuidora;
- A possibilidade de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras) trouxe a possibilidade da energia gerada poder ser repartida entre condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.
- A criação da "geração compartilhada" possibilitando a união de diversos consumidores em um consórcio ou cooperativa para instalarem uma micro ou minigeração distribuída e utilizarem a energia gerada para reduzir faturas dos consorciados ou cooperados.

Capítulo 3

Capacidade de Hospedagem da GD

3.1 Introdução

Este capítulo tem por objetivo exibir o conteúdo referente a modelagem e a metodologia utilizada nas simulações computacionais dos sistemas selecionados para teste. Apresenta-se a formulação matemática considerada visando a obtenção da função objetivo do problema bem como um resumo das principais pesquisas realizadas na área e a demonstração da metodologia proposta para esse estudo

3.2 Formulação Matemática

O estudo de alocação de novas unidades de GD em redes de distribuição consiste em avaliar os locais mais indicados e em determinar a capacidade ótima de instalação de geração distribuída na rede, maximizando os benefícios do sistema como um todo. Por tratar-se de um problema de grande complexidade que envolve uma série de etapas destaca-se o uso do algoritmo genético (AG) para o processo de otimização.

A condição desejada é aquela em que se possa aproveitar ao máximo os novos recursos energéticos disponíveis nas diferentes barras atendidas pela rede de distribuição. Ao mesmo tempo essa solução não deverá trazer custos a empresa de

distribuição, com o aumento das perdas ativas do sistema bem como as tensões e carregamentos devem se manter dentro do limite especificado por norma.

Dada uma rede de distribuição em MT, da qual são conhecidas:

- as curvas de demandas diárias dos pontos de carga (transformadores de distribuição ou consumidores diretamente conectados à MT) para classes de dias típicos (dia útil, sábado, domingo, feriados, verão e inverno, etc.), ou obtidas a partir de curvas típicas;
- curvas de insolação na área em estudo para diferentes condições meteorológicas (inverno, verão, dias nublados ou ensolarados, etc.);

Busca-se determinar a capacidade máxima que possa ser instalada em pontos da rede disponíveis para instalação de fontes fotovoltaicas operando com fator de potência unitário, ou seja com possibilidade de geração somente de potência ativa, de modo que, em qualquer condição de operação definida pela interseção das características da carga e da geração acima referidas, a tensão nos ramos esteja entre os limites, o fluxo nos ramos dos alimentadores satisfaçam os limites, e as perdas ativas estejam dentro de limites admissíveis.

A formulação acima pode ser simplificada reduzindo-se o número de condições de operação pela escolha daquelas mais significativas e que, mediante uma análise qualitativa ou quantitativa, indique as condições mais adversas. Por exemplo, é razoável escolher-se uma condição de operação diária que represente a pior situação de interseção entre a geração fotovoltaica e o demanda. Para essa condição, considerando valores totais de geração e demanda da rede em análise, os pontos de operação a serem considerados podem ser escolhidos como mostrado na figura [3.1](#). Nesta figura, os instantes definidos como $k = 1, \dots, 5$ são os escolhidos para conduzir a análise.

O problema de otimização pode ser anunciado da seguinte forma:

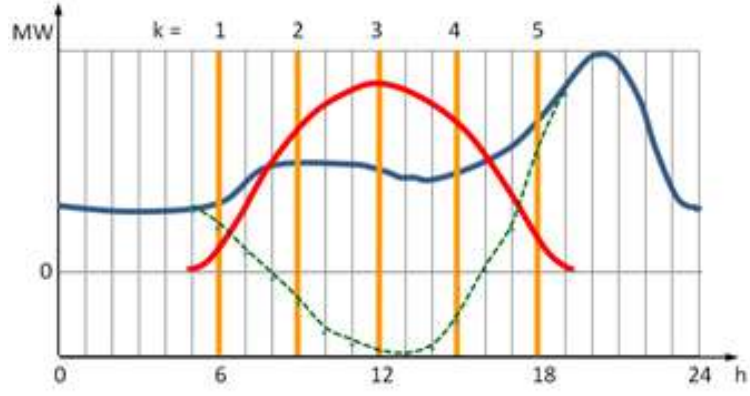


Figura 3.1: Pontos de operação para análise

$$\text{Máx} \sum_{r \in \Omega_{PV}} g_r^{pv} \quad (3.1)$$

sujeito a

$$P_{gi}^j + g_i^{pv} - P_{di}^j = f_p(\bar{V}^j, \bar{\theta}^j), i = 1, \dots, N_b, j = 1, \dots, N_{op}$$

$$Q_{gi}^j - Q_{di}^j = f_q(\bar{V}^j, \bar{\theta}^j), i = 1, \dots, N_b, j = 1, \dots, N_{op}$$

$$0 \leq g_r^{pv} \leq g_r^{pvmax}, r \in \Omega_{PV}$$

$$V_i^{min} \leq V_i^j \leq V_i^{max}, i = 1, \dots, N_b, j = 1, \dots, N_{op}, i = 1, \dots, N_b, j = 1, \dots, N_{op}$$

$$f_{km}^{min} \leq f_{km}^j \leq f_{km}^{max}, km \in \Omega_b, j = 1, \dots, N_{op}$$

$$\sum_{r \in \Omega_b} l_{km}^j \leq L, km \in \Omega_b, j = 1, \dots, N_{op}$$

Onde

g_r^{pv} : capacidade instalada de GPV na barra r;

g_r^{pvmax} : valor máximo admissível de GPV na barra r;

Ω_{PV} : conjunto de barras aptas para instalação de GPV;

P_{gi}^j : geração ativa na barra i no ponto de operação j;

P_{di}^j : demanda ativa na barra i no ponto de operação j;

Q_{gi}^j : geração reativa na barra i no ponto de operação j;

Q_{di}^j : demanda reativa na barra i no ponto de operação j;

\bar{V}^j : vetor de módulos de tensão no ponto de operação j;

$\bar{\theta}^j$: vetor de ângulos de tensão no ponto de operação j;

V_i^{min}, V_i^{max} : limites dos módulos de tensão;
 f_p : função não-linear¹;
 f_q : função não-linear¹;
 f_{km}^j : módulo do fluxo de potência aparente no ramo km;
 $f_{km}^{min}, f_{km}^{max}$: limites do fluxo de potência no ramo km;
 l_{km}^j : perdas ativas no ramo km no ponto de operação j;
 L : valor máximo admissível das perdas ativas totais;
 Ω_b : conjunto de ramos da rede;
 N_b : número de barras da rede;
 N_{op} : número de pontos de operação considerados no estudo.

O problema de programação matemática definido acima pode ser interpretado como um problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) em múltiplos pontos de operação. Do ponto de vista computacional é um problema similar ao de FPO com restrições de segurança, ou Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF). A solução desse problema é bastante complexa, exigindo técnicas elaboradas de decomposição [25].

3.3 Revisão Bibliográfica

As diversas possibilidades presentes no estudo de alocação de geração distribuída no sistema de média tensão estão sendo objeto de estudo de pesquisadores de todo país. Por isso, a seguir é apresentada uma revisão bibliográfica com pesquisas envolvendo partes destes trabalhos frente a uma variedade de métodos e metodologias como estratégias de solução.

Observa-se, através da literatura que, em muitos países do mundo, a Geração Distribuída é utilizada e pesquisada a algum tempo, bem como os efeitos causados por ela na rede elétrica.

A geração distribuída interligada à rede de distribuição ocasiona uma série de efeitos em vários aspectos do sistema de distribuição, como em cálculos de fluxo de carga, planejamento da rede de distribuição, qualidade da tensão, ajuste de relés de

proteção, perdas elétricas na rede, confiabilidade do sistema, entre outros.

Rahman [26] determina alocação ótima e dimensiona o gerador a ser incorporado ao sistema. Utiliza uma técnica de otimização evolutiva para minimizar as perdas satisfazendo os limites de tensão.

Parham [27] analisa as restrições de operação como os principais fatores limitadores de GD na rede. Propõe um método baseado em sensibilidades para determinar a máxima penetração de GD.

Também fazendo uso de uma análise de sensibilidade de tensão das cargas através da simulação de diferentes modelos de carga; a localização ótima é definida através da sensibilidade das perdas e utiliza uma programação evolucionária para determinar a dimensão da GD. Desta forma, Dasan [28] busca minimizar as perdas totais na implantação de diferentes tipos de geração distribuída ideal para um modelo de carga mista.

De maneira análoga aos outros estudiosos, Hussain [29] busca, com a inserção da GD na rede, minimizar as perdas e melhorias no nível de tensão entretanto, o mesmo utiliza Evolução Diferencial [DE] e não algoritmos evolucionários que possui a principal diferença no processo de mutação.

Pandi [30] apresenta uma finalidade similar a outros autores apresentado porém com uma abordagem de análise diferente, dinâmica e estática. O objetivo do autor é maximizar nível de penetração DG, levando em consideração restrições de balanço, limites de tensão, limites de distorção harmônica total e individuais especificados pela norma IEEE-519.

Ochoa [31] realiza uma análise em regime permanente considerando impactos técnicos como perdas elétricas, queda de tensão e níveis de curto circuito com o objetivo de encontrar arranjos de GD que levam ao melhor desempenho maximizando ou minimizando cada aspecto utilizando o conceito de Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA).

Pires [32] propõe uma metodologia para definição dos máximos valores de geração distribuída injetadas em barras do sistema simultaneamente ou não. É realizado um

estudo de otimização no qual as perdas não devem ser superiores a rede sem GD e atendendo as restrições de carregamento nos ramos e tensão no sistema. Para isso, foi utilizado um algoritmo baseado em um método numérico de nuvens de partícula, ou particle swarm optimization – PSO.

Várias abordagens têm sido propostas para avaliar a capacidade de hospedagem. O EPRI (The Electric Power Research Institute) vem desenvolvendo um trabalho de longo prazo nessa área, tendo desenvolvido inicialmente uma abordagem detalhada na qual milhares de configurações associadas a diferentes níveis de carga e tipos de geradores [33]. Essa abordagem, embora apresente resultados precisos, exige um esforço computacional muito elevado no caso de redes de distribuição de grande porte. Por esta razão, o EPRI desenvolveu uma abordagem, denominada Streamlined, a qual embora aproximada, produz resultados adequados para aplicação prática com requisitos computacionais muito menores [34].

Observa-se claramente que o grande desafio desta nova e interessante tecnologia é a mudança do paradigma dos sistemas de distribuição unidirecionais, bem como a necessidade de mudanças na filosofia de planejamento e operação dessas novas redes

A determinação da máxima capacidade de hospedagem pode ser formulada, também, como um problema de otimização no qual a função objetivo é a máxima capacidade de GD instalada na rede e as restrições são aquelas representadas pelos limites acima citados [35]. Diferentes técnicas de otimização podem ser utilizadas para resolver o problema.

Dada as características matemáticas do problema, com variáveis discretas, não linearidade e não convexidades, demais outros, metaheurísticas são fortes candidatas para essa aplicação. Em [36], foi utilizada uma combinação de algoritmo genético e fluxo de potência ótimo para solução do problema. Em [37], a formulação do problema objetiva o alívio de congestionamento ou carregamento dos ramos da rede usando um algoritmo genético. A determinação simultânea da capacidade e localização da GD, em redes radiais, é implementada utilizando algoritmos genéticos no método descrito em [38]. Em [39], a formulação do problema inclui também a

modelagem da capacidade de armazenamento presente na rede.

No país também foram desenvolvidos trabalhos visando a determinação da máxima capacidade de hospedagem. Em [40] o objetivo é a determinação da máxima capacidade de GD em um campus universitário, enquanto em [41] a principal restrição está associada ao fenômeno da distorção harmônica

3.4 Metodologia Proposta

Foi realizado um levantamento bibliográfico sobre geração distribuída, fluxo de potência e algoritmo genético aplicado a otimização de GD em redes de distribuição. Diante disto foi desenvolvido um modelo matemático de acordo com a função objetivo para penetração da geração distribuída na rede elétrica considerando as restrições existentes baseada na operação do sistema elétrico de distribuição.

Foi também desenvolvido um programa utilizando algoritmo genético em Matlab que de acordo com a função objetivo proposta o mesmo obtém a solução ótima, ou seja, a de maior inserção de GD na rede mantendo os valores de tensão próximos aos valores de referência bem como respeitando o limite de perda ativa e os limites de carregamento das linhas.

A formulação matemática demonstra a complexidade do problema devido a variações de demanda e irradiação solar durante às 24 horas do dia. Tratando-se de carga e geração fotovoltaica, que variam a todo tempo, seria ideal uma análise quase contínua, com variação horária porém o problema se tornaria difícil computacionalmente. Desta forma, a figura 3.1 ilustra de maneira clara a relação da geração fotovoltaica com a curva de carga.

De maneira resumida, o AG buscará a solução ótima do problema que equivale ao valor máximo de geração na barra estudada às 12horas ($k=3$). Neste ponto, o valor de geração fotovoltaica é máximo e a carga é média (50%), respeitando todas restrições citadas anteriormente.

Tratando-se de uma curva diária aproximada, os pontos $k=1$ e $k=5$ equivalem a carga mínima e máxima, respectivamente, onde os valores de geração fotovoltaica

equivalem a 10% do valor máximo (determinado pela AG) pois nesses horários a irradiação solar é mínima.

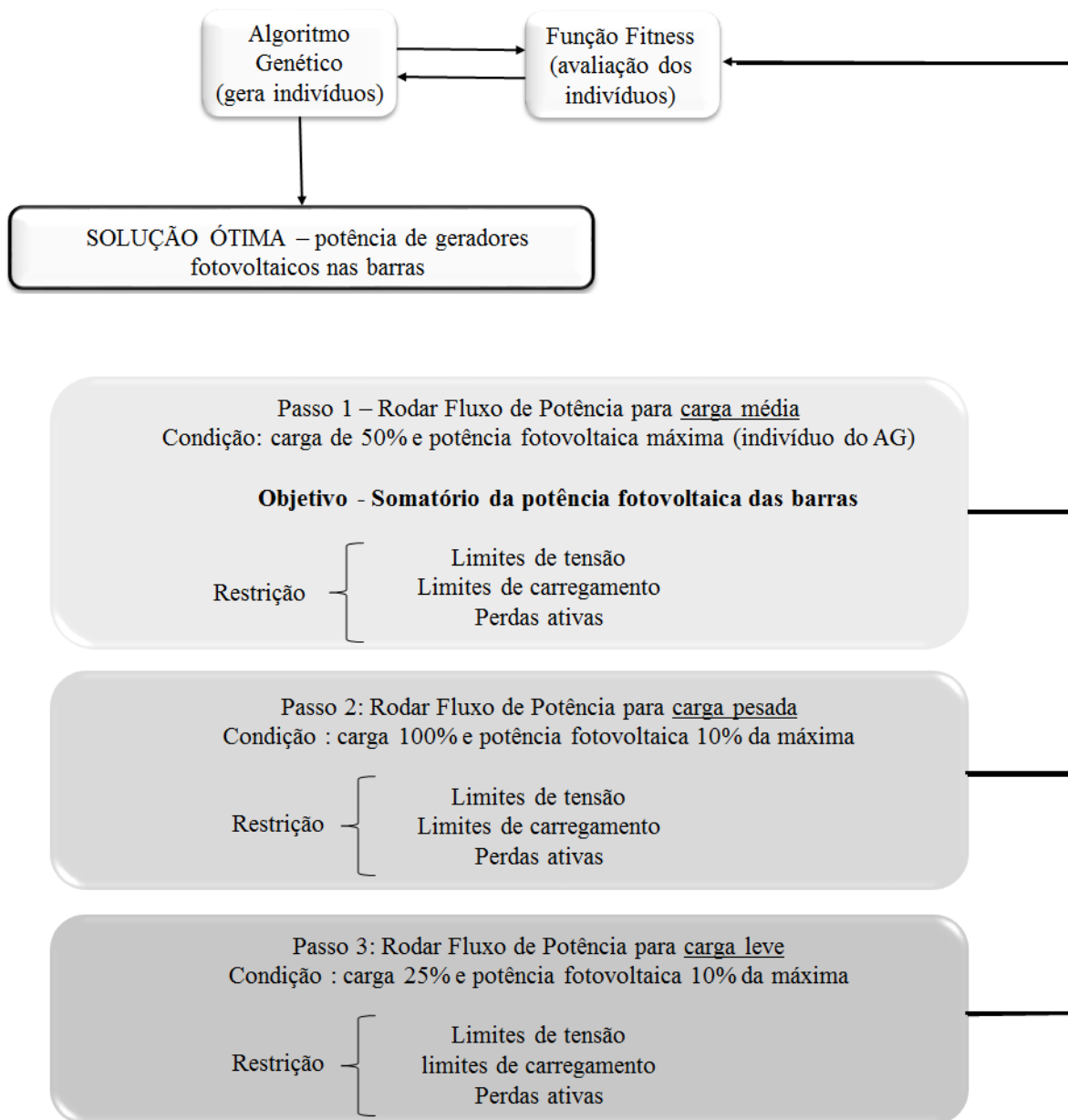


Figura 3.2: Diagrama da metodologia dos sistemas de distribuição

A função fitness do sistema é composta de uma função objetivo e três parcelas de restrições, conforme equação abaixo:

$$fitness = \alpha f_{OB} - \beta f_{R1} - \gamma f_{R2} - \delta f_{R3} \quad (3.2)$$

Os termos da equação são:

f_{OB} : nível de penetração da GD

Representa a maximização da geração distribuída, determina-se as potências nominais permitidas para a geração distribuída em casa barra do sistema.

f_{R1} : perda de potência ativa;

Esta função determina-se o valor das perdas com a presença da geração distribuída, respeitando o valor inferior a 3% da carga total.

f_{R2} : níveis de tensão;

Essa função busca respeitar as tensões dentro do padrão determinado pelo PRO-DIST - Módulo 8 com a presença de geração distribuída. Esse padrão pode ser verificado na tabela 3.1

Tabela 3.1: Faixa de Classificação das Tensões em Regime Permanente

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0.93TR < TL < 1.05TR$
Precária	$0.90TR < TL < 0.93TR$
Crítica	$TL < 0.93TR$ ou $TL > 1.05TR$

f_{R3} : carregamento;

Nesta a restrição impõe com que a inserção da GD não permita ultrapassar os limites de carregamento do sistema, que devem ser rigidamente respeitado seja qual for a condição de carga.

$\alpha, \beta, \gamma, \delta$: coeficientes de ponderação.

No processo de otimização, para cada configuração de rede com o auxílio do fluxo de potência as tensões em cada barra, as perdas técnicas e o carregamento em todos os trechos da rede são determinados. E desta forma, para cada solução todas as restrições são verificadas e no caso de apresentarem valores fora do padrão as penalidades são adicionadas a função objetivo de modo que o indivíduo se torne “ruim”.

A solução do problema não pode ser obtida somente a partir do ponto $k=3$ pois desta maneira não há garantia de operação do sistema de maneira adequada durante

todo o dia, desta forma a fim de se obter uma solução satisfatória a metodologia propos discretizar a curva certificando-se, a partir da solução obtida pelo AG, que o valor de geração distribuída obtido não iria interferir de maneira prejudicial durante mais esses dois pontos da curva, considerados críticos mediante aos outros. A figura [3.2](#) ilustra essa divisão de etapas dentro da função fitness do algoritmo genético.

Para as análises citadas foi necessário uma interação entre o Algoritmo Genético e o programa de fluxo de potência desenvolvido em Matlab.

Após solidificada as ferramentas necessárias e a metodologia para o estudo foram realizados testes do algoritmo para a comprovar que o mesmo funciona de maneira adequada dentro da ideia proposta para a pesquisa.

Capítulo 4

Simulações computacionais

4.1 Ferramentas Computacionais

A implementação da metodologia proposta foi realizada no ambiente do software Matlab® versão R2013a. O programa foi utilizado tanto para o fluxo de potência quanto para a programação da metaheurística utilizada na pesquisa, o Algoritmo Genético. A metodologia foi executada por meio do processador Intel® Core™ i5 - 2450M CPU @ 2.5GHz e 4GB de memória RAM utilizando Windows 7 Home Premium.

4.1.1 Matlab

O programa Matlab®, da empresa The MathWorks™ que corresponde a MATrix LABoratory é muito utilizado neste estudo. Elaborado especialmente para operações com matrizes é comumente utilizado para equacionamentos de fluxo de potência.

Versões mais antigas do programa Matlab permitiam a utilização de matrizes com até 2^{31} elementos, correspondente a aproximadamente 2 bilhões de dados registrados. Versões lançadas a partir de 2007, informam que este valor encontra-se superado o que possibilita a solução de sistemas elétricos com número elevado de barras [42].

O programa possui funções próprias para o uso do Algoritmo Genético bem como um toolbox para sua utilização. Além do AG o Matlab foi a ferramenta utilizada

para obtenção da solução dos fluxos de potência podendo haver a interação necessária entre os fluxos de carga na rede e a inteligência computacional escolhida.

4.1.2 Algoritmo Genético

Para a implementação foi utilizado um pacote denominado *genetic* no Matlab desenvolvido por Andrew Potvin, 1993 para esse tipo de Computação Evolutiva. As características do AG e seu funcionamento encontram-se detalhados no Apêndice [A](#).

A principal função do pacote, mostrada na figura [4.1](#) é a chamada do Algoritmo Genético propriamente dito que possui um conjunto de parametros de entrada, saída e opções que serão ativadas na execução do programa.

```
[x,stats,options,bf,fgcn,lgen] = genetic(f,x0,options,vlb,vub,bits)
```

Figura 4.1: Chamada da função GENETIC - Controle do algoritmo pelo usuário

A função "*genetic*" deve ser chamada dentro do Matlab atrelado a um conjunto de parâmetros e variáveis que irão definir o comportamento do algoritmo genético

O estudo de alocação de novas unidades de GD em redes de distribuição consiste em determinar a máxima capacidade de geração distribuída nas barras das redes em estudo, respeitando as restrições adotadas. De acordo com o Capítulo [3](#) a metodologia destaca o uso do algoritmo genético para o processo de otimização.

No AG o indivíduo é representado através de uma codificação real que corresponde ao valor da GD na barra escolhida, variando de acordo com limites superiores e inferiores pre-determinados. A quantidade de genes equivale ao número de barras onde haverá inserção de geração.

A figura [4.2](#) mostra uma rede exemplo onde haverá inserção de GD nas barras 5, 9, 12 e 16, ou seja, o indivíduo será representado por um vetor de 4 elementos, conforme figura [4.3](#). Neste exemplo, os valores assumidos pela GD está limitado entre um limite superior de 0.5pu e um limite superior nulo.

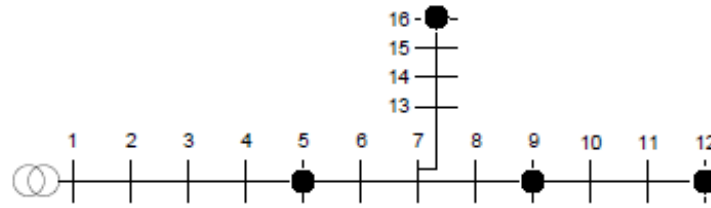


Figura 4.2: Rede exemplo

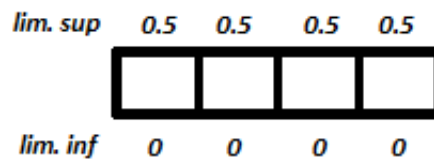


Figura 4.3: Codificação do Indivíduo

É para determinação dos valores ótimos, que representam o melhor indivíduo de acordo com a função fitness do problema, que se faz necessária a integração do AG com o Fluxo de Potência e por isso a importância de ambos estarem na mesma plataforma, ou seja, o Matlab.

A tabela 4.1 a seguir relaciona os parâmetros genéticos adotados na implementação, passíveis de modificações para obtenção de uma melhor solução de acordo com a rede e o cenário estudado.

Tabela 4.1: Configuração dos Parâmetros do AG

Codificação	Binária para Real
Taxa de Mutação	1%
Taxa de Cruzamento	60%
Número de Gerações	200
Tamanho da População	100
População Inicial	Aleatória com distribuição uniforme
Seleção	Estocástica

4.2 Descrição dos Sistemas de Distribuição de Testes

4.2.1 Sistema 34 barras

O primeiro sistema teste do estudo possui 34 barras. Originalmente a rede foi obtida de [43] [44] e seus dados de carga e ramos são encontradas no Apêndice B.

