



**Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP**  
**Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas**  
**Campus João Monlevade**

---



**Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos em um  
Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Visando a Redução de Perdas  
Ativas**

**PAULO OTÁVIO DE OLIVEIRA RUMÃO**

João Monlevade, MG

2017

Paulo Otávio de Oliveira Rumão

**Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos em um  
Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Visando a Redução de Perdas  
Ativas**

Monografia apresentada ao Curso  
de Engenharia Elétrica da Universidade  
Federal de Ouro Preto, como requisito  
para graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof<sup>o</sup> Dr. Victor Costa  
da Silva Campos

Coorientador: Prof<sup>o</sup> Dr. Renan  
Fernandes Bastos

João Monlevade, MG

2017

R937a

Rumão, Paulo Otávio de Oliveira.

Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos em um sistema de distribuição de energia elétrica visando à redução de perdas ativas [manuscrito] / Paulo Otávio de Oliveira Rumão. - 2017.

87f.: il.: graf.; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Victor Costa da Silva Campos.  
Coorientador: Prof. Dr. Renan Fernandes Bastos.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia elétrica. 3. Distribuição e controle da energia elétrica. 4. Geração distribuída. 5. Sistema elétrico de potência. I. Campos, Victor Costa da Silva. II. Bastos, Renan Fernandes. III. Universidade Federal de Ouro Preto. IV. Título.



### ATA DE DEFESA

Aos 26 dias do mês de Janeiro de 2017, às 10 horas, no bloco B deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo formando Paulo Otávio de Oliveira Rumão, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Juan Carlos Galvis, Renan Fernandes Bastos, Victor Costa da Silva Campos e Wilingthon Guerra Zvietcovich.

O candidato apresentou a monografia intitulada: Análise do Problema de Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Visando a Redução de Perdas Ativas. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela aprovação do candidato, com a nota média 9,0, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo formando.

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Juan Carlos Galvis	9,0
Renan Fernandes Bastos	9,0
Victor Costa da Silva Campos	9,0
Wilingthon Guerra Zvietcovich	9,0
<b>Média</b>	<b>9,0</b>

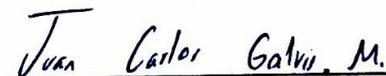
João Monlevade, 26 de Janeiro de 2017.



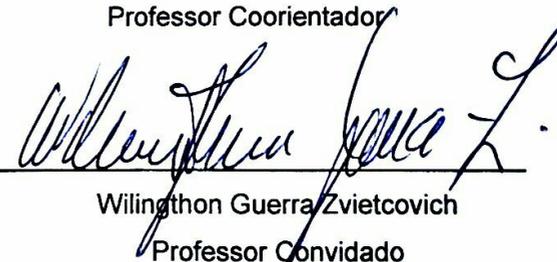
Victor Costa da Silva Campos  
Professor Orientador



Renan Fernandes Bastos  
Professor Coorientador



Juan Carlos Galvis  
Professor Convidado



Wilingthon Guerra Zvietcovich  
Professor Convidado



Paulo Otávio de Oliveira Rumão  
Aluno



## TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado "Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Visando a Redução de Perdas Ativas" é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 30 de janeiro de 2017.

---

Paulo Otávio de Oliveira Rumão

*Dedico este trabalho aos meus pais José Sílvio e Maria das Graças,  
que nunca mediram esforços para que eu chegasse até aqui.*

## **Agradecimentos**

Primeiramente a Deus, por ter me dado saúde e força para superar todas as dificuldades encontradas ao longo da minha caminhada e principalmente por ter me mantido firme para não desistir dos meus sonhos.

Aos meus pais José Sílvia e Maria das Graças por todos os ensinamentos, pelo apoio incondicional durante todo o percurso de minha vida e por sempre estarem ao meu lado nos momentos de fragilidade.

A minha irmã Sílvia pelas sábias palavras em momentos difíceis e pelo companheirismo no dia a dia.

A minha namorada Keytiane, que de forma especial, mesmo fisicamente distante, se fez presente todo o tempo, me apoiando. A ela, que nos momentos de minha ausência dedicados ao estudo se fez entender que o futuro é feito da dedicação no presente.

Aos meus familiares e amigos, que sempre me deram suporte em minhas decisões e estiveram ao meu lado mesmo em meus momentos de ausência.

A Universidade, por me proporcionar um ambiente de constante aprendizado e superação.

Ao meu orientador Dr. Victor Costa da Silva Campos e ao meu coorientador Dr. Renan Fernandes Bastos pelo suporte no pouco tempo que lhe couberam, pelas suas correções, sugestões e incentivos e principalmente por me estenderem a mão no momento em que precisei.

Aos meus colegas de classe, pelas noites mal dormidas em véspera de prova, pelo companheirismo e suporte durante toda a graduação, quando trabalhava e estudava.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

*"Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram conquistadas do que parecia impossível." (Charles Chaplin)*

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>IV</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>VI</b>
<b>RESUMO</b>	<b>VII</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>VIII</b>
<b>1. Introdução</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Objetivos</b>	<b>1</b>
1.1.1 Objetivo Geral	1
1.1.3 Objetivos Específicos	1
<b>1.2 Organização do Trabalho</b>	<b>2</b>
<b>2. Geração Distribuída</b>	<b>4</b>
<b>2.1 Definição</b>	<b>4</b>
<b>2.2 Vantagens e Desvantagens da GD</b>	<b>4</b>
<b>2.3 Tecnologias de Geração Distribuída</b>	<b>5</b>
<b>2.4 Alocação da GD no Sistema de Distribuição</b>	<b>6</b>
2.4.1 Estudos Relacionados	6
2.4.1.1 Métodos Clássicos	6
2.4.1.2 Métodos baseados em análise de sensibilidade	7
2.4.1.3 Métodos Meta-heurísticos	7
2.4.1.4 Métodos Híbridos	8
<b>3. Modelagem dos Elementos de Rede e Fluxo de Potência</b>	<b>11</b>
<b>3.1 Modelagem dos Componentes Elétricos da Rede Elétrica</b>	<b>11</b>
3.1.1 Linhas de distribuição	11
3.1.2 Cargas	11
3.1.3 Geradores Fotovoltaicos	13
3.1.3.1 Curvas de Geração	15
<b>3.2 Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição</b>	<b>17</b>
<b>4. Formulação do Problema</b>	<b>21</b>

<b>4.1 Função Objetivo</b>	<b>21</b>
4.1.2 Função de Avaliação	22
<b>4.2 Restrições Técnicas e Operacionais</b>	<b>23</b>
4.2.2 Fluxo de potência reverso na subestação principal	23
4.2.3 Limite de corrente máxima nas linhas	24
4.2.4 Limites de tensão	24
4.2.5 Limites da Potência por Unidade Geradora	25
4.2.6 Balanço de Potência	25
4.2.7 Custos de Instalação	25
<b>4.3 Variáveis de decisão e codificação</b>	<b>26</b>
<b>4.4. Algoritmos de Otimização</b>	<b>27</b>
4.4.1 Variable Neighborhood Search (VNS)	27
4.4.1.1 Basic VNS	28
4.4.1.2 Descent VNS (VND)	29
4.4.1.3 Reduced VNS (RVNS)	30
4.4.1.4 Variable Neighborhood Decomposition Search (VNDS)	31
4.4.1.5 Heurística para Geração da Solução Inicial	31
4.4.2 Greedy Randomized Adaptive Search Procedures (GRASP)	32
<b>4.4.3 Busca Local</b>	<b>34</b>
4.4.4 GRASP/VNS	36
<b>5. Testes e Resultados</b>	<b>37</b>
5.1 Sistema de 10 barras	38
5.1.1 Um GD – Tipo PV	38
5.1.2 Um GD – Tipo PQ	39
5.1.3 Dois GDs – Tipo PV	39
5.1.4 Dois GDs – Tipo PQ	39
5.1.5 Três GDs – Tipo PV	40
5.1.6 Três GDs – Tipo PQ	42
5.1.7 Quatro GDs – Tipo PV	43
5.1.8 Quatro GDs – Tipo PQ	45
5.2 Sistema de 34 barras	46
5.2.1 Um GD – Tipo PV	47
5.2.2 Um GD – Tipo PQ	48
5.2.3 Dois GDs – Tipo PV	49
5.2.4 Dois GDs – Tipo PQ	49

5.2.5 Três GDs – Tipo PV	50
5.2.6 Três GDs – Tipo PQ	52
5.2.7 Quatro GDs – Tipo PV	53
5.2.8 Quatro GDs – Tipo PQ	55
5.3 Sistema de 70 barras	56
5.3.1 Um GD – Tipo PV	57
5.3.2 Um GD - Tipo PQ	57
5.3.3 Dois GDs – Tipo PV	58
5.3.4 Dois GDs – Tipo PQ	59
5.3.5 Três GDs - Tipo PV	60
5.3.6 Três GDs – Tipo PQ	61
5.3.7 Quatro GDs – Tipo PV	62
5.3.8 Quatro GDs – Tipo PQ	64
<b>6. Conclusões</b>	<b>65</b>
6.1 Trabalhos Futuros	66
<b>Referências</b>	<b>67</b>
<b>Anexo A – Dados dos Sistemas Elétricos</b>	<b>71</b>
A.1 Sistema de 10 barras – 23 kV – 13,075 MVA (12,368 MW + 4,186 MVar)	71
A.2 Sistema de 34 barras – 11 kV – 5,461 MVA (4,636 MW + 2,885 MVar)	71
A.3 Sistema de 70 barras – 12,66 kV – 4,660 MVA (3,802 MW + 2,694 MVar)	72

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Modelo simplificado da linha de distribuição.</i>	11
<i>Figura 2 – Variação de carga ao longo do dia para um sistema real de 394 barras</i>	12
<i>Figura 3 – Curva de carga normalizada</i>	13
<i>Figura 4 – Sistema Fotovoltaico</i>	14
<i>Figura 5 - Curva Real de Radiação Solar</i>	16
<i>Figura 6 – Curva de Potência Gerada pelo Gerador Fotovoltaico</i>	17
<i>Figura 7 - Parte utilizada da curva de carga</i>	22
<i>Figura 8 - Parte utilizada da curva de geração</i>	22
<i>Figura 9 - Exemplo de codificação para o modelo de alocação ótima da GD</i>	26
<i>Figura 10 - Codificação da alocação ótima da GD com representação da potência nominal</i>	27
<i>Figura 11 – Exemplo de solução inicial gerada pela heurística</i>	32
<i>Figura 12 – a) Busca Local Não Agressiva, b) Busca Local Agressiva</i>	35
<i>Figura 13 – Sistema de 10 barras</i>	38
<i>Figura 14 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 10 barras</i>	38
<i>Figura 15 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras</i>	39
<i>Figura 16 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras</i>	40
<i>Figura 17 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 2 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 10 barras</i>	40
<i>Figura 18 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras</i>	42
<i>Figura 19 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras</i>	43
<i>Figura 20 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 3 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 10 barras</i>	43
<i>Figura 21 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras</i>	45
<i>Figura 22 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras</i>	46
<i>Figura 23 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 4 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 10 barras</i>	46
<i>Figura 24 – Sistema de 34 barras.</i>	47
<i>Figura 25 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 34 barras</i>	48
<i>Figura 26 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PQ) no sistema de 34 barras</i>	48
<i>Figura 27 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 1 GD (tipo PV e PQ) no sistema de 34 barras</i>	49
<i>Figura 28 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras</i>	49
<i>Figura 29 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras</i>	50
<i>Figura 30 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 2 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 34 barras</i>	50
<i>Figura 31 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras</i>	52
<i>Figura 32 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras</i>	52
<i>Figura 33 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 3 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 34 barras</i>	53
<i>Figura 34 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras</i>	55
<i>Figura 35 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras</i>	55

<i>Figura 36 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 4 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 34 barras</i>	<i>56</i>
<i>Figura 37 – Sistema de 70 barras</i>	<i>56</i>
<i>Figura 38 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 70 barras</i>	<i>57</i>
<i>Figura 39 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PQ) no sistema de 70 barras</i>	<i>58</i>
<i>Figura 40 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 1 GD (tipo PV e PQ) no sistema de 70 barras</i>	<i>58</i>
<i>Figura 41 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras</i>	<i>59</i>
<i>Figura 42 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras</i>	<i>59</i>
<i>Figura 43 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 2 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 70 barras</i>	<i>59</i>
<i>Figura 44 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras</i>	<i>61</i>
<i>Figura 45 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras</i>	<i>62</i>
<i>Figura 46 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 3 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 70 barras</i>	<i>62</i>

## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Principais tecnologias utilizadas na geração distribuída, segundo Ackermann.</i>	5
<i>Tabela 2 - Classificação da tensão de leitura para sistemas que operam na faixa delimitada por <math>1 \text{ kV} &lt; V_{\text{referência}} &lt; 69 \text{ kV}</math>.</i>	24
<i>Tabela 3 – Resultados para alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 10 barras</i>	38
<i>Tabela 4 - Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras</i>	39
<i>Tabela 5 - Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras</i>	39
<i>Tabela 6 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras</i>	41
<i>Tabela 7 - Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras</i>	42
<i>Tabela 8 - Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras</i>	43
<i>Tabela 9 – Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras</i>	45
<i>Tabela 10 – Resultados para alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 34 barras</i>	47
<i>Tabela 11 - Resultados para alocação de 1 GD (tipo PQ) no sistema de 34 barras</i>	48
<i>Tabela 12 – Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras</i>	49
<i>Tabela 13 - Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras</i>	50
<i>Tabela 14 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras</i>	50
<i>Tabela 15 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras</i>	52
<i>Tabela 16 – Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras</i>	53
<i>Tabela 17 - Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras</i>	55
<i>Tabela 18 - Resultados para alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 70 barras</i>	57
<i>Tabela 19 – Resultados para alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 70 barras</i>	57
<i>Tabela 20 – Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras</i>	58
<i>Tabela 21 – Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras</i>	59
<i>Tabela 22 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras</i>	60
<i>Tabela 23 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras</i>	62
<i>Tabela 24 – Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras</i>	63
<i>Tabela 25 - Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras</i>	64
<i>Tabela 26 - Dados do sistema de 10 barras</i>	71
<i>Tabela 27 - Dados do sistema de 34 barras</i>	71
<i>Tabela 28 - Dados do sistema de 70 barras</i>	72

## RESUMO

A introdução da Geração Distribuída (GD) no sistema elétrico de potência (SEP) apresenta várias vantagens para o sistema, como a melhoria no perfil de tensão, a redução das perdas elétricas e a melhoria nos índices de estabilidade do sistema. Muitos estudos foram realizados ao longo da última década com o intuito de alocar e dimensionar a GD no sistema elétrico com objetivos distintos, utilizando-se da otimização matemática para encontrar a solução ótima. O presente trabalho tem como objetivo analisar o problema da alocação e dimensionamento da GD em um sistema de distribuição visando à redução das perdas ativas do sistema. Utiliza-se o método de varredura direta/reversa, juntamente com uma técnica de compensação reativa para cálculo do fluxo de potência do sistema, uma vez que as unidades geradoras conectadas ao sistema são modeladas como barras de tensão controlada PV. Como metodologia, utilizam-se os métodos VNS e GRASP para resolução do problema. Um algoritmo híbrido GRASP-VNS também é utilizado na resolução do problema com o intuito de melhorar a performance das meta-heurísticas isoladas. Os GDs também são modelados como barras do tipo PQ para comparar o efeito da compensação de reativos na redução das perdas ativas. São utilizados três sistemas teste de 10, 34 e 70 barras para a verificação da eficácia da metodologia proposta.

**Palavras-Chaves:** Geração Distribuída, Alocação Ótima, Fluxo de Potência, Sistemas de Distribuição, VNS, GRASP.

## **ABSTRACT**

The inclusion of distributed generation (DG) in electrical power systems (EPS) brings numerous advantages for the system such as voltage profile improvement, reduction in electrical losses and improvement on system stability indices. However, wrong sizing and allocation of DG can turn potential benefits into problems. Many studies have been performed over the last decade in order to well allocate and size DG in the electrical system under different purposes by means of mathematical optimization. This study aims at analyzing the problem of allocation and sizing DG in a distribution system in order to reduce technical losses. The forward / backward sweep method is used along with reactive compensation technique for the calculation of the system power flow, since the generating units connected to the system are modeled as PV type. We use the meta-heuristics VNS and GRASP to solve the problem, and then a combination of both methods (GRASP/VNS) is applied with the objective of improving the meta-heuristics performance. The GD units are also modeled as PQ type bars to compare the effect of the reactive compensation on the loss reduction. Three test systems with 10, 34 and 70 busses are used to validate the proposed methodology.

**Keywords: Distributed Generation, Optimal Allocation, Distribution Networks, Power Flow, VNS, GRASP.**

# 1. INTRODUÇÃO

O crescente aumento na demanda por energia elétrica, aliado às dificuldades de criação de novas centrais hidrelétricas de grande porte e também à desregulamentação do mercado de energia elétrica, impulsionaram o recrudescimento no uso da geração distribuída (GD) em sistemas elétricos de forma definitiva e significativa nas últimas décadas (PEPERMANS, 2005). A inserção da GD nos sistemas elétricos apresenta várias vantagens para o sistema elétrico como a melhoria no perfil de tensão, a redução das perdas elétricas e a melhoria nos índices de estabilidade do sistema (DRIESEN, BELMANS, 2006). Muitos estudos têm sido realizados ao longo dos anos com o intuito de alocar e dimensionar a GD no sistema elétrico com objetivos distintos, como a melhoria no perfil de tensão, a redução das perdas técnicas e outros aspectos relacionados à qualidade de energia elétrica e estabilidade do sistema (WANG, NEHRIR, 2004), (EL-ZONKOLY, 2011), (HIEN, MITHULANANTHAN, BANSAL, 2013). Para se realizar a alocação de GD, processos de otimização são realizados por algoritmos especializados com o intuito de encontrar a melhor solução para a operação do sistema elétrico com incorporação de GD.

## 1.1 Objetivos

Os objetivos desse trabalho podem ser separados em objetivos gerais e específicos.

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral do presente trabalho é alocar e dimensionar geradores distribuídos de forma otimizada para um dado sistema de distribuição visando determinar a situação ótima viável, ou seja, de forma que as perdas ativas sejam minimizadas e as restrições do modelo sugerido não violadas.

### 1.1.3 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desse trabalho podem ser citados:

- análise dos sistemas com modelagem das cargas por modelo de carga real que considera sua variação ao longo do dia;
- utilização de sistemas fotovoltaicos como GDs conectados ao sistema;
- modelagem das unidades geradoras como barras de tensão controlada (tipo PV);
- modelagem das unidades geradoras como barras do tipo PQ;
- levantamento de dados reais de radiação solar a fim de tornar a curva de geração do sistema fotovoltaico mais próxima da situação real;

- implementação de método de varredura direta/reversa para resolver o problema do fluxo de potência nos sistemas analisados;
- implementação de técnica de compensação para barras PV em sistemas de distribuição radial de modo que as unidades geradoras possam ser tratadas como tal quando conectadas ao sistema de distribuição;
- aplicação da análise de desvio de tensão para apoiar a escolha das barras candidatas à conexão da GD;
- implementação do método de força bruta para resolver o problema de alocação e dimensionamento de uma ou múltiplas GDs;
- implementação da meta-heurística “*variable neighborhood search*”(VNS) e suas variações (VNS Básico, VNDS, RVNS) para resolver o problema de alocação e dimensionamento de múltiplas GDs;
- implementação da meta-heurística “*greedy randomized adaptive search procedures*” (GRASP) para resolver o problema de alocação e dimensionamento de múltiplas GDs;
- implementação de método de otimização híbrido baseado nas meta-heurísticas GRASP e VNS para resolver o problema de alocação e dimensionamento de múltiplas GDs; e
- comparação de desempenho das metaheurísticas e do método de otimização híbrido em relação ao método de força bruta assim como realizar a comparação entre os métodos.