A figura 4.4 apresenta o diagrama unifilar do sistema elétrico e a seguir suas principais características:

- 1 barra de subestação
- 33 barras de carga
- 33 linhas de distribuição
- 4 ramais

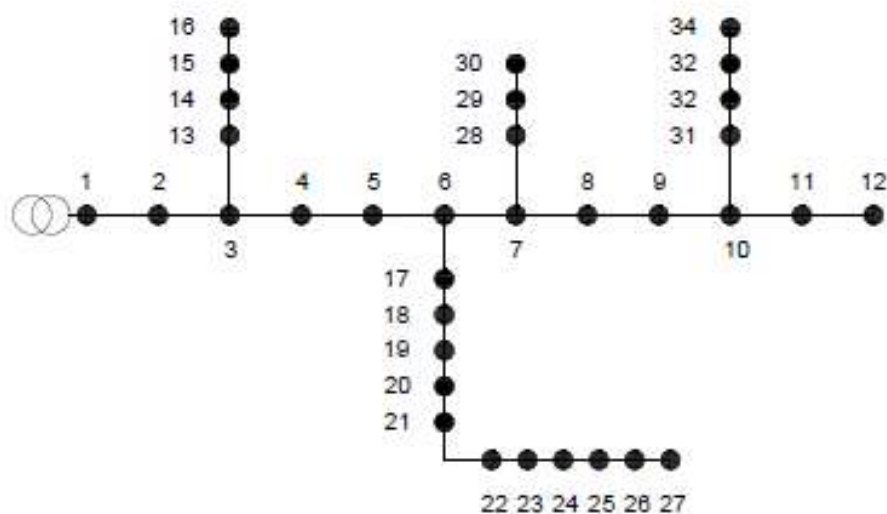


Figura 4.4: Diagrama unifilar do sistema de distribuição de testes do sistema 34 barras

4.2.2 Sistema de distribuição brasileiro - 134 barras

O sistema de 134 barras é um sistema real, aéreo e radial e seus dados de carga são apresentados no apêndice C. A rede foi obtida em [44] e seu diagrama unifilar é representado na figura 4.5, cujas características são:

- 1 barra de subestação
- 133 barras de carga
- 133 linhas de distribuição
- 12 ramais

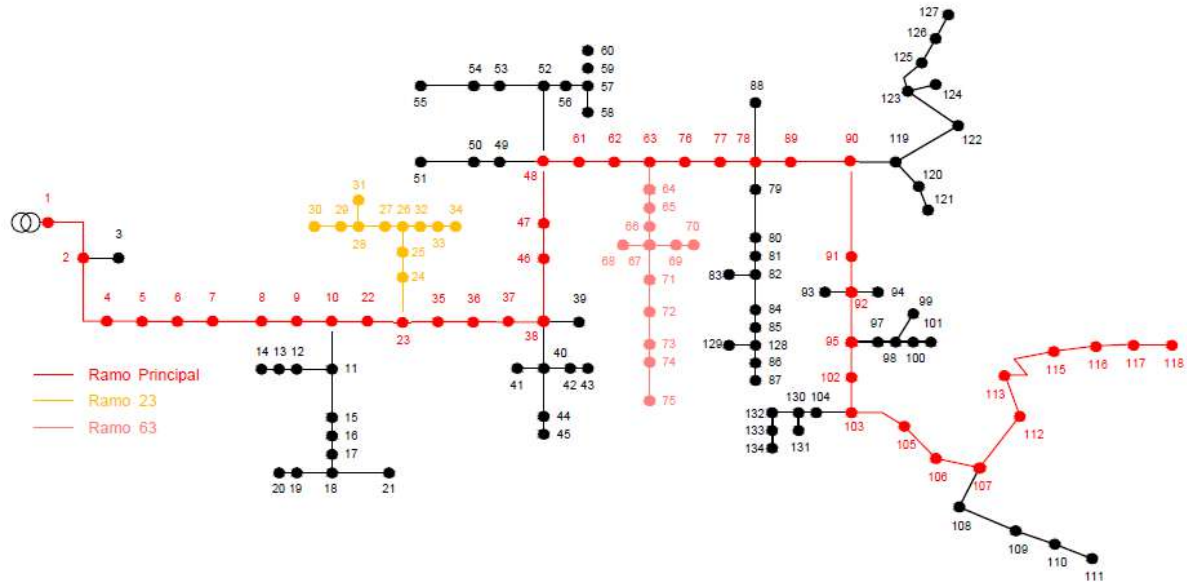


Figura 4.5: Diagrama unifilar do sistema de distribuição de testes do sistema 134 barras

4.3 Resultados Obtidos

Neste módulo são expostos os resultados obtidos nas simulações e análises dos sistemas apresentados anteriormente. As apresentações dos resultados serão divididos em 2 etapas:

1. **Sistema 34 barras - Curvas de demanda de carga e potência fotovoltaica com curvas diárias:** tem por objetivo tratar situações próximas das reais considerando as curvas de demanda das cargas nas barras e as alterações sofridas pelo sistema fotovoltaico em função das variações diárias da temperatura e irradiação solar
2. **Sistema 34 barras - Curvas de demanda de carga e potência fotovoltaica com curvas diárias:** nesta etapa o estudo seguirá de maneira análoga

ao item anterior contudo, desta vez, será analisado a alocação de carga considerando um regulador de tensão no sistema.

3. **Sistema de distribuição real 134 barras - Curvas de demanda de carga e potência fotovoltaica com curvas diárias:** de maneira análoga ao caso anterior as curvas de demanda de carga e geração fotovoltaica são consideradas em uma análise discreta de 24 horas para diferentes condições de operação. Conforme descrito na metodologia para simplificar foram escolhidos 3 pontos considerados críticos para análise.
4. **Sistema de distribuição real 134 barras - limites abertos:** desta vez como no caso anterior de 134 barras as curvas de demanda de carga e geração fotovoltaica são consideradas em análise discreta mas não há limitações normativas para geração fotovoltaica, somente as existentes devido as restrições impostas de perda, tensão e carregamento.

Para as simulações, os estudos foram realizados com inserção de geração distribuída em 4 cenários:

- a. Conexão de GD em todas as barras,
- b. Conexão de GD na barra final dos ramos,
- c. Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos,
- d. Conexão de GD em uma única barra do sistema.

Conforme explorado na metodologia proposta, a análise será feita de acordo com uma curva de carga e de geração fotovoltaica diária . O algoritmo genético é processado em cima da carga ao meio-dia (50% de carga) e neste, é determinado o valor máximo instalado de geração fotovoltaica possível de acordo com o cenário. Após determinada a geração nas barras, é necessário a certeza de que para todo o dia, onde não só as cargas variam como também a geração fotovoltaica, o sistema funciona de acordo com os padrões estabelecidos pela concessionária.

No primeiro cenário são consideradas hipóteses de geração em todas as barras de carga onde o máximo valor de geração possível em cada barra é o valor da carga máxima diária, ou seja, no horário de pico (100% de carga).

O segundo cenário considera geração somente na última barra dos ramos. Tendo como base o estudo anterior, é mantido o mesmo valor de geração total para o sistema porém agora dividido entre as barras finais, ou seja, desta vez os possíveis valores máximos de geração podem ultrapassar o valor de carga das barras no horário de pico.

Para uma análise mais completa, desta vez foi considerada a possibilidade de inserção de carga não só no final como no meio dos ramos a fim de se obter um panorama mais geral tanto da influência da geração fotovoltaica na tensão, como no carregamento e perdas do sistema.

Ainda assim, há a hipótese de um sistema iniciar o uso de geradores fotovoltaicos e todos seus benefícios com sistemas de geração distribuída condominiais. Neste caso trata-se de um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras que fazem parte das novas regras da resolução 687 [45] e o valor máximo de geração é de 5MW. No Brasil onde o incentivo de fotovoltaica é pequeno, a tecnologia ainda está sendo inserida e essa nova regra é muito recente, entrando em vigor dia 1º de março de 2016, esse cenário ganha grande valor e importância para o planejamento do sistema onde se pode determinar o valor da potência máxima de geração possível sem que viole as restrições estabelecidas em determinada barra da rede.

4.3.1 Sistema 34 barras

Cenário 1 - Conexão de GD em todas as barras

Inicialmente foi considerada a inserção de geradores fotovoltaicos em todas as barras onde há carga. Este caso pode ser tratado como uma situação ideal, pois simula uma condição em que todas as barras requisitariam a geração distribuída ao mesmo tempo, porém isso não ocorre na realidade.

Nesta condição foi considerado que o valor máximo de GD, conforme as resoluções

482 e 687 da Aneel, é igual ao valor máximo de carga, ou seja, valor de carga que ocorre no horário de pico.

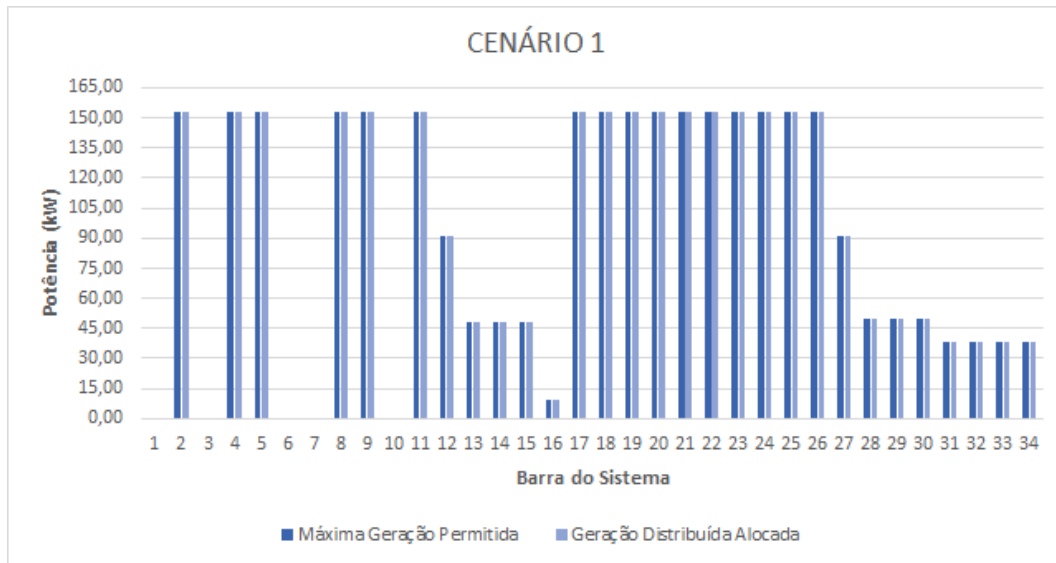


Figura 4.6: Sistema 34 barras - Conexão de GD em todas as barras

Através das diversas simulações realizadas e de acordo com a figura 4.6 foi verificado o bom condicionamento do AG, sempre respeitando os fatores de restrição impostos para o funcionamento adequado do sistema distribuição em busca da solução ótima do problema proposto, no qual deve-se analisar a possibilidade de máxima instalação fotovoltaica na rede.

Neste cenário todas as barras alocaram o valor máximo possível e se faz necessário ressaltar que barras onde não há geração não foram consideradas para instalação dos painéis. Os outros cenários, com possibilidade de alocação no final dos ramos e final e meio dos ramos apresentaram um aproveitamento de 100% do valor máximo, podendo então comprovar o funcionamento adequado do AG tanto para casos mais simples quanto para os mais complexos.

Cenário 2 - Conexão de GD na barra final dos ramos

Nesta seção considera-se a conexão de GD no final dos ramos. A inserção de geradores nas barras 12, 16, 27, 30 e 34 simultaneamente indicando a distribuição de geradores em determinados pontos da rede. Nesta área as barras estão mais sensíveis a variação da tensão por estarem distantes da subestação.

Na condição anterior observou-se um total aproximadamente 3000kW de potência fotovoltaica na rede, desta forma foi mantido o total resultando 600kW para cada barra de potência máxima fixa, aproximadamente. A figura 4.7 mostra que neste caso, também foi possível máxima hospedagem.

O valor de potência fotovoltaica alocado na rede, neste caso, é igual à carga na condição de máximo carregamento (3091kW). O momento do dia em que ocorre a máxima geração fotovoltaica esse valor é muito superior a carga média (1546kW), caracterizando fluxo reverso no sistema elétrico devido ao excesso de potência ativa gerado pelos painéis fotovoltaicos.

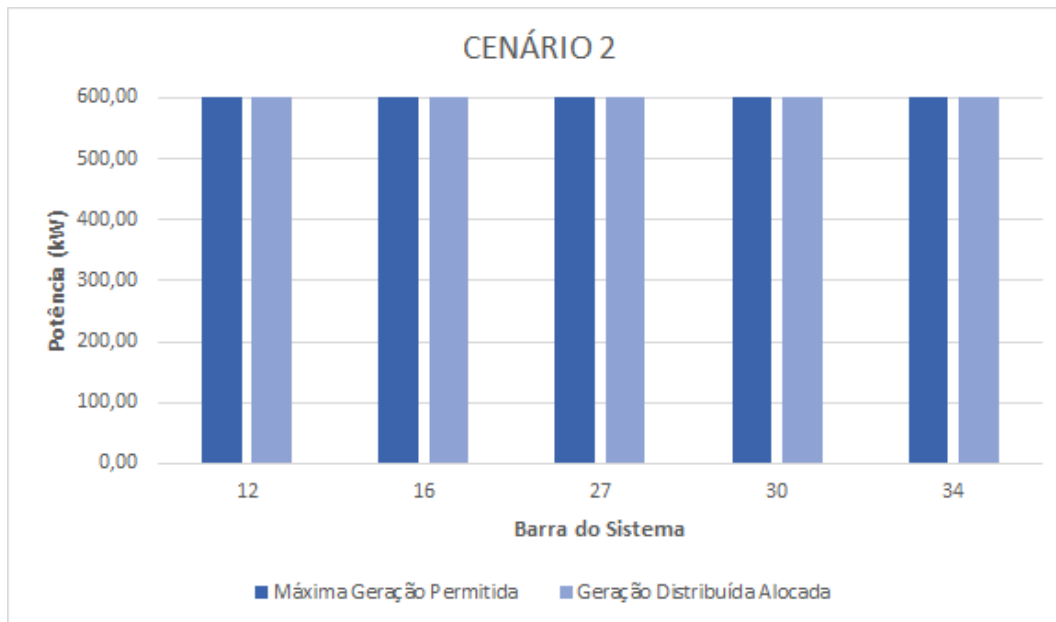


Figura 4.7: Sistema 34 barras - Conexão de GD na barra final dos ramos

Para os três casos considerados, ou seja, na carga mínima, média e máxima a relação entre a potência fotovoltaica e a demanda de carga é de 40%, 200% e 10%, respectivamente.

Cenário 3 - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

Neste cenário foi mantido o total de geração e desta vez cada barra pôde gerar aproximadamente 333kW, conforme mostra figura 4.8. As barras onde a GD foi instalada foram: 5, 12, 14, 16, 22, 27, 30, 32 e 34.

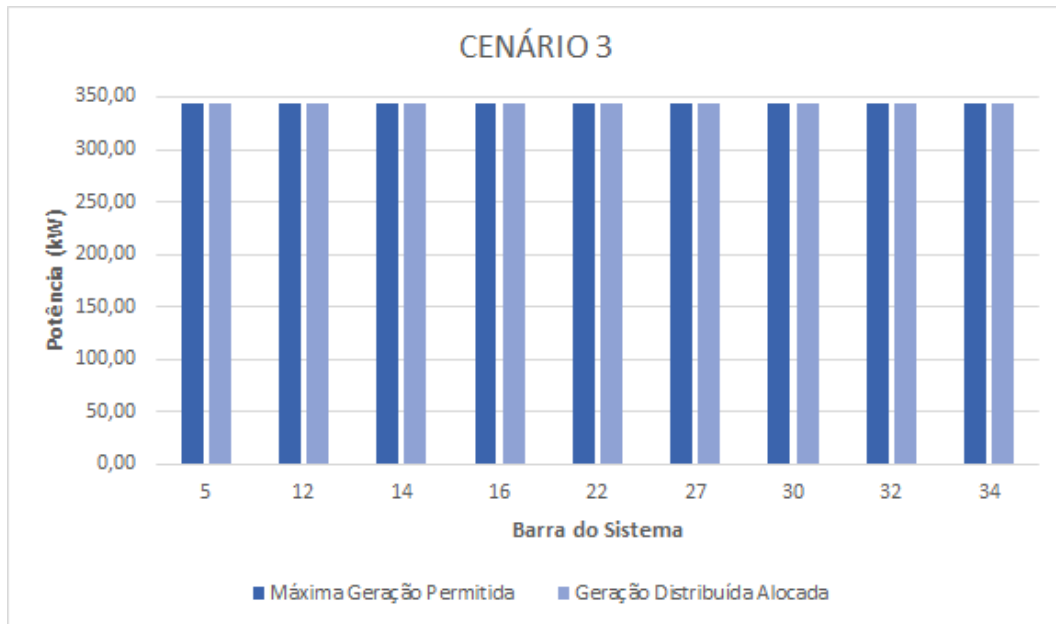


Figura 4.8: Sistema 34 barras - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

Cenário 4 - Conexão de GD em uma única barra do sistema

Este cenário busca retratar a realidade de sistemas de geração compartilhada referente as regras da resolução 687 da ANEEL. Conforme resolução o máximo de GD em uma única barra é de 5MW então, este caso pode ser tratado como uma geração distribuída compartilhada, onde há conexão em um único ponto da rede. O objetivo da análise é identificar os impactos causados na rede pela conexão de um único e grande gerador na rede de média tensão.

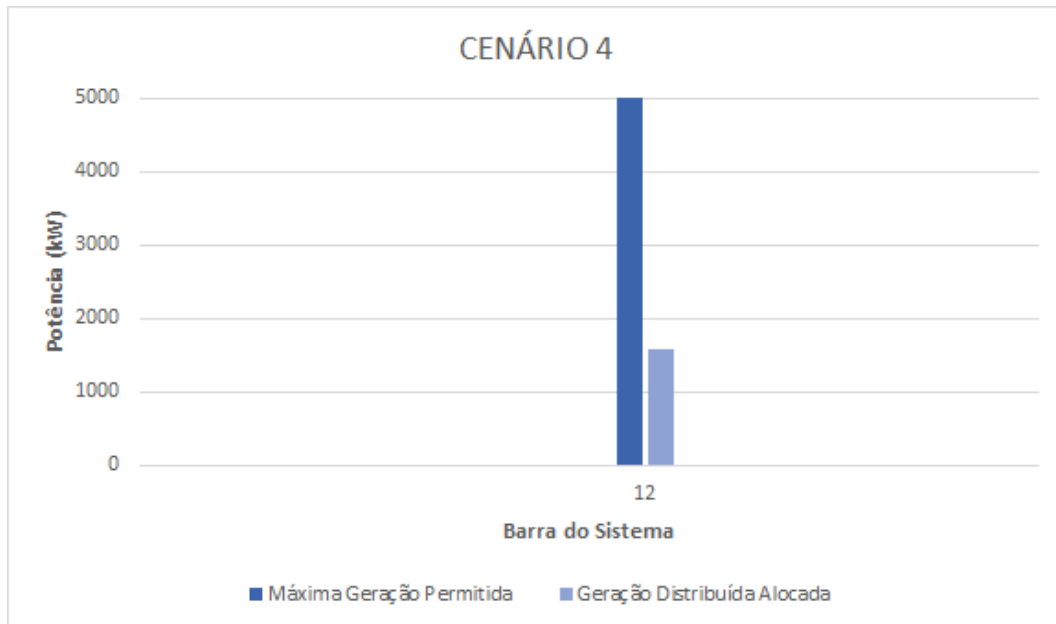


Figura 4.9: Sistema 34 barras - Conexão de GD em uma única barra

Desempenho do Algoritmo Genético

A trajetória de convergência é um importante parâmetro na pesquisa realizada, pois a mesma revela o comportamento do algoritmo quando sujeito à alocação de GD. A complexidade do problema vai aumentando juntamente com o aumento das possíveis soluções combinatórias, tendendo o algoritmo a chegar a solução mais tardiamente devido ao maior espaço de busca a ser explorado. As figuras [4.10](#), [4.11](#), [4.12](#) e [4.13](#) apresentam os gráficos com as trajetórias de convergência resultante dos 4 cenários estudados com o sistema de 34 barras.

A linha vermelha representa o valor máximo da função fitness obtida em cada geração enquanto a azul representa a média de todos os indivíduos da geração.

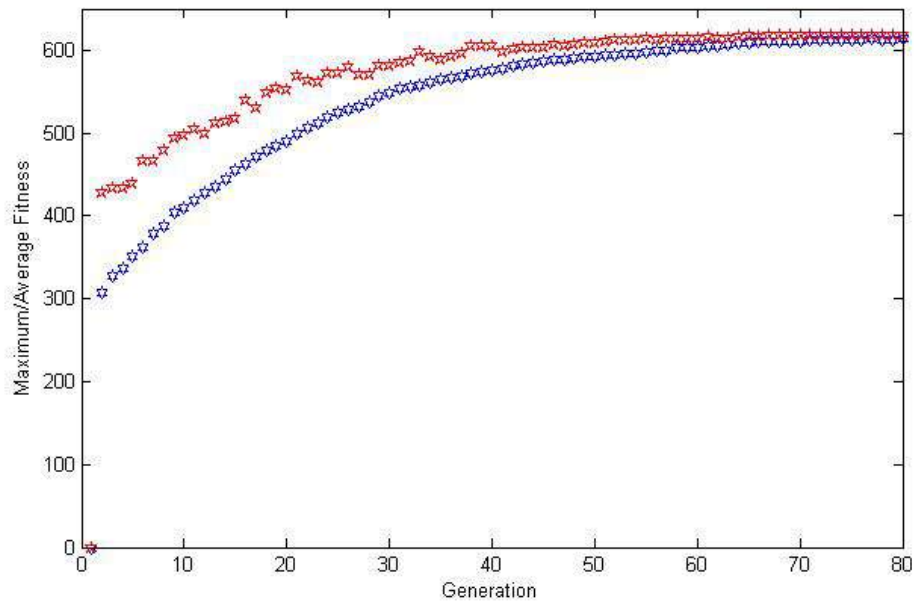


Figura 4.10: Sistema 34 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 1

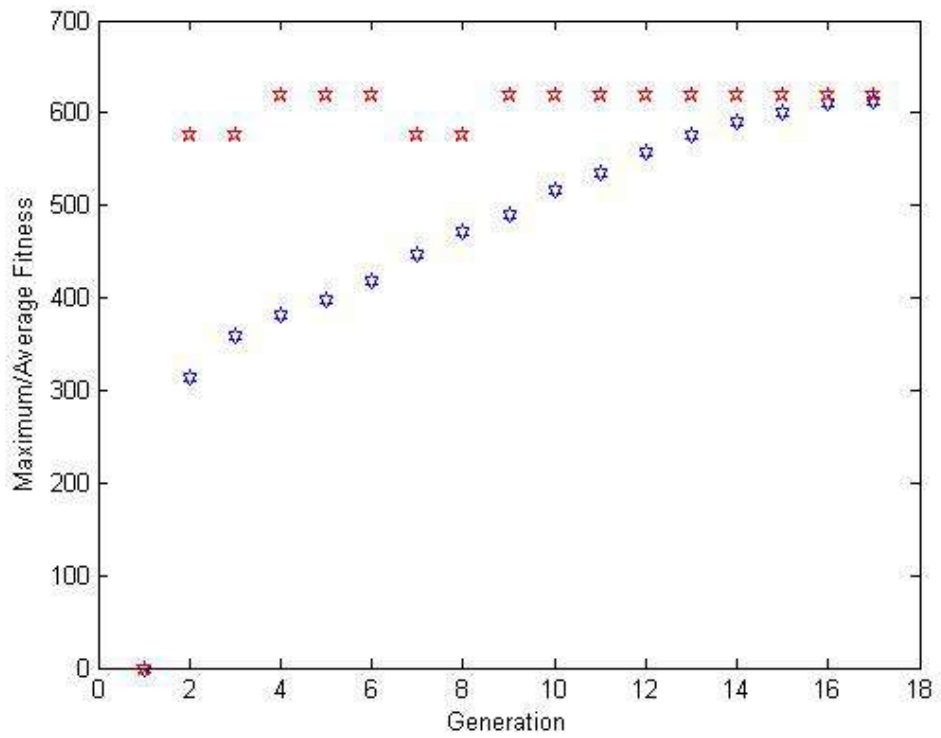


Figura 4.11: Sistema 34 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 2

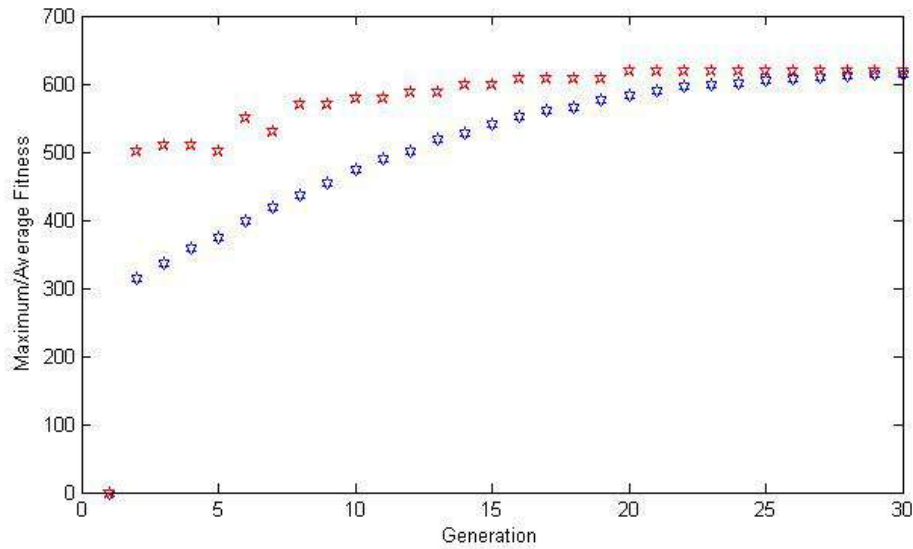


Figura 4.12: Sistema 34 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 3

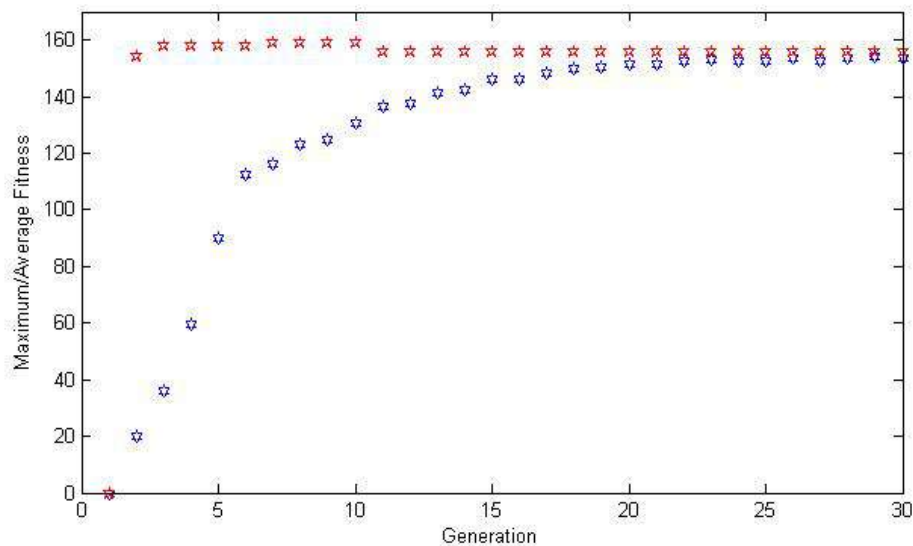


Figura 4.13: Sistema 34 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 4

Para todos os cenários, conforme apresentado na tabela [4.1](#) foi mantido o máximo de 100 gerações podendo o algoritmo chegar ao valor final anteriormente, como ocorreu em todos os casos deste sistema. Os cenários apresentaram convergência na 30ª geração exceto o cenário 1 que apresentou uma demora maior devido ao seu nível de complexidade. A proximidade dos valores médio em cada geração mostra a boa performance do AG

Restrição relativa aos Níveis de Tensão e Perdas

Neste sistema as mudanças acarretadas no perfil de tensão pela adição de GD são evidentes em todos os casos. Os resultados podem ser vistos nas figuras [4.14](#) e [4.15](#). Conforme esperado, ocorre um aumento no valor da tensão nas barras quando comparado ao caso base, onde não há geração distribuída. Nos 4 casos, as tensões ficaram entre 0.95 e 1.05 por unidade, devido as restrições impostas pelo AG, faixa de tensão adequada para sistemas de distribuição onde perturbações na tensão podem acarretar em um mal funcionamento dos equipamentos conectados a rede.