## 1.2 Organização do Trabalho

Quanto à organização do trabalho, este está dividido em seis capítulos. No Capítulo 2, são apresentadas as definições de geração distribuída, suas vantagens e desvantagens. Algumas tecnologias utilizadas na geração são destacadas e uma breve revisão do problema de alocação ótima de GD, do ponto de vista dos métodos utilizados, é feita. No Capítulo 3, os modelos dos componentes do sistema de distribuição utilizados no trabalho são evidenciados e uma revisão do método de cálculo de fluxo de potência é realizada. Nesse capítulo são apresentados os dois modelos utilizados para os GDs – tipo PV e PQ. Ainda nesse capítulo, a técnica de compensação para barras PV de sistemas de distribuição radiais é explicada, uma vez que foi utilizada para o cálculo dos fluxos de potência quando os GDs são modelados como barras do tipo PV. No Capítulo 4, apresenta-se o modelo matemático do problema - a função objetivo, o conjunto de restrições e os tipos e limites das variáveis de decisão - assim

como a metodologia aplicada à resolução do problema de alocação e dimensionamento ótimo de uma unidade geradora no sistema de distribuição é discutida. No Capítulo 5, são apresentados os testes e resultados obtidos da aplicação da metodologia proposta e uma comparação entre os resultados para os GDs como tipo PV e PQ é feita. No último capítulo, são apresentadas as conclusões, assim como sugestões para trabalhos futuros.

## **2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

### **2.1 Definição**

Na literatura técnica especializada, é possível encontrar inúmeros termos e conceitos para a Geração Distribuída como “geração dispersa”, “geração descentralizada” e “geração integrada” (ACKERMANN, ANDERSSON e SÖDER, 2001).

De acordo com Táviva e Cadena (2008), a GD pode ser entendida como:

- geração elétrica de pequeno porte, comparada às grandes centrais, podendo ser conectada a diversos pontos do sistema;
- geração conectada diretamente ao sistema de distribuição de energia;
- geração de microescala, instalada nas proximidades de centros consumidores ou diretamente em um unidade consumidora conectada ao sistema elétrico;
- geração produzida por pequenas unidades, com potência ativa inferior a 5MW, alocada no ponto de consumo.

Pode-se notar que as definições são similares em relação à magnitude da potência gerada, geralmente menor do que as unidades convencionais de geração, e à conexão com o sistema elétrico, que normalmente é feita em média e baixa tensão, prevalentes nos sistemas de distribuição e nas cargas.

Para Pepermans (2005), uma fonte de energia pode ser classificada como GD se sua potência gerada não ultrapassa 100 MW e está conectada ao sistema de distribuição.

Nesse sentido, alguns autores propõem uma classificação da GD de acordo com sua potência gerada. De acordo com Ackermann (2001), a GD pode ser classificada de acordo com a potência ativa gerada:

- micro GD – de 1W a 5kW;
- pequena GD – de 5kW a 5MW;
- média GD – de 5MW a 50 MW; e
- grande GD – de 50MW a 300MW.

### **2.2 Vantagens e Desvantagens da GD**

A incorporação da geração distribuída no sistema elétrico, planejada eficazmente, pode agregar diversas vantagens ao sistema. Dentre elas, podem ser citadas a melhoria no perfil de tensão do sistema, a redução das perdas elétricas, o aumento das capacidades residuais dos componentes do sistema elétrico (e.g. redução do fluxo de potência nas linhas), a redução da poluição pelo emprego de fontes renováveis e, conseqüentemente, a postergação

da expansão do sistema elétrico, a redução do preço de energia elétrica pela competição no mercado de energia e o baixo capital de investimento comparado ao custo financeiro das grandes centrais de geração (JORDEHI, 2016).

No entanto, o mau dimensionamento e alocação da GD em um sistema elétrico podem transformar os potenciais benefícios em problemas, a exemplo do aumento das perdas elétricas, das violações de parâmetros de qualidade de energia, da descoordenação e falta de seletividade, da degradação do perfil de tensão, da injeção de harmônicos no sistema, propiciando instabilidade ao sistema (ACHARYA, 2006).

### 2.3 Tecnologias de Geração Distribuída

A geração distribuída não está associada a uma única fonte de energia ou tecnologia. Existem inúmeras tecnologias para a GD, dentre as quais se destacam: painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, microturbinas a gás, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e centrais termelétricas (COLMENAR-SANTOS, 2016).

Ackermann (2001) enumera as tecnologias que se destacam na utilização da GD e informa a capacidade de potência típica encontrada para tais (vide Tabela 1).

**Tabela 1 - Principais tecnologias utilizadas na geração distribuída, segundo Ackermann.**

<b>Tecnologia</b>	<b>Capacidade típica, disponível por módulo</b>
<b>Fontes não-renováveis</b>	
Turbina a gás de ciclo combinado	35 - 400 MW
Motores de combustão interna	5 kW - 10 MW
Turbina de combustão	1 - 250 MW
Microturbinas	35 kW - 1 MW
<b>Fontes renováveis</b>	
Pequena hidroelétrica	1 - 100 MW
Micro hidroelétrica	25 kW - 1 MW
Turbina eólica	200 W - 3MW
Sistema Fotovoltaico	20 W - 100 kW
Térmica solar, receptor central	1 - 10 MW
Biomassa	100 kW - 20 MW
PAFC(*)	200 kW - 2 MW
MCFC(*)	250 kW - 2 MW
PEFC(*)	1 kW - 250 kW
SPFC(*)	250kW - 5 MW
Geotérmica	5 - 100 MW
Energia oceânica	100 kW - 1 MW

Motor ciclo Stirling	2 - 10 kW
----------------------	-----------

(\*) refere-se aos tipos de célula combustível

Fonte: (ACKERMANN, 2001)

## **2.4 Alocação da GD no Sistema de Distribuição**

O tipo, a capacidade e a localização dos geradores distribuídos presentes no sistema de distribuição podem afetar os aspectos técnicos, econômicos e ambientais do sistema de forma significativa (PALIWAL, 2014). O problema de se determinar o melhor tipo de GD aliado à especificação do seu dimensionamento mais apropriado para ser instalado na localização mais adequada do sistema é referido como “problema de alocação da GD” (DEHGHANIAN, 2013), (DEVI, 2014).

### **2.4.1 Estudos Relacionados**

O problema de alocação da GD, do ponto de vista da otimização, trata-se de um problema complexo, não-linear, com grande número de restrições, o que faz da busca pela solução ótima uma tarefa árdua. Geralmente, os métodos empregados para a solução do problema de alocação podem ser divididos em quatro categorias (JORDEHI, 2016):

#### **2.4.1.1 Métodos Clássicos**

Utilizam algoritmos de otimização clássica, baseados em programação linear e não-linear para resolver o problema de alocação. Sfikas (2015) trata o problema de alocação da GD como não-linear e utiliza o método de programação sequencial quadrática para resolvê-lo, considerando casos em que a GD se encontra conectado ao sistema elétrico, assim como casos em que a GD está alimentando uma carga isolada do sistema, utilizando um modelo com duas funções objetivo: (i) minimização das perdas anuais e; (ii) minimização do custo de energia.

Wang (2014) formula o problema da alocação de GD para o problema de planejamento de micro redes como um problema de programação inteira-mista (PIM) considerando incertezas relacionadas à potência gerada pela GD e ao consumo pelas cargas, com o objetivo de minimizar os custos e maximizar os lucros das companhias distribuidoras de energia elétrica. Normalmente, os métodos clássicos necessitam de algumas condições como a linearidade e a continuidade da função objetivo, o que normalmente não é integralmente atendido quando se trata de problema do mundo real.

Zulpo (2014) propõe um modelo que visa determinar a alocação e injeção ótima de potência ativa e reativa de geradores distribuídos com o objetivo de diminuir as perdas ativas assim como os desvios de tensão em cada barra. Devido à variabilidade de carga no sistema de distribuição, a carga é dividida em três níveis, considerando a potência média para cada patamar. Nesse trabalho, emprega-se programação não linear com derivadas descontínuas

para resolver o modelo do sistema elétrico de potência. O sistema utilizado para testes nesse trabalho é o sistema teste IEEE de 33 barras.

#### **2.4.1.2 Métodos baseados em análise de sensibilidade**

São baseados em índices de sensibilidade e, para o problema de alocação de GD, visam identificar as barras mais sensíveis, sendo estas as mais indicadas para a alocação da GD. Murty e Kumar (2015) propõem um novo índice de estabilidade de tensão (“*voltage stability index*” - VSI) a fim de determinar a melhor localização para se alocar GDs em um sistema de distribuição puramente radial considerando o aumento do consumo de carga com o objetivo melhorar o perfil de tensão e minimizar perdas elétricas.

#### **2.4.1.3 Métodos Meta-heurísticos**

São atualmente os mais utilizados na resolução do problema de alocação da GD. As meta-heurísticas são abordagens geralmente estocásticas, baseadas em transições probabilísticas, e em alguns casos determinísticas, inspiradas principalmente em comportamentos de sistemas físicos, químicos, sociais ou biológicos, demonstrando serem efetivas para a solução do problema de alocação da GD.

Celli, et. al. (2005) propõem uma formulação multi-objetivo para determinar a localização e capacidade ótima da geração distribuída em sistema de distribuição existente visando minimizar os custos de expansão, as perdas de potência, os custos de energia não suprida e os custos de energia requerida por consumidores. A técnica proposta nesse trabalho é baseada em um Algoritmo Genético (“*Genetic Algorithm*” – GA) e um método de restrições  $\xi$  que permite obter um conjunto de “*noninferior solutions*”.

César (2009) propõe uma solução para o problema de alocação de uma unidade de geração distribuída em um sistema de distribuição utilizando uma máquina assíncrona com base na análise multicritério. O método utilizado nesse trabalho foi o de Bellman-Zadeh, que se trata de uma abordagem de tomada de decisão em ambiente “*Fuzzy*” com o objetivo de determinar a melhor conexão dos geradores distribuídos entre 10 barras previamente selecionadas, onde foram analisadas as perdas, a oscilação de tensão e o nível de curto-circuito, estabelecendo relação de prioridade entre os mesmos. Para comparar a hierarquia dos pontos selecionados pelo método de Bellman-Zadeh, César (2009) utilizou o Método do Operador Somatório, estudando também a forma como esses dois métodos consideram os pesos dos índices a serem otimizados. Através dos resultados obtidos, observa-se que a conexão da GD, em qualquer barra, contribui para diminuição das perdas e elevação da tensão.

Pires (2011) propõe uma metodologia para auxiliar na definição da máxima potência ativa injetada em barras pré-definidas das redes de distribuição, de modo que as perdas após a inserção da GD não superem as perdas do caso base, ou seja, sem a presença da GD. O algoritmo utilizado nesse trabalho se baseia no método numérico de Otimização Enxame de Partículas (“*Particle Swarm Optimization*” - PSO), aplicado ao estudo de fluxo de carga convencional e ao fluxo de carga ótimo para maximização da penetração da geração distribuída. Para fins de testes e validação do algoritmo, foram utilizadas uma rede teste IEEE com 14 barras e uma rede real do estado do Rio Grande do Norte com 32 barras. O PSO se mostrou sensível, levando, em alguns casos, ao insucesso na busca da solução, inviabilizando sua integração ao algoritmo de fluxo de potência ótimo, ao contrário do método de Newton-Raphson que obteve resultados satisfatórios e pôde ser integrado ao algoritmo de otimização, desenvolvido com base no PSO. Deste modo valores máximos de potência ativa injetada pelos geradores distribuídos foram obtidos em termos de percentuais em relação à demanda de potência ativa na rede.

Coelho et. al. (2013) propõem um método para determinar a alocação e dimensionamento ótimos de GDs em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica utilizando uma técnica metaheurística baseada na ecolocalização de morcegos visando à redução das perdas ativas. Esta técnica, que ainda é pouco utilizada no contexto de otimização em sistemas elétricos é comparada com outros métodos conhecidos na literatura para verificar a eficiência do mesmo. Para testes, foram utilizados dois sistemas, sendo um com 33 barras e outro com 69 barras. Os resultados mostram que o método é eficiente, apresentando menores perdas do que os outros métodos comparados.

Kansal (2013) utiliza o método PSO para resolver o problema de alocação e dimensionamento de GDs em sistemas de distribuição com o objetivo de minimizar as perdas do sistema, considerados diferentes tipos de GDs como, sistemas fotovoltaicos, células combustível e máquinas síncronas. Dehghanian et. al (2013) utilizam a meta-heurística NSGAI (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) para resolver o problema de alocação ótima da GD aplicada ao conceito de otimização multi-objetiva. Os objetivos considerados nesse trabalho são: custo total de instalação das GDs, perdas elétricas e custos de interrupção.

#### **2.4.1.4 Métodos Híbridos**

Consistem na combinação/mescla de duas ou mais estratégias motivados pela exploração das melhores características individuais de cada um deles. Por exemplo, pode se aplicar uma análise de sensibilidade para determinar a melhor localização das unidades de GD

e, posteriormente, um algoritmo clássico ou meta-heurística para se determinar o dimensionamento ótimo de cada unidade de GD.

Borges e Falcão (2006) propõem uma metodologia para determinar a localização e dimensionamento ótimo de GDs em um sistema de distribuição visando minimizar as perdas e ao mesmo tempo garantir uma margem de estabilidade e melhorar o perfil de tensão. A técnica utilizada é uma combinação do GA com métodos para avaliar os impactos da GD no sistema, onde as perdas e o perfil de tensão são avaliados por um método baseado em fluxo de potência para redes radiais e os índices de estabilidade são analisados por método analítico modificado para trabalhar com múltiplos geradores.

Silva et. al. (2012) propõem um método para determinar a localização e dimensionamento ótimo de um ou múltiplos geradores distribuídos, visando a redução de perdas e aumento da margem de estabilidade. A localização ótima da GD é feita identificando as barras mais sensíveis em relação à estabilidade de tensão utilizando o método da continuação e análise nodal, enquanto o dimensionamento é realizado por meio do Fluxo de Potência Ótimo através da minimização das perdas ativas. Para testes e validação do método, foi utilizado o sistema teste IEEE 30 barras. O método proposto apresenta resultados satisfatórios e se mostra eficiente, reduzindo as perdas de potência ativa, aumentando a margem de estabilidade e melhorando o perfil de tensão na rede.

Moradi e Abedini (2012) propõem um novo algoritmo combinando o GA com PSO com o objetivo de determinar a localização e capacidade ótimas de geradores distribuídos em um sistema de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de minimizar as perdas de potência e melhorar a regulação de tensão, onde a capacidade é resolvida pelo GA e a localização por PSO. Duas redes, uma com 33 e outra com 69 barras foram utilizadas para testar e validar o novo algoritmo. Os resultados obtidos foram comparados com o GA e PSO isolados, mostrando uma maior eficácia do algoritmo combinado GA/PSO relação aos outros.

Prado (2013) propõe um algoritmo para determinar o ponto ideal para conexão de um determinado tipo de GD previamente definido, visando a redução de perdas ativas, baseando-se no Algoritmo Genético de Chu-Beasley, incorporando a técnica de índices de sensibilidade, conhecida como Incremental Transmission Losses (ITL) para melhorar o desempenho do algoritmo. Para validação do método, foram utilizados quatro sistemas para testes, com 10, 34, 70 e 126 nós. Os resultados foram comparados o método de busca exaustiva. Observa-se que para sistemas pequenos, o algoritmo utilizado nesse trabalho apresenta tempo de convergência maior do que o método de busca exaustiva, porém com o aumento da

complexidade do sistema, o algoritmo se mostra eficaz e de rápida convergência em relação ao método de busca exaustiva.

Kayal e Chanda (2013) propõem um novo método multi-objetivo otimização por enxame de partículas aplicando a técnica de agregação ponderada dinâmica para minimizar as perdas e melhorar o perfil de tensão em um sistema de distribuição. Os modelos utilizados foram de turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos. Além disso, um novo fator de estabilidade de tensão (VSF) é desenvolvido nesse trabalho para medir o nível de estabilidade de tensão em diferentes barras e quantificar a estabilidade de tensão no sistema em geral.

Kaur, Kumbhar e Sharma (2014) tratam o problema de alocação e dimensionamento de GDs como não linear e não convexo resolvendo um problema de programação não linear inteiro misto (MINLP), onde o problema é dividido em duas etapas: “*Siting planning Model*” (SPM) e “*Capacity Planning Model*”(CPM). A primeira etapa visa selecionar as barras candidatas para alocação das GDs baseando-se em sensibilidade combinada de perdas (“*Combined Loss Sensitivity*” - CLS). A segunda etapa, que determina a alocação e o dimensionamento das GDs utiliza a integração da programação quadrática sequencial e “*branch-and-bound*” para resolver o problema. (DEVI, 2014).

### 3. MODELAGEM DOS ELEMENTOS DE REDE E FLUXO DE POTÊNCIA

Na presente seção, são apresentados os modelos das linhas de distribuição, cargas e unidades geradoras, utilizados para o cálculo do fluxo de potência, assim como uma revisão do método de fluxo de potência utilizado. Também é explicada a técnica de compensação de potência reativa, necessária para o controle da tensão nas barras que tem unidades geradoras alocadas.

#### 3.1 Modelagem dos Componentes Elétricos da Rede Elétrica

##### 3.1.1 Linhas de distribuição

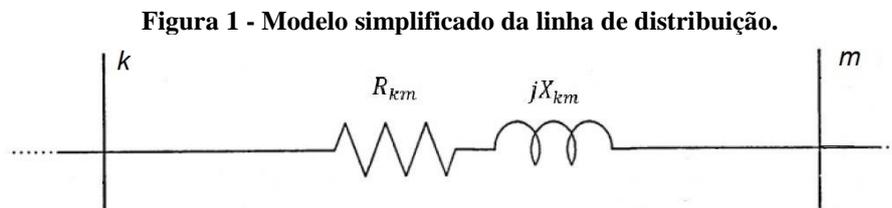
As linhas de distribuição trifásicas equilibradas, quando admitidas como linhas curtas devido ao seu comprimento médio inferior a 50 milhas, podem ser representadas apenas por uma impedância série entre as barras, mostrada na Figura 1 e dada por:

$$Z_{km} = R_{km} + jX_{km} \quad (1)$$

em que:

$R_{km}$  – é a resistência série;

$X_{km}$  – é a reatância série;



Nesse trabalho, as linhas de distribuição são adotadas como linhas curtas e, portanto, são representadas pela impedância série entre as barras.

##### 3.1.2 Cargas

Para a aplicação do fluxo de potência no sistema de distribuição, as cargas podem ser representadas por modelos estáticos. As formas mais comuns de modelos estáticos são os modelos de impedância constante, corrente constante e potência constante (FARAG, 2011). Essas três formas de representação podem ser combinadas em um único modelo - o modelo de carga polinomial ou modelo ZIP – descrito pelas Eqs. 2-4.

$$P_k = P_0 \left[ \alpha_{Zp} \left( \frac{V_k}{V_0} \right)^2 + \beta_{Ip} \left( \frac{V_k}{V_0} \right) + \gamma_{Pp} \right] \quad (2)$$

$$Q_k = Q_0 \left[ \alpha_{Zq} \left( \frac{V_k}{V_0} \right)^2 + \beta_{Iq} \left( \frac{V_k}{V_0} \right) + \gamma_{Pq} \right] \quad (3)$$

$$\alpha + \beta + \gamma = 1 \quad (4)$$

em que:

$V_k$  - é o módulo da tensão na barra  $k$ .