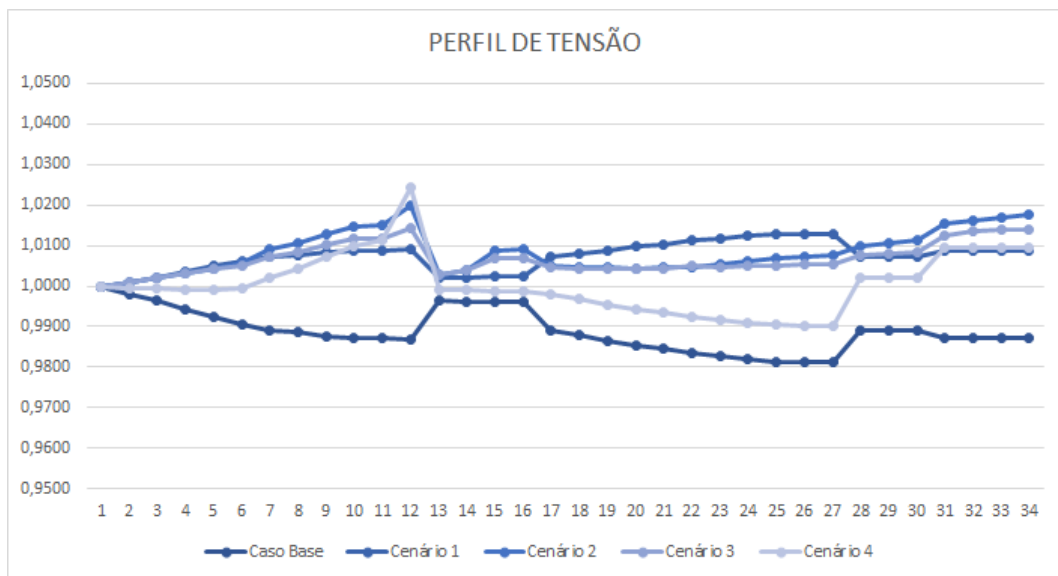


Figura 4.14: Sistema 34 barras - Perfil de tensão nas barras

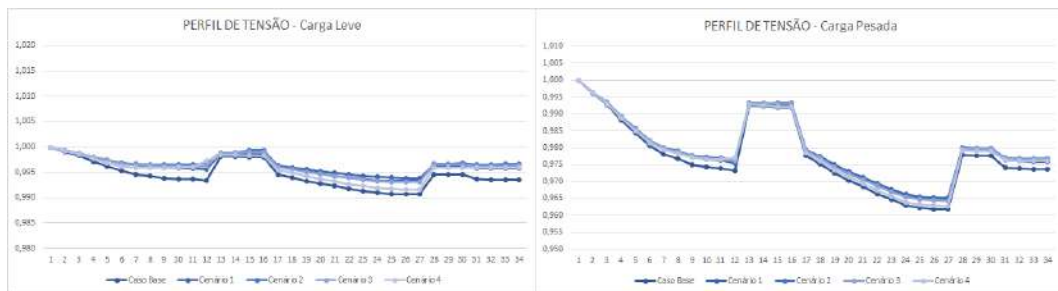


Figura 4.15: Sistema 34 barras - Perfil de tensão nas barras
(a) Carga Pesada (b) Carga Leve

As tabelas abaixo mostram a relação entre a inserção de GD e as perdas ativas do sistema. A tabela [4.2](#) representa o percentual de perdas em relação ao caso base onde para a carga leve, média e pesada teve perdas de 5,72kW, 23,23kW e 95,8kW

respectivamente. Na tabela 4.3 o percentual é em relação a carga e o quanto de geração fotovoltaica foi inserido no sistema dependendo de cenário e patamar de carga.

Enquanto na carga pesada a geração foi tão pequena que interfere pouco na perda do sistema, por isso as perdas em torno de 85%, na carga média ela foi tão alta que houve a ocorrência de fluxo reverso fazendo com que houve aumento de perto em torno de 150%, essa relação pode ser analisada na tabela 4.3.

Na ocorrência da carga baixa, onde apesar da penetração da geração distribuída ser baixa a carga é pequena foi a melhor situação no que se refere as perdas que ficaram em torno de 60% em relação ao caso base.

Tabela 4.2: Sistema 34 barras - Relação das perdas em função do caso base

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	54%	95%	86%
CENÁRIO 2	59%	161%	87%
CENÁRIO 3	59%	107%	88%
CENÁRIO 4	79%	199%	93%

Tabela 4.3: Sistema 34 barras - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	40%	200%	10%
CENÁRIO 2	40%	200%	10%
CENÁRIO 3	40%	200%	10%
CENÁRIO 4	32%	32%	32%

4.3.2 Sistema 34 barras - com regulador de tensão

Nesta etapa, considerou-se a inserção de um regulador de tap variável entre as barras 4 e 5 do sistema, conforme figura 4.16. Para um estudo mais completo, o regulador é considerado pelo Algoritmo Genético na busca pela alocação máxima de Geração Distribuída no sistema.

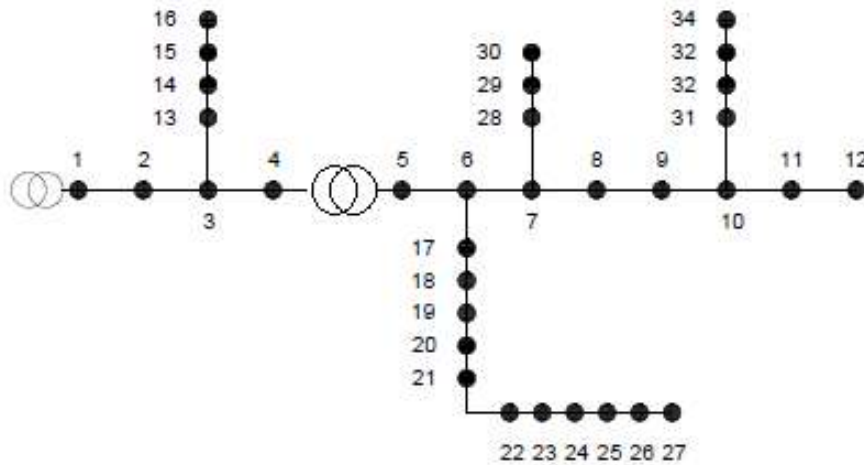


Figura 4.16: Diagrama unifilar do sistema de distribuição de testes do sistema 34 barras com regulador de tensão

As figuras 4.17, 4.18 e 4.19 retratam os cenários de alocação em todas as barras, no final dos ramos e no final e meio dos ramos, respectivamente, comparando a potência fotovoltaica alocada com e sem regulador de tensão.

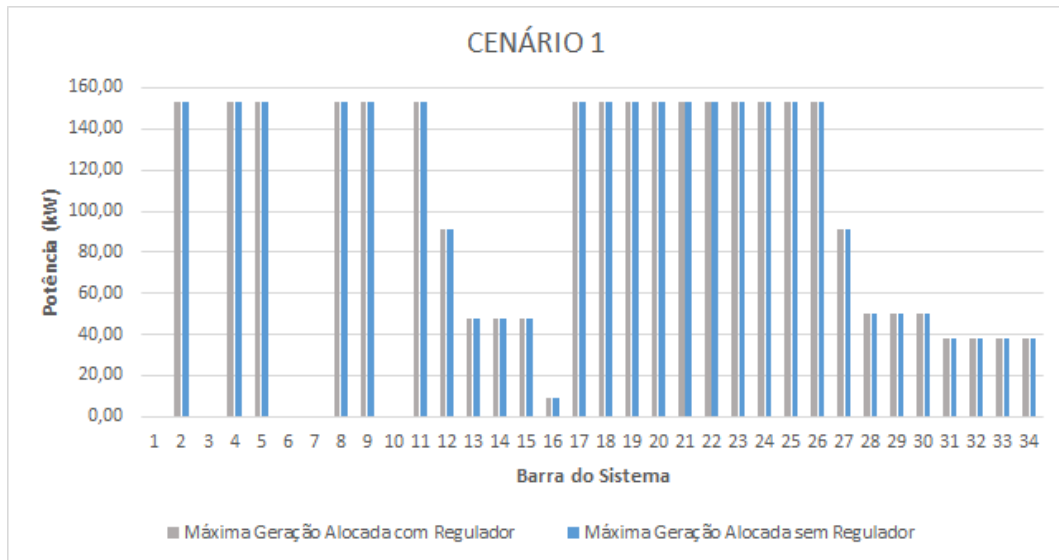


Figura 4.17: Sistema 34 barras com regulador de tensão - Conexão de GD em todas as barras

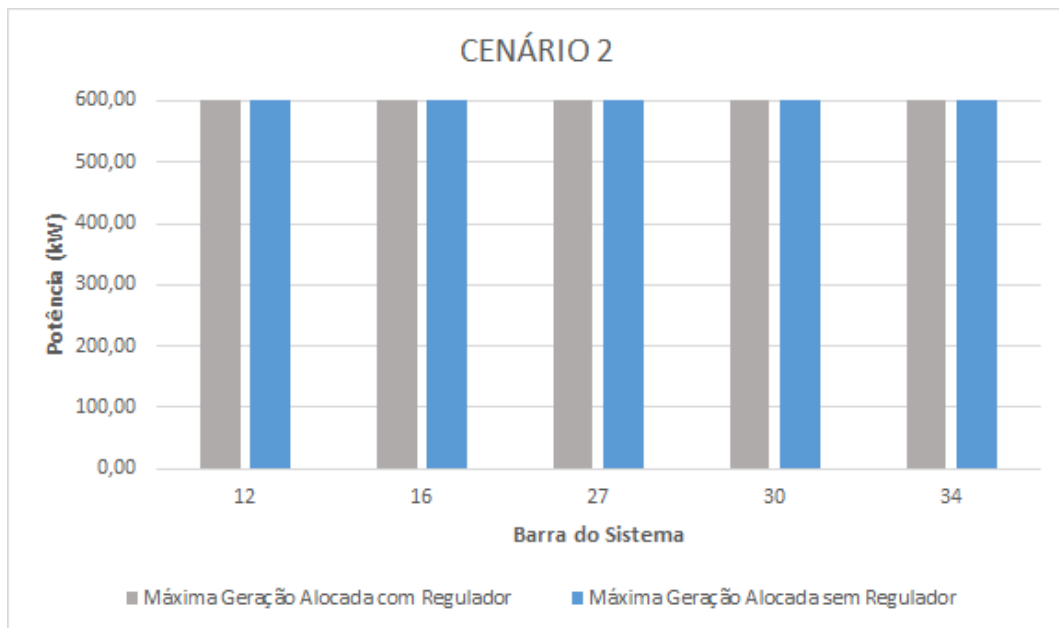


Figura 4.18: Sistema 34 barras com regulador de tensão- Conexão de GD na barra final dos ramos

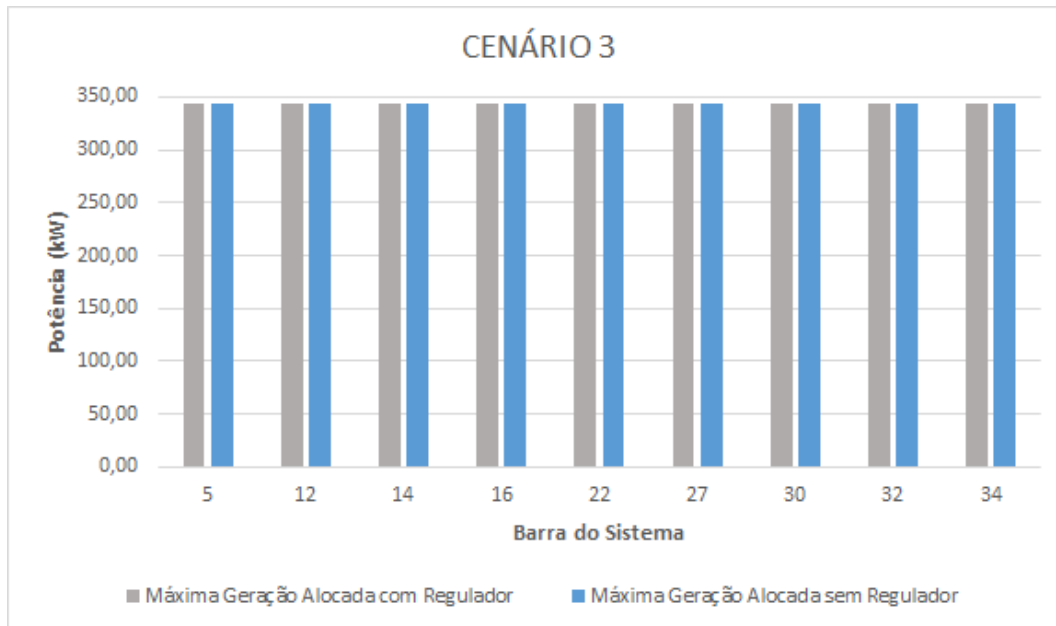


Figura 4.19: Sistema 34 barras com regulador de tensão - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

Pode-se observar a partir das figuras acima que não houve nenhuma grande diferença na solução ótima de quantidade alocada nas barras com a possibilidade de variação do tap, isso ocorre devido ao sistema original não apresentar problemas de tensão, os quais poderiam ser corrigidos através de reguladores.

A trajetória de convergência dos cenários estudados onde o tap do regulador de tensão é considerado no indivíduo do Algoritmo Genético além da geração fotovoltaica é ilustrada nas figuras [4.20](#), [4.21](#) e [4.22](#) onde o mesmo apresentou uma trajetória satisfatória podendo ser visualizado o crescimento da média nas primeiras gerações em busca da solução ótima do problema.

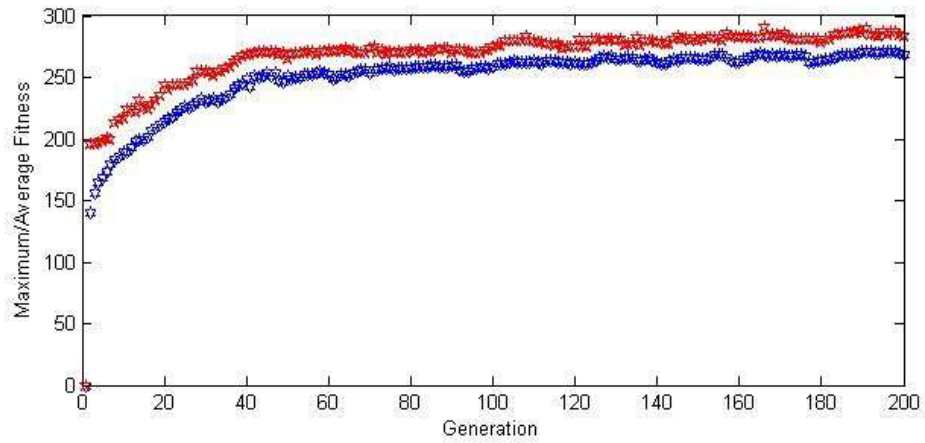


Figura 4.20: Sistema 34 barras - Trajetória de Convergência CENÁRIO 1

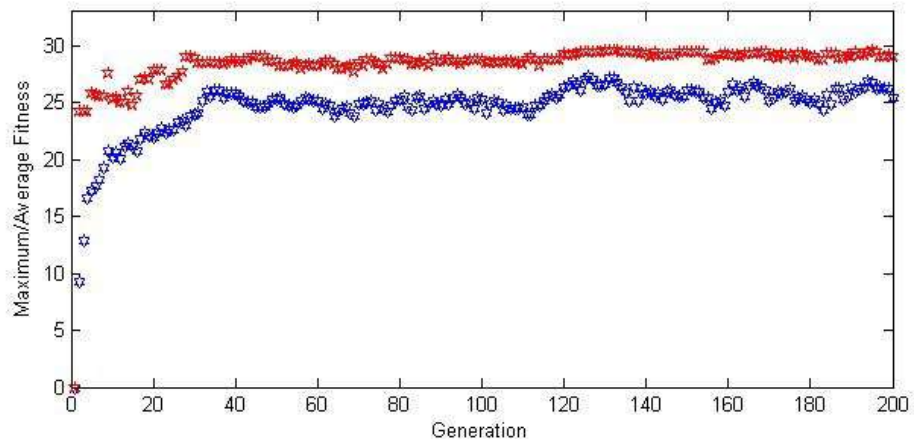


Figura 4.21: Sistema 34 barras - Trajetória de Convergência CENÁRIO 2

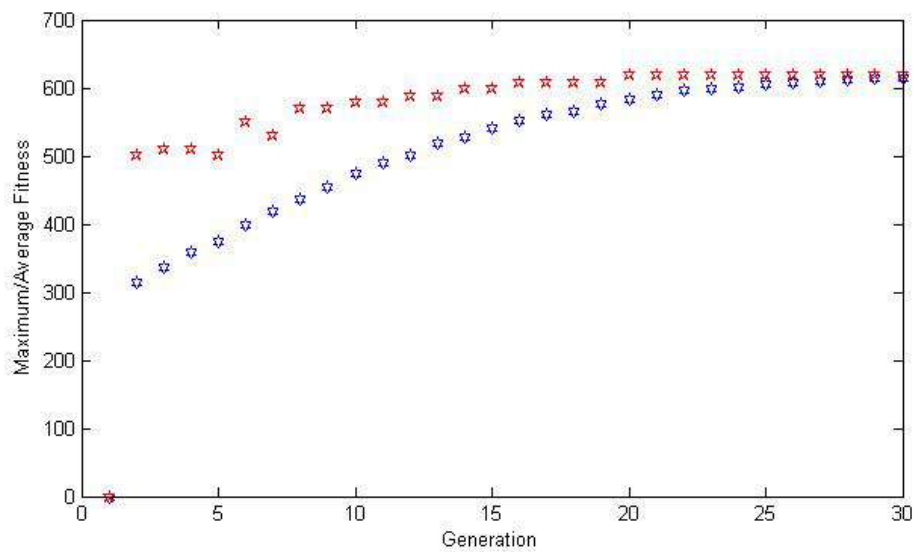


Figura 4.22: Sistema 34 barras - Trajetória de Convergência CENÁRIO 3

Em relação as perdas ativas e a relação entre a geração fotovoltaica inserida e a carga pode-se observar através das tabelas 4.4 e 4.5, respectivamente, que os valores apresentados foram muito semelhantes aos do Sistema de 34 barras sem regulador, ou seja, a presença do regulador de tensão, neste caso, não influenciou na rede visto que a mesma não apresenta problemas de tensão com a inserção da GD.

Tabela 4.4: Sistema 34 barras com regulador de tensão - Relação das perdas em função do caso base

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	53%	95%	85%
CENÁRIO 2	58%	161%	87%
CENÁRIO 3	58%	105%	86%

É notório também que a máxima diferença entre os dois sistemas em relação as perdas ativas foi ínfima e a que em todos os cenários e patamares de carga o AG obteve resultado de máxima geração fotovoltaica com e sem o regulador.

Observa-se também que apesar das vastas possibilidades o AG foi sensível em não determinar um valor de TAP pro transformador onde a tensão fosse violada e consequentemente diminuisse a inserção de GD naquela barra.

Tabela 4.5: Sistema 34 barras com regulador de tensão - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	40%	200%	10%
CENÁRIO 2	40%	200%	10%
CENÁRIO 3	40%	200%	10%

4.3.3 Sistema de distribuição brasileiro - 134 barras

Cenário 1 - Conexão de GD em todas as barras

Tratando-se de um sistema com grande número de barras, a apresentação dos resultados foi resumida ao ramo principal e 2 ramos adjacentes. No ramo principal foram selecionadas as barras 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 22, 23, 35, 36, 37, 38, 46, 47, 48, 61, 62, 63, 76, 77, 78, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 102, 103, 105, 106, 107, 112, 113, 115, 116, 117 e 118 que estão representadas na figura [4.23](#) na respectiva ordem. Barras que apresentam valores nulos são barras onde a carga é zero e desta forma não foram consideradas para que houvesse hospedagem de geração neste cenário.

De maneira similar ao sistema de 34 barras, o maior valor de carga diário foi limitado ao valor máximo de geração e desta forma o algoritmo genético buscou alocar o máximo de geração possível nas barras, respeitando as restrições de tensão, perdas e carregamento.

Em sistemas desta grandeza a impossibilidade deste cenário ocorrer fica ainda maior pois retrata um realidade onde todas as 134 barras alocam geração distribuída simultaneamente.

Para ilustração do ramo 23 (figura [4.24](#)) foram selecionadas as barras 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 e 34.

A figura [4.25](#) corresponde ao ramo 63 e relaciona nas barras 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74 e 75.

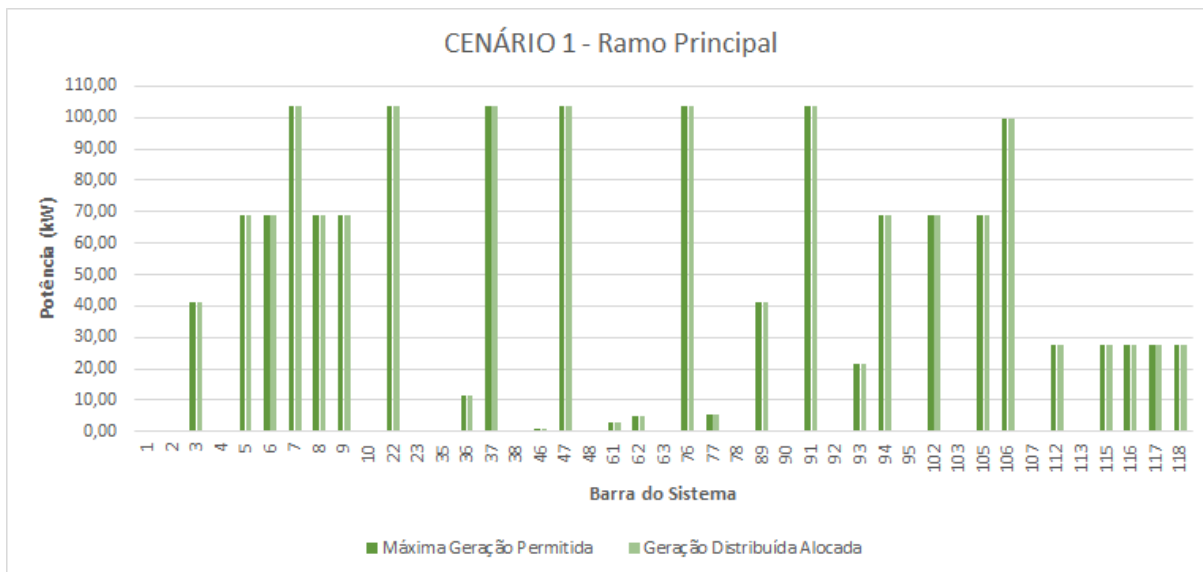


Figura 4.23: Sistema 134 barras - Conexão de GD em todas as barras - Ramo Principal

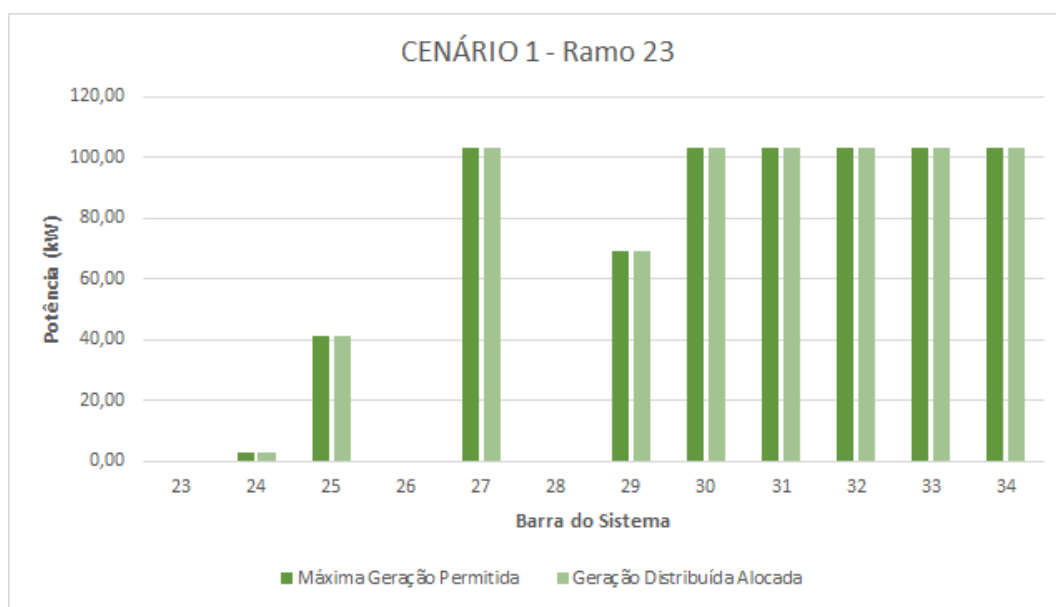


Figura 4.24: Sistema 134 barras - Conexão de GD em todas as barras - Ramo 23

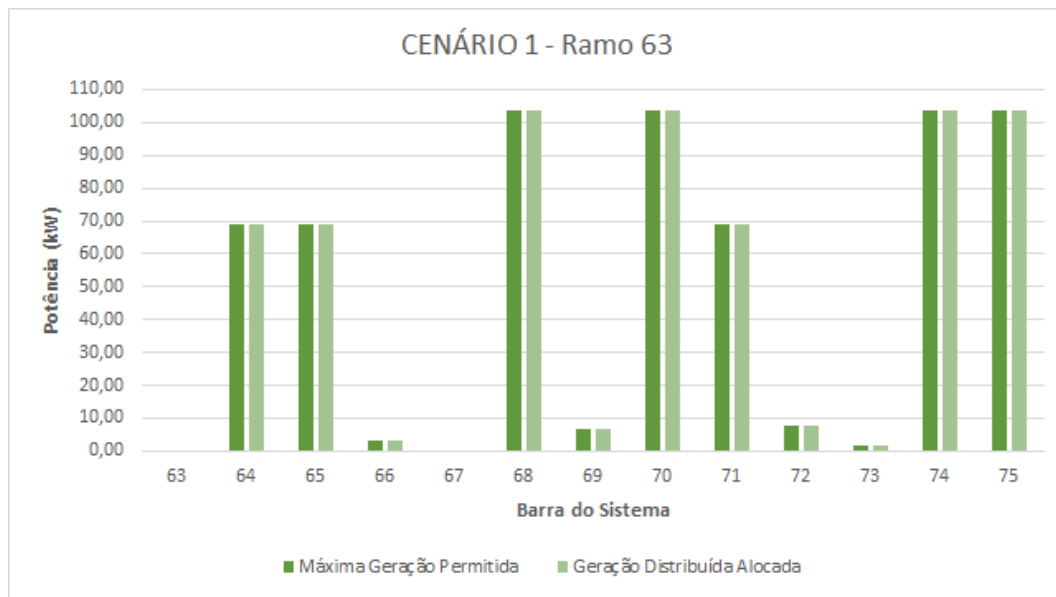


Figura 4.25: Sistema 134 barras - Conexão de GD em todas as barras - Ramo 63

Cenário 2 - Conexão de GD na barra final dos ramos

Para este caso, de maneira análoga ao sistema anterior, buscou-se manter a potência fotovoltaica do caso de alocação em todas as barras, ou seja, aproximadamente 6428kW. Desta forma foi predeterminada uma potência máxima de 495kW para cada uma das 13 barras do final dos ramos. A figura 4.26 mostra que foi possível alocar a máxima potência fotovoltaica instalada nas barras 14, 20, 30, 45, 51, 60, 75, 87, 101, 111, 118, 127 e 134 sem que houvesse violação em nenhuma das restrições de estudo

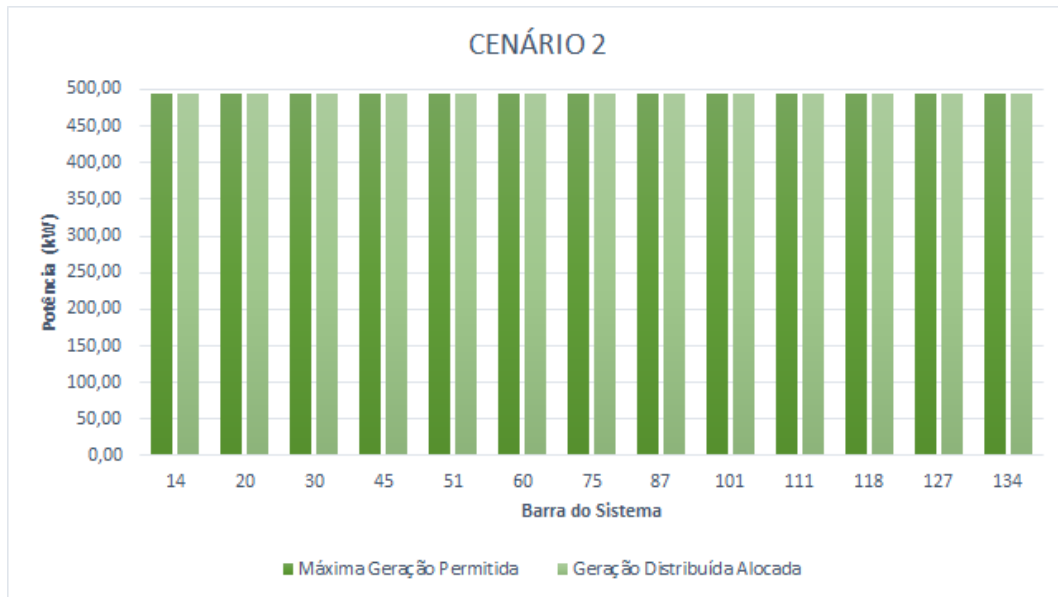


Figura 4.26: Sistema 134 barras - Conexão de GD na barra final dos ramos

Cenário 3 - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

Buscando manter o valor máximo possível de geração foi disponibilizado um total de 292kW de geração distribuída para as barras 11, 14, 20, 26, 30, 38, 45, 48, 51, 60, 67, 75, 78, 87, 95, 101, 107, 111, 118, 121, 127 e 134 localizadas no final e meio dos ramos do sistema

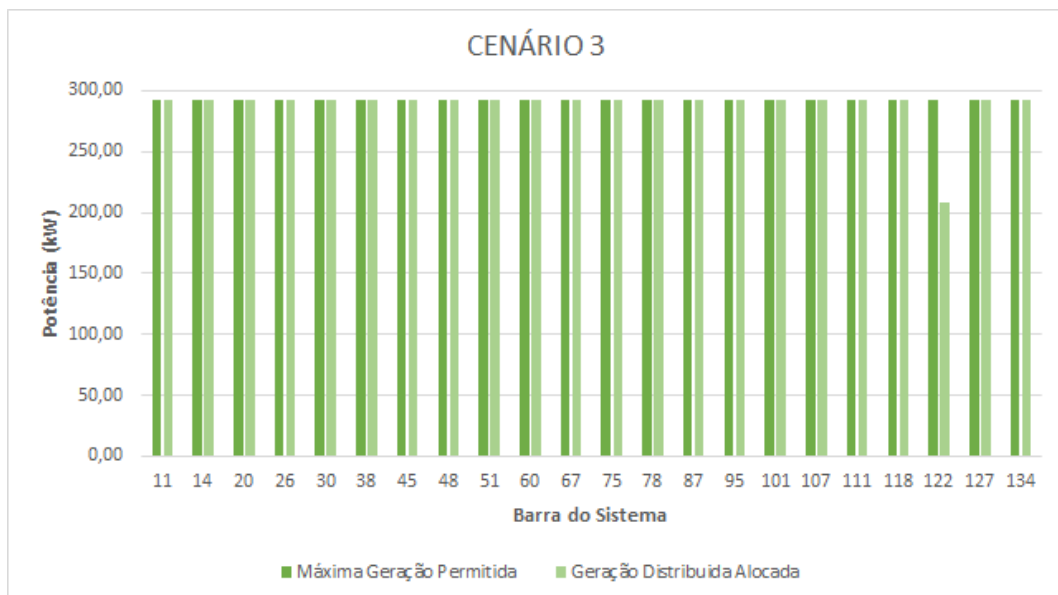


Figura 4.27: Sistema 134 barras - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

Neste caso é possível observar que não foi alocado o máximo disponível todas

as barras , mas observa-se que o algoritmo apresentou uma boa solução visto que dentro do possível as barras receberam o máximo de geração fotovoltaica possível, respeitando os limites pre-estabelecidos.

Cenário 4 - Conexão de GD em uma única barra do sistema

No estudo da inserção de uma mini gerador distribuído foi escolhida a barra 118, última barra do ramo principal, para possibilitar a geração de 5MW de potência fotovoltaica porém devido as características da rede, principalmente em relação ao carregamento, só foi admissível uma geração máxima de 3174,6kW.

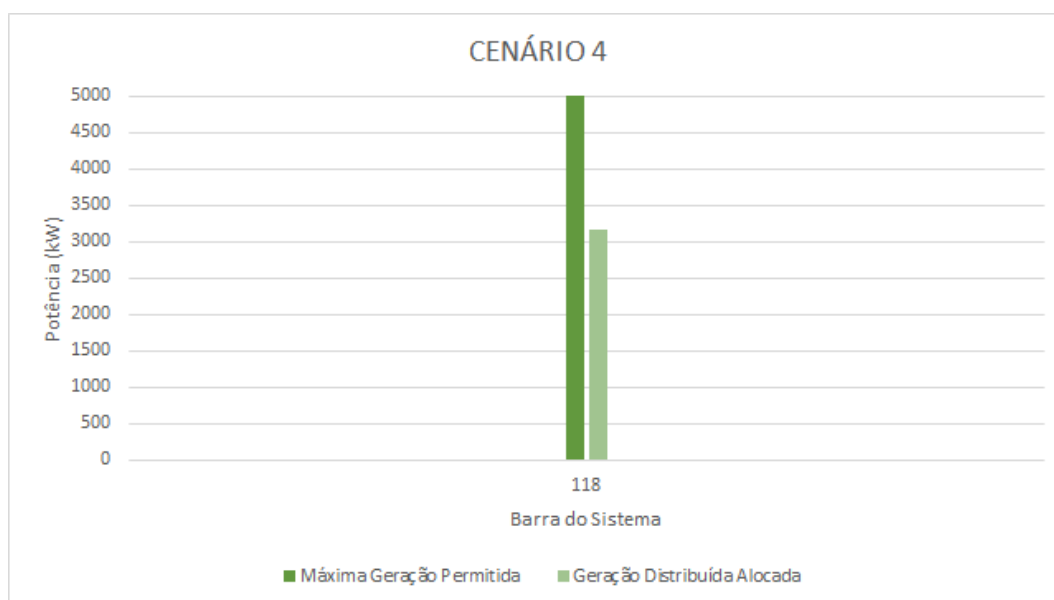


Figura 4.28: Sistema 134 barras - Conexão de GD em uma única barra

Desempenho do Algoritmo Genético

Conforme esperado o AG teve um bom desempenho em todos cenários pois devido as limitações de geração o problema não sofreu muito com a penalização de indivíduos referente as restrições do sistema.

Da mesma maneira que aconteceu com o sistema de 34 barras, o quarto cenário apresentou uma convergência rápida devido a simplicidade do problema em alocar geração em uma única barra do sistemas, conforme figura [4.32](#). Tratando-se do único caso em que a potência fotovoltaica alocada não é muito próxima da máxima

possível, houveram muitos casos penalizados, o que justifica a não linearidade da média apresentada em cada geração.

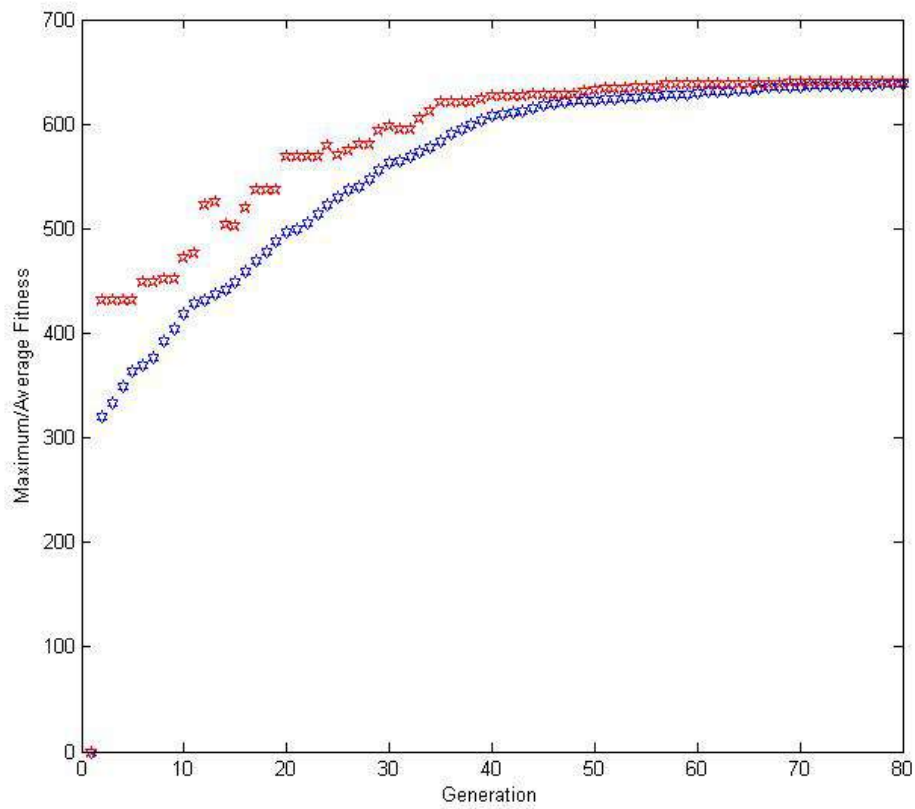


Figura 4.29: Sistema 134 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 1

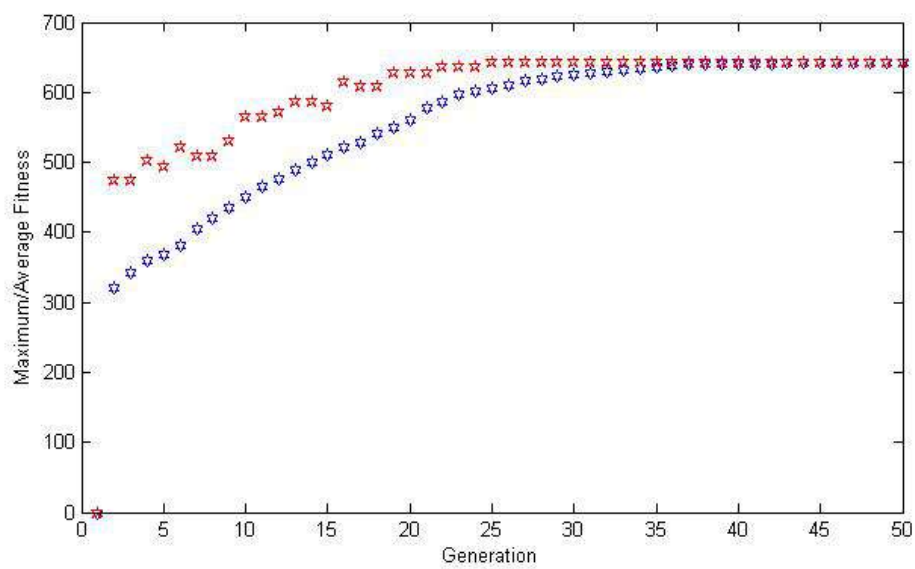


Figura 4.30: Sistema 134 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 2

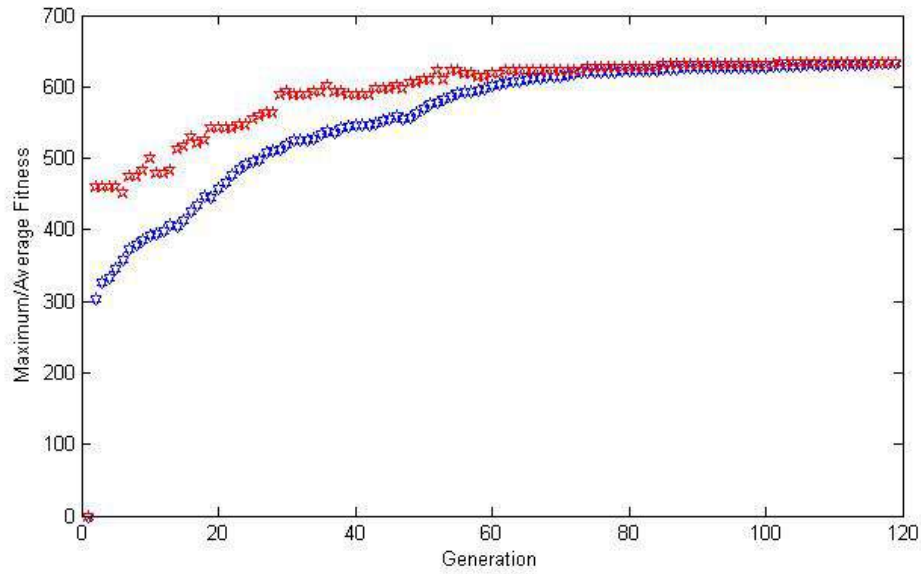


Figura 4.31: Sistema 134 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 3

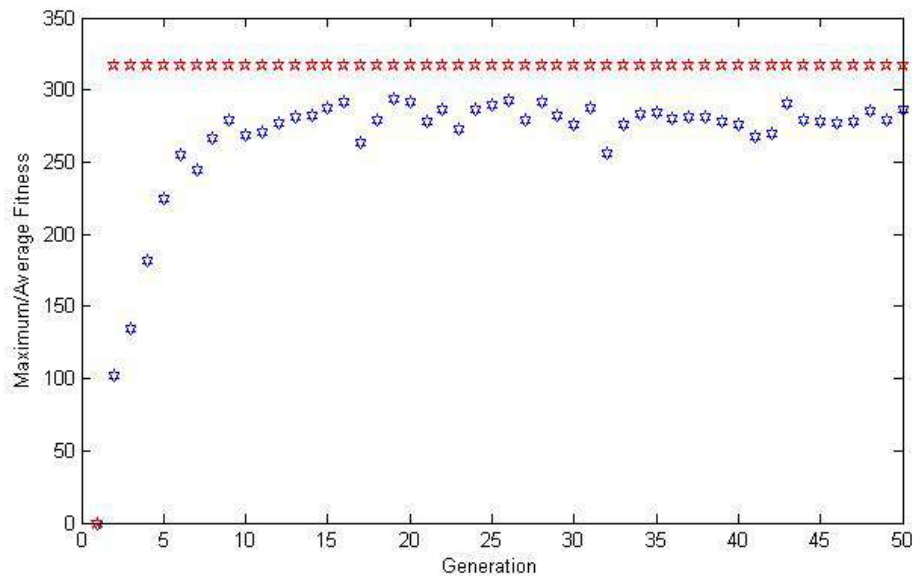


Figura 4.32: Sistema 134 barras - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 4

Restrição relativa aos Níveis de Tensão e Perdas

Nesta seção verifica-se o atendimento do algoritmo às restrições relativas as tensões de barra, limitadas entre 0.95 e 1.05pu. Serão expostas as variações dos níveis de tensão para os cenários estudados e os ramos de monitoramento serão os mesmos considerados anteriormente.

De acordo com a figura 4.33 o caso base apresentou uma sutil queda de tensão no ramo principal enquanto a presença da geração distribuída no ramo tornou as tensões praticamente constantes, apresentando uma variação na terceira e quarta casa decimal. Em todos os cenários, de acordo com o esperado, houve uma elevação da tensão em relação ao caso base na presença da GD.

As figuras 4.34 e 4.35 também ilustram a diferença de tensão nos cenários estudados em relação ao caso base bem como a elevação de tensão ocorrida em função da presença de geradores fotovoltaicos na rede nos ramos adjacentes ao eixo principal da rede.

O quarto cenário apresentou uma pequena elevação da tensão em relação ao caso base em todas as barras devido a concentração da GD estar na barra 118. Localizada no final do ramo principal, as barras adjacentes tiveram uma grande elevação de tensão em relação aos demais casos devido a elevada penetração de geração fotovoltaica estar concentrada em uma única barra.

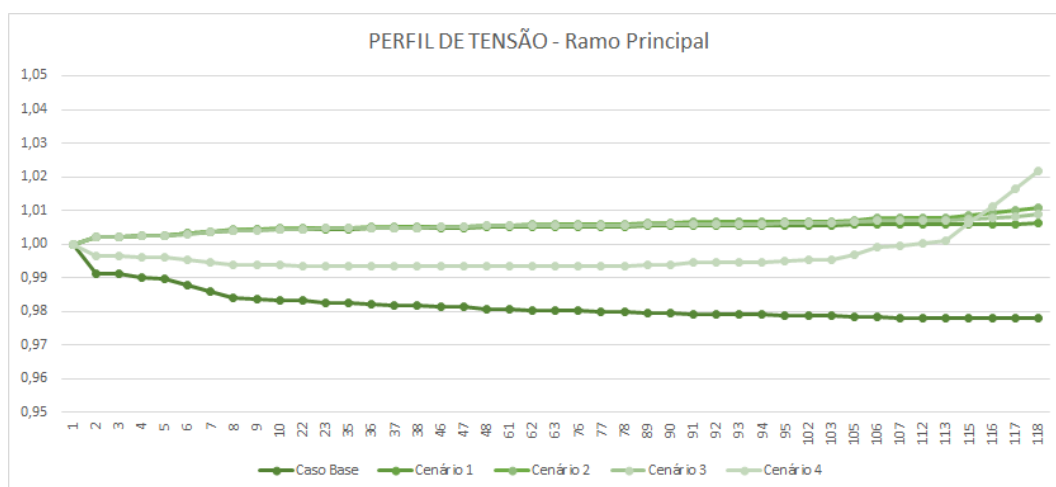


Figura 4.33: Sistema 134 barras - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo Principal

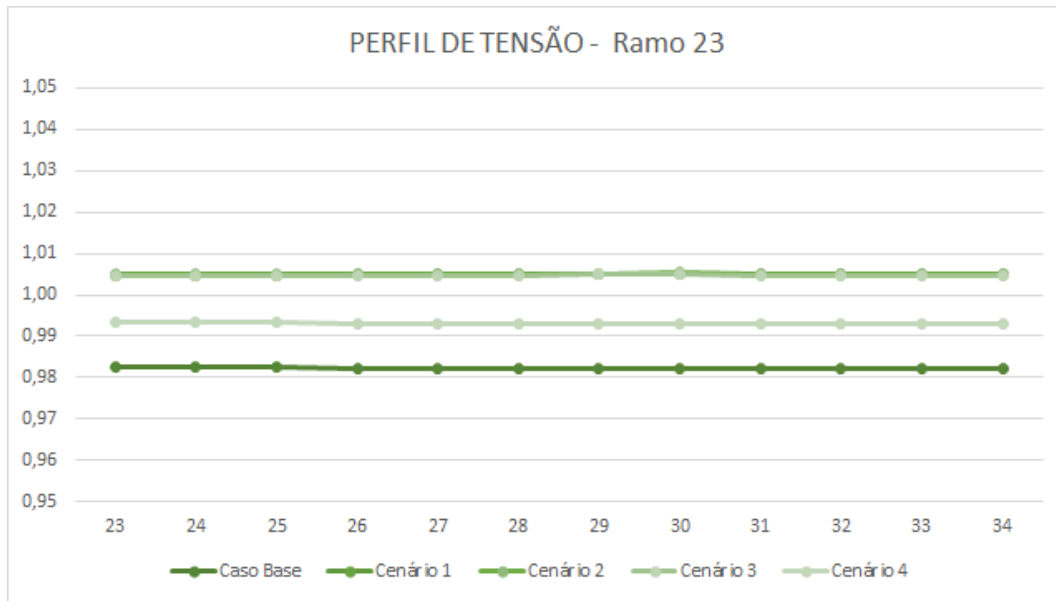


Figura 4.34: Sistema 134 barras - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo 23

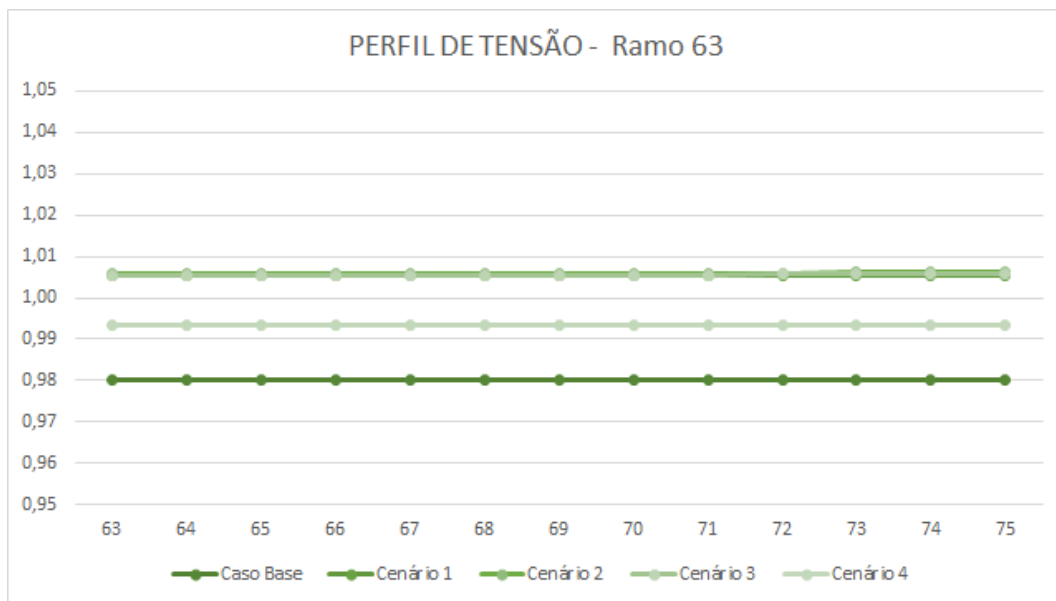


Figura 4.35: Sistema 134 barras - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo 63

Pode ser observado na tabela [4.6](#) que exceto no cenário 4, em carga média, onde a rede apresentou o dobro das perdas iniciais, o sistema manteve o nível de perdas em relação ao caso base, condição na qual a geração distribuída não é considerada.