$V_0$  - é a tensão de referência do sistema.

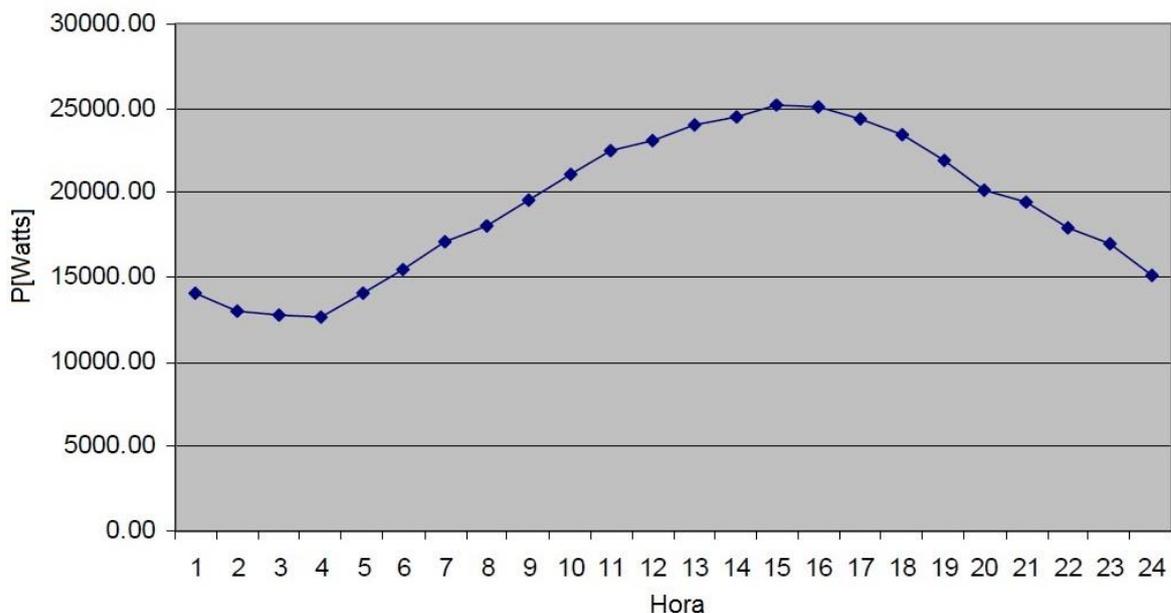
$P_0$  - é a potência ativa nominal.

$Q_0$  - é a potência reativa nominal.

A primeira parcela nas Eqs. 2 e 3 multiplicada pelo fator de ponderação  $\alpha$  representa a componente do modelo de impedância constante, proporcional ao quadrado da tensão. A segunda parcela presente nas Eqs. 2 e 3 e multiplicada pelo fator de ponderação  $\beta$  representa a componente do modelo de corrente constante, proporcional à tensão. E a última parcela multiplicada pelo fator  $\gamma$  representa o modelo de potência constante e, portanto, não varia com a tensão. Os valores utilizados para  $\alpha, \beta$  e  $\gamma$  neste trabalho foram 0,33; 0,33 e 0,34 respectivamente.

Além da utilização do modelo ZIP para representação das cargas, de forma a uma melhor aproximação dos sistemas reais, utilizou-se também uma curva de carga apresentada em (GOLDER, 2006), que representa a variação horária de carga ao longo do dia para um sistema de distribuição real de 394 barras situado na cidade de Binghamton, no estado de Nova Iorque, conforme pode ser visto na Figura 2.

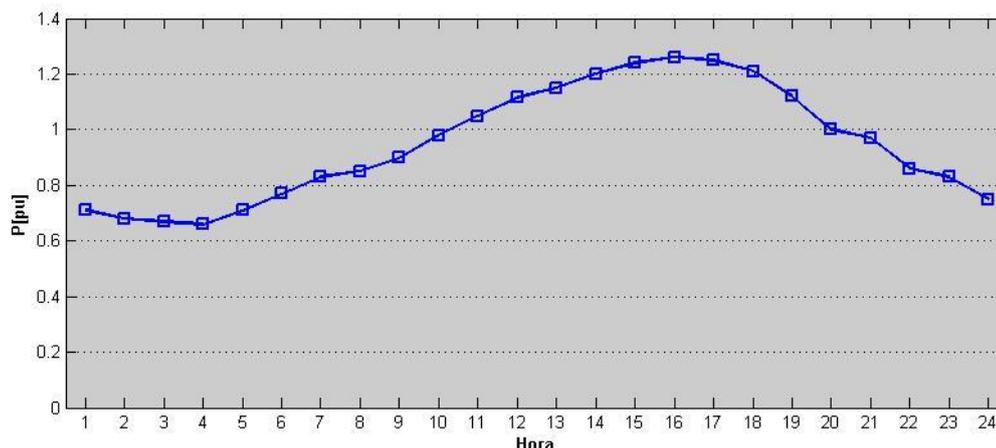
Figura 2 – Variação de carga ao longo do dia para um sistema real de 394 barras



Fonte: (GOLDER, 2006)

Para tornar possível a aplicação desta curva de carga no presente trabalho, utilizou-se um fator de reescalonamento de 20000 Watts, dividindo os valores das potências medidas a cada hora por este valor. Desta forma tem-se a curva apresentada na Figura 3.

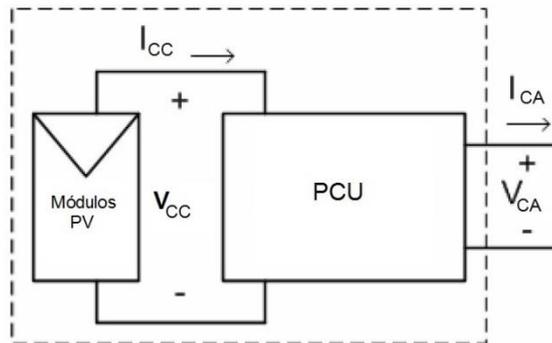
**Figura 3 – Curva de carga normalizada**



### 3.1.3 Geradores Fotovoltaicos

Um gerador fotovoltaico é um dispositivo que converte a energia solar em energia na forma de corrente elétrica, tendo como principal componente a célula fotovoltaica. Várias células são conectadas em série e em paralelo para formar painéis ou módulos fotovoltaicos, que por sua vez são conectados em série e em paralelo para formar um conjunto ou matriz solar. O conjunto solar produz potência na forma de corrente contínua (CC), que para aplicações que requerem conexão ao sistema elétrico, como a geração distribuída, deve ser ajustada pelo mecanismo de rastreamento do ponto de máxima potência (“*maximum power point tracker*” - MPPT) e então convertida para corrente alternada (CA) através de um conversor CC/CA, ambas realizadas pela unidade de condicionamento de potência (“*power conditioning unit*” – PCU) (STASZESKY, 2005). Um exemplo de um gerador fotovoltaico sem dispositivo de armazenamento de energia pode ser visto na Figura 4. A modelagem detalhada de um sistema fotovoltaico com suas partes constituintes é apresentada em (GOLDER,2006).

**Figura 4 – Sistema Fotovoltaico**



Quando conectados ao sistema elétrico de potência, as unidades geradoras podem ser tratadas como barras PQ, em que são especificadas as potências ativa “P” e reativa “Q”, ou PV, em que são especificados a potência ativa “P” e o módulo da tensão “V”. Quando a barra é tratada como uma barra PQ, a unidade geradora é modelada como uma carga negativa e os valores de potência ativa e reativa são conhecidos e fixos. Esse modelo é igual ao modelo das cargas de potência constante, porém a corrente é injetada na barra em lugar de ser drenada. Para o caso em que a barra da unidade geradora é tratada como PV, devem ser estabelecidos os valores para a potência ativa e o módulo de tensão de operação do gerador. Nesse caso, uma compensação da potência reativa deve ser efetuada na barra em questão, para que o módulo da tensão se mantenha dentro dos limites admissíveis (ZHU, 2002).

O tipo de controle utilizado é selecionado de acordo com a capacidade de geração de potência e função do gerador no sistema elétrico. O controle de corrente, devido sua capacidade de fornecer um alto fator de potência (próximo do fator unitário) com um controle simples, é mais utilizado em geradores fotovoltaicos conectados ao sistema elétrico (ISHIKAWA, 2002). Este tipo de controle é indicado para geradores residenciais e comerciais de pequeno porte (<10kW), onde o controle da tensão do barramento não é necessário e um fator de potência próximo ao unitário e conversores de baixo custo são prioridades. Nesse tipo de controle, o gerador fotovoltaico, quando conectado ao sistema, pode ser modelado como uma fonte do tipo PQ, fornecendo potências ativa e reativa constante.

O esquema de controle de tensão é mais utilizado em aplicações de geradores fotovoltaicos isolados do sistema (“*off grid*”) em que o gerador fotovoltaico é a única fonte de potência e em alguns casos para geradores interligados ao sistema quando é necessário o controle do módulo da tensão do barramento (ISHIKAWA, 2002). A potência fornecida por um gerador fotovoltaico apresenta uma grande variação ao longo do dia, a medida que a irradiação solar incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos também varia, o que pode fazer com que geradores de grande porte conectados ao sistema causem flutuações de tensão e

até mesmo sobretensão nos barramentos próximos a sua conexão. Desta forma, para prevenir que geradores de grande porte causem esses distúrbios no sistema, o esquema de controle de tensão pode ser utilizado. Com este controle, a magnitude da tensão permanecerá fixa, com uma tolerância, mesmo com as variações da potência de saída do gerador. Utilizando este tipo de controle, o gerador fotovoltaico pode ser modelado como uma fonte do tipo PV.

No presente trabalho, os geradores fotovoltaicos utilizados durante as simulações possuem potência de saída entre 1MW e 5MW e devido à capacidade de geração dos mesmos, estes podem ser modelados como unidades do tipo PV, em que a potência ativa e a tensão nominal são conhecidas. Para que a tensão seja mantida dentro de uma margem aceitável, é feita uma compensação de potência reativa durante o cálculo do fluxo de potência, conforme será explicado na Seção 3.2. Neste caso a potência reativa é limitada de modo que o fator de potência não seja inferior a 0,92, uma vez que a maioria das PCU comercialmente disponíveis possui fator de potência mínimo de 0,9.

Apesar de tratar as unidades geradoras no presente trabalho como unidades concentradas, ou seja, uma única unidade geradora com capacidade entre 1MW e 5MW conectada a uma determinada barra, outra forma de tratar os geradores seria considerá-los como várias unidades geradoras, como por exemplo, pequenos geradores residenciais, aglomerados em um único ponto de conexão do sistema. Desta forma, o controle empregado nestas pequenas unidades seria o controle de corrente e, portanto, quando conectadas ao sistema elétrico, seriam modeladas como fontes do tipo PQ. Desta forma, com o intuito de comparar a conexão dos GDs ao sistema elétrico, as unidades geradoras também foram modeladas como fontes do tipo PQ e os resultados comparados com os obtidos quando os GDs são tratados como sendo do tipo PV. Quando modelados como fontes do tipo PQ, o valor utilizado para potência reativa  $Q$  é zero. Para esta abordagem, somente foram utilizados o método de força bruta e uma das variações do método híbrido implementado como métodos de simulação.

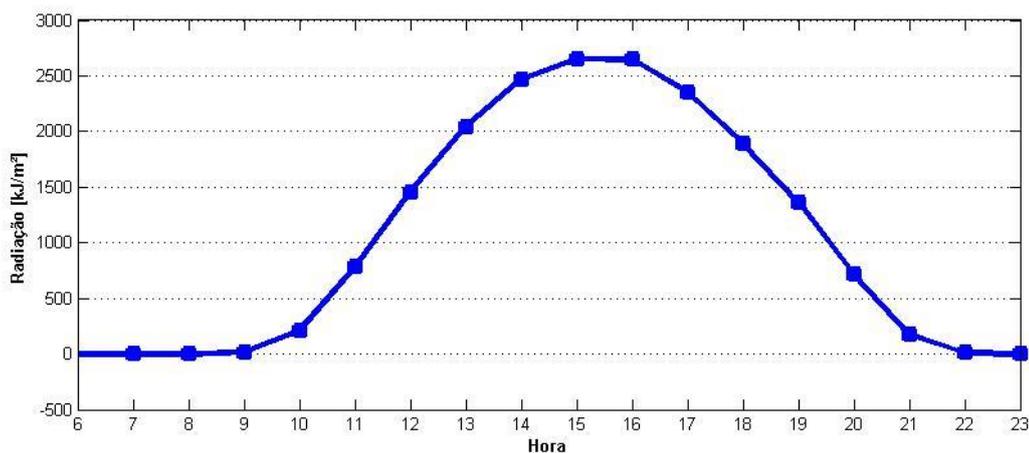
### **3.1.3.1 Curvas de Geração**

Conforme mencionado anteriormente, o gerador fotovoltaico transforma a energia que está em forma de energia solar em energia em forma de corrente elétrica. Portanto, para que haja essa conversão de energia, é necessário que haja radiação solar incidente na superfície das células fotovoltaicas. O Brasil, por estar situado na zona tropical, recebe irradiação solar em altos patamares praticamente durante todo o ano. Além disso, o fato de a energia solar ser

uma energia limpa faz com que a utilização de painéis solares para a geração de energia seja cada dia mais explorada.

Espalhadas ao longo de todo território brasileiro existem diversas “Estações Meteorológicas de Observação de Superfície Automática”. São estações meteorológicas de superfície automática compostas de uma unidade de memória central ("*data logger*"), ligada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento, etc), que integra os valores observados minuto a minuto e os disponibiliza automaticamente a cada hora. Através do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) é possível ter acesso aos dados de radiação solar de cada estação. A Figura 5 apresenta uma média horária dos dados de radiação solar medidos entre os dias 20 de outubro de 2015 a 17 de outubro de 2016 pela estação de Belo Horizonte-Pampulha-A521.

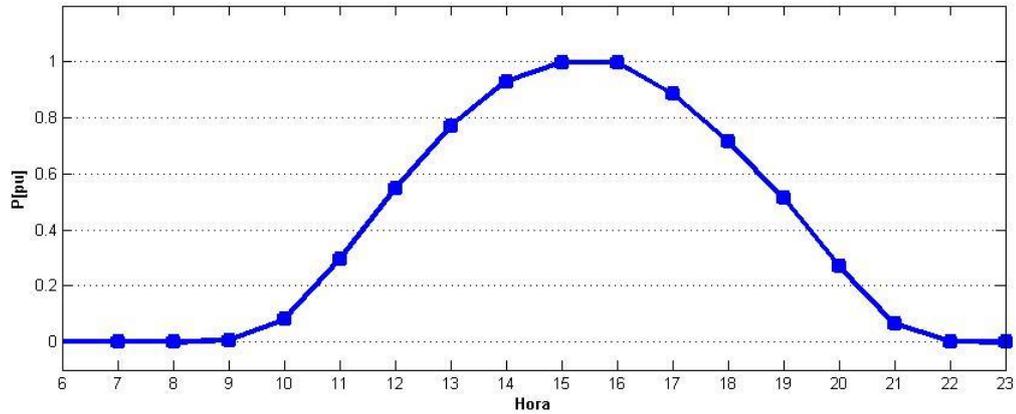
**Figura 5 - Curva Real de Radiação Solar**



Fonte: Adaptado de (INMET, 2016)

Desconsiderando o efeito que a variação de temperatura causa na potência gerada pelos módulos fotovoltaicos, a curva de radiação solar apresentada logo acima pode ser normalizada de forma que a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico em pu seja como a curva apresentada na Figura 6.

Figura 6 – Curva de Potência Gerada pelo Gerador Fotovoltaico



### 3.2 Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição

Diferentemente das redes de transmissão, que possuem uma topologia em malha, os sistemas de distribuição possuem uma estrutura tipicamente radial. Essa diferença na topologia do sistema, juntamente com as diferenças nas características elétricas da rede (razão X/R de pequeno valor) torna os métodos matriciais iterativos, que são apropriados para resolução do problema de fluxo de potência em sistemas de transmissão, como o Newton-Raphson e suas variantes, pouco estáveis e de convergência não garantida quando empregados em redes de distribuição radiais.

Proposto por Shirmohammadi (1988), o método “*backward/forward sweep*”, baseado nas leis de Kirchhoff, tem bom desempenho para a solução do fluxo de potência em sistemas radiais. Esse método consiste basicamente de duas etapas:

- i. **Varredura reversa (“*Backward sweep*”)** que é baseada na aplicação da Lei de Kirchhoff das correntes (LKC) para se calcular as correntes em todas as linhas, em um processo de inspeção que se inicia nas barras terminais e segue em direção à subestação que energiza o alimentador. O processo de acúmulo das correntes nas linhas obedece à Equação 5.

$$I_{km}^{(i)} = I_m^{(i)} + \sum I_{mn}^{(i)} \quad (5)$$

em que:

$I_{km}^{(i)}$  – é a corrente na linha  $km$  na  $i$ -ésima iteração.

$I_m^{(i)}$  – é a corrente drenada pela carga na barra  $m$ , na  $i$ -ésima iteração.

$I_{mn}^{(i)}$  – é a corrente em uma das  $n$  linhas que se derivam da barra  $m$ , na  $i$ -ésima iteração.

- ii. **Varredura direta (“*Forward sweep*”)** que utiliza os valores das correntes das linhas calculadas na etapa anterior para aplicar a lei Kirchhoff das tensões (LKT) com o

intuito de atualizar os valores das tensões nas barras. O processo se inicia na subestação e segue em direção as barras terminais do alimentador. A Equação 6 é empregada para se fazer atualização do valor de tensão nas barras a jusante da barra principal (subestação).

$$V_m^{(i)} = V_k^{(i)} - Z_{km}I_{km}^{(i)} \quad (6)$$

em que:

$V_m^{(i)}$  – é a tensão na barra pai  $m$ , na  $i$ -ésima iteração.

$V_k^{(i)}$  – é a tensão na barra filha  $k$ , na  $i$ -ésima iteração.

$Z_{km}$  – é a impedância série da linha que interconecta as barras  $k$  e  $m$ .

$I_{km}^{(i)}$  – é a corrente que flui da barra  $k$  para a barra  $m$ , na  $i$ -ésima iteração.

Para iniciar o algoritmo, define-se um valor de tensão inicial para as barras. Normalmente, o valor de tensão da subestação é utilizado como valor de referência para as demais barras. A partir dessa inicialização, as correntes de carga das barras podem ser calculadas. Finalmente, parte-se para as etapas de varredura reversa e direta como um processo repetitivo até que a convergência do algoritmo seja percebida.

Este método também pode ser utilizado em sistemas fracamente malhados, ou mesmo com a presença de geradores distribuídos modelados como barras PV no sistema. Para tanto é necessário aplicar a técnica de compensação proposta por Cheng e Shirmohammadi (1995). Se o sistema de distribuição for considerado radial e trifásico com presença de GD, uma técnica de compensação pode ser usada. Tal técnica é detalhada a seguir.

Primeiramente, atribui-se um valor inicial para as tensões das barras do sistema e calcula-se a corrente das cargas nas barras. Identificam-se as barras as quais existem unidades de GD conectadas, chamadas de pontos de quebra, e então substitui as unidades de GD por fontes de corrente. O valor da corrente atribuída a qualquer um desses pontos de conexão é calculado a partir do valor da potência nominal do gerador e do valor inicial da tensão. Para a iteração  $i$ , tem-se que:

$$I_{Gk}^{(i)} = \left( \frac{P_{Gk}^{esp} + jQ_{Gk}^{(i-1)}}{V_k^{(i-1)}} \right)^* \quad (7)$$

em que:

$I_{Gk}^{(i)}$  – é a corrente no ponto de quebra  $k$  calculada na  $i$ -ésima iteração.

$P_{Gk}^{esp}$  – é a potência nominal ativa do gerador conectado à barra ou ponto de quebra  $k$ .

$Q_{Gk}^{(i)}$  – é a potência reativa do gerador conectado ao ponto de quebra  $k$  calculada na  $i$ -ésima iteração.

$V_k^{(i-1)}$  – é a tensão na barra  $k$ , calculada na  $(i-1)$ -ésima iteração.

Para efetuar o controle na barra PV, o valor de  $Q_{Gk}$  deve ser calculado e avaliado a cada iteração. Se  $Q_{Gk}$  for mantido dentro dos limites especificados para a barra, o módulo da tensão na barra  $k$  será mantido em um determinado valor.

As correntes nas barras devem ser recalculadas considerando que as correntes determinadas para os pontos de quebra tenham sentido oposto àquele das correntes drenadas pelas cargas nas demais barras PQ. Em seguida, os processos de varredura reversa e direta são realizados, como em um método de fluxo de potência por varredura convencional. Depois de terem sido atualizados pela etapa direta da varredura, os valores de tensão nas barras com GD são avaliados conforme Equação 8. A Equação 8 é utilizada para se avaliar o quão inadequado está o módulo da tensão em cada uma das barras dada uma margem aceitável.

$$\left| |V_k^{(i)}| - |V_{ref}| \right| < \Delta V^{max} \quad (8)$$

em que:

$V_k^{(i)}$  – é a tensão na barra  $k$ , calculada na  $i$ -ésima iteração.

$|V_{ref}|$  - denota o módulo da tensão de referência.

$\Delta V^{max}$  - é a variação máxima aceitável da tensão em relação a tensão de referência.

Caso a margem seja violada por alguma barra com GD (barra PV), é necessário calcular o acréscimo de potência reativa para o GD de forma que o módulo da tensão nesta barra seja corrigido para o valor de referência. Calcula-se então o incremento de corrente para se determinar o incremento de potência reativa necessário, conforme Equação 9.

$$[\dot{Z}_V][\Delta I] = [\Delta \dot{V}] \quad (9)$$

em que:

$[\dot{Z}_V]$  – é a matriz de sensibilidade das barras PV ou matriz de impedâncias de Thévenin.

$[\Delta \dot{V}]$  – é o vetor de diferença dos módulos de tensão para as barras PV.

$[\Delta I]$  – é o vetor de incremento de corrente a ser injetado.

Calculado o vetor de incremento de corrente, encontram-se então os incrementos de potência reativa e adiciona-se este valor às potências reativas dos geradores:

$$[\Delta \dot{Q}_G] = \Im \left\{ [\Delta \dot{V}]^T * \left( [I]^{(i)} + [\Delta I] \right)^* \right\} \quad (10)$$

$$[\dot{Q}_G]^{(i)} = [\dot{Q}_G]^{(i-1)} + [\Delta \dot{Q}_G] \quad (11)$$

em que:

$\Im\{f\}$  – é o valor imaginário de  $f$ .

$[i]^{(i)}$  – é o vetor de corrente nos pontos de quebra para a  $i$ -ésima iteração.

$[\dot{Q}_G]^{(i)}, [\dot{Q}_G]^{(i-1)}$  – são os vetores de potência reativa dos geradores para a  $i$ -ésima e  $(i-1)$ -ésima iteração, respectivamente.

$[\Delta\dot{Q}_G]$  – é o vetor de incremento de potência reativa.

Repete-se este processo até que todas as tensões das barras PV estejam dentro da margem aceitável e que o critério de convergência seja satisfeito.

## 4. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de alocação e dimensionamento ótimo da geração distribuída visando a minimização das perdas elétricas pode ser modelado de acordo com o equacionamento detalhado a seguir.

### 4.1 Função Objetivo

A função objetivo, que deve ser minimizada, composta pelas perdas ativas no sistema primário de distribuição de energia e apresentada por Elgerd (1971), é conforme Equação 12.

$$\min FO = \sum_{k=1}^N \sum_{m=1}^N [\alpha_{km}(P_k P_m + Q_k Q_m) + \beta_{km}(Q_k P_m - P_k Q_m)] \quad (12)$$

em que:

$$\alpha_{km} = \frac{r_{km}}{V_k V_m} \cos(\delta_k - \delta_m)$$

$$\beta_{km} = \frac{r_{km}}{V_k V_m} \sen(\delta_k - \delta_m)$$

$r_{km}$  – resistência da linha entre as barras  $k$  e  $m$ .

$P_k$  e  $Q_k$  – potências ativa e reativa líquidas na barra  $k$ .

$P_m$  e  $Q_m$  – potências ativa e reativa líquidas na barra  $m$ .

$V_k$  – magnitude da tensão na barra  $k$ .

$V_m$  – magnitude da tensão na barra  $m$ .

$\delta_k$  – ângulo da tensão na barra  $k$ .

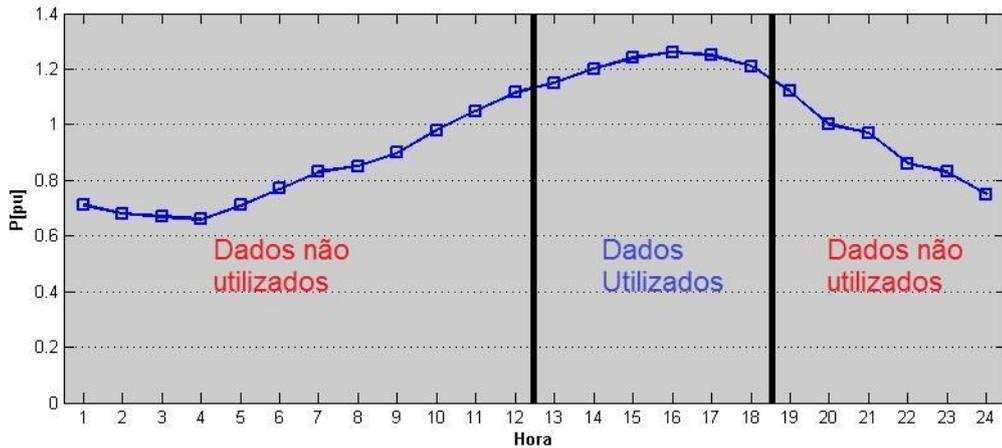
$\delta_m$  – ângulo da tensão na barra  $m$ .

$N$  – número de barras do sistema.

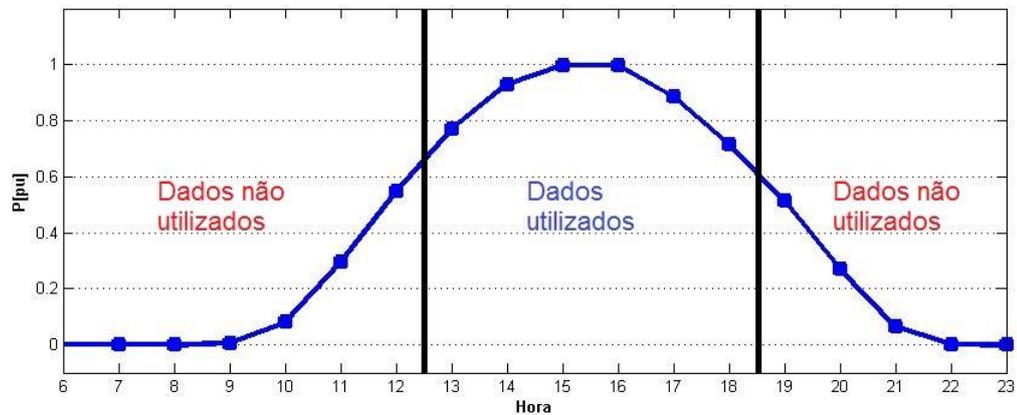
A princípio, a função objetivo foi segmentada em vinte e quatro parcelas, calculando-se as perdas elétricas para cada hora do dia, utilizando as Figuras 3 e 6, que correspondem às curvas de carga e de geração, respectivamente, e então calculava-se o valor médio para as perdas encontradas. Porém durante os testes percebeu-se que o custo computacional para a execução do fluxo de potência vinte e quatro vezes para cada solução utilizando a técnica de compensação de reativos descrita na seção 3.2 seria um grande problema, tornando as simulações altamente dispendiosas. Além disso, para os horários em que não há potência gerada pelo gerador fotovoltaico, não há uma contribuição dos geradores para a redução das perdas. Desta forma, decidiu-se então calcular o valor médio dos dados das curvas de carga e geração que estão entre as 13 e 18 horas, que correspondem às 6 horas em que há maior geração de energia pelos geradores, executando-se o fluxo de potência somente uma única vez

para cada solução. O valor médio encontrado para as cargas neste período foi de 1,2216. Este valor é multiplicado por todas as cargas presentes nos sistemas teste. O valor médio para a curva de geração dentro do intervalo especificado é de 0,8821. Desta forma as curvas de carga e de geração podem ser divididas em janelas conforme as Figuras 7 e 8, respectivamente.

**Figura 7 - Parte utilizada da curva de carga**



**Figura 8 - Parte utilizada da curva de geração**



#### 4.1.2 Função de Avaliação

A função de avaliação, que deve ser minimizada, utilizada nos métodos para analisar a solução encontrada é dada pela Equação 13.

$$FO = Perdas + \xi \times RV \quad (13)$$

em que:

*Perdas* – representa as perdas do sistema;

*RV* – significa Restrição Violada, e seu valor é zero caso nenhuma restrição tenha sido violada ou um caso uma ou mais restrições tenham sido violadas;

$\xi$  – é uma constante de valor alto escolhida arbitrariamente.

O valor definido para  $\xi$  no presente trabalho 10000KW.

Esta constante é necessária para contornar a infactibilidade das soluções geradas pelos algoritmos, uma vez que tanto o GRASP como o VNS são algoritmos irrestritos.

## 4.2 Restrições Técnicas e Operacionais

As restrições devem ser respeitadas para todos os níveis de carga e são descritas de acordo com o equacionamento a seguir.

### 4.2.2 Fluxo de potência reverso na subestação principal

Considerando as características dos sistemas de distribuição de energia elétrica, onde o fluxo de potência tem o sentido definido da subestação para as cargas, não deve haver fluxo reverso para a subestação de modo a provocar sobrecargas ou atuação inapropriada dos mecanismos de proteção da rede. Para garantir tal condição, as Equações 14 e 15 são empregadas.

$$P_1 = V_1\{V_1G_{11} + V_2[G_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2) + B_{12} \sin(\delta_1 - \delta_2)]\} \geq 0 \quad (14)$$

$$Q_1 = V_1\{-V_1B_{11} + V_2[G_{12} \sin(\delta_1 - \delta_2) + B_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2)]\} \geq 0 \quad (15)$$

em que:

$P_1$  – potência ativa injetada na barra 1.

$Q_1$  – potência reativa injetada na barra 1.

$V_1$  – magnitude da tensão na barra 1.

$V_2$  – magnitude da tensão na barra 2.

$G_{11}$  – parte real da admitância própria da barra 1, ou condutância.

$B_{11}$  – parte imaginária da admitância própria da barra 1, ou susceptância.

$G_{12}$  – condutância na linha entre as barras 1 e 2.

$B_{12}$  – susceptância na linha entre as barras 1 e 2.

$\delta_1$  – ângulo da tensão na barra 1.

$\delta_2$  – ângulo da tensão na barra 2.

Caso exista mais de uma barra filha da barra 1, é necessário simular uma barra anterior a barra 1, por exemplo barra 0, e resolver as Eqs. 14 e 15 para esta barra, substituindo os sub-índices 1 e 2 das equações por 0 e 1, respectivamente, ou simplesmente resolver as Eqs. 14 e 15 para todas as barras filhas da barra 1 e somar os resultados, devendo estes serem não negativos.

#### 4.2.3 Limite de corrente máxima nas linhas

Conhecendo-se as características físicas dos condutores a priori, deve-se respeitar o limite de corrente máxima (ampacidade) que cada condutor suporta para que estes não excedam suas temperaturas máximas de trabalho.

$$|I_{km}| \leq |I_{km}|^{max} \quad (16)$$

em que:

$|I_{km}|$  – módulo da corrente na linha que conecta a barra  $k$  à barra  $m$ .

$|I_{km}|^{max}$  – limite máximo da corrente de trabalho do condutor na linha que conecta a barra  $k$  à barra  $m$ .

Para o limite de corrente nas linhas, como os dados técnicos referentes aos condutores dos sistemas de distribuição não se encontram disponíveis, supôs-se que todos os condutores do sistema são construídos do mesmo material e foi definido um limite máximo de 10% acima da corrente máxima dos sistemas originais (antes da multiplicação pelo valor médio de carga). A corrente de maior amplitude para o sistema base é a corrente elétrica entre a subestação principal e sua barra filha, ou seja, a barra que está diretamente conectada a subestação.

#### 4.2.4 Limites de tensão

Tomando como orientação a regulamentação brasileira, a ANEEL, por meio do Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que trata da qualidade da energia elétrica (ANEEL, 2012), pode-se definir a variação aceitável para a tensão em regime permanente nos sistemas elétricos que operam entre 1kV e 69kV (vide Tabela 2).

**Tabela 2 - Classificação da tensão de leitura para sistemas que operam na faixa delimitada por 1 kV < Vreferência < 69 kV.**

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b>
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: (ANEEL, 2012)

Nesse trabalho, os limites para o módulo da tensão nas barras são:

$$0.95 pu \leq V_k \leq 1,05 pu, \quad k = 1, 2, \dots, N \quad (17)$$

em que:

$V_k$  – magnitude da tensão na barra  $k$ .

$N$  – número de barras do sistema.

#### 4.2.5 Limites da Potência por Unidade Geradora

Cada unidade geradora possui um limite de potência máximo e mínimo. Dessa forma, as Equações 18 e 19 visam garantir que estes limites não sejam violados.

$$P_k^{GDmin} \leq P_k^{GD} \leq P_k^{GDmax} \quad (18)$$

$$Q_k^{GDmin} \leq Q_k^{GD} \leq Q_k^{GDmax} \quad (19)$$

em que:

$P_k^{GD}$  e  $Q_k^{GD}$  – potências ativa e reativa nominais do GD conectado à barra  $k$ .

$P_k^{GDmax}$  e  $Q_k^{GDmax}$  – limites máximos de potência ativa e reativa para o GD conectado à barra  $k$ .

$P_k^{GDmin}$  e  $Q_k^{GDmin}$  – limites mínimos de potência ativa e reativa para o GD conectado à barra  $k$ .

Conforme mencionado no capítulo 3, neste trabalho, as unidades geradoras fotovoltaicas são modeladas como fontes do tipo PV e como a capacidade de geração de potência reativa destas unidades é limitada, as potências reativas são limitadas de modo que o fator de potência seja superior a 0,92. Os limites de potência ativa mínima e máxima para os GDs utilizados no presente trabalho são 1 MW e 5 MW, respectivamente.

#### 4.2.6 Balanço de Potência

A soma das potências ativas líquidas no sistema deve ser nula. Dessa forma, as Equações 20 e 21 devem ser satisfeitas.

$$\sum P_k^{GD} + P_G - P_D - \sum fp_{km} = 0 \quad (20)$$

$$\sum Q_k^{GD} + Q_G - Q_D - \sum fq_{km} = 0 \quad (21)$$

em que:

$fp_{km}$  e  $fq_{km}$  – representam as perdas ativa e reativas no sistema, respectivamente.

$P_G$  e  $Q_G$  – representam as potências ativa e reativa injetadas pela subestação principal.

$P_D$  e  $Q_D$  – representam a demanda de potência ativa e reativa no sistema.

$P_k^{GD}$  e  $Q_k^{GD}$  – representam as potências ativa e reativa injetadas pela GD na barra  $k$ .

#### 4.2.7 Custos de Instalação

A instalação dos geradores no sistema requer um custo de instalação. Este custo total de instalação pode ser dividido em um custo fixo de instalação por unidade geradora e um custo variável de acordo com a potência instalada de tal unidade. Desta forma, a soma do

custo total de instalação de todas as GDs no sistema deve ser limitada de acordo com a equação 22.

$$\sum C_{GD(k)}^{Total} \leq C^{m\acute{a}x} \quad (22)$$

em que:

$$C_{GD(k)}^{Total} = C_{GD(k)}^{fixo} + C_{GD(k)}^{var}$$

$C_{GD(k)}^{fixo}$  – representa o custo fixo de instalação da GD a ser alocada na barra  $k$ .

$C_{GD(k)}^{var}$  – representa o custo variável (R\$/MW) de instalação da GD a ser alocada na barra  $k$ .

$C^{m\acute{a}x}$  – custo máximo disponível para instalação das GDs.

O custo fixo de instalação por unidade geradora é de R\$ 1.500.000,00 e custo variável por MW instalado é de R\$ 5.000.000,00. Este valor de custo foi baseado em orçamentos realizados em sites de empresas especializadas em instalação de painéis solares (SOLAR), (NEOSOLAR). O custo máximo de instalação a ser respeitado é de R\$ 60.000.000,00.

### 4.3 Variáveis de decisão e codificação

As variáveis de decisão deste modelo correspondem à indicação de alocação da GD em uma determinada barra e a capacidade do gerador dada pela sua potência nominal. Um exemplo de codificação para alocação de GD apresentado na Figura 9 é utilizado por (AHMADI et al., 2008) em que cada solução é representada por um vetor de dimensão igual ao número de unidades de GD e em cada posição é identificado a barra a qual o gerador está conectado.

**Figura 9 - Exemplo de codificação para o modelo de alocação ótima da GD**

$GD_1$	$GD_2$	$GD_3$
6	19	5

Fonte: Adaptada de Ahmadi et al. (2008).

Esta codificação é insuficiente para a representação da solução para o modelo apresentado no presente trabalho, uma vez que além da alocação das GDs, também é feito o dimensionamento das mesmas. Desta forma, a codificação apresentada na Figura 10 foi adaptada para que os valores das potências das GDs também fossem representados na solução conforme Figura 10.

**Figura 10 - Codificação da alocação ótima da GD com representação da potência nominal**

$GD_1$	$GD_2$	$GD_3$	$P_{GD1}$	$P_{GD2}$	$P_{GD3}$
6	19	5	2	7	3

Representando a solução desta maneira, a quantidade de elementos contida no vetor de solução é duas vezes o número de GDs alocados no sistema, sendo que a primeira metade representa as barras nas quais as GDs são alocadas e a segunda metade a potência nominal dos respectivos geradores. No presente trabalho, conforme mencionado anteriormente, os geradores alocados possuem potência nominal entre 1MW e 5MW. Além disso, o menor passo para alteração da potência nominal dos GDs é de 500kW dentro deste intervalo. Portanto, para encontrar o valor real de potência nominal do GD alocado em uma barra  $k$  deve-se multiplicar o valor contido na posição correspondente à sua potência no vetor de solução por 500kW. Por exemplo, na Figura 10 a potência nominal do  $GD_2$ , alocado na barra 19 é de  $7 \times 500\text{kW} = 3,5\text{MW}$ . Portanto, os limites inferior e superior para os valores que representam a potência nominal das GD são 2 e 10, respectivamente.