Este patamar de carga e cenário ao contrário dos demais apresentou o dobro da perda do caso inicial principalmente devido a elevada geração concentrada em uma

única barra, fazendo com que ocorresse a elevação do fluxo consequente da geração muito superior a carga.

Os demais cenários apresentaram redução das perdas em torno de 50% na carga leve enquanto na carga pesada todos tiveram perdas ativas em torno de 85% do valor inicial.

Tabela 4.6: Sistema 134 barras - Relação das perdas em função do caso base

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	46%	95%	83%
CENÁRIO 2	45%	114%	83%
CENÁRIO 3	45%	103%	83%
CENÁRIO 4	73%	200%	91%

A tabela 4.7 mostra que a menor relação entre a GD inserida na rede e o valor da carga ocorreu no cenário 4 enquanto que o mesmo teve o pior caso na relação das perdas ativas, conforme dito anteriormente isto é consequência da não distribuição da geração.

Nos outros cenários, como esperado e pode ser observado na figura 3.1, a GD foi superior na carga média e inferior na carga leve e pesada.

Tabela 4.7: Sistema 134 barras - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	40%	200%	10%
CENÁRIO 2	40%	200%	10%
CENÁRIO 3	39%	197%	10%
CENÁRIO 4	63%	63%	63%

4.3.4 Sistema de distribuição brasileiro - 134 barras - limites abertos

Buscando uma visão mais abrangente da resposta do sistema em relação as restrições propostas nesta seção foi aberto o valor máximo de geração de potência fotovoltaica fazendo com que os mini e microgeradores possam gerar acima dos valores delimitados por normas brasileiras.

Os resultados serão apresentados nos itens seguintes mantendo os mesmos cenários dos sistemas anteriores porém desta vez não foi considerado o cenário 4 visto que já foi analisado e constatado que o mesmo não consegue ultrapassar os 3MW.

Cenário 1 - Conexão de GD em todas as barras

O limite máximo de geração não pôde ser totalmente aberto pois o aumento das possibilidades faz com que o AG não chegasse a um valor ótimo, seja pela vasta gama de combinações ou pelo grande esforço computacional.

Desta forma, o valor máximo de geração foi de 3.5 vezes o máximo valor de carga no dia. Em relação as perdas, em todos os cenários o máximo valor permitido foi alterado de 3% para 5% do valor de carga no periodo do dia

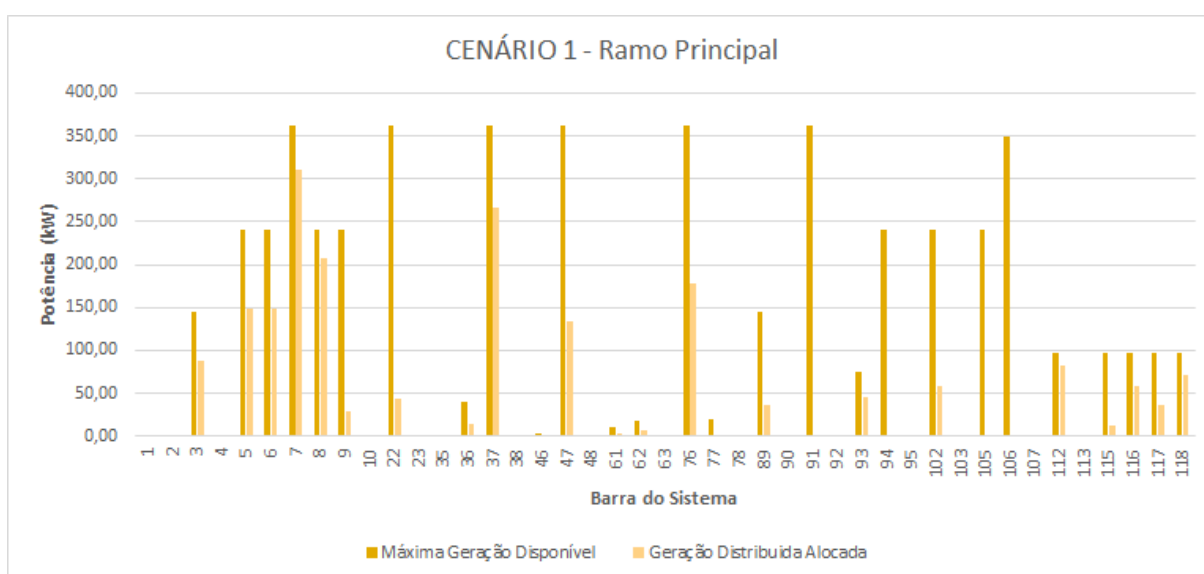


Figura 4.36: Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD em todas as barras - Ramo Principal

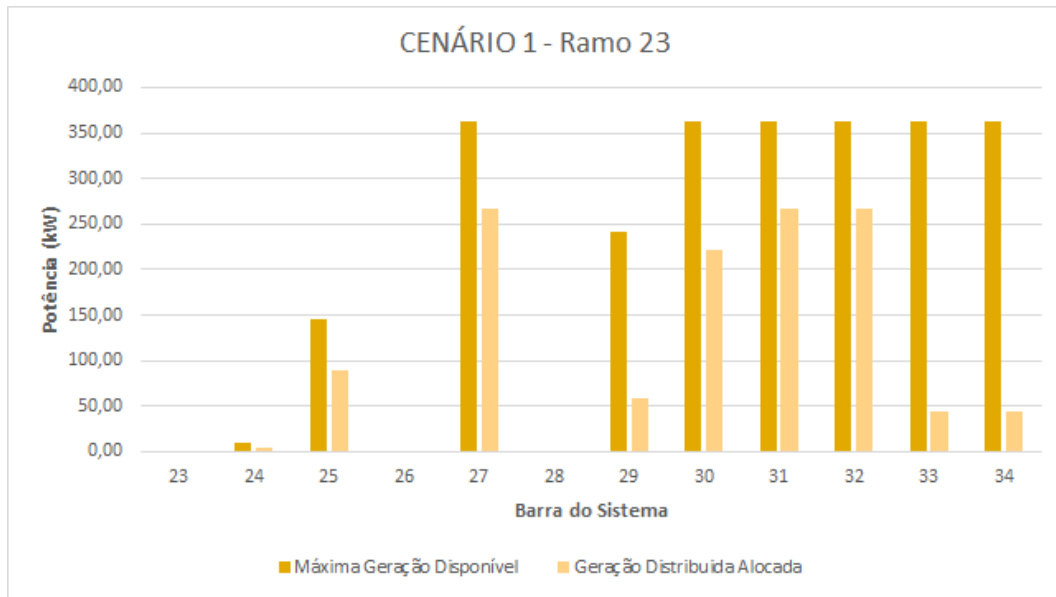


Figura 4.37: Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD em todas as barras - Ramo 23

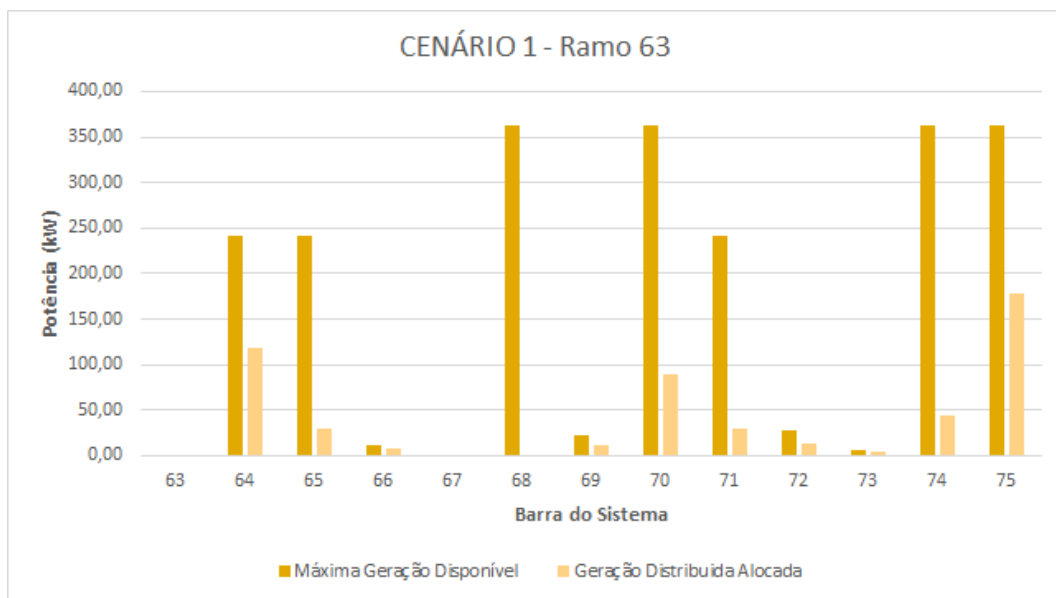


Figura 4.38: Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD em todas as barras - Ramo 63

Cenário 2 - Conexão de GD na barra final dos ramos

Desta vez foi permitida a inserção de até 1400kW, aproximadamente 3 vezes maior do que anteriormente. Ao contrário do caso do sistema de 134 barras onde todas as barras apresentaram valor de geração igual ao valor máximo nesta análise muitas barras apresentaram valor de geração inferiores ao máximo devido as li-

mitações da rede.

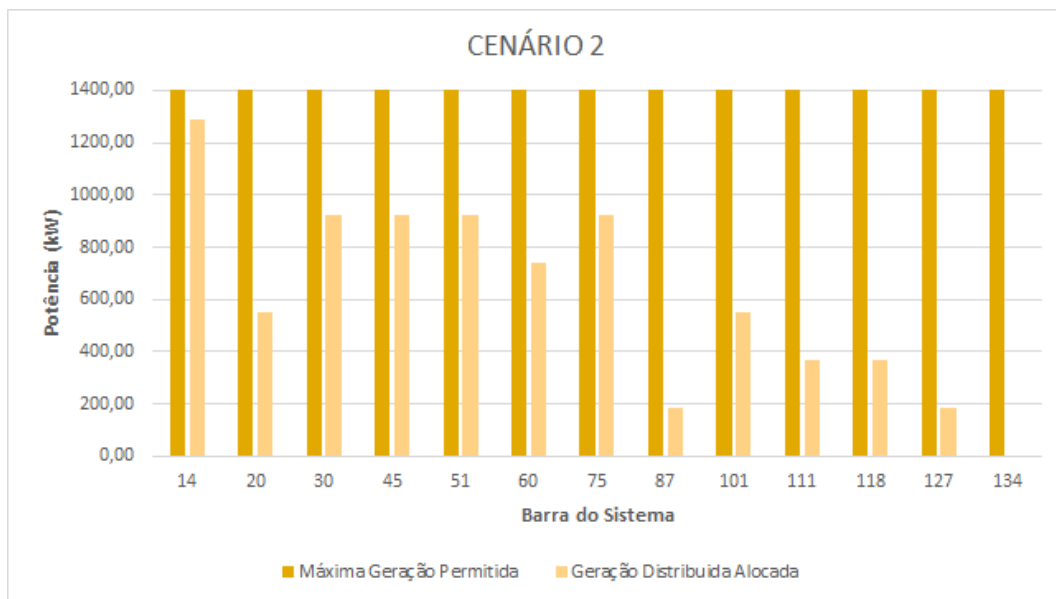


Figura 4.39: Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD na barra final dos ramos

Cenário 3 - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

Conforme ocorreu no cenário anterior a abertura dos limites fez com que a geração fotovoltaica nas barras não chegassem próximas aos valores máximos, essa relação é ilustrada na figura [4.40](#).

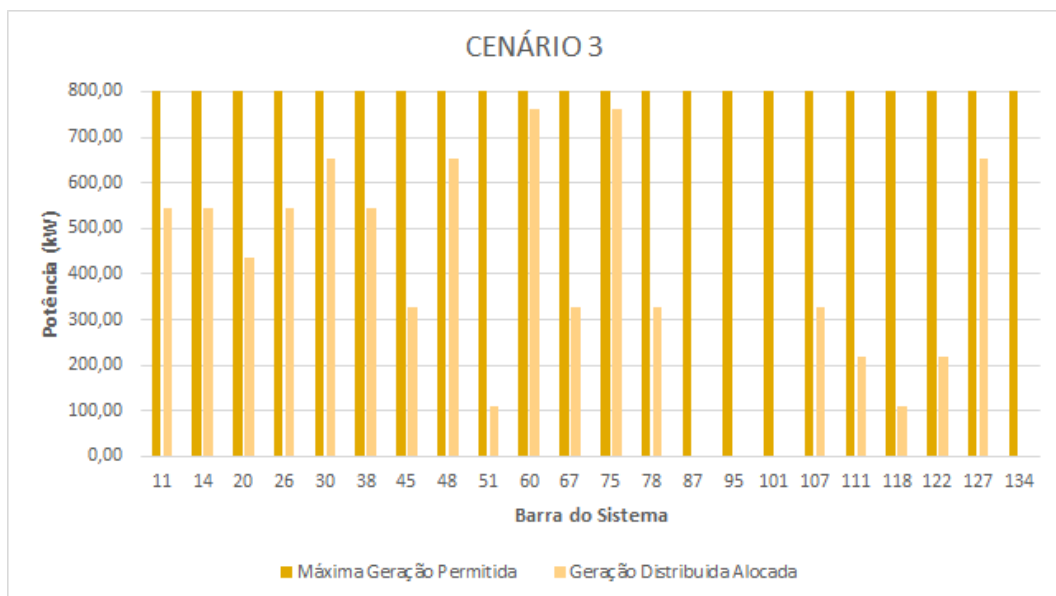


Figura 4.40: Sistema 134 barras limite aberto - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

Desempenho do Algoritmo Genético

Nesta hipótese, a abertura dos limites de geração fotovoltaica fez com que o Algoritmo Genético apresentasse um problema de convergência nos três cenários estudados pois a introdução de uma gama grande de possibilidades de alocação fez com que muitos indivíduos fossem penalizados com as restrições pre-estabelecidas anteriormente.

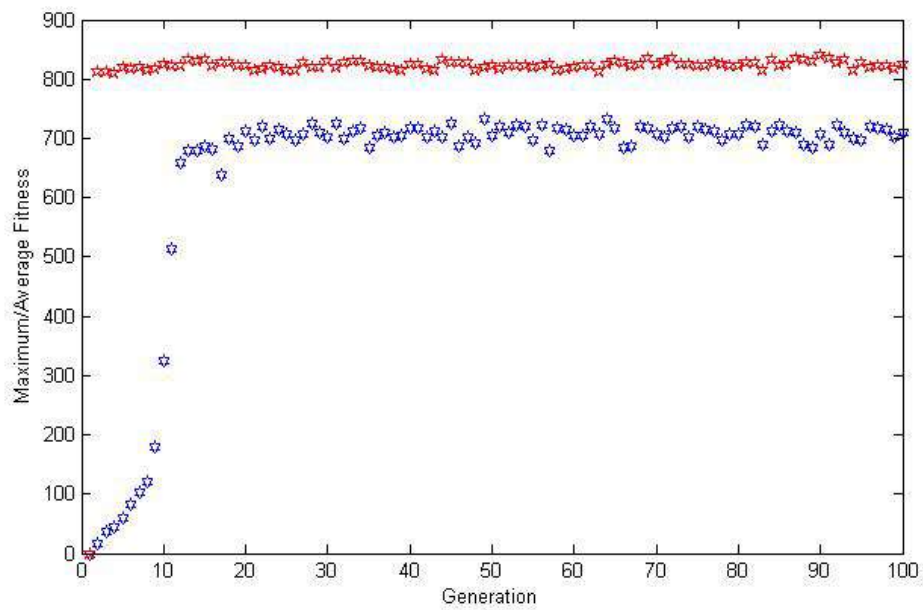


Figura 4.41: Sistema 134 barras limite aberto - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 1

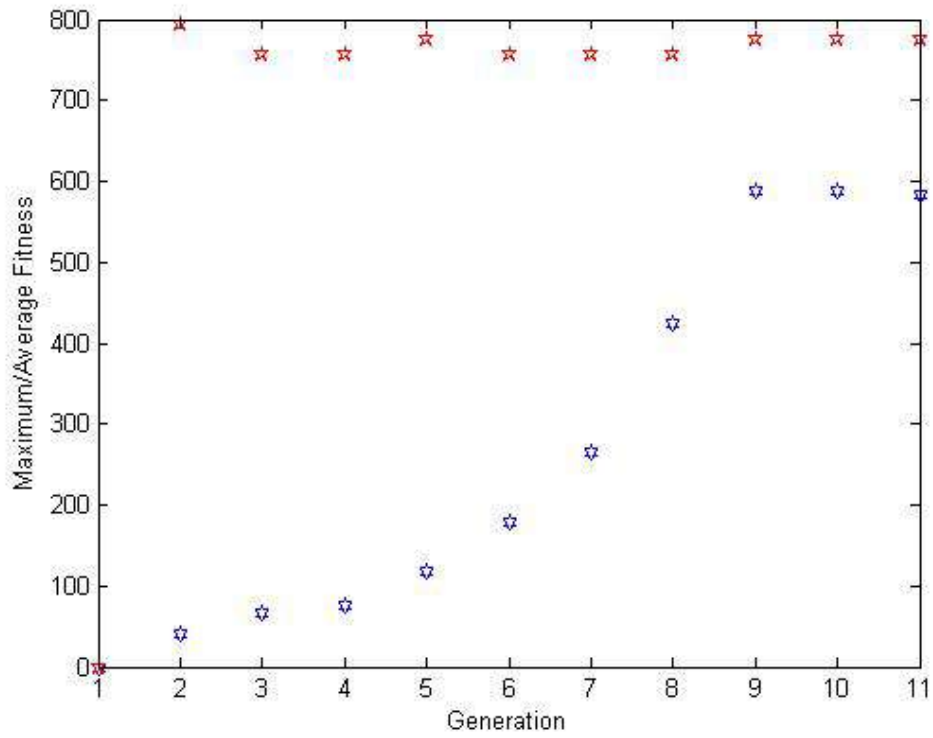


Figura 4.42: Sistema 134 barras limite aberto - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 2

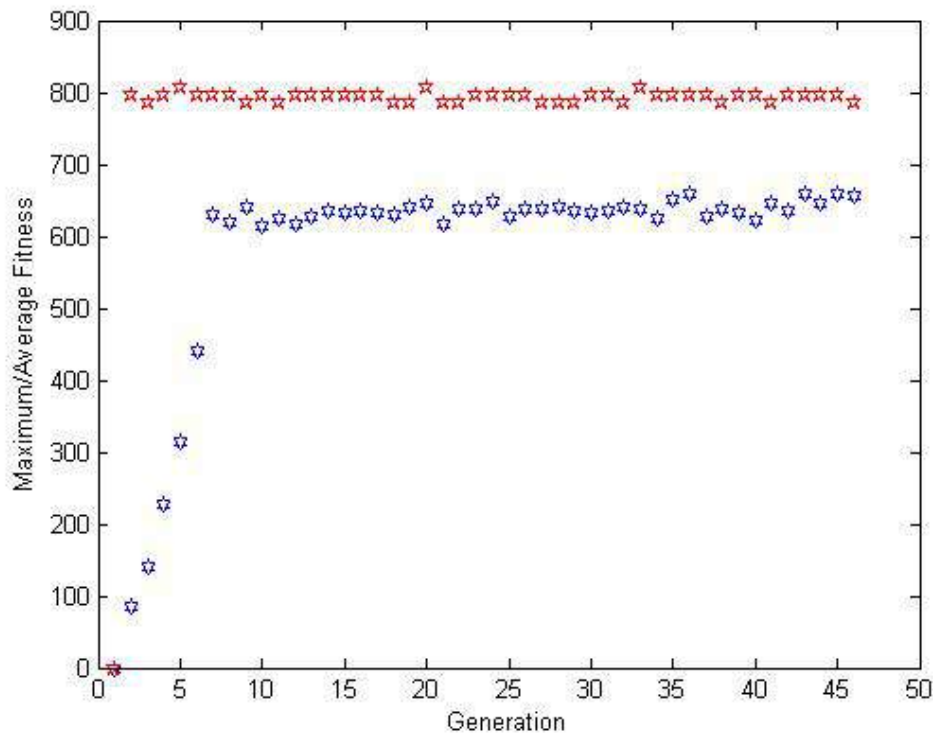


Figura 4.43: Sistema 134 barras limite aberto - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 3

Restrição relativa aos Níveis de Tensão e Perdas

Com a abertura dos limites para geração os valores de tensão nas barras apresentaram o mesmo perfil do caso controlado porém com o aumento de geração fotovoltaica as tensões nas barras tiveram valores maiores, como esperado.

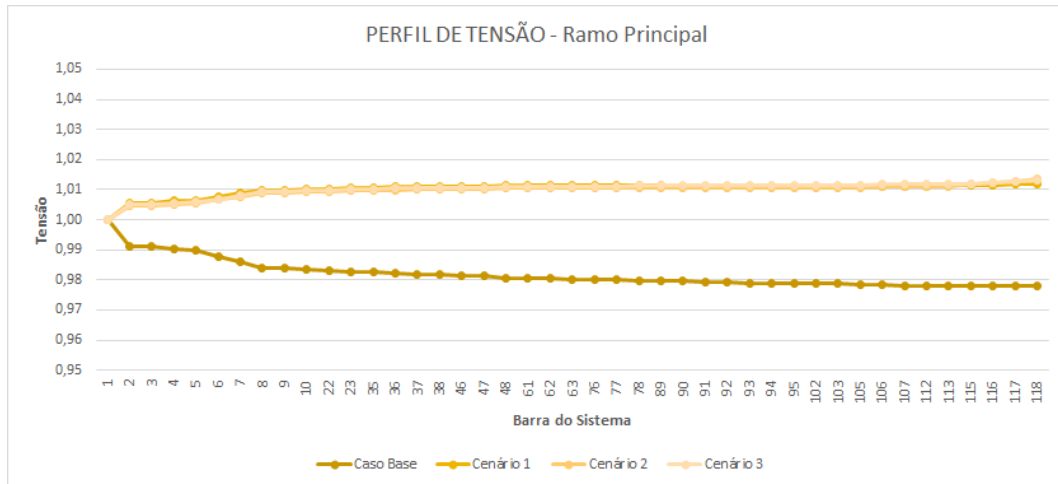


Figura 4.44: Sistema 134 barras limite aberto - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo Principal

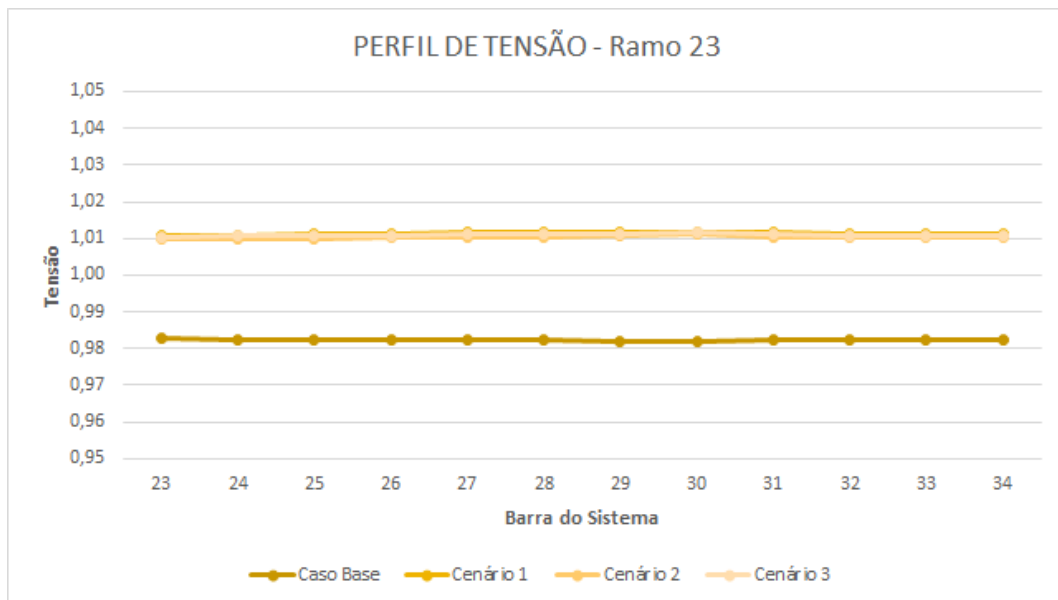


Figura 4.45: Sistema 134 barras limite aberto - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo 23

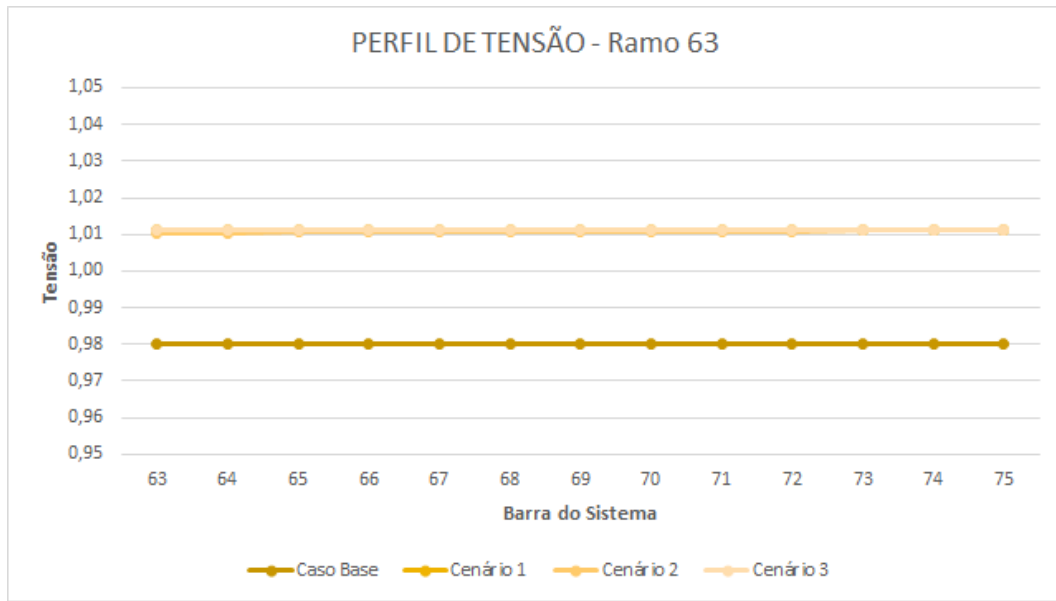


Figura 4.46: Sistema 134 barras limite aberto - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo 63

Os elevados valores de geração nas barras, principalmente na carga média, onde a geração fotovoltaica é máxima acarretaram em altos valores de perdas em relação ao caso base, conforme tabela 4.8.