#### **4.4. Algoritmos de Otimização**

Para resolver o problema de alocação e dimensionamentos dos GDs com o objetivo de minimização das perdas elétricas no sistema de distribuição, respeitando as restrições impostas pelo modelo matemático foram utilizadas diferentes técnicas de otimização, baseadas principalmente em duas meta-heurísticas: VNS e GRASP, que serão analisadas detalhadamente ao decorrer deste capítulo. Após a implementação destas duas meta-heurísticas, implementou-se um algoritmo híbrido combinando-as, e então os resultados obtidos foram comparados com os resultados obtidos pelo método de busca exaustiva, ou método de força bruta. A seguir as meta-heurísticas implementadas neste trabalho são descritas.

##### **4.4.1 Variable Neighborhood Search (VNS)**

A busca em vizinhança variável – VNS (“*Variable Neighborhood Search*”), uma metaheurística apresentada em Mladenović (1995), Mladenović e Hansen (1997), se baseia em um princípio simples: trocas sistemáticas de estruturas de vizinhança no espaço de soluções durante o processo de busca para encontrar soluções ótimas locais e para sair desses ótimos locais. A metaheurística VNS pode ser dividida em duas partes; a primeira parte consiste em uma busca global (diversificação) na tentativa de escapar dos ótimos locais; e a segunda parte consiste em uma busca local (intensificação) com o objetivo de encontrar um ótimo

local que seja melhor que a solução atual. Durante estes processos de busca, a melhor solução corrente também é a solução incumbente. Desta forma o algoritmo VNS realiza uma sequência de transições no espaço de busca de um problema e em cada iteração a transição é realizada para a nova solução incumbente.

A metaheurística VNS se baseia nas seguintes observações:

Fato 1: Um mínimo local em relação a uma estrutura de vizinhanças não é necessariamente um mínimo local em relação a uma outra estrutura;

Fato 2: Um mínimo global é um mínimo local em relação a todas estruturas de vizinhança possíveis;

Fato 3: Para muitos problemas, um mínimo local com respeito a uma estrutura de vizinhança compartilha características comuns com o mínimo local que corresponde a outra estrutura de vizinhança.

Os fatos 1 a 3 sugerem, o uso de várias estruturas de vizinhança nas buscas locais para abordar um problema de otimização, definindo um conjunto de estruturas de vizinhanças que podem ser utilizadas de forma determinística, de forma aleatória ou determinística e aleatória. Essas formas de utilizar as estruturas de vizinhanças produzem diferentes algoritmos VNS, e, portanto, pode ser implementada uma família de algoritmos VNS. Alguns dos principais algoritmos são apresentados neste trabalho.

#### **4.4.1.1 Basic VNS**

Denota-se por  $N_k$ , ( $k = 1, \dots, k_{m\acute{a}x}$ ) um conjunto finito de estruturas de vizinhança pré-selecionadas, e por  $N_k(x)$  um conjunto de soluções pertencentes a  $k$ -ésima vizinhança de  $x$ . Nós chamaremos de  $x'' \in X$  um mínimo local com relação a  $N_k$  se não existir nenhum outro  $x \in X$  tal que  $f(x) < f(x')$ . O algoritmo apresentado em Hansen e Mladenović (1999) é mostrado no Pseudo Código 1.

### Pseudo Código 1 – Basic VNS

Inicialização: Selecione um conjunto de estruturas de vizinhanças  $N_k$  para  $k = 1, \dots, k_{m\acute{a}x}$ ; encontre uma solução inicial  $x$ ; determine uma condição de parada;

Repita a sequencia seguinte até que a condição de parada seja satisfeita:

(1) Faça  $k \leftarrow 1$ ;

(2) Repita os passos seguintes até que  $k = k_{m\acute{a}x}$ ;

- a. Diversificação: Gere aleatoriamente uma solução  $x'$  na  $k$ -ésima vizinhança de  $x$  ( $x' \in N_k(x)$ );
- b. Busca local: Aplique um método de busca local utilizando  $x'$  como solução inicial; Denote por  $x''$  o mínimo local obtido por esta busca;
- c. Mover ou não: Se a solução  $x''$  obtida for melhor que  $x$ , faça  $x \leftarrow x''$  e continue a busca em  $N_1(k \leftarrow 1)$ ; caso contrário, faça  $k \leftarrow k + 1$ ;

A condição de parada para o algoritmo pode ser, por exemplo, tempo máximo de CPU permitida, máximo número de iterações, ou máximo número de iterações entre uma melhora na solução incumbente.

#### 4.4.1.2 Descent VNS (VND)

Como um ótimo local dentro de uma vizinhança não é necessariamente o ótimo local dentro de outra vizinhança. Desta forma, mudanças de vizinhanças podem ser feitas durante a busca local. O algoritmo VNS de descida (VND) se trata de um método de busca local que explora o espaço de soluções através de trocas sistêmicas de estruturas de vizinhanças retornando a primeira estrutura quando uma solução encontrada é melhor que a solução incumbente. O algoritmo apresentado em Hansen e Mladenović (1999) para o VND é mostrado no Pseudo Código 2.

#### Pseudo Código 2 - VND

Inicialização: Selecione um conjunto de estruturas de vizinhanças  $N'_k$  para  $k = 1, \dots, k'_{m\acute{a}x}$  que será utilizado na descida; encontre uma solução inicial  $x$ ;

Repita a sequencia seguinte até que a condição de parada seja satisfeita:

- (1) Faça  $k \leftarrow 1$ ;
- (2) Repita os passos seguintes até que  $k = k'_{m\acute{a}x}$ ;
  - a. Exploração da vizinhança: Encontre o melhor vizinho  $x'$  de  $x(x' \in N'_k(x))$ ;
  - b. Mover ou não: Se a solução  $x'$  obtida for melhor que  $x$ , faça  $x \leftarrow x'$  e continue a busca em  $N_1(k \leftarrow 1)$ ; caso contrário, faça  $k \leftarrow k + 1$ ;

#### 4.4.1.3 Reduced VNS (RVNS)

Geralmente, a maior parte do tempo consumida pelo algoritmo de busca em vizinhança variável é devido à rotina de busca local na fase de intensificação. Hansen e Mladenović (1999) apresentam outra variação do VNS, o RVNS, com o intuito de reduzir o custo computacional para resolução de problemas de grande escala. O algoritmo do RVNS pode ser obtido através do algoritmo do VNS básico apenas retirando a etapa 2b do algoritmo, que corresponde a etapa da busca local, e desta forma o algoritmo resultante é apresentado no Pseudo Código 3.

#### Pseudo Código 3 - RVNS

Inicialização: Selecione um conjunto de estruturas de vizinhanças  $N'_k$  para  $k = 1, \dots, k'_{m\acute{a}x}$ ; encontre uma solução inicial  $x$ ; determine o critério de parada;

Repita a sequencia seguinte até que a condição de parada seja satisfeita:

- (1) Faça  $k \leftarrow 1$ ;
- (2) Repita os passos seguintes até que  $k = k'_{m\acute{a}x}$ ;
  - a. Diversificação: Gere aleatoriamente uma solução  $x'$  na  $k$ -ésima vizinhança de  $x(x' \in N_k(x))$ ;
  - b. Mover ou não: Se a solução  $x'$  obtida for melhor que  $x$ , faça  $x \leftarrow x'$  e continue a busca em  $N_1(k \leftarrow 1)$ ; caso contrário, faça  $k \leftarrow k + 1$ ;

#### 4.4.1.4 Variable Neighborhood Decomposition Search (VNDS)

Em 2001, Hansen e Mladenović apresentam outra variação do VNS, o VNDS. Este método se diferencia do VNS básico na fase de busca local, que ao invés de realizar uma busca local em todo espaço de busca  $S$ , como é feito no VNS, o VNDS resolve um problema unidimensional em um espaço em que todas exceto  $k$  variáveis são fixas. Desta forma, a cada iteração resolve-se um subproblema em um subespaço  $V_k \subseteq N_k(x)$  com  $x' \in V_k$ .

O algoritmo do VNDS é apresentado no Pseudo Código 4.

##### Pseudo Código 4 - VNDS

Inicialização: Selecione um conjunto de estruturas de vizinhanças  $N_k$  para  $k = 1, \dots, k_{m\acute{a}x}$ ; encontre uma solução inicial  $x$ ; determine uma condição de parada;

Repita a sequencia seguinte até que a condição de parada seja satisfeita:

(1) Faça  $k \leftarrow 1$ ;

(2) Repita os passos seguintes até que  $k = k_{m\acute{a}x}$ ;

a. Diversificação: Gere aleatoriamente uma solução  $x'$  na  $k$ -ésima vizinhança de  $x(x' \in N_k(x))$ ; Em outras palavras, deixe  $y$  ser um conjunto de  $k$  elementos de solução presentes em  $x'$ , mas não em  $x(y = x' \setminus x)$ ;

b. Busca local: Aplique um método de busca local utilizando  $x'$  como solução inicial; Denote a melhor solução encontrada por  $y'$  e por  $x''$  a solução correspondente no espaço total  $S(x'' = (x' \setminus y \cup y')$ ;

c. Mover ou não: Se a solução  $x''$  obtida for melhor que  $x$ , faça  $x \leftarrow x''$  e continue a busca em  $N_1(k \leftarrow 1)$ ; caso contrário, faça  $k \leftarrow k + 1$ ;

#### 4.4.1.5 Heurística para Geração da Solução Inicial

Para inicializar o método VNS, assim como suas variações, é necessário criar uma solução inicial a partir da qual as buscas são realizadas. Esta solução inicial pode ser gerada de forma aleatória ou de forma sistêmica a partir de heurísticas, metaheurísticas ou outros algoritmos específicos. Qualquer solução inicial, desde que atenda as restrições é válida, porém uma boa solução inicial pode tornar o método de otimização mais ágil, mais eficiente ou ambos.

A heurística utilizada para geração da solução inicial para os métodos VNS se baseia no desvio de tensão das barras. Inicialmente, executa-se o fluxo de potência no sistema sem

alocação de nenhum GD e então se medem os desvios de tensão das barras em relação à tensão de referência. Aquela barra que possuir o maior desvio de tensão é escolhida para que o primeiro GD com potência de 2MW seja alocado. Com o primeiro GD alocado no sistema, executa-se o mesmo procedimento para a alocação dos seguintes GDs. Um exemplo de solução inicial gerada por esta simples heurística para a alocação de 4 GDs em um sistema é apresentada na Figura 11.

**Figura 11 – Exemplo de solução inicial gerada pela heurística**

$GD_1$	$GD_2$	$GD_3$	$GD_4$	$P_{GD1}$	$P_{GD2}$	$P_{GD3}$	$P_{GD4}$
5	15	52	26	4	4	4	4

Conforme pode-se observar na Figura 11, a solução inicial gerada pela heurística apresenta como valor de potência nominal para todos GDs alocados o valor de 2MW, representado pelo número 4 nas posições 5 a 8 da solução. Este valor de potência foi adotado por gerar boas soluções iniciais para os sistemas testados.

#### 4.4.2 Greedy Randomized Adaptive Search Procedures (GRASP)

O GRASP é uma metaheurística iterativa em que cada iteração do método é constituída por uma heurística de construção e uma busca local (FEO e RESENDE, 1989), (FEO e RESENDE, 1995). As soluções iniciais são geradas através de uma construção randômica gulosa, e a cada solução gerada aplica-se uma busca local partindo desta solução. O algoritmo apresentado em Feo e Resende (1995) para o GRASP pode ser visto no Pseudo Código 5.

**Pseudo Código 5 - GRASP**

```

GRASP()
1   Entrada de Dados();
2   Repita a sequência seguinte até que o critério de parada seja satisfeito
3        $s \leftarrow$  Construção_Solução();
4        $s' \leftarrow$  Busca_Local( $s$ );
5        $s'' \leftarrow$  Atualiza_Melhor_Solução ( $s', s''$ )
6   Fim da Sequencia
Fim_GRASP;

```

Na fase de construção do algoritmo, uma solução factível é construída elemento por elemento. A cada passo da construção, a escolha do próximo elemento a ser adicionado à

solução é determinada por uma ordenação de todos os elementos em uma lista de candidatos em relação a uma função gulosa. Esta função mensura o benefício da adição de cada elemento. A heurística de construção é adaptativa, pois a função gulosa se ajusta a cada adição de elemento. A aleatoriedade do GRASP se dá através da escolha randômica dos elementos em uma lista dos melhores candidatos, porém não necessariamente o melhor deles. Essa lista dos melhores candidatos é chamada de Lista Restrita de Candidatos (“*Restricted Candidate List*” – RCL) e é criada a partir da Lista de Candidatos (“*Candidate List*” – CL) utilizando um fator  $\alpha$  (alfa), conforme mostrada na Equação 22.

$$RCL = \alpha * CL \quad (22)$$

O algoritmo genérico para a fase de construção é apresentado no Pseudo Código 6.

**Pseudo código 6 – Fase de Construção do GRASP**

```

s ← ∅ % Inicia-se o algoritmo a partir de uma solução vazia;
Enquanto: solução não completa, faça:
    RCL ← Gera_Lista_De_Candidatos_Restritos(s, α);
    x ← Selecciona_Elemento_Aleatório(RCL);
    s ← s ∪ x; % Adiciona o elemento selecionado à solução
Fim_Enquanto

```

Para o problema tratado no presente trabalho, a solução gerada pela fase de construção do algoritmo GRASP segue os seguintes passos:

- 1- Primeiramente, inicia-se o processo de construção a partir de uma solução vazia;
- 2- Simula-se a alocação de uma GD com potência nominal de 2MW em cada uma das barras separadamente, excluindo a barra que corresponde à subestação principal, e para cada GD alocado em cada barra, calculam-se as perdas totais no sistema;
- 3- Ordenam-se todas as barras candidatas em uma lista de acordo com as perdas totais no sistema após a alocação da GD em cada barra (formação da lista de candidatas);
- 4- Seleccionam-se os melhores candidatos desta lista para a formação da lista restrita de candidatos de acordo com o parâmetro  $\alpha$ , que neste caso varia de 0 a 1, sendo que para  $\alpha = 0$ , somente o melhor elemento é selecionado para fazer parte da lista restrita (puramente guloso), e para  $\alpha = 1$ , todos os elementos são selecionados para fazer parte da lista restrita (puramente aleatório).
- 5- Depois de formada a lista restrita, com as melhores barras candidatas, seleciona-se aleatoriamente um elemento (uma barra) para integrar a solução.

- 6- Repete-se os passos 2 a 5 até que a solução esteja completa, lembrando que cada elemento anteriormente selecionado deve ser considerado, ou seja, para cada barra selecionada, deve-se considerar a alocação nesta barra durante o processo de escolha da próxima barra, o que torna o algoritmo adaptativo.

Assim como em muitos métodos determinísticos, não se pode garantir que as soluções geradas na fase de construção do GRASP são ótimos locais em relação a estruturas de vizinhas. Portanto, na grande maioria das vezes, realiza-se a aplicação de uma busca local nas vizinhanças destas soluções para melhorar a solução construída. Um procedimento de busca local explora a vizinhança da solução iterativamente e substitui a solução construída por uma solução melhor encontrada durante a busca.

#### 4.4.3 Busca Local

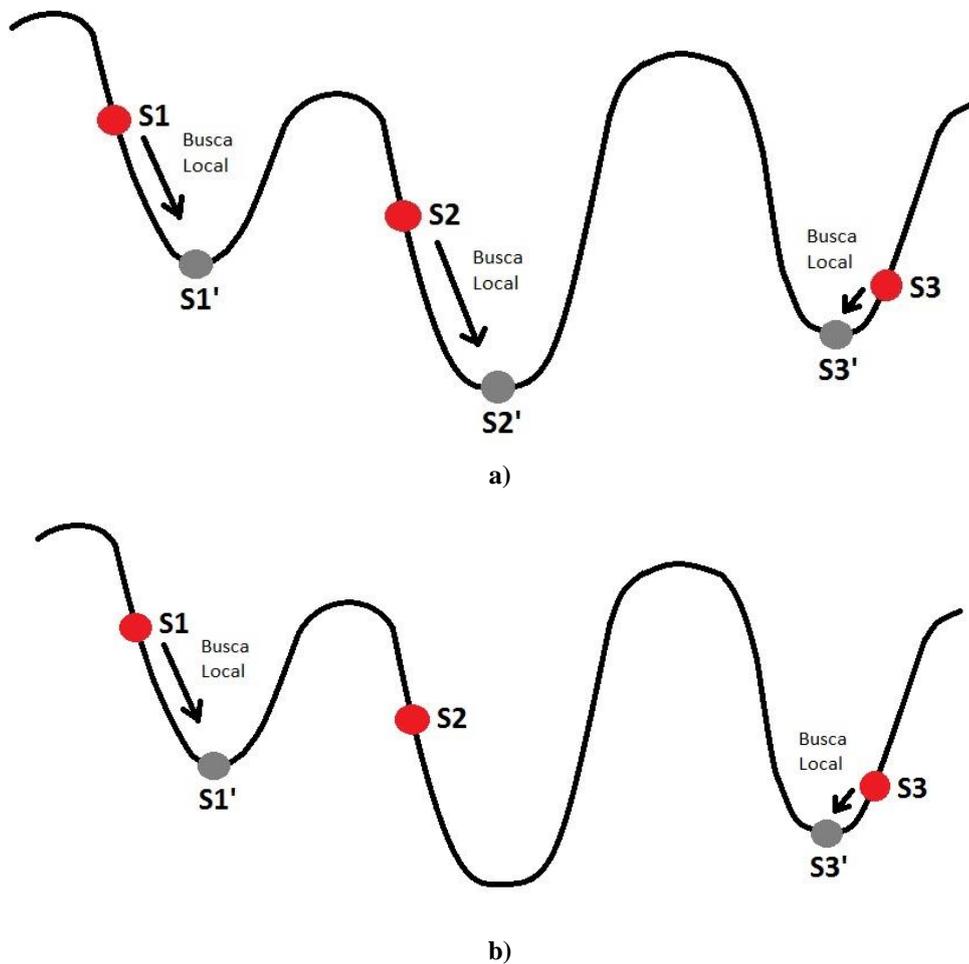
Um algoritmo de busca local define uma vizinhança composta por um conjunto de soluções com características “muito próximas” para cada solução. Dada uma solução corrente, uma das formas de programar um algoritmo de busca local é percorrer a vizinhança dessa solução em busca de outra com valor menor (para um problema de minimização). Se tal solução vizinha for encontrada, torna-se a nova solução corrente e o algoritmo continua. Caso contrário, a solução corrente é um ótimo local em relação à vizinhança adotada.

Um método clássico de busca local é o método de descida (“*best improvement*”), que parte de uma solução inicial e explora todos os possíveis vizinhos desta solução, parando a busca quando um ótimo local é encontrado. O método de descida, por explorar toda a vizinhança de uma solução, garante que a solução encontrada será um ótimo local em relação a esta vizinhança. Uma variação do método de descida é o método da primeira melhora (ou “*first improvement*”). Este método de busca local evita a busca exaustiva pelo melhor vizinho e interrompe a busca quando o primeiro melhor vizinho é encontrado. Desta forma, apenas no pior caso, toda a vizinhança é explorada. Neste trabalho ambos os métodos (“*first improvement*” e “*best improvement*”) são utilizados como técnica de busca local para os algoritmos VNS e GRASP.

Além das variações do tipo de busca local, outra variação implementada, não para se definir o tipo de busca local, mas para definir se a busca local é executada ou não em uma dada iteração foi implementada neste trabalho. No método VNS tradicional a busca local é aplicada em todas as iterações, independente se a nova solução gerada na etapa de diversificação é melhor ou pior que a solução incumbente. A este procedimento, damos o nome de busca local não agressiva (ou “*non-aggressive search*”).

Outro procedimento adotado é o de executar a busca local somente quando a solução gerada na etapa de diversificação supera a solução incumbente, a este processo damos o nome de busca agressiva (ou “*agressive search*”). Este procedimento evita aplicar a busca local em soluções que não são boas candidatas, porém pode-se deixar de executar a busca local em soluções que a princípio não superam a solução incumbente, mas que são boas candidatas ao ótimo global. Podemos ilustrar estes procedimentos através da figura 12. Na Figura 12-a, tem-se a busca local não agressiva e portanto a busca local é aplicada a cada iteração. Já na Figura 12-b, tem-se a busca local não agressiva. Perceba que a busca local não é realizada na iteração de número 2, uma vez que a solução S2 gerada é pior que a solução incumbente S1’.

Figura 12 – a) Busca Local Não Agressiva, b) Busca Local Agressiva



Pode-se observar que no esquema de busca não agressiva são executadas três buscas locais enquanto no esquema de busca agressiva, somente duas. Porém a solução incumbente ao final do primeiro esquema (S2’) é melhor que a solução incumbente ao final do segundo método (S3’).

#### 4.4.4 GRASP/VNS

Uma forma de utilizar a boa qualidade da solução gerada durante a fase de construção do método GRASP e a eficiente mudança de vizinhança do VNS é unir estes dois métodos em um método híbrido de otimização em que a solução inicial é gerada pelo método GRASP e em seguida a diversificação e intensificação são realizadas pelo método VNS. Este método híbrido vem sendo utilizado para resolução de problemas combinatoriais em diferentes áreas da engenharia (DE ASSUMPCÃO DRUMMOND et. al, 2002), (BELTRÁN et. al, 2004), (BRITO et. al, 2009), (DE ARMAS et. al, 2015).

O algoritmo implementado de forma a combinar estes dois métodos para o problema de alocação e dimensionamento da GD é apresentado no Pseudo Código 7.

##### Pseudo Código 7 – Algoritmo Híbrido GRASP/VNS

Inicialização: Selecione um conjunto de estruturas de vizinhanças  $N_k$  para  $k = 1, \dots, k_{máx}$ ; determine uma condição de parada;

$s \leftarrow \emptyset$  % Inicia-se o algoritmo com uma solução vazia

$s \leftarrow$  Construção\_Solução(GRASP); % Uma solução inicial pelo método GRASP

//VNS

Repita a sequencia seguinte até que a condição de parada seja satisfeita:

(1) Faça  $k \leftarrow 1$ ;

(2) Repita os passos seguintes até que  $k = k_{máx}$ ;

a. Diversificação: Gere aleatoriamente uma solução  $x'$  na  $k$ -ésima vizinhança de  $x$  ( $x' \in N_k(x)$ );

b. Busca local: Aplique um método de busca local utilizando  $x'$  como solução inicial; Denote por  $x''$  o mínimo local obtido por esta busca;

c. Mover ou não: Se a solução  $x''$  obtida for melhor que  $x$ , faça  $x \leftarrow x''$  e continue a busca em  $N_1(k \leftarrow 1)$ ; caso contrário, faça  $k \leftarrow k + 1$ ;

## 5. TESTES E RESULTADOS

Nesse capítulo, são apresentados os resultados da implementação dos algoritmos descritos no capítulo anterior para a resolução do problema de alocação e dimensionamento ótimos. Os métodos foram implementados em MATLAB e simulados em uma máquina com a seguinte configuração: Window 8 64 bits, Processador Intel Core i7-4500 2.40 GHz, Memória RAM 8.0 GB, 1TB de HD.

Os resultados são referentes às simulações aplicadas a três sistemas radiais de distribuição: 10, 34 e 70 barras, apresentados ao decorrer deste capítulo. Para os sistemas de 10 e 34 barras, foi possível aplicar o método de busca exaustiva, ou força bruta, para a alocação de até 4 GDs. Porém para o sistema de 70 barras, isto não foi possível, uma vez que o espaço de busca para a alocação de 4 GDs nesse sistema pelo método de força bruta implementado tem tamanho de 5671991061000 soluções, o que levaria, baseando no tempo médio das simulações, um tempo estimado de 210884627,64798 segundos ou 6,687 anos para percorrer todo o espaço de busca. Portanto, o máximo de GDs alocados no sistema de 70 barras foram 3.

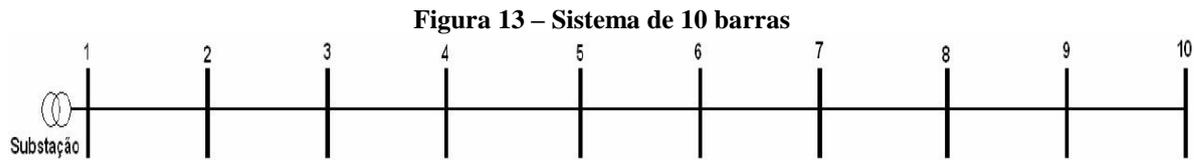
Os métodos de otimização foram aplicados para a alocação de 3 e 4 GDs nos sistemas. Para a alocação de 1 e 2 GDs somente o método de força bruta foi implementado, uma vez que o espaço de busca é pequeno, não havendo a necessidade de algoritmos de otimização para solucioná-los. O critério de parada para os algoritmos é de dez mil soluções visitadas entre duas melhorias, ou seja, se o valor da FO não for superado pelas próximas dez mil soluções visitadas, o algoritmo é finalizado.

Cada método de otimização implementado foi executado 50 vezes para que os resultados obtidos pudessem ser analisados de forma precisa. Para o método VNS e suas variações, adotou-se o valor de 0,5 para o parâmetro  $k_{m\acute{a}x}$ , o que significa dizer que a maior vizinhança a ser explorada será a metade do tamanho do vetor solução, por exemplo, para a alocação de três GDs em que o vetor de decisão possui um tamanho de seis posições o valor para  $k_{m\acute{a}x}$  será três.

Para o GD modelado como tipo PQ, somente o método híbrido GRASP/VNS com busca local por “*best improvement*” foi utilizado, uma vez que este método obteve os melhores resultados para alocação dos GDs modelados como tipo PV. Conforme mencionado na Seção 3.1.3, o valor de Q é igual à zero para os GDs modelados como tipo PQ.

## 5.1 Sistema de 10 barras

O sistema teste de 10 barras, apresentado na Figura 13, foi obtido de (GRAINGER, 1981) e também utilizado em (CARVALHO,2005). Suas características elétricas são apresentadas no Anexo A. A demanda total de carga deste sistema utilizando o valor médio da carga dentro da janela analisada é de 15,9506 MVA (15,1087 MW+ 5,1136 MVar). O valor das perdas elétricas para este sistema quando não há a presença de nenhum GD instalado é de 1253,023 KW, o que representa 8,2% da demanda total de potência ativa do sistema.



Fonte: (CARVALHO, 2005)

### 5.1.1 Um GD – Tipo PV

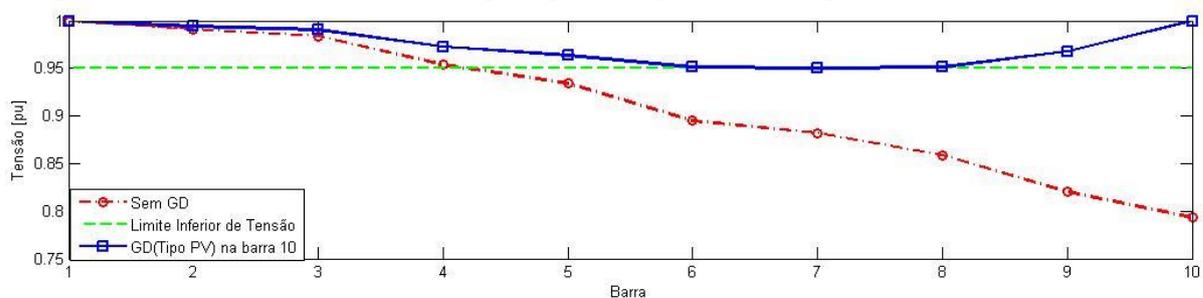
Os resultados para a alocação de uma unidade geradora modelada como tipo PV através do método de busca exaustiva são apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3 – Resultados para alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 10 barras**

Método Utilizado	Barra de Alocação	Potência Nominal do GD [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	10	5	322,6190	81	0,15

Através da Tabela 3, pode se observar que com a instalação de um GD utilizando o controle de tensão com potência nominal de 5MW na barra 10 as perdas são reduzidas para 322,6190 kW, o que representa uma redução de 74,25% nas perdas. Na Figura 14, apresenta-se a curva do perfil de tensão antes e após a alocação do GD no sistema.

**Figura 14 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 10 barras**



Nota-se que antes da alocação do GD as barras 5, 6, 7, 8, 9 e 10 violavam o limite inferior de tensão, definido como 0,95 pu. Com a alocação de um GD, a restrição do limite de tensão é respeitada por todas as barras.

### 5.1.2 Um GD – Tipo PQ

Modelando o GD como tipo PQ, não foi possível encontrar nenhuma solução que respeitasse todas as restrições impostas pelo modelo matemático.

### 5.1.3 Dois GDs – Tipo PV

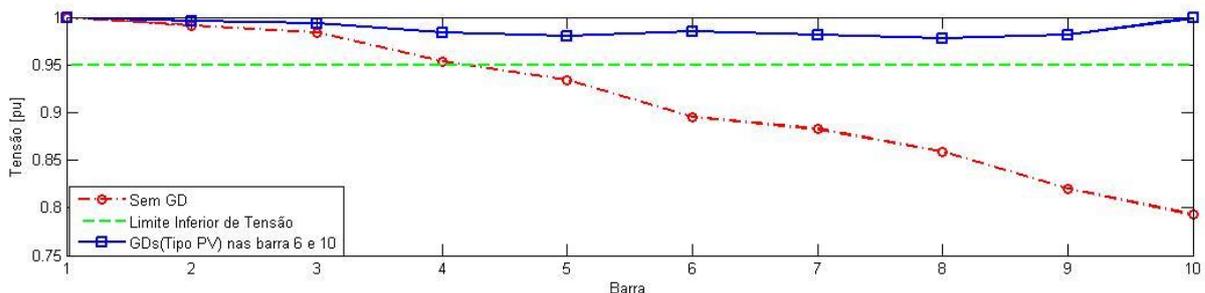
Na Tabela 4, têm-se os resultados encontrados pelo método de força bruta para a alocação de dois GDs modelados como tipo PV.

**Tabela 4 - Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras**

Método Utilizado	Barras de Alocação	Potência Nominal dos GDs [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	6, 10	5,0; 4,0	92,7220	2916	7,14

Esta nova configuração do sistema reduz as perdas elétricas para 92,7220 KW, representando uma redução de 92,67%. A Figura 15 apresenta a curva do perfil de tensão antes e após a alocação dos dois GDs no sistema.

**Figura 15 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras**



### 5.1.4 Dois GDs – Tipo PQ

Os resultados para a alocação de uma unidade geradora modelada como tipo PQ através do método de busca exaustiva são apresentados na Tabela 5.

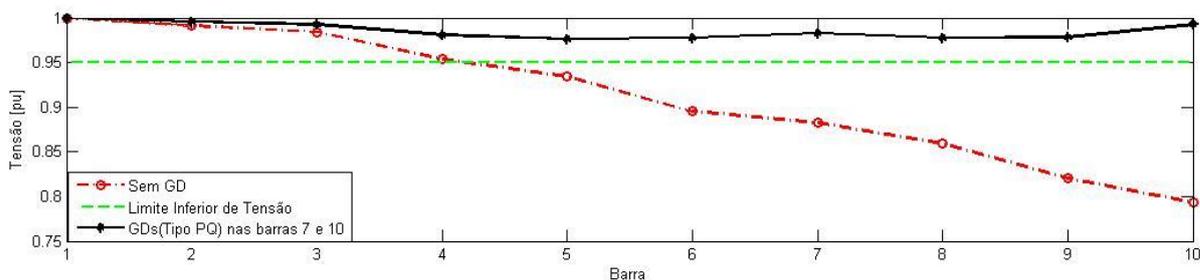
**Tabela 5 - Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras**

Método Utilizado	Barras de Alocação	Potência Nominal dos GDs [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	7, 10	5,0; 3,5	96,457	2916	3,86

Como pode-se observar através da Tabela 5, apesar do tempo computacional para encontrar a solução quando os GDs são modelados como tipo PQ ser menor, o valor encontrado para as perdas para os GDs modelados como tipo PV é melhor.

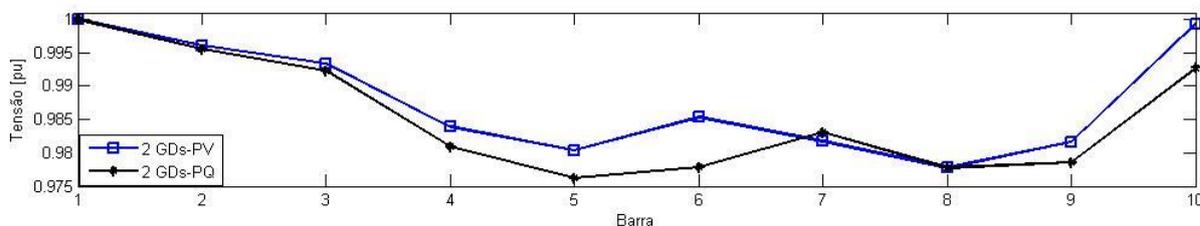
Na Figura 16 é apresentada a curva do perfil de tensão antes e após a alocação dos dois GDs modelados como tipo PQ no sistema de 10 barras.

**Figura 16 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras**



Na Figura 17 tem-se as curvas do perfil de tensão para alocação dos dois GDs como tipo PV e PQ.10

**Figura 17 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 2 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 10 barras**



### 5.1.5 Três GDs – Tipo PV

A Tabela 6 apresenta os resultados obtidos pelos diferentes métodos implementados da seguinte forma:

1ª Coluna - especifica o método utilizado, sendo que para o método GRASP o número dentro dos parênteses representa o parâmetro  $\alpha$  utilizado. Para os algoritmos híbridos,  $\alpha$  é fixo e seu valor é 0.3, uma vez que o algoritmo GRASP apresentou melhores desempenhos com este valor para  $\alpha$ . Além disso, a busca local para estes algoritmos é não agressiva, que apresentou melhor desempenho para o VNS;

2ª Coluna - tem-se a indicação se a solução inicial é gerada aleatoriamente (A), ou através da heurística (H);

3ª Coluna - especifica-se o método de busca local utilizada onde “*first*” e “*best*” correspondem aos métodos “*first improvement*” e “*best improvement*”, respectivamente;

4ª Coluna - tem-se a informação sobre o critério utilizado para a aplicação da busca local quanto sua agressividade, conforme descrito na seção 4.4.3;

5ª Coluna - apresenta o melhor valor encontrado pelos métodos durante as simulações;

6ª Coluna - o número de vezes que o método encontrou a melhor solução é evidenciado;

7ª Coluna - tem-se o valor médio encontrado para a Função Objetivo nas 50 simulações;

8ª Coluna - apresenta o pior valor encontrado para a Função Objetivo pelos métodos nas 50 simulações;

9ª Coluna - o número médio de soluções visitadas para a convergência do método é explicitado. Este valor já inclui as dez mil soluções que servem como critério de parada.

10ª Coluna - tem-se o tempo médio gasto por cada método para a convergência do algoritmo.

**Tabela 6 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras**

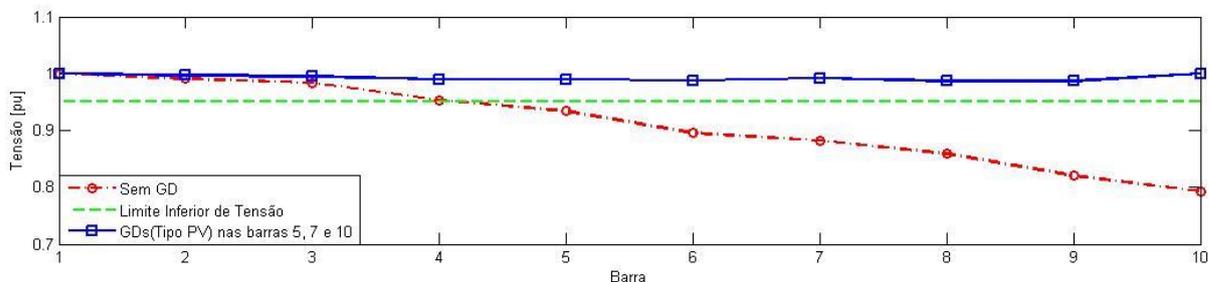
Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm Médio Sol Visitadas	Tempo Médio [s]
Força Bruta	-	-	-	50,0932	-	-	-	56097	217,17
VNS	A	First	Não	50,0932	45	50,2188	51,1950	12410	26,6946
VNS	H	First	Não	50,0932	39	50,3447	51,1950	13341	28,6293
VNS	A	Best	Não	50,0932	47	50,1593	51,1950	11842	25,6931
VNS	H	Best	Não	50,0932	42	50,2695	51,1950	13058	27,7893
VNS	A	Best	Sim	50,0932	32	50,6719	55,7456	13120	27,2534
VNS	H	Best	Sim	50,0932	40	50,3136	51,1950	13517	29,9515
VNDS	A	First	Não	50,0932	43	50,2622	51,1950	12582	31,5981
VNDS	H	First	Não	50,0932	44	50,2254	51,1950	12611	30,1721
VNDS	A	First	Sim	50,0932	44	50,3164	55,7456	13958	34,6503
VNDS	H	First	Sim	50,0932	43	50,2475	51,1950	13809	33,0934
VNDS	A	Best	Não	50,0932	40	50,3136	51,1950	12711	32,2187
VNDS	H	Best	Não	50,0932	37	50,5001	55,7456	12485	30,9718
VNDS	A	Best	Sim	50,0932	36	50,5985	55,7456	13805	27,3459
VNDS	H	Best	Sim	50,0932	37	50,3576	51,1950	18012	26,3406
RVNS	A	-	-	50,0932	38	50,5480	51,1950	12846	25,8775
RVNS	H	-	-	50,0932	41	50,3062	51,9309	13727	32,934
GRASP (0,3)	-	First	-	50,0932	35	50,4237	51,1950	13476	81,7103
GRASP (0,5)	-	First	-	50,0932	21	50,7323	51,1950	13306	81,0465
GRASP (0,7)	-	First	-	50,0932	19	50,7763	51,1950	12455	68,8393
GRASP (0,9)	-	First	-	50,0932	13	50,9085	51,1950	12450	64,2634
GRASP (0,3)	-	Best	-	50,0932	22	50,6993	51,1950	12520	62,7093
GRASP (0,5)	-	Best	-	50,0932	13	50,8545	51,1950	11923	55,4521
GRASP (0,7)	-	Best	-	50,0932	8	51,0408	51,1950	11413	50,79
GRASP (0,9)	-	Best	-	50,0932	7	51,0490	51,1950	11251	49,0306
GRASP/VNS	-	First	-	50,0932	37	50,3797	51,1950	12370	22,1393
GRASP/VNS	-	Best	-	50,0932	41	50,2915	51,1950	12667	36,9368
GRASP/VNDS	-	First	-	50,0932	47	50,1593	51,1950	12855	39,7896
GRASP/VNDS	-	Best	-	50,0932	37	50,3797	51,1950	13130	45,8478

Na Tabela 6, pode notar que todos os métodos encontraram a mesma solução encontrada pela busca exaustiva. Para a solução global, tem-se a alocação das GDs nas barras 5, 7 e 10 com potência nominal de 3,5MW, 4MW e 3,5MW, respectivamente e as perdas elétricas são reduzidas para 50,0932kW, representando uma redução de 96% em relação ao sistema sem alocação de nenhuma GD.