O mesmo não ocorreu na carga leve e pesada pois refere-se ao momento em que a luz solar é pouca, considerando somente 10% do valor máximo.

Tabela 4.8: Sistema 134 barras limite aberto - Relação das perdas em função do caso base

	CARGA LEVE (25%)	CARGA MÉDIA (50%)	CARGA PESADA (100%)
CENÁRIO 1	36%	198%	80%
CENÁRIO 2	36%	201%	80%
CENÁRIO 3	36%	202%	80%

As tabelas 4.7 e 4.9 mostram que a condição atual possibilitou a alocação do dobro de potência fotovoltaica no sistema com as tensões mantidas nos limites normativos, bem como a potência, visto que perdas de 5% é um valor aceitável e muito frequente em sistemas de distribuição.

Porém as [4.6](#) e [4.8](#) mostram que enquanto no primeiro caso houve uma redução das perdas em todos os patamares de carga e cenários, com a abertura dos limites os valores das perdas foram o 2,5 vezes maior do que na carga média.

Tabela 4.9: Sistema 134 barras limite aberto - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	52%	261%	12%
CENÁRIO 2	49%	247%	12%
CENÁRIO 3	50%	251%	13%

Comparação - com e sem abertura do limite de geração

Esta seção busca ilustrar uma comparação entre da quantidade de geração nas barras com e sem a abertura dos limites de geração. As figuras [4.47](#), [4.48](#), [4.49](#) mostram a diferença de geração alocada em cada barra do sistema sem que haja violação das restrições anteriormente destacadas. Tratando-se de um sistema com bom nível de tensão o fator limitante na inserção de geração distribuída nas barras foram as perdas ativas do sistema, que não puderam ultrapassar 5% do patamar de carga.

A figura [4.50](#) mostra a diferença de tensão nas barras em todos os cenários estudados, com o limite das barras e com a abertura dos limites de geração distribuída nas mesmas. Conforme mencionado, verifica-se que apesar do aumento da carga a tensão não foi problema pois ainda há folga em relação ao seu limite máximo.

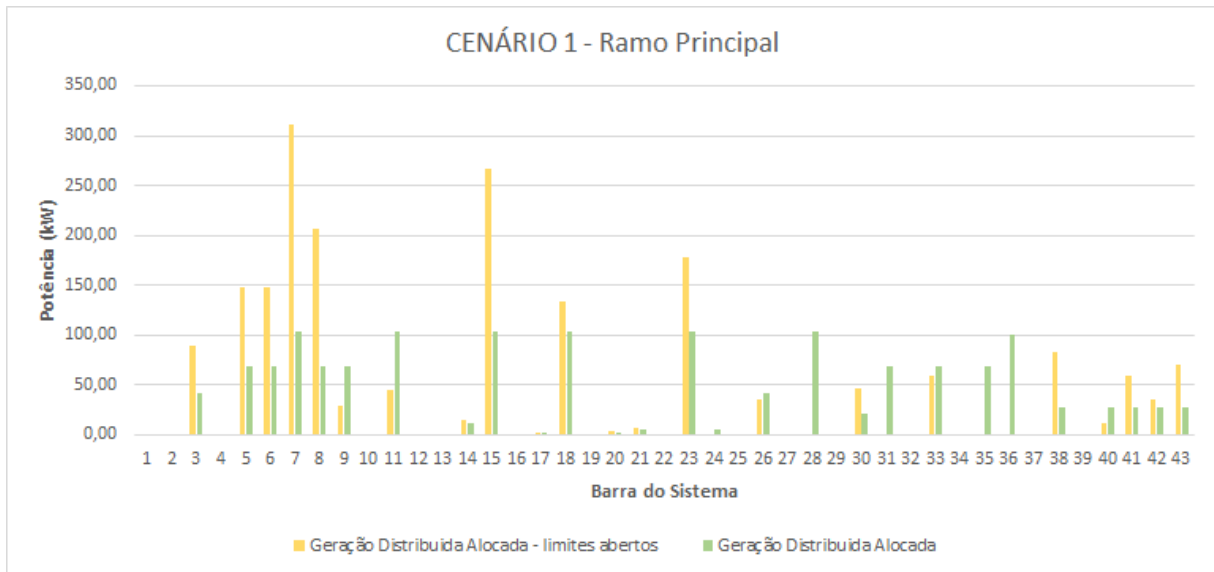


Figura 4.47: Sistema 134 barras - CENÁRIO 1

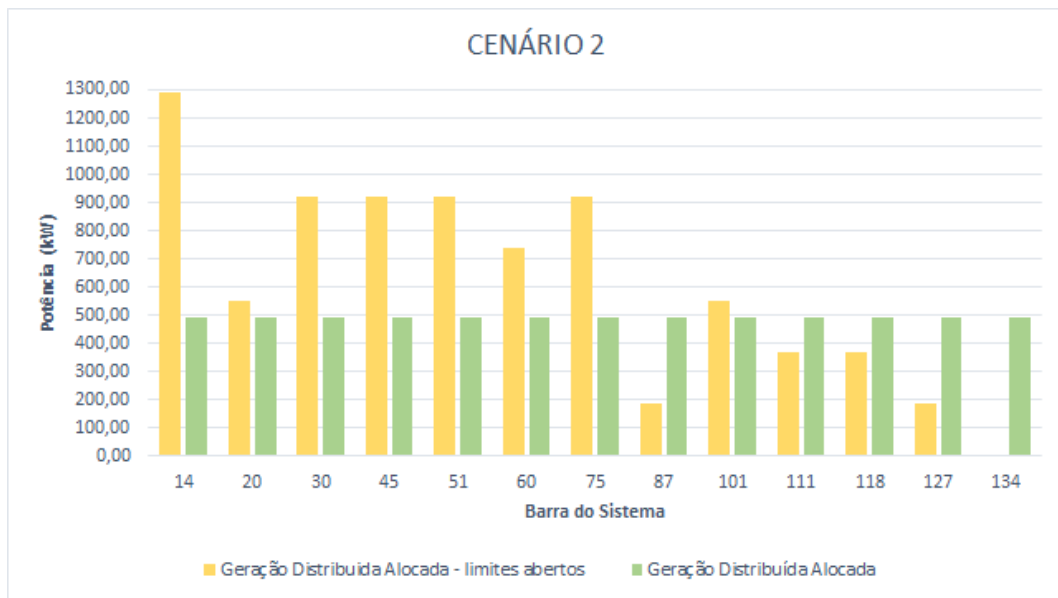


Figura 4.48: Sistema 134 barras - CENÁRIO 2

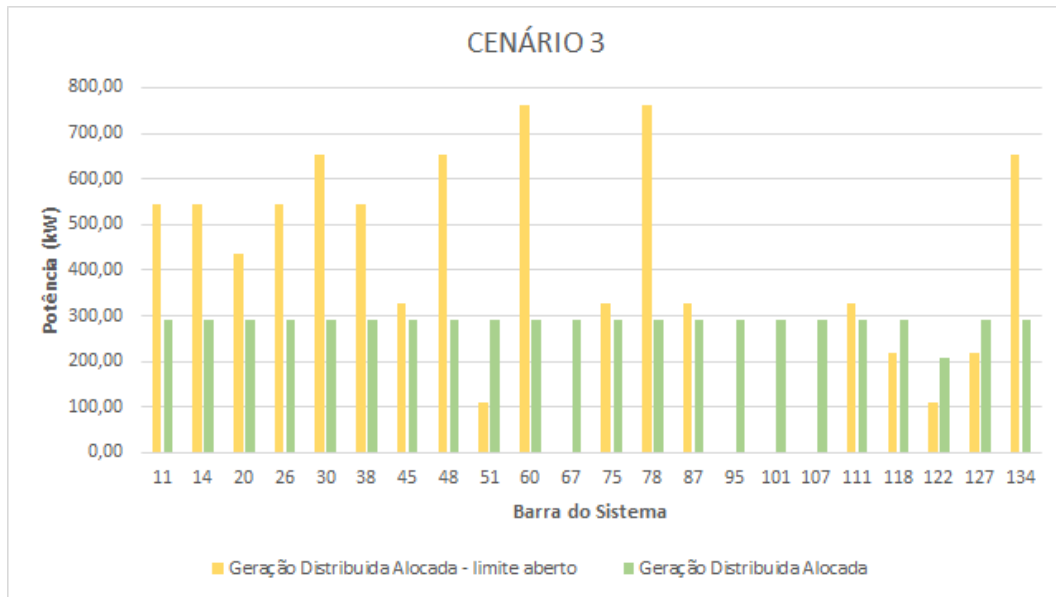


Figura 4.49: Sistema 134 barras - CENÁRIO 3

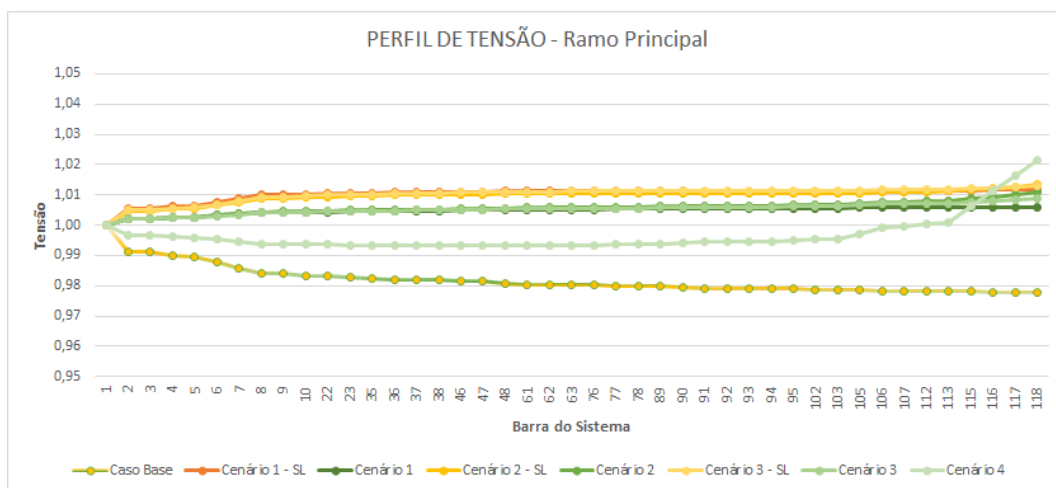


Figura 4.50: Sistema 134 barras - PERFIL DE TENSÃO

4.3.5 Sistema de distribuição brasileiro - 134 barras - tensão crítica

Para o sistema de 134 barras estudado anteriormente foi verificado que o valor de referência de 1.0 pu trouxe para o sistema um conforto em relação a hospedagem de geração distribuída. Desta forma, foi considerado o mesmo sistema porém com o valor de referencia de 1.045 pu, ou seja, uma tensão alta, próximo ao máximo valor admissível para um sistema de distribuição brasileiro.

Cenário 1 - Conexão de GD em todas as barras

Neste cenário, considerando alocação em todas as barras com carga, conforme detalhado anteriormente, verificou-se que nem todas as barras apresentaram possibilidade de alocação. Pode-se observar que o AG buscou alocar o máximo possível em todas as barras porém a tensão que não foi problema anteriormente foi limitante neste caso.

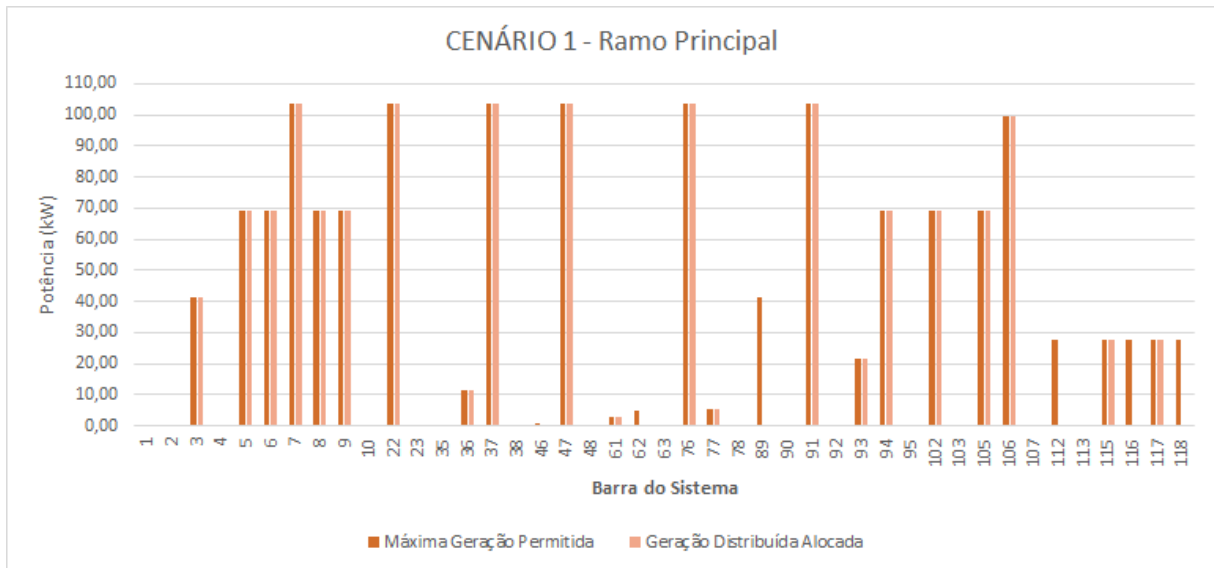


Figura 4.51: Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD em todas as barras - Ramo Principal

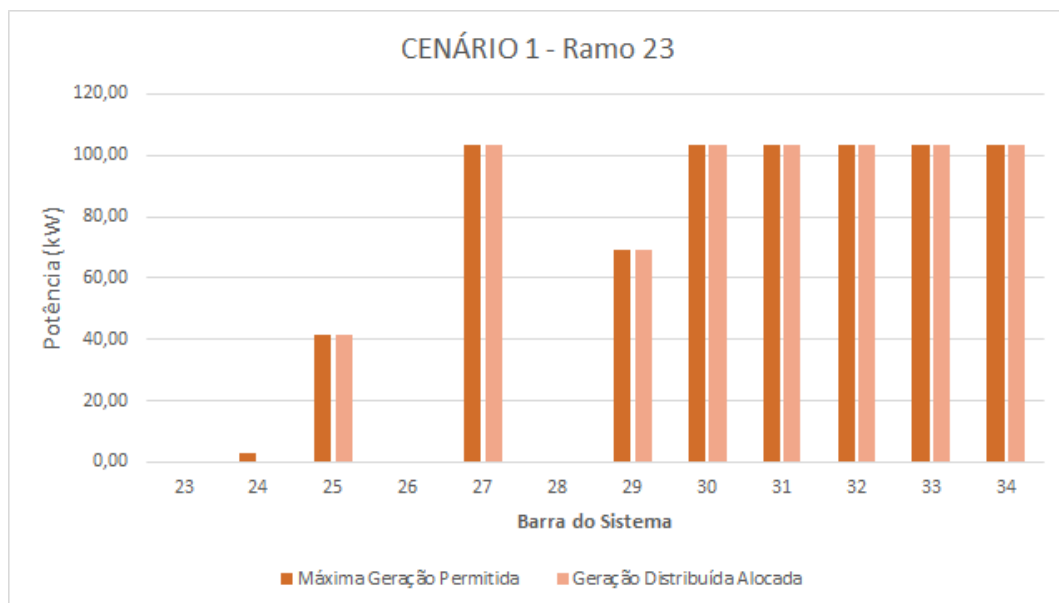


Figura 4.52: Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD em todas as barras - Ramo 23

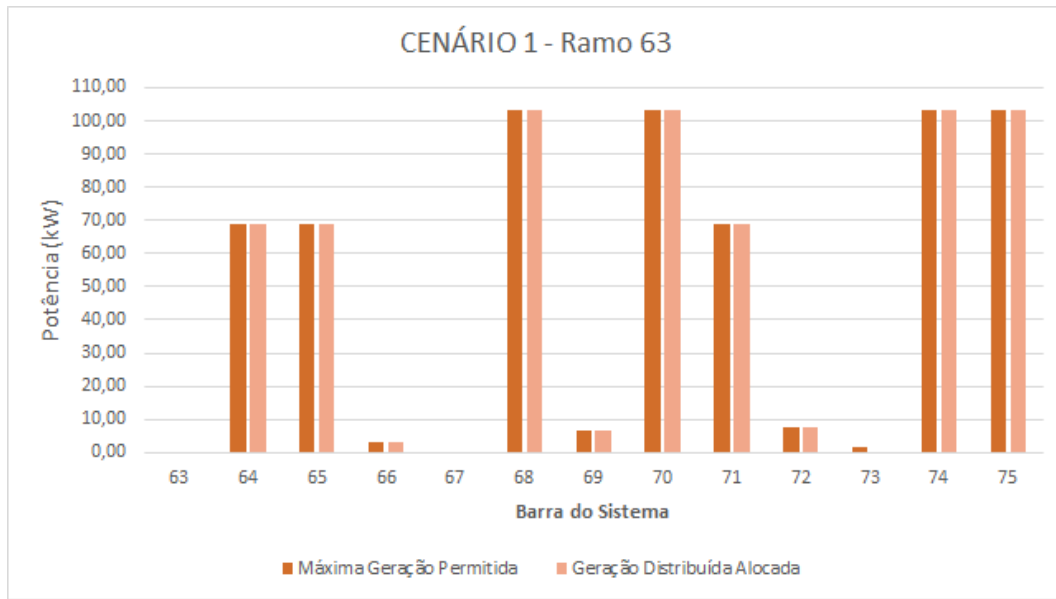


Figura 4.53: Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD em todas as barras - Ramo 63

Cenário 2 - Conexão de GD na barra final dos ramos

Neste cenário, como no caso anterior foi estudada a possibilidade de alocação de GD no final dos ramos e a figura 4.54 mostra que não houve possibilidade de geração distribuída máxima em todas as barras como anteriormente.

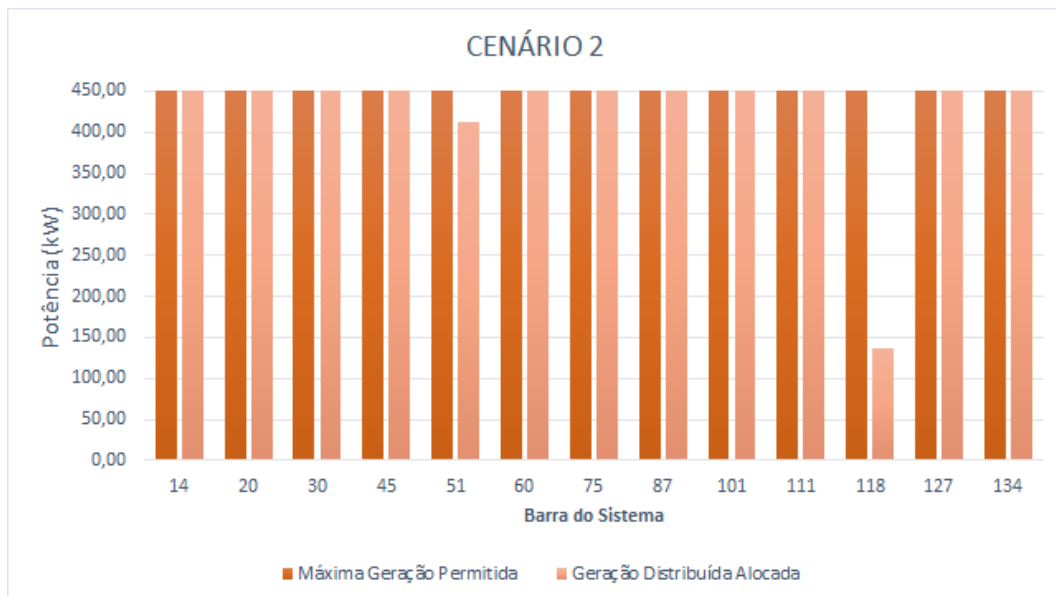


Figura 4.54: Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD na barra final dos ramos

Cenário 3 - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

No cenário 2 e 3 observa-se que não foi possível alocar o máximo de geração na barra 118, analisando os resultados do fluxo de potência e o perfil de tensão das barras é notório que a mesma chegou ao limite máximo de tensão, ou seja 1.05 pu, por isso sua impossibilidade de hospedar o máximo disponível.

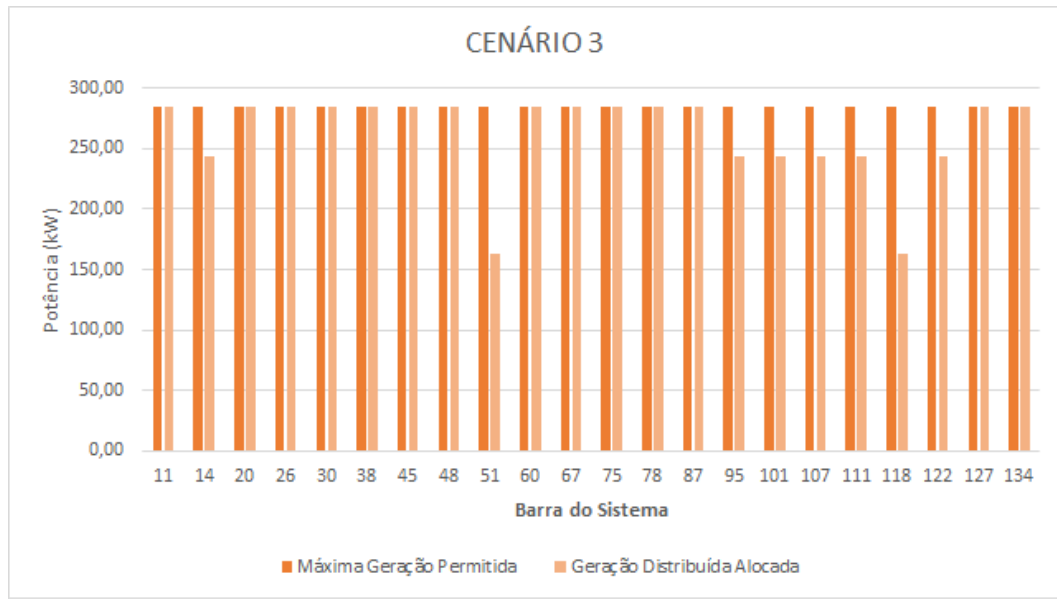


Figura 4.55: Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD na barra do meio e final dos ramos

Cenário 4 - Conexão de GD em uma única barra do sistema

Neste caso, verifica-se que crítico valor de tensão da referência faz com que a barra 118 possibilite ainda menos geração fotovoltaica do que o caso anterior, em que a mesma teve seu valor limitado pelo carregamento dos alimentadores. A tensão perto do valor de 1.05 pu faz com que a barra em estudo hospede somente 40% dos 5MW possíveis.

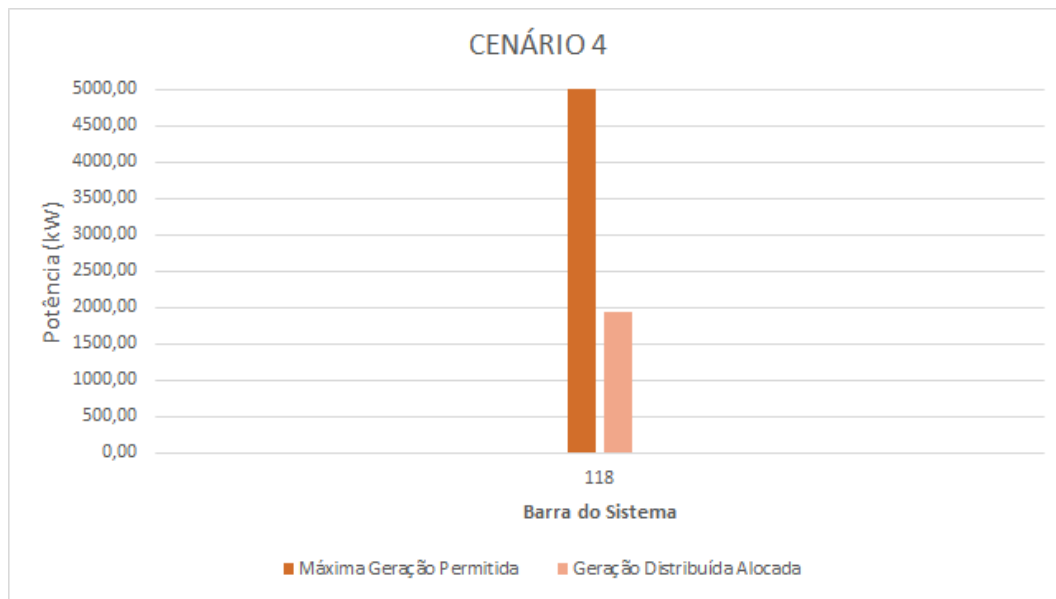


Figura 4.56: Sistema 134 barras tensão crítica - Conexão de GD em uma única barra

Desempenho do Algoritmo Genético

O Algoritmo Genético se mostrou eficiente à proposta do estudo uma vez que é possível observar a busca pelo máximo valor de hospedagem, um crescimento na média das gerações em busca do valor ótimo e, conforme esperado, neste caso não houve a perfeita linearidade da média pois trata-se de um estudo onde o mesmo foi eficaz em penalizar, principalmente valores de tensões acima dos 1.05pu.

Como verificado até o momento, o cenário 4 é simples e por isso o AG convergiu de maneira rápida uma vez que trata-se de um cenário em que somente uma barra é considerada no estudo.

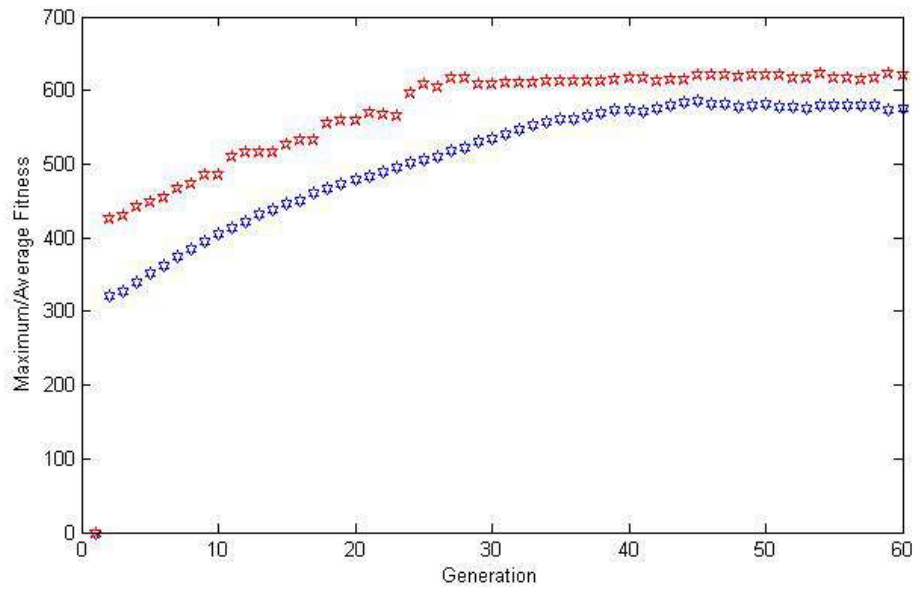


Figura 4.57: Sistema 134 barras tensão crítica - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 1

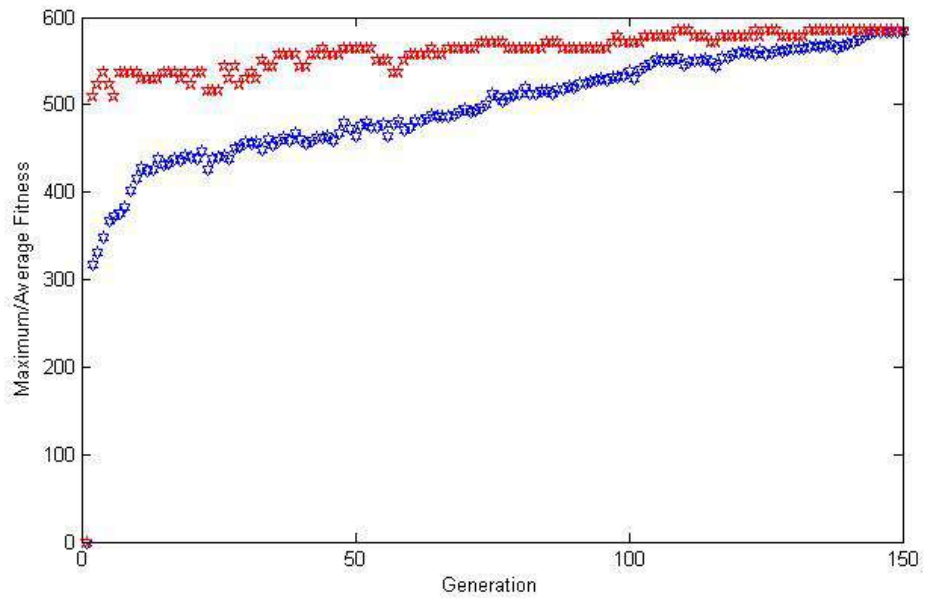


Figura 4.58: Sistema 134 barras tensão crítica - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 2

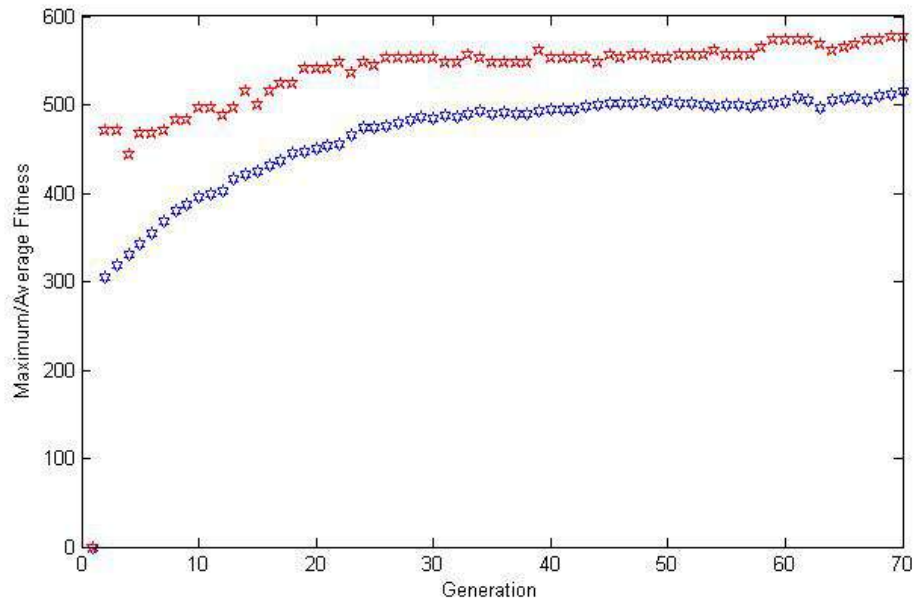


Figura 4.59: Sistema 134 barras tensão crítica - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 3

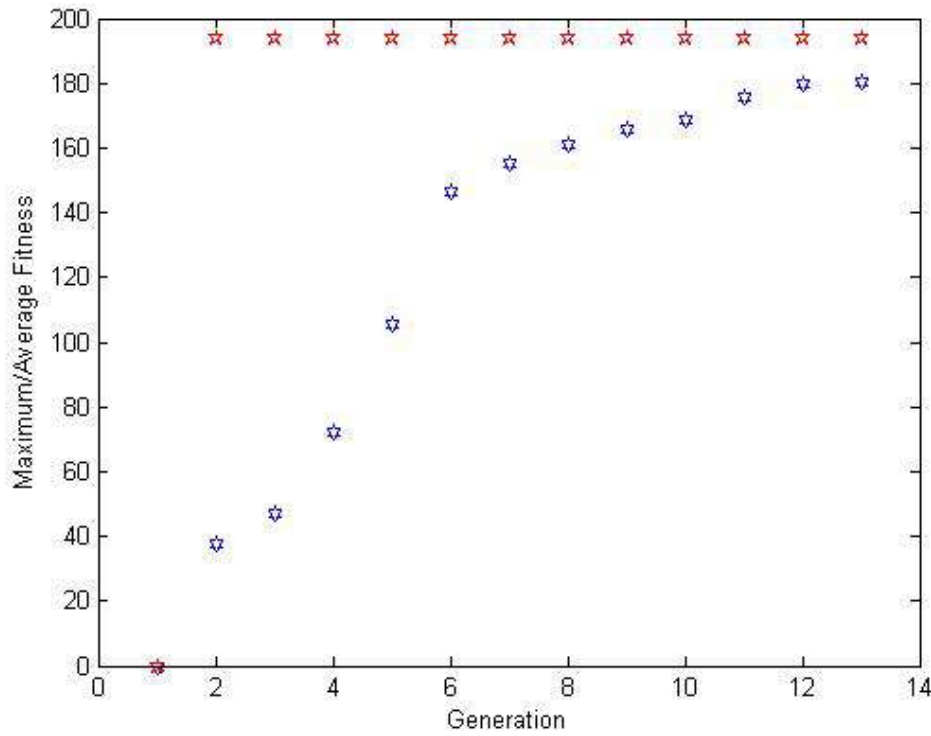


Figura 4.60: Sistema 134 barras tensão crítica - Trajetória de Convergencia CENÁRIO 4

Restrição relativa aos Níveis de Tensão e Perdas

Os níveis de tensão nos cenários mostram que, como mencionado até o momento, a tensão foi a restrição penalizadora neste caso em que a tensão de referência foi elevada. O perfil se manteve semelhante ao primeiro caso de 134 barras em que não houve nenhum problema em relação a tensão mas desta vez, nota-se que as barras atingiram valores muito próximos ou iguais ao 1.05 pu.

A comparação do caso base com os cenários mostra que um sistema sem geração distribuída pode funcionar de maneira satisfatória com a tensão de referência alta mas a elevação de tensão inerente a inserção de GD pode trazer problemas ao sistema se não houver o controle adequado.

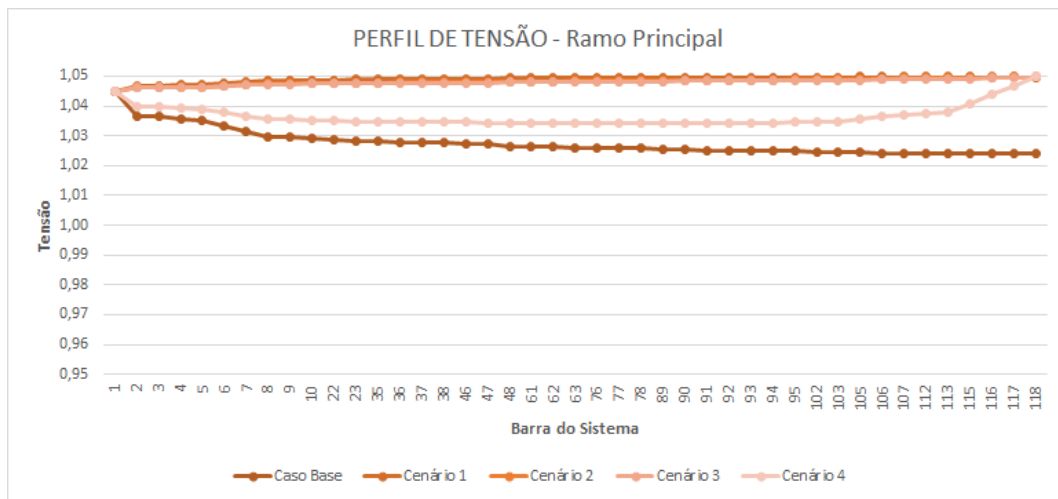


Figura 4.61: Sistema 134 barras tensão crítica - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo Principal

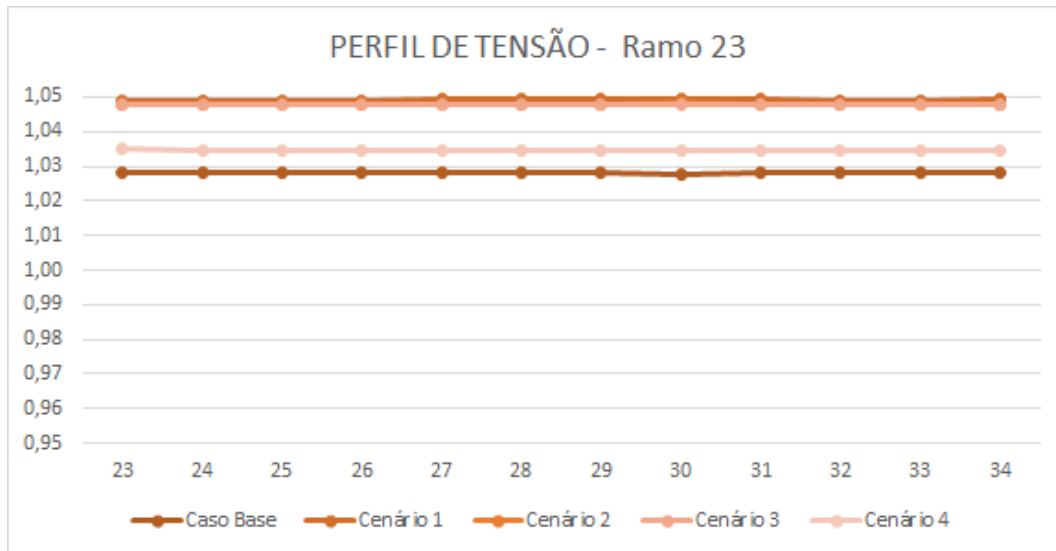


Figura 4.62: Sistema 134 barras tensão crítica - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo 23

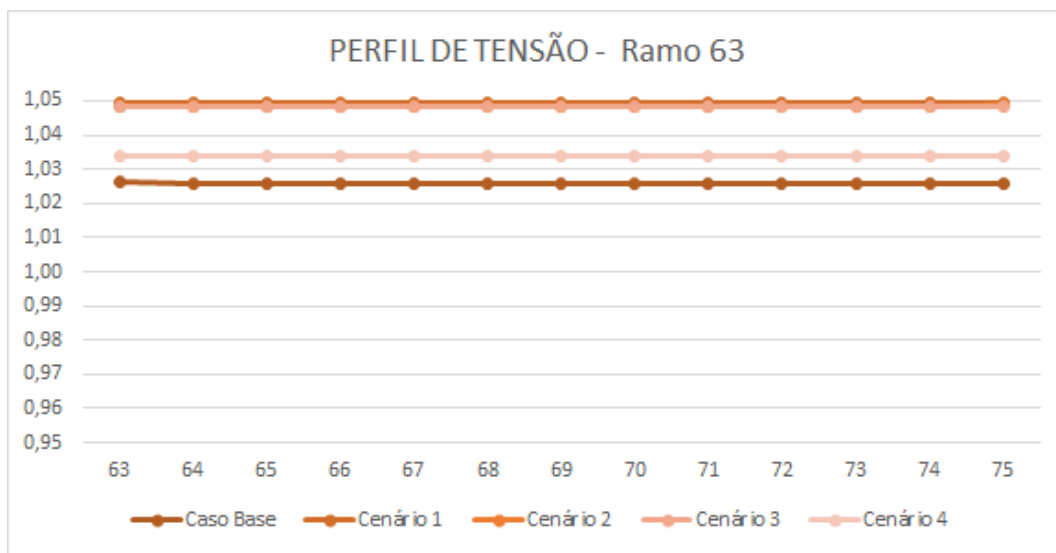


Figura 4.63: Sistema 134 barras tensão crítica - Perfil de tensão nas barras nos diferentes cenários - Ramo 63

A tabela [4.10](#) mostra que com as limitações apresentadas devido ao problema de tensão do sistema em estudo, todos os cenários, para todos os patamares de cargas apresentaram redução em relação ao valor de tensão no caso base. Na carga média, onde a maioria dos cenários apresentaram porcentagem de perda acima de 100% desta vez houve redução e os valores das perdas ficaram em torno de 70% do que o sistema sem Geração Distribuída.

Tabela 4.10: Sistema 134 barras tensão crítica - Relação das perdas em função do caso base

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	47%	87%	84%
CENÁRIO 2	49%	80%	85%
CENÁRIO 3	49%	73%	85%
CENÁRIO 3	81%	94%	94%

A alocação da máxima geração possível, nos cenários 1, 2 e 3 as porcentagens da relação entre a geração fotovoltaica e a carga foi de 40%, 200% e 10%, respectivamente. A tabela [4.11](#) mostra a relação existente neste caso, em que não foi possível alocar o máximo disponível em todas as barras, sendo possível constatar que não houve uma redução muito grande em relação ao caso ideal.

Tabela 4.11: Sistema 134 barras tensão crítica - Relação entre a geração fotovoltaica e a carga

	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
	(25%)	(50%)	(100%)
CENÁRIO 1	39%	195%	10%
CENÁRIO 2	36%	182%	9%
CENÁRIO 3	36%	180%	9%
CENÁRIO 3	39%	39%	39%

4.4 Conclusão

Este trabalho buscou desenvolver uma metodologia para definição dos valores máximos permitidos de injeção geração fotovoltaica em barras pré-definidas em redes

de distribuição, considerando a necessidade de se manter a qualidade de fornecimento de energia.

Optou-se por abordar o problema da maximização da geração distribuída como um problema de expansão ótimo, no qual, a presença de GD não implique na necessidade de investimentos na rede, mudanças de configuração ou utilização de recursos reativos.

A definição dos valores máximos da função fitness foi obtido a partir de um estudo de otimização, em que as perdas não ultrapassaram 3% ou 5% da carga máxima da rede durante todo o dia, e também atendendo as restrições de carregamento e tensões do sistema.

Foi proposto o Algoritmo Genético para tratar o problema e a programação computacional foi realizada no software Matlab.

O algoritmo proposto foi aplicado com os dados da rede de 34 barras e uma rede de distribuição real de 134 barras. Inicialmente a proposta incluiu a integração entre um Fluxo de Potência e o AG com objetivo de avaliar os indivíduos e verificar todas as restrições pre-estabelecidas na metodologia.

O algoritmo de otimização foi eficaz em restringir/penalizar as soluções inadequadas, seja em relação aos limites de carregamento, tensão ou perdas; fazendo com que em determinados cenários a média não mantivesse um crescimento ou linearidade devido as inúmeras possibilidades de combinações possíveis de indivíduos.

Para um estudo mais completo foi considerado no sistema de 34 barras um regulador de tensão de tap variavel, o mesmo não apresentou grandes diferenças em relação ao caso sem regulador visto que a rede não apresenta problemas de tensão porém sabe-se que a inserção do tap como variável do algoritmo genético traria boas soluções para sistemas onde se os valores máximos e mínimos de tensão fossem ultrapassados; a variação do tap do transformador resolveria o problema e haveria a possibilidade de buscar valores mais altos de hospedagem de geração distribuída.

Além da abertura de limites para o sistema de 134 barras foi desenvolvido um estudo onde o valor da tensão de referência, ou seja, a tensão na barra swing foi

alterado para 1.045pu. Desta forma, foi possível verificar a sensibilidade do algoritmo em relação a tensão da rede trazendo para a pesquisa a realidade de muitas redes elétricas, tornando notória então a importância do estudo no sistema antes de hospedar GD de maneira arbitrária.

O estudo foi realizado com codificação real, porém o algoritmo utilizado transforma código binário em real, por isso se torna importante a utilização de um valor adequado de bits para obtenção de um resultado satisfatório. Para as simulações foi determinado 6 bits no Algoritmo Genético. Esse valor foi limitado pois o algoritmo apresentou dificuldade para testar os valores máximos das barras devido aos milhares de números possíveis no intervalo.

O valor dos bits foi mantido fixo, sendo alterado para cada caso os valores de probabilidade de mutação e cruzamento, bem como o tamanho da população e o número de gerações de modo que o AG se comportasse da melhor maneira para achar o resultado ótimo. Ainda assim, foi possível verificar que, em alguns casos, o mesmo chegou a valores próximos mas não ao máximo possível, com pequenas variações. As tabelas 4.12, 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16 mostram, para cada caso estudado, o tempo computacional gasto pelo AG para chegar a solução apresentada.

Tabela 4.12: Sistema 34 barras - Tempo computacional

	Tempo
CENÁRIO 1	9 min
CENÁRIO 2	6 min
CENÁRIO 3	6 min
CENÁRIO 4	2 min

Tabela 4.13: Sistema 34 barras - com regulador de tensão - Tempo computacional

	Tempo
CENÁRIO 1	12 min
CENÁRIO 2	5 min
CENÁRIO 3	6 min
CENÁRIO 4	2 min

Tabela 4.14: Sistema 134 barras - Tempo computacional

	Tempo
CENÁRIO 1	15 min
CENÁRIO 2	5 min
CENÁRIO 3	7 min
CENÁRIO 4	2 min

Tabela 4.15: Sistema 134 barras - limites abertos - Tempo computacional

	Tempo
CENÁRIO 1	20 min
CENÁRIO 2	13 min
CENÁRIO 3	10 min
CENÁRIO 4	4 min

Tabela 4.16: Sistema 134 barras - tensão crítica - Tempo computacional

	Tempo
CENÁRIO 1	17 min
CENÁRIO 2	12 min
CENÁRIO 3	12 min
CENÁRIO 4	5 min

Apesar das limitações apresentadas para o Algoritmo Genético foi constatado que o mesmo em hipótese alguma apresentou problemas quanto a violação das restrições determinadas, ou seja, todos os resultados apresentados por ele foram resultados onde os limites de tensão, perda e carregamento foram rigorosamente respeitados.

Capítulo 5

Conclusões

A geração fotovoltaica apresenta-se como alternativa promissora na área de geração de energia elétrica, uma vez que engloba conceitos atuais, na chamada geração distribuída com fonte renovável. Desta forma, o presente estudo teve como objetivo determinar a máxima geração fotovoltaica possível em uma barra do sistema.

O panorama da potência fotovoltaica total instalada mundialmente tem demonstrado crescimento significativo na última década, sobretudo na operação em paralelo com a rede elétrica. Desta forma, conclui-se que o estudo do comportamento do sistema de distribuição, quando há elevado nível de penetração de sistemas fotovoltaicos é imprescindível, para que se possa ter um planejamento correto da operação do mesmo, levando assim qualidade da energia elétrica aos consumidores e garantindo confiabilidade ao sistema.

Este trabalho teve como principal objetivo determinar o máximo valor de geração fotovoltaica possível em barras do sistema e para que tal estudo fosse realizado faz-se necessário o uso de uma computação evolutiva, escolhendo-se o Algoritmo Genético. De modo geral, pode-se dizer que o objetivo foi atingido, uma vez que por meio de simulações computacionais foram obtidos resultados interessantes do comportamento dos sistemas de distribuição em regime permanente sob diversas condições de alocação de GD no sistema de distribuição

A seleção dos três casos estudados foi considerada adequada, tendo em vista que

os estudos seguiram uma ordem crescente de complexidade. Inicialmente adotou-se um sistema de 34 barras que apesar de relativamente pequeno com ele foi possível ilustrar principalmente a relação entre a geração fotovoltaica e as perdas do sistema, bem como com o perfil de tensão do mesmo. Entretanto, este primeiro caso não possuía condições suficientes para representar a complexidade de um sistema elétrico real, como o sistema de 134 barras que também foi considerado na pesquisa.

A análise dos diferentes cenários nos dois sistemas de distribuição deixou claro a importância do Algoritmo Genético, bem como a formulação utilizada para uma boa resposta. O terceiro caso, onde houve abertura dos limites para geração no sistema de 134 barras, foi possível observar como a geração distribuída afeta os valores de tensão nas barras bem como influencia na perda do sistema de distribuição.

Diante de todas as soluções obtidas no estudo foi verificado que dos três diferentes horários estudados, o ponto mais crítico é ao meio dia, momento onde ocorreram as maiores violações. Apesar da importância e necessidade de estudar diversos momentos do dia, uma vez que a curva de carga varia de acordo com o consumidor, uma primeira análise mostra que o horário de pico da geração fotovoltaica é um ponto de grande importância, porém a necessidade de analisar os demais existe e não deve ser excluída.

Os altos valores de geração proporcionaram um aumento de tensão nas barras para um valor aproximado de 1.02pu visto que a restrição que de fato influenciou nesta determinação foram as perdas ativas, que não puderam ultrapassar 5% da carga. De acordo com as simulações para valores muito elevados de geração, quando a tensão se aproximava a 1.05pu os valores de perda ativa tornaram-se elevadíssimos e inaceitáveis.

Foi possível observar também, nos dois sistemas, que o Algoritmo Genético não apresentou bom funcionamento quando seu limite foi muito grande, fazendo com que a busca seja vasta e, conseqüentemente aleatória, uma vez que as médias nas gerações não apresentaram uma linearidade ou crescimento.

Referências Bibliográficas

- [1] LORA, HADDAD. *Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais - 1^ª edição*. Interciencia, 2006.
- [2] DUGAN, R. C., MCGRANAGHAN, M. F., SANTOSO, S., et al. *Electrical Power Systems Quality - 2^ª edition*. Ed. McGraw-Hill, 2004.
- [3] PAINULY, J. P. ““Barriers to Renewable Energy Penetration: a Framework for Analysis Renewable Energy””, *Elsevier, Denmark*, , n. 24-2001, pp. 73–89, 2000.
- [4] INEE. *Geração Distribuída e Conexão ao Sistema Elétrico*. Instituto Nacional de Eficiência Energética, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.
- [5] PEPERMANSA, G. “Distributed generation: definition, benefits and issues”, *Energy Policy*, v. 33, n. 6, pp. 787 – 788, 2005.
- [6] MALFA, E. *ABB on Sustainable Energy Markets*. Università di Brescia, 2002.
- [7] “ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA”. 2016. Disponível em: <<http://www.olade.org/elearning>>. [Online; acessado em 01-Abr-2016].
- [8] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2005. Módulo 1 – Introdução.
- [9] EXXONMOBIL. *Panorama Energético: Perspectivas para 2040 - Destaques 2014*. ExxonMobil Energy lives here, 2014.
- [10] RODRIGUEZ, C. *Mecanismos Regulatorios, Tarifarios e Economicos na Geração Distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. M.sc, UNICAMP, São Paulo, SP, Brasil, 2002.
- [11] ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2002.