Nota-se uma redução do tempo considerável entre a força bruta e os métodos de otimização, enquanto o tempo de simulação deste último foi de 217,17 segundos enquanto o algoritmo híbrido GRASP/VNS utilizando a busca local “*first improvement*”, que foi o método que apresentou o menor tempo médio de convergência, teve um custo computacional médio de 22,1393 segundos. Os métodos que mais vezes encontraram a solução ótima foram o GRASP/VNDS com busca local “*first improvement*” e o VNS com solução inicial aleatória e busca local “*best improvement*” não agressiva, sendo que o último apresentou uma menor valor médio para convergência. No método GRASP observa-se que com o aumento do  $\alpha$  seus resultados pioram.

A Figura 18 apresenta a curva do perfil de tensão para o sistema antes a após a alocação das GDs na configuração apresentada para a solução ótima.

**Figura 18 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras**



### 5.1.6 Três GDs – Tipo PQ

Na Tabela 7 têm-se os resultados encontrados pelo método de força bruta e pelo método híbrido para a alocação de três GDs modelados como tipo PQ no sistema de 10 barras.

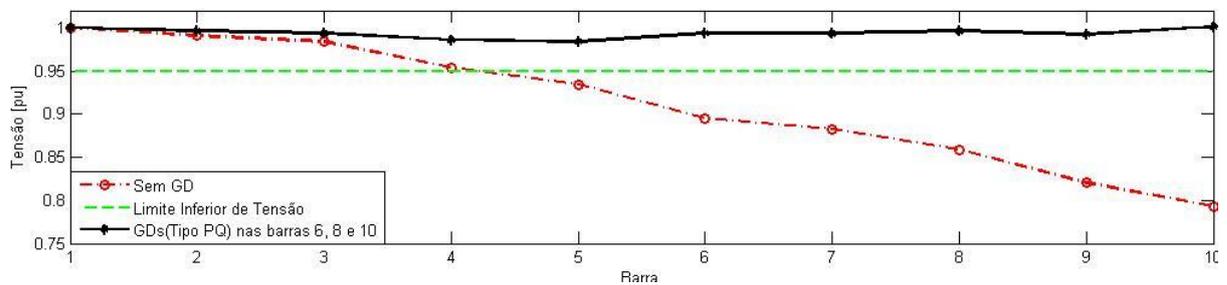
**Tabela 7 - Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	54,207	-	-	-	56097	185,15
GRASP/VNS	-	Best	-	54,207	50	54,207	54,207	10354	6,0628

Através da Tabela 7, pode-se notar que o método híbrido encontrou a mesma solução ótima encontrada pela busca exaustiva todas as 50 vezes em que o programa foi executado. Nota-se também um decréscimo considerável no tempo médio de convergência quando comparado com as simulações feitas modelando os GDs como tipo PV, enquanto a diferença das perdas é em torno de 4kW. A configuração do sistema para se ter o melhor valor para as perdas considerando os GDs como tipo PQ se dá por meio da alocação dos GDs nas barras 6, 8 e 10 com potências nominais no valor de 5MW, 2,5MW e 3MW, respectivamente.

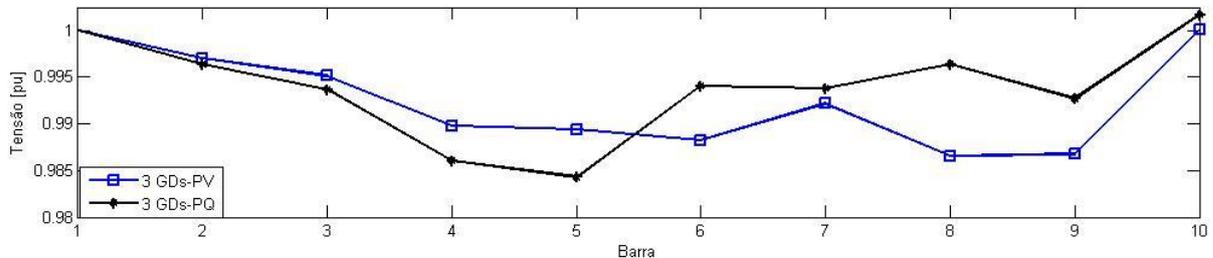
A Figura 19 apresenta as curvas do perfil de tensão antes e após a alocação dos três GDs tipo PQ no sistema de 10 barras.

**Figura 19 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras**



Na Figura 20, têm-se as curvas do perfil de tensão para alocação dos GDs como tipo PV e PQ nesse sistema.

**Figura 20 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 3 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 10 barras**



### 5.1.7 Quatro GDs – Tipo PV

A Tabela 8 apresenta os resultados obtidos para a alocação de quatro GDs modelados como tipo PV no sistema de 10 barras.

**Tabela 8 - Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	76,3525	-	-	-	420165	4604,18
VNS	A	First	Não	76,3525	14	82,1208	139,7826	17056	75,4025
VNS	H	First	Não	76,3525	11	79,4514	82,4689	16360	71,7468
VNS	A	Best	Não	76,3525	24	84,2542	125,4266	15884	79,49

VNS	H	Best	Não	76,3525	31	77,8893	82,8599	14994	82,2762
VNS	A	Best	Sim	76,3525	4	82,3338	103,6532	15224	69,3453
VNS	H	Best	Sim	76,3525	3	82,9540	90,3076	15678	70,7209
VNDS	A	First	Não	76,3525	6	81,3918	86,5346	18220	97,5043
VNDS	H	First	Não	76,3525	29	77,9085	81,8923	15648	95,6981
VNDS	A	First	Sim	76,3525	2	83,9677	94,7415	16041	100,7915
VNDS	H	First	Sim	76,3525	6	82,7868	90,3076	15217	91,6106
VNDS	A	Best	Não	76,3525	20	84,0537	94,7415	16135	87,9215
VNDS	H	Best	Não	76,3525	31	77,8771	82,8599	15510	131,5956
VNDS	A	Best	Sim	76,3525	3	82,3307	87,9882	15982	112,0653
VNDS	H	Best	Sim	76,3525	5	83,4417	90,3076	14938	75,4025
RVNS	A	-	-	76,3525	3	85,1382	142,2419	16544	62,72
RVNS	H	-	-	76,3525	1	83,4830	90,3076	15351	66,8468
GRASP (0,3)	-	First	-	121,1007	45	125,1637	135,4411	10222	21,234
GRASP (0,5)	-	First	-	97,9284	40	98,9356	102,9082	11781	20,965
GRASP (0,7)	-	First	-	97,9284	49	97,9592	99,4692	11845	19,5068
GRASP (0,9)	-	First	-	97,9284	38	98,2982	99,4692	14015	33,725
GRASP (0,3)	-	Best	-	76,3525	15	77,8893	79,2964	14586	54,2762
GRASP (0,5)	-	Best	-	76,3525	13	79,5146	80,1356	15743	50,1281
GRASP (0,7)	-	Best	-	76,3525	10	79,7646	80,1356	14876	46,465
GRASP (0,9)	-	Best	-	76,3525	7	79,7560	81,6155	17088	51,41
GRASP/VNS	-	First	-	76,3525	35	77,3788	81,6155	17041	93,75
GRASP/VNS	-	Best	-	76,3525	43	76,8822	80,1356	16548	71,1178
GRASP/VNDS	-	First	-	76,3525	28	78,0104	82,4639	17158	84,8518
GRASP/VNDS	-	Best	-	76,3525	33	77,7457	85,6523	15809	80,5084

Para este caso, todos os métodos implementados exceto o GRASP com busca local “*first improvement*” obtiveram a solução ótima, encontrada pela busca exaustiva, A configuração do sistema para a solução ótima se dá por meio da alocação dos GDS nas barras 6,8, 9 e 10 com potências nominais de 2,5MW, 2MW, 1,5MW e 2MW, respectivamente e as perdas são reduzidas para 76,3525kW, o que representa uma redução de 93,9% em relação ao sistema sem alocação de GD.

A princípio, espera-se que a alocação de 4GDs resulte em uma redução das perdas em relação a alocação de 3 GDs, porém devido ao custo fixo de instalação a potência instalada teve que ser reduzida para respeitar o custo máximo permitido, proporcionando um leve aumento nas perdas com relação a configuração com 3 GDs.

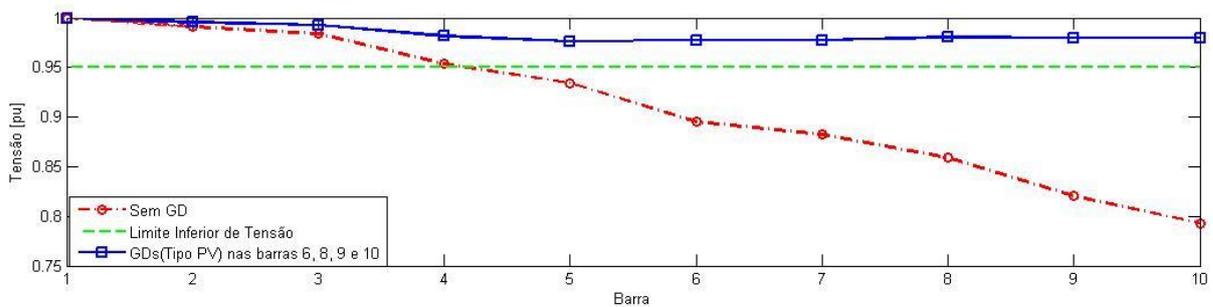
Enquanto o a busca exaustiva levou um tempo de 4604,18 segundos, ou 1 hora 16 minutos, o método que convergiu mais vezes para a solução ótima (43 vezes em 50 simulações) e obteve o melhor valor médio para a solução ótima foi o método GRASP/VNS com busca local “*best improvement*”, o qual teve um tempo médio de convergência de 71,1178 segundos. Pode-se notar que os métodos implementados que obtiveram os piores

resultados foram aqueles que utilizam o esquema de busca local agressiva. Observa-se também que a inicialização da solução inicial pela heurística contribui para uma melhora no pior valor encontrado para a solução e conseqüentemente para o valor médio da solução.

Para este caso, as variações do GRASP utilizando a busca local “*first improvement*” não alcançaram a solução ótima em nenhuma das 50 simulações e obtiveram um valor médio para a solução superior a todos os outros métodos implementados. Pode-se notar que as versões híbridas tiveram um melhor desempenho em relação a suas meta-heurísticas isoladas, melhorando o valor médio da solução e em alguns casos o tempo computacional.

Na Figura 21, podem ser observadas as curvas do perfil de tensão antes e após a alocação de 4GDs.

**Figura 21 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 10 barras**



### 5.1.8 Quatro GDs – Tipo PQ

A Tabela 9 apresenta os resultados obtidos para a alocação de quatro GDs modelados como tipo PQ no sistema de 10 barras.

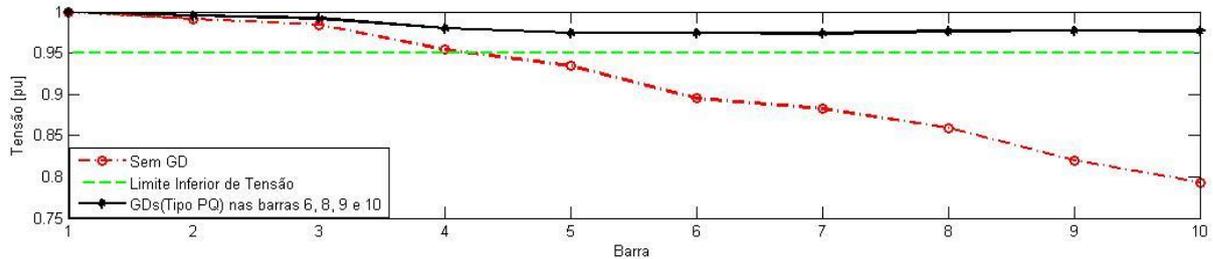
**Tabela 9 – Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	78,669	-	-	-	420165	3951,87
GRASP/VNS	-	Best	-	78,669	33	79,548	81,397	20237	10,7434

Da mesma forma que a alocação de quatro GDs tipo PV obteve um resultado pior que a alocação de três GDs também tipo PV devido ao custo, assim foi para a alocação de quatro GDs tipo PQ, que obteve o valor de 78,669 para as perdas elétricas, enquanto a alocação de três GDs obteve o valor de 54,207kW. A configuração do sistema é dada pela alocação dos GDs nas barras 6, 8, 9 e 10 com potências nominais de 2,5MW, 2MW, 1,5MW e 2MW, respectivamente.

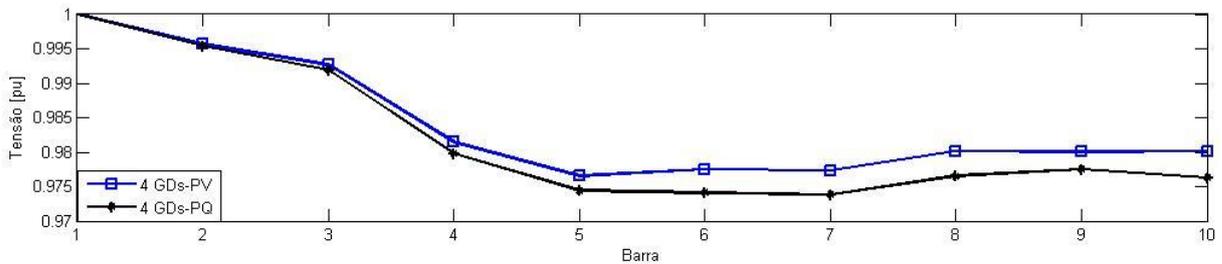
A Figura 22 apresenta as curvas do perfil de tensão antes e após a alocação dos quatro GDs modelados como tipo PQ no sistema de 10 barras.

**Figura 22 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 10 barras**



Na Figura 23, é possível comparar as curvas do perfil de tensão para a alocação de quatro GDs como tipo PV e PQ.

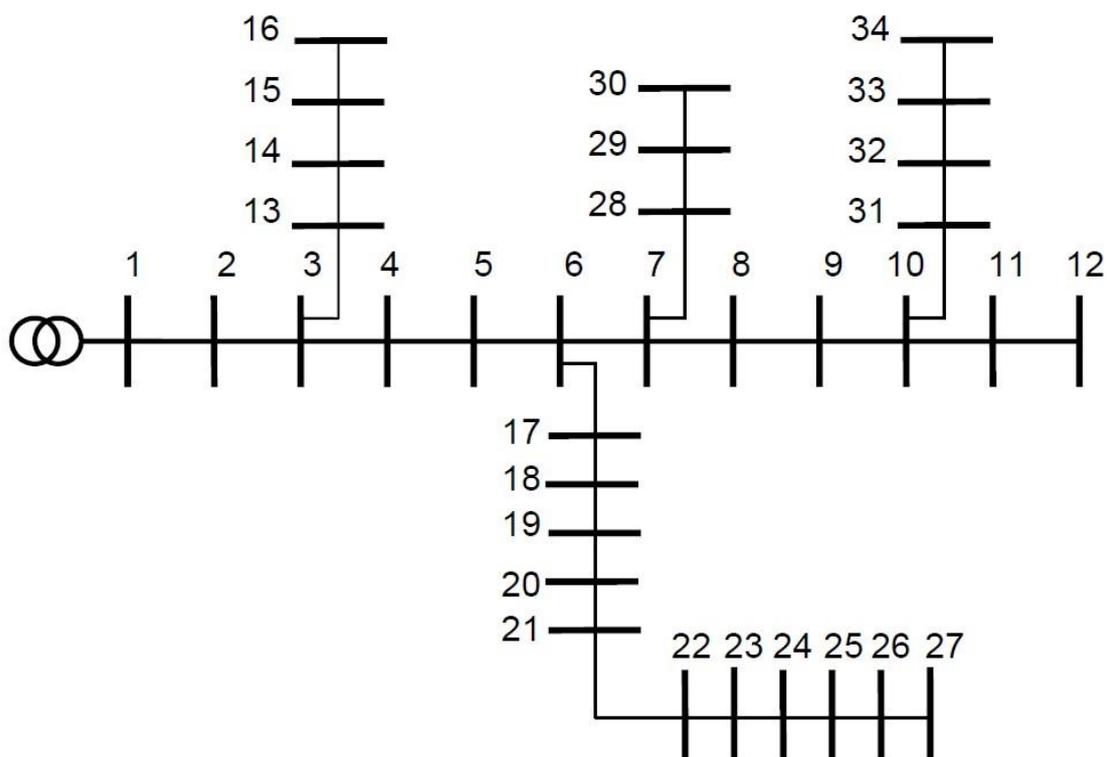
**Figura 23 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 4 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 10 barras**



## 5.2 Sistema de 34 barras

O sistema teste de 34 barras, apresentado na Figura 24, foi obtido de (CHIS, 1997) e também utilizado por (CARVALHO, 2005). Suas características elétricas são apresentadas no Anexo A. A demanda total de carga deste sistema utilizando o valor médio da carga dentro da janela analisada é de 6,6703MVA (5,6633MW + 3,5243Mvar). O valor das perdas elétricas nesse sistema para o caso base é de 336,287KW o que representa 5,93% da demanda total de potência ativa dos sistema.

Figura 24 – Sistema de 34 barras.



Fonte: (CARVALHO, 2005)

### 5.2.1 Um GD – Tipo PV

A tabela 10 apresenta os resultados obtidos pelo método de força bruta para alocação de uma unidade geradora modelada como tipo PV no sistema de 34 barras.

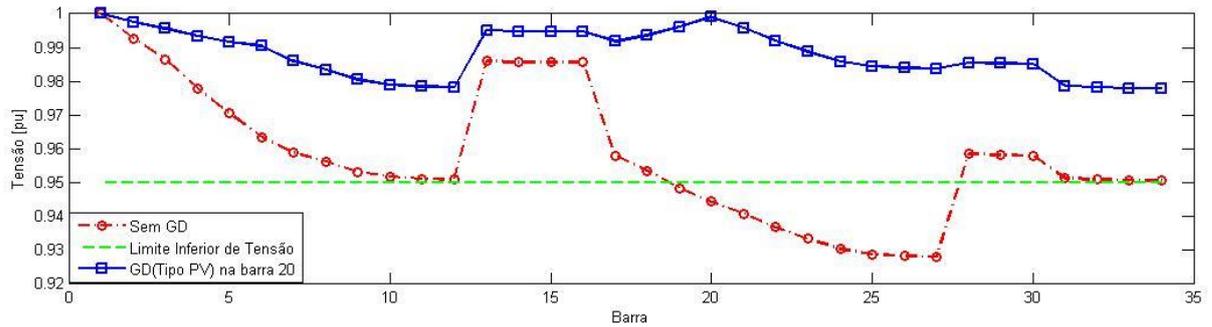
Tabela 10 – Resultados para alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 34 barras

Método Utilizado	Barra de Alocação	Potência Nominal do GD [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	20	4,5	81,4520	298	0,8

A alocação otimizada de um GD com potência nominal de 4,5MW na barra 20 proporciona uma redução das perdas para 81,452kW, o que representa uma redução de 75,77% em relação as perdas para o sistema sem alocação de GD.