- [12] MME. *Energia Eólica no Brasil e no Mundo*. Ministério de Minas e Energia, Brasil, 2016.
- [13] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2010. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.
- [14] KATIRAEI, F., AGUERO, J. R. “Solar PV Integration Challenges”, *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 9, n. 3, pp. 62–71, 2011.
- [15] BEGOVIĆ, M., PREGELJ, A., ROHATGI, A. “Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems”, *Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2001.
- [16] NASCIMENTO, K. V. *Metodologia de Analise de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Sincronos Distribuidos*. M.sc, Escola de Engenharia de São Carlos, São Paulo, SP, Brasil, 2013.
- [17] IN URBAN POLICIES STRATEGIC, P. P., FOR LONG-TERM EXPANSION, C. A. *Deliverable 4.1: State-of-the-art on dispersed power generation: publication review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks*. Intelligent Energy, 2007.
- [18] “IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers”. 2000. Disponível em: <<ieeexplore.ieee.org>. [Online; acessado em 01-Jun-2016].
- [19] “IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers”. 2003. Disponível em: <<ieeexplore.ieee.org>. [Online; acessado em 01-Jun-2016].
- [20] SHAYANI, R. *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. D.sc, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil, 2010.
- [21] ANEE. *IEEE recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems*. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000.
- [22] PVPS, I. *Risk Analysis of Islanding of Photovoltaic Power Systems within low Voltage Distribution Networks*. International Energy Agency, USA, 2002. Report IEA-PVPS T5-08: 2002.
- [23] ANEEL. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2012.

- [24] ANEEL. *Caderno Temático ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2016.
- [25] ALSAC, O., STOTT, B. ““Optimal Load Flow with Steady State Security””, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-93, pp. 745–751, May/June 1974.
- [26] RAHMAN, T., RAHIM, S., MUSIRIN, I. “Optimal allocation and sizing of embedded generators”, *Power and Energy Conference, 2004. PECon 2004. Proceedings. National*, 2004.
- [27] KARIMI-ZARE, P., SEIFI, H. “Maximum allowable penetration level determination of a DG in a distribution network”, *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International*, 2012.
- [28] DASAN, S., RAMALAKSHMI, S., DEVI, R. K. “Optimal siting and sizing of hybrid Distributed Generation using EP”, *Power Systems, 2009. ICPS '09. International Conference on*, 2009.
- [29] HUSSAIN, I., ROY, A. K. “Optimal size and location of distributed generations using Differential Evolution (DE)”, *Computational Intelligence and Signal Processing (CISP), 2012 2nd National Conference on*, 2012.
- [30] PANDI, V. R., ZEINELDIN, H., XIAO, W. “Determining Optimal Location and Size of Distributed Generation Resources Considering Harmonic and Protection Coordination Limits”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, pp. 1245 – 1254, 2012.
- [31] OCHOA, L. *Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos*. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista.
- [32] PIRES, B. A. S. *Maximização da Penetração da Geração Distribuída Através do Algoritmo de Otimização Nuvem de Partículas*. M.sc, Faculdade de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, Brasil, 2011.
- [33] RYLANDER, M., SMITH, J. *Comprehensive Approach for Determining Distribution Network Hosting Capacity for Solar PV*. 2nd International Workshop on Integration of Solar Power Into Power Systems, Lisbon, Portugal, November 2012.

- [34] RYLANDER, M., SMITH, J., SUNDERMAN, W. ““Streamlined Method for Determining Distribution System Hosting Capacity””, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 52, n. 1, January/February 2016.
- [35] WANG, S., CHEN, S., GE, L., et al. ““Distributed Generation Hosting Capacity Evaluation for Distribution Systems Considering the Robust Optimal Operation of OLTC and SVC””, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 7, n. 3, July 2016.
- [36] HARRISON, G. P., PICCOLO, A., WALLACE, A. R. ““Distributed Generation Capacity Evaluation Using Combined Genetic Algorithm and OPF””, *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, v. 8, n. 2, 2007.
- [37] ROSSI, M., VIGANÒ, G., , et al. *Hosting Capacity of Distribution Networks: Evaluation of the Network Congestion Risk Due to Distributed Generation*. International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Taormina, Italy, August 2015.
- [38] TYASTUTI, R., HARIYANTO, N., KHAIRUDIN, M. N., et al. *A Genetic Algorithm Approach Determining Simultaneously Location and Capacity Distributed Generation n Radial Distribution System*. International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI), Denpasar, Indonesia, December 2015.
- [39] TYASTUTI, R., HARIYANTO, N., NURDIN, M., et al. *Sizing of Photovoltaic Power and Storage System for Optimized Hosting Capacity*. 16th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (E3/EIC), Florence, Italy, June 2016.
- [40] OLIVEIRA, T., BONATTO, B., FILHO, J., et al. *Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário*. Anais do XI Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE, Campina Grande, Brasil, 2015.
- [41] SANTOS, I., ISSA, L. *Calculando a Capacidade de Hospedagem da Rede com Vistas à Inserção de Geração Distribuída no Tocante às Distúrcões Harmônicas*. Anais do XI Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE, Uberlândia, Brasil, 2014.
- [42] “THE MATWORKS”. Disponível em: <www.matlab.com>. [Online; acessado em 01-Ago-2016].

- [43] CHIS, M. M. A., SALAMA, S., JAYARAM. ““Capacitor Placement in Distribution Systems Using Heuristic Search Strategies””, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 144, pp. 225–230, 1997.
- [44] DA SILVA, L. G. W. *Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica*. D.sc, UNESP, Ilha Solteira, SP, Brasil, 2005.
- [45] ANEEL. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2015.

Apêndice A

Ferramentas Computacionais

A.1 Inteligência Artificial - Algoritmo Genético

Os Algoritmos Genéticos faz parte dos “Algoritmos Evolucionários” baseados em inteligência artificial ou meta-heurística inspirados em processos natural de evolução e são utilizados na solução de problemas genéricos.

Desenvolvido por John Holland e outros pesquisadores na Universidade de Michigan nos anos 60. Algoritmo Genético são algoritmos matemáticos inspirados nos mecanismos de evolução natural e recombinação genética. Este algoritmo apresentam grande destaque na solução de problemas os quais outras técnicas encontram dificuldades, por exemplo, problemas com espaços de busca complexos ou grandes inviabilizando o uso de técnicas convencionais.

Estruturalmente o AG baseiam-se na geração de uma população formada por um conjunto aleatório de indivíduos que representam possíveis soluções e é constituído por 3 estágios a partir de uma população inicial aleatória:

- avaliação de cada cromossoma, - processo de seleção dos cromossomas para reprodução - aptidão; - manipulação genética, cruzamento e mutação, para criação de uma nova população.

O cromossoma representa um modelo e é através dele que é realizado um mapeamento de possíveis soluções em uma estrutura de dados possível de ser manipulada computacionalmente. Ao fim de cada ciclo diz-se que uma geração ocorreu.

No presente estudo, os “genes” contidos no cromossoma representam a capacidade de geração distribuída possível de ser instalada em um barramento do sistema em estudo. O processo de seleção é desenvolvido de forma a privilegiar a sobrevivência dos mais aptos, ou seja, que apresentam melhores avaliações. A aptidão do indivíduo (fitness) é proporcional à probabilidade dele ser selecionado e contribuir para criação de descendentes para próxima geração, para isso esses indivíduos sofrem modificações de suas características através de cruzamentos, mutações e recombinações. A codificação do indivíduos é por muitos autores considerada a etapa mais crítica da formulação do problema pois sua escolha é fundamental para o desempenho, ou seja, suas vantagens e desvantagens devem ser analisadas tendo em vista a aplicação desejada e comumente são do tipo: real ou binária. Inicialmente, Holland propôs o uso de cadeias binária para representar um cromossomo, denominada codificação binária ou clássica. Essa representação apresenta uma abordagem discreta do domínio do problema.

A representação com valores reais veio a ser utilizada mais tarde, em 1989, com Davis em problemas com espaço de busca muito grande e complexo, com uma abordagem continua. Nesta, o tamanho do indivíduo é o mesmo do vetor solução onde cada gene representa uma variável do problema e esses devem possuir seus intervalos estabelecidos pelo projetista, baseado no problema em questão.

Segundo pesquisa realizada autores mostram que as maiores vantagens do uso da codificação real frente a binária está no fato de que o aumento do domínio do problema não sacrifica a precisão da solução. Bem como, em cadeias grandes a codificação real é superior pois utilizando a codificação binária é necessário converter valores para se obter o fitness do indivíduo.

A figura [A.1](#) apresenta o funcionamento de um algoritmo genético.

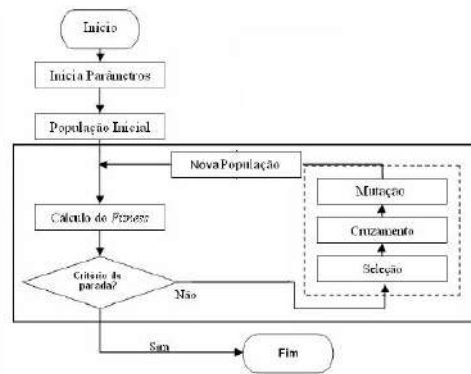


Figura A.1: Fluxograma Geral do Algoritmo Genético

A.1.1 Operadores Genéticos

São responsáveis em transformar a população de indivíduos para as próximas gerações. Os operadores genéticos são importantes e necessários para que as populações se diversifiquem mantendo as características adaptativas de gerações anteriores, sendo eles: seleção, cruzamento e mutação.

A.1.2 Seleção

O processo de seleção dos indivíduos se assemelha ao processo de seleção natural presente na natureza na qual o melhor sobrevive. Nesta operação seleciona-se os indivíduos que serão base para a construção da população da próxima geração, através de cruzamentos e mutações. De maneira resumida, a escolha é feita tendo como base a aptidão de cada indivíduo, ou seja, a fitness. Desta forma ocorre um processo de seleção natural onde os indivíduos mais aptos, ou melhor qualificados possuem mais chances de serem selecionados. A seleção dos indivíduos é feita associando a cada membro da população um valor absoluto dado pela função de aptidão onde a entrada são os genes do indivíduo, ou seja, suas características e a saída é sua aptidão. Ao associar a cada membro da população um valor de fitness, obtém-se um subconjunto de indivíduos para população atual que servira de base para a obtenção da próxima geração. Métodos como do Torneio, da Roleta e Amostragem Universal Estocastica bem como a técnica do Elistismo são utilizados para solução seleção dos

indivíduos em Algoritmos Genéticos.

A.1.3 Elitismo

O elitismo é utilizado como garantia de que os n melhores elementos da população serão transferidos para a população seguinte antes de que qualquer outro método de seleção ocorra. Ou seja, esta técnica contorna a possibilidade de que os melhores indivíduos sejam descartados, o que pode ocorrer em qualquer método.

A.1.4 Roleta

Neste método indivíduos mais aptos, de acordo com sua função fitness, possuem maiores chances de serem selecionados. Seu nome deriva de um sorteio aleatório em uma roleta no qual os setores de cada indivíduos são proporcionais a aptidão calculada e desta forma, a roleta (Figura A.2) é girada quantas forem necessárias para obtenção do número requerido de indivíduos para o cruzamento e a mutação.

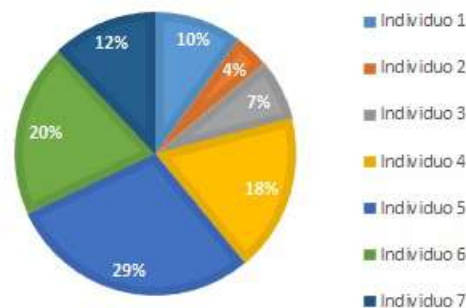


Figura A.2: Simbologia do Método da Roleta

A.1.5 Torneio

Neste, n indivíduos da população são selecionados aleatoriamente e dentre eles aquele com maior aptidão é selecionado para a população intermediária, repetindo até que a população intermediária seja preenchida. Segundo estudiosos, normalmente são utilizados de 3 a 4 indivíduos para a disputa do torneio. Este método não exige comparação entre todos os indivíduos da população e não há geração de

população de super indivíduos pois a chance do indivíduo de maior e menor grau de aptidão ser selecionado em um torneio é a mesma

A.1.6 Amostragem Universal Estocastica

A.1.7 Cruzamento

Este operador é considerado o operador genético predominante pois é através do cruzamento ou crossover que são gerados novos indivíduos ("filhos") misturando características dos "pais", mistura realizada buscando imitar a reprodução de genes em células.

No crossover trechos das características de um indivíduo são trocados por trechos equivalentes de outros resultando em um indivíduo que combine as melhores características dos seus "pais", usados como base.

Pode ser utilizado de diversas maneiras, sendo essas as mais importantes:

- um-ponto: é escolhido um ponto de cruzamento e a partir deste as informações genéticas são trocadas. As informações anteriores a este ponto em um dos pais são ligadas às informações posteriores à este ponto no outro pai, conforme mostra a figura [A.3](#).

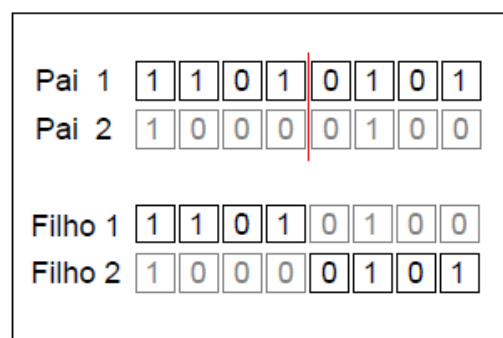


Figura A.3: Cruzamento em um ponto

- multi-pontos: generalizando a ideia de troca de material genético por pontos onde diversos pontos podem ser utilizados.

- uniforme: não utiliza pontos de cruzamento, mas determina, através de um parâmetro global, qual a probabilidade de cada variável ser trocada entre os pais.

Quanto maior for a probabilidade de cruzamento mais rapidamente novas estruturas são introduzidas na população porém um valor muito alta pode retirar da população indivíduos com boas aptidões e um valor muito baixo acarreta em um algoritmo lento.

A probabilidade de cruzamento deve ser muito maior do que a probabilidade de mutação, uma vez que é considerado o parametro genético predominante.

A.1.8 Mutação

Considerado o operador secundário este consiste em inverter cada bit do cromossoma com uma probabilidade de mutação muito baixa.

A mutação é aplicada depois do cruzamento em todos os descendentes, sendo necessária para introdução e manutenção da diversidade genética da população, introduzindo assim elementos novos para a população e assegurando que a probabilidade de se chegar a qualquer ponto do espaço nunca será nula, além de contornar os problemas de mínimos/máximos locais pois este mecanismo é capaz de alterar levemente a direção de busca.

Uma baixa probabilidade de mutação possibilita ao algoritmo chegar a qualquer valor no espaço de busca e uma probabilidade muito alta torna a busca essencialmente aleatória.

Apêndice B

Dados do Sistema de 34 barras

B.1 Dados de Barra

BARRA	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0
2	115	71,25
3	0	0
4	115	71,25
5	115	71,25
6	0	0
7	0	0
8	115	71,25
9	115	71,25
10	0	0
11	115	71,25
12	68,5	42
13	36	22,5

14	36	22,5
15	36	22,5
16	6,75	3,75
17	115	71,25
18	115	71,25
19	115	71,25
20	115	71,25
21	115	71,25
22	115	71,25
23	115	71,25
24	115	71,25
25	115	71,25
26	115	71,25
27	68,5	42,5
28	37,5	24
29	37,5	24
30	37,5	24
31	28,5	18,75
32	28,5	18,75
33	28,5	18,75
34	28,5	18,75

Tabela B.1: Dados de barra do Sistema de 34 barras

B.2 Dados de Linha

De	Para	R (ohm/km)	X (ohm/km)	km
1	2	0,1950	0,0800	0,6
2	3	0,1950	0,0800	0,55
3	4	0,2990	0,0830	0,55
4	5	0,2990	0,0830	0,5
5	6	0,2990	0,0830	0,5
6	7	0,5240	0,0900	0,6
7	8	0,5240	0,0900	0,4
8	9	0,5240	0,0900	0,6
9	10	0,5240	0,0900	0,4
10	11	0,5240	0,0900	0,25
11	12	0,5240	0,0900	0,2
3	13	0,5240	0,0900	0,3
13	14	0,5240	0,0900	0,4
14	15	0,5240	0,0900	0,2
15	16	0,5240	0,0900	0,1
6	17	0,2990	0,0830	0,6
17	18	0,2990	0,0830	0,55
18	19	0,3780	0,0860	0,55
19	20	0,3780	0,0860	0,5
20	21	0,3780	0,0860	0,5
21	22	0,5240	0,0900	0,5
22	23	0,5240	0,0900	0,5
23	24	0,5240	0,0900	0,6

24	25	0,5240	0,0900	0,4
25	26	0,5240	0,0900	0,25
26	27	0,5240	0,0900	0,2
7	28	0,5240	0,0900	0,3
28	29	0,5240	0,0900	0,3
29	30	0,5240	0,0900	0,3
30	31	0,5240	0,0900	0,3
31	32	0,5240	0,0900	0,4
32	33	0,5240	0,0900	0,3
33	34	0,5240	0,0900	0,2

Tabela B.2: Dados de linha do Sistema de 34 barras

Apêndice C

Dados do Sistema de 134 barras

C.1 Dados de Barra

BARRA	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0
2	0	0
3	20,7	8,82
4	0	0
5	34,5	14,695
6	34,5	14,695
7	51,75	22,045
8	34,5	14,695
9	34,5	14,695
10	0	0
11	0	0
12	3,955	1,685
13	34,5	14,695

14	34,5	14,695
15	51,75	22,045
16	20,7	8,82
17	51,75	22,045
18	0	0
19	34,5	14,695
20	51,75	22,045
21	51,75	22,045
22	51,75	22,045
23	0	0
24	1,38	0,59
25	20,7	8,82
26	0	0
27	51,75	22,045
28	0	0
29	34,5	14,695
30	51,75	22,045
31	51,75	22,045
32	51,75	22,045
33	51,75	22,045
34	51,75	22,045
35	0	0
36	5,705	2,43
37	51,75	22,045

38	0	0
39	1,38	1,38
40	0	0
41	34,5	14,695
42	34,5	14,695
43	34,5	14,695
44	51,75	22,045
45	20,7	8,82
46	0,46	0,195
47	51,75	22,045
48	0	0
49	51,75	22,045
50	34,5	14,695
51	51,75	22,045
52	0	0
53	0,55	0,235
54	51,75	22,045
55	34,5	14,695
56	34,5	14,695
57	0	0
58	4,6	1,96
59	51,75	22,045
60	1,75	0,745
61	1,38	0,59

62	2,53	1,08
63	0	0
64	34,5	14,695
65	34,5	14,695
66	1,61	0,685
67	0	0
68	51,75	22,045
69	3,22	1,37
70	51,75	22,045
71	34,5	14,695
72	3,91	1,665
73	0,875	0,37
74	51,75	22,045
75	51,75	22,045
76	51,75	22,045
77	2,715	1,155
78	0	0
79	34,5	14,695
80	51,75	22,045
81	51,75	22,045
82	0	0
83	34,5	14,695
84	34,5	14,695
85	51,75	22,045

86	51,75	22,045
87	34,5	14,695
88	34,5	14,695
89	20,7	8,82
90	0	0
91	51,75	22,045
92	0	0
93	10,81	4,605
94	34,5	14,695
95	0	0
96	2,76	1,175
97	10,81	4,605
98	0	0
99	34,5	14,695
100	51,75	22,045
101	51,75	22,045
102	34,5	14,695
103	0	0
104	34,5	14,695
105	34,5	14,695
106	49,91	21,26
107	0	0
108	0	0
109	51,75	22,045

110	51,75	22,045
111	34,5	14,695
112	13,8	5,88
113	0	0
114	0	0
115	13,8	5,88
116	13,8	5,88
117	13,8	5,88
118	13,8	5,88
119	0	0
120	25,3	10,78
121	13,8	5,88
122	0	0
123	0	0
124	7,13	3,035
125	20,7	8,82
126	7,13	3,035
127	7,13	3,035
128	0	0
129	20,7	8,82
130	0	0
131	51,75	22,045
132	0	0
133	51,75	22,045

134	51,75	22,045
-----	-------	--------

Tabela C.1: Dados de barra do Sistema de 34 barras

C.2 Dados de Linha

De	Para	R (ohm/km)	X (ohm/km)	km
1	2	0,000367889	0,000479556	900,0000
2	3	0,00105	0,00053	50,0000
2	4	0,000368	0,00048	100,0000
4	5	0,0003675	0,00048	40,0000
5	6	0,00368	0,004795	20,0000
6	7	0,00368	0,004795	20,0000
7	8	0,00368	0,004795	20,0000
8	9	0,00037	0,00048	10
9	10	0,000368	0,00048	50
10	11	0,001597	0,000527	100
11	12	0,001596667	0,000526667	60
12	13	0,001596667	0,000526667	30
13	14	0,0015975	0,00052625	160
11	15	0,001596667	0,000526667	30
15	16	0,0016	0,00053	10
16	17	0,001595	0,000525	20
17	18	0,0015975	0,0005275	40
18	19	0,00105	0,00053	40
19	20	0,00105	0,00053	50

18	21	0,00105	0,00053	150
10	22	0,000366667	0,00048	30
22	23	0,000368571	0,00048	70
23	24	0,001598	0,000526	50
24	25	0,001595	0,000525	20
25	26	0,001596667	0,000526667	30
26	27	0,000525	0,000265	120
27	28	0,0021	0,00106	20
28	29	0,00105	0,00053	20
29	30	0,0252	0,01272	5
28	31	0,00084	0,000424	25
26	32	0,000531667	0,000175	60
32	33	0,0002	0,000065	40
33	34	0,001995	0,00066	20
23	35	0,00037	0,00048	10
35	36	0,000368571	0,00048	70
36	37	0,00037	0,00048	10
37	38	0,00037	0,00048	10
38	39	0,000368571	0,00048	70
38	40	0,000368	0,00048	100
40	41	0,001596667	0,000526667	60
40	42	0,001598	0,000526	50
42	43	0,0016	0,00053	10
40	44	0,000366667	0,00048	30

44	45	0,0003675	0,00048	40
38	46	0,000368333	0,00048	60
46	47	0,00037	0,00048	20
47	48	0,0003675	0,000479167	120
48	49	0,000368	0,00048	50
49	50	0,00037	0,00048	20
50	51	0,000367647	0,000479412	170
48	52	0,000368	0,00048	100
52	53	0,001596667	0,000526667	60
53	54	0,001596667	0,000526667	30
54	55	0,001596923	0,000526154	130
52	56	0,001595	0,000525	20
56	57	0,0015975	0,00052625	80
57	58	0,00105	0,00053	50
57	59	0,00105	0,0053	60
59	60	0,00105	0,00053	20
48	61	0,0003675	0,00048	40
61	62	0,00037	0,00048	10
62	63	0,000368	0,00048	50
63	64	0,000696667	0,000526667	30
64	65	0,000695	0,000525	20
65	66	0,000696667	0,000526667	30
66	67	0,000695	0,000525	20
67	68	0,001596667	0,000526667	30

67	69	0,001595	0,000525	20
69	70	0,001595	0,000525	20
67	71	0,000696	0,000526	50
71	72	0,000695	0,000525	40
72	73	0,000695	0,000525	40
73	74	0,000695	0,000525	20
74	75	0,000696364	0,000525455	110
63	76	0,00037	0,00048	20
76	77	0,000366667	0,00048	30
77	78	0,000368	0,00048	50
78	79	0,000368571	0,00048	70
79	80	0,000368571	0,00048	70
80	81	0,000366667	0,00048	30
81	82	0,000366667	0,00048	30
82	83	0,001598	0,000526	50
82	84	0,000368	0,00048	50
84	85	0,000366667	0,00048	30
128	86	0,000366667	0,00048	30
86	87	0,00037	0,00048	20
78	88	0,00273	0,001378	50
78	89	0,000141538	0,000184615	130
89	90	0,000368	0,00048	50
90	91	0,000367778	0,000479444	180
91	92	0,00037	0,00048	20

92	93	0,00105	0,00053	30
92	94	0,00105	0,00053	70
92	95	0,000368	0,00048	100
95	96	0,00105	0,00053	40
95	97	0,00105	0,00053	50
97	98	0,00105	0,00053	60
98	99	0,001597273	0,000526364	110
98	100	0,00105	0,00053	40
100	101	0,00105	0,00053	110
95	102	0,000368333	0,00048	60
102	103	0,0003675	0,00048	40
103	104	0,000696667	0,000526667	30
103	105	0,000696	0,000525333	150
105	106	0,00069619	0,000525238	210
106	107	0,000696667	0,000526667	30
107	108	0,000696	0,000525	100
108	109	0,001597	0,000527	100
109	110	0,001596667	0,000526667	30
110	111	0,001595	0,000525	20
107	112	0,000367647	0,000479412	170
112	113	0,000368182	0,000479091	110
113	114	0,001597273	0,000526364	110
113	115	0,001064667	0,000351	300
115	116	0,001597	0,0005265	200

116	117	0,001597	0,0005265	200
117	118	0,001597	0,0005265	200
90	119	0,00105	0,00053	110
119	120	0,000368571	0,00048	70
120	121	0,000368571	0,00048	70
119	122	0,00105	0,00053	70
122	123	0,001596923	0,000526154	130
123	124	0,001595	0,000525	20
123	125	0,001595	0,000525	20
125	126	0,0015975	0,0005275	40
126	127	0,0015975	0,0005275	40
85	128	0,00037	0,00048	20
128	129	0,00105	0,00053	60
104	130	0,000695714	0,000525714	70
130	131	0,00037	0,00048	20
130	132	0,000696	0,000525	100
132	133	0,000695	0,000525	40
133	134	0,000695	0,000525	40

Tabela C.2: Dados de linha do Sistema de 134 barras