A Figura 25 apresenta as curvas do perfil de tensão para este sistema antes e após a alocação do GD.

**Figura 25 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 34 barras**



### 5.2.2 Um GD – Tipo PQ

A tabela 11 apresenta os resultados obtidos pelo método de força bruta para alocação de uma unidade geradora modelada como tipo PQ no sistema de 34 barras.

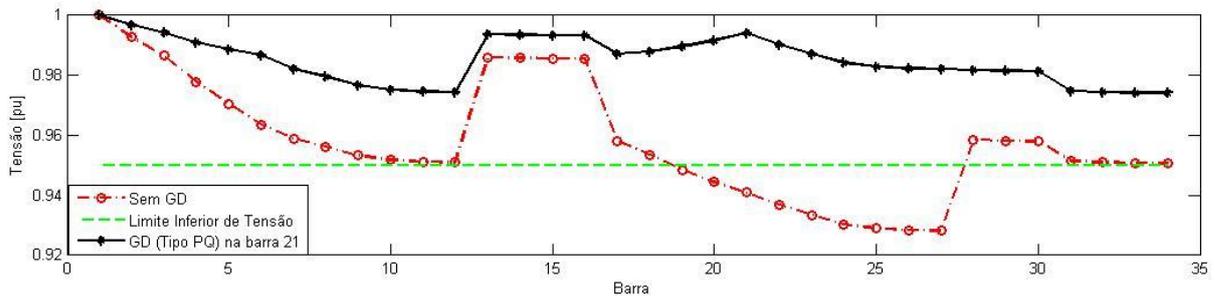
**Tabela 11 - Resultados para alocação de 1 GD (tipo PQ) no sistema de 34 barras**

Método Utilizado	Barras de Alocação	Potência Nominal dos GDs [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	21	4	97,340	298	0,63

Enquanto a alocação de um GD modelado como tipo PV reduz as perdas para 81,452kW, quando o GD é modelado como tipo PQ as perdas são reduzidas para 97,340kW.

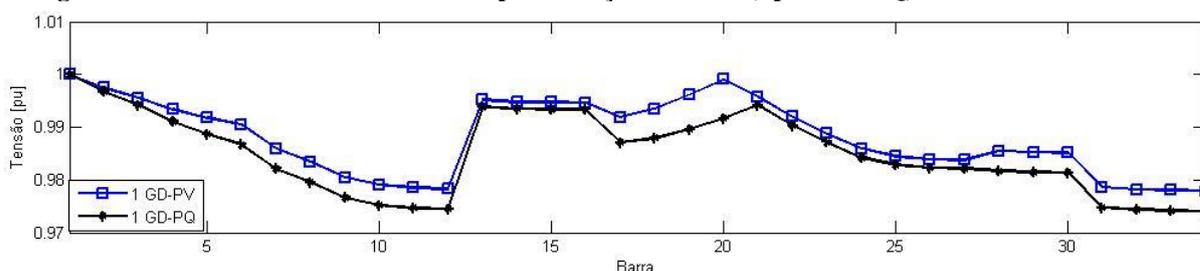
A Figura 26 apresenta as curvas do perfil de tensão antes e após a alocação do GD tipo PQ no sistema de 34 barras.

**Figura 26 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PQ) no sistema de 34 barras**



Na Figura 27, é possível comparar as curvas do perfil de tensão para a alocação do GD como tipo PV e PQ no sistema de 34 barras.

**Figura 27 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 1 GD (tipo PV e PQ) no sistema de 34 barras**



### 5.2.3 Dois GDs – Tipo PV

Na Tabela 12, são apresentados os resultados obtidos pelo método de força bruta para a alocação de dois GDs modelados como tipo PV no sistema de 34 barras.

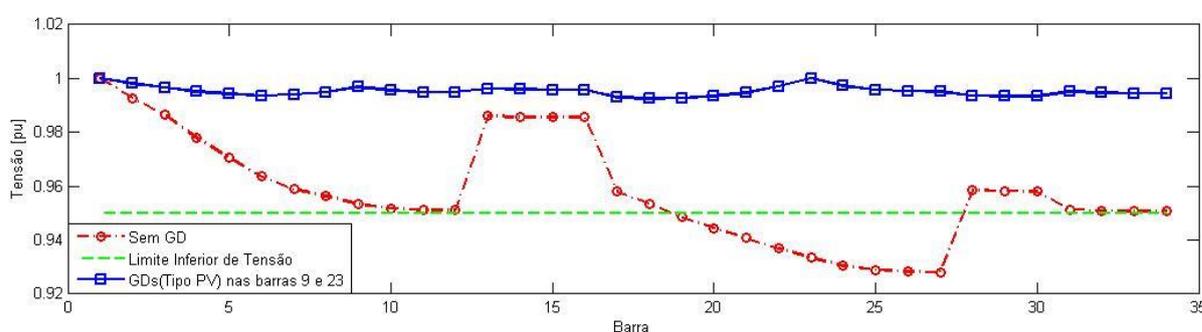
**Tabela 12 – Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras**

Método Utilizado	Barras de Alocação	Potência Nominal dos GDs [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	9, 23	2,0; 3,0	34,559	28090	134,99

A alocação de dois GDs com potência nominal de 2MW e 3MW nas barras 9 e 23 respectivamente proporciona uma redução das perdas elétricas para 34,559kW, que corresponde a uma redução de 89,72% nas perdas. Observa-se que com o aumento de apenas 0,5MW a alocação de GD em duas barras reduz as perdas para menos da metade quando comparada com a alocação de apenas um GD.

Na Figura 28, pode-se ver as curvas do perfil de tensão antes e após a alocação dos GDs tipo PV no sistema de 34 barras.

**Figura 28 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras**



Pode-se notar a melhoria considerável do perfil de tensão quando os dois GDs modelados como tipo PV são alocados no sistema.

### 5.2.4 Dois GDs – Tipo PQ

A tabela 13 apresenta os resultados obtidos pelo método de força bruta para alocação de duas unidades geradoras modeladas como tipo PQ no sistema de 34 barras.

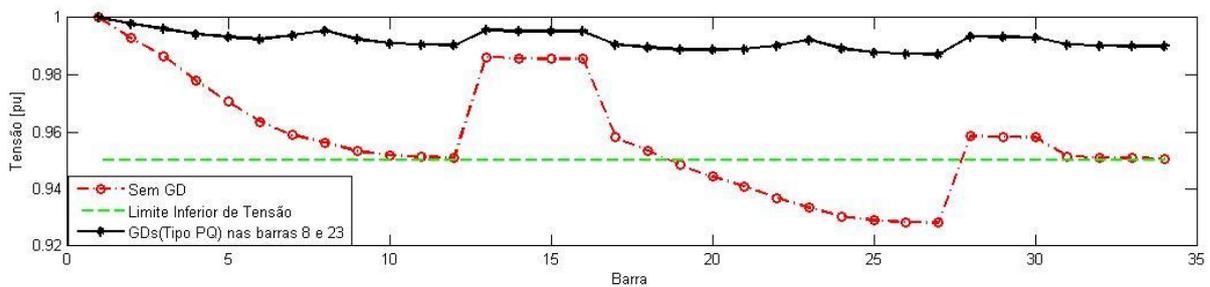
**Tabela 13 - Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras**

Método Utilizado	Barras de Alocação	Potência Nominal dos GDs [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	8, 23	2,5; 2,5	54,356	28090	116,48

Enquanto a alocação das duas unidades geradoras tipo PV no sistema de 34 barras reduz as perdas ativas para 34,559kW, quando os GDs são modelados como tipo PQ essas perdas são reduzidas para 54,356kW, ou seja 57,28% maior.

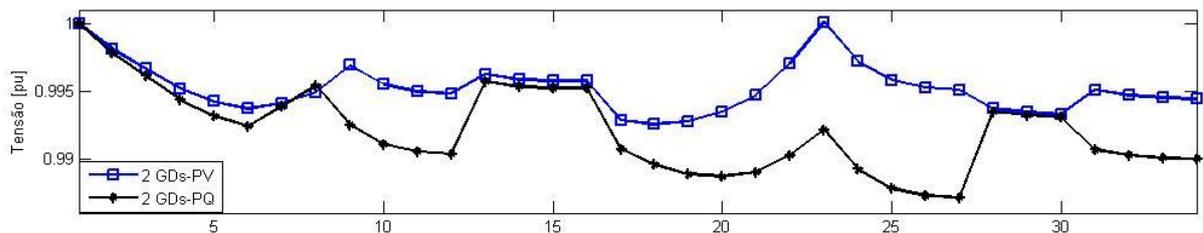
A Figura 29 apresenta as curvas do perfil de tensão antes e após a alocação de dois GDs modelados como tipo PQ no sistema de 34 barras.

**Figura 29 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras**



Na Figura 30, é possível comparar as curvas do perfil de tensão para a alocação de dois GDs tipo PV e PQ no sistema de 34 barras.

**Figura 30 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 2 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 34 barras**



### 5.2.5 Três GDs – Tipo PV

A Tabela 14 nos traz os resultados obtidos pelos métodos para a alocação de três unidades geradoras tipo PV no sistema 34 barras.

**Tabela 14 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras**

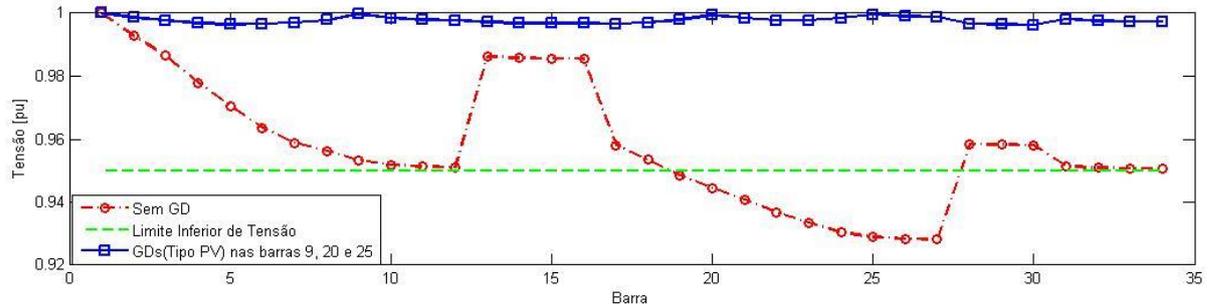
Método Utilizado	Solução Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	20,585	-	-	-	638991	7767,17
VNS	A	First	Não	20,585	27	20,8451	23,7006	15387	66,4762
VNS	H	First	Não	20,585	19	20,8676	21,3662	15576	69,5693

VNS	A	Best	Não	20,585	21	20,9977	23,0166	15371	63,3009
VNS	H	Best	Não	20,585	23	20,9937	24,3576	14054	57,0231
VNS	A	Best	Sim	20,585	8	22,3618	31,4025	14360	65,8803
VNS	H	Best	Sim	20,585	23	21,3832	27,5631	13528	83,3596
VNDS	A	First	Não	20,585	20	21,7971	31,4025	14875	97,39
VNDS	H	First	Não	20,585	20	21,1313	25,6614	14291	66,1109
VNDS	A	First	Sim	20,585	10	22,2309	28,9324	16377	66,715
VNDS	H	First	Sim	20,585	13	22,1976	29,6229	11626	71,8825
VNDS	A	Best	Não	20,585	17	21,2074	27,6904	16154	74,528
VNDS	H	Best	Não	20,585	21	21,3067	27,4731	15737	72,2475
VNDS	A	Best	Sim	20,585	13	22,4145	31,9542	14859	58,9509
VNDS	H	Best	Sim	20,585	13	22,3455	29,2571	14810	58,7815
RVNS	A	-	-	20,585	9	22,3094	29,6229	15987	70,9559
RVNS	H	-	-	20,585	13	21,8489	32,6012	15483	71,3571
GRASP (0,3)	-	First	-	28,7512	31	28,7712	28,8036	14117	123,7512
GRASP (0,5)	-	First	-	24,9596	22	27,1050	28,8036	15682	129,4956
GRASP (0,7)	-	First	-	24,9596	19	26,8345	29,6468	17999	142,5187
GRASP (0,9)	-	First	-	21,3661	5	27,0428	32,4176	15720	158,4325
GRASP (0,3)	-	Best	-	20,585	2	25,0728	28,8036	16766	176,7153
GRASP (0,5)	-	Best	-	21,1195	5	25,4928	29,3048	17451	166,3175
GRASP (0,7)	-	Best	-	21,1195	2	25,6886	29,6468	17647	150,0837
GRASP (0,9)	-	Best	-	20,585	2	25,2589	30,9043	19436	204,7387
GRASP/VNS	-	First	-	20,585	25	20,9134	23,7006	14442	100,7196
GRASP/VNS	-	Best	-	20,585	18	20,9283	21,6940	14386	94,2968
GRASP/VNDS	-	First	-	20,585	16	21,1104	24,3736	16103	91,3934
GRASP/VNDS	-	Best	-	20,585	18	21,2244	27,4731	16003	94,535

Pode-se notar que todas as variações implementadas do VNS, assim como os algoritmos híbridos obtiveram a solução ótima, encontrada pela busca exaustiva. A configuração do sistema para a solução ótima se dá por meio da alocação dos GDS nas barras 9, 20 e 25 com potências nominais de 2MW, 2MW, 1,5MW, respectivamente onde as perdas são reduzidas para 20,585kW, o que representa uma redução de 93,87% em relação ao sistema sem alocação de GD. Entre as variações do GRASP, somente duas conseguiram alcançar esta solução. Enquanto o método de força bruta levou 7767,17 segundos, ou 2 horas e 9 minutos, para encontrar a solução ótima visitando 638991 soluções, o método que obteve a melhor solução média, que foi o VNS com solução inicial aleatória com busca local “*first improvement*” não agressiva, teve um tempo médio de convergência 66,4762 segundos com média de 15387 soluções visitadas. As quatro variações do algoritmo híbrido demonstram um bom desempenho, alcançando a solução ótima boa parte das vezes simuladas e obtendo um valor médio para a solução próxima à solução ótima.

Na Figura 31, pode-se observar as curvas do perfil de tensão para o sistema de 34 barra antes e após a alocação dos três GDs.

**Figura 31 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras**



### 5.2.6 Três GDs – Tipo PQ

A Tabela 15 apresenta os resultados obtidos pelos métodos para a alocação de três unidades geradoras tipo PQ no sistema 34 barras.

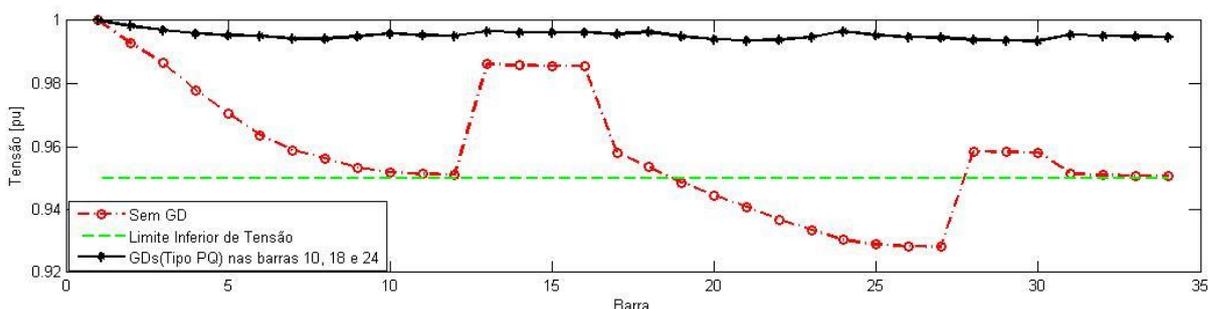
**Tabela 15 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	39,827	-	-	-	638991	5942,64
GRASP/VNS	-	Best	-	39,827	49	39,8301	39,984	11944	14,3946

Assim como nos casos anteriores, a alocação dos GDs no sistema quando estes são modelados como tipo PQ tem um desempenho inferior em relação a alocação de GDs modelados como tipo PV quando a redução de perdas ativas é o objetivo. A configuração ótima para a alocação de três unidades geradoras tipo PQ no sistema de 34 barras se dá por meio da alocação dos GDs nas barras 10, 18 e 24 com potências nominais de 1,5MW, 2MW e 2MW, respectivamente.

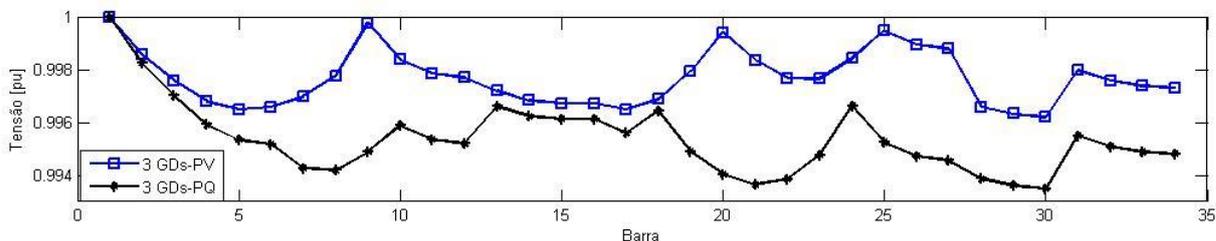
A Figura 32 apresenta as curvas do perfil de tensão antes a após a alocação dos três GDs tipo PQ no sistema de 34 barras.

**Figura 32 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras**



Na Figura 33 pode-se observar as curvas do perfil de tensão para a alocação dos três GDs tipo PV e PQ no sistema de 34 barras.

**Figura 33 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 3 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 34 barras**



### 5.2.7 Quatro GDs – Tipo PV

A Tabela 16 apresenta os resultados obtidos pelos métodos para a alocação de quatro unidades geradoras tipo PV no sistema de 34 barras.

**Tabela 16 – Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	15,7683	-	-	-	4759056	469059,27
VNS	A	First	Não	15,7683	1	17,9353	22,8805	17973	122,1018
VNS	H	First	Não	16,2783	4	18,0015	20,6475	17821	137,1031
VNS	A	Best	Não	16,2783	7	17,6662	19,6747	20173	195,8309
VNS	H	Best	Não	15,7683	2	17,8299	22,3478	17563	120,6265
VNS	A	Best	Sim	16,539	1	20,0610	27,3264	15512	105,6012
VNS	H	Best	Sim	15,7683	1	19,7117	25,6640	15363	101,9871
VNDS	A	First	Não	16,2783	5	17,7139	20,7099	22011	177,5259
VNDS	H	First	Não	15,7683	2	17,6905	22,4421	20302	164,9159
VNDS	A	First	Sim	16,2783	1	19,6509	32,0643	15531	161,1909
VNDS	H	First	Sim	16,3854	1	19,8846	25,8782	16228	112,1453
VNDS	A	Best	Não	15,7683	2	18,3406	24,5536	18075	167,6781
VNDS	H	Best	Não	16,3854	5	18,1688	23,4761	18035	168,6862
VNDS	A	Best	Sim	16,2783	2	19,6760	27,6683	15428	97,6206
VNDS	H	Best	Sim	15,7683	1	19,7284	24,6570	14870	97,5793
RVNS	A	-	-	16,9225	1	21,0795	28,9225	18944	131,499
RVNS	H	-	-	16,9225	1	21,6196	30,5801	18707	128,374
GRASP (0,3)	-	First	-	18,7229	21	19,0375	21,7207	16567	159,3531
GRASP (0,5)	-	First	-	18,0101	20	18,5263	20,0589	16041	163,4415
GRASP (0,7)	-	First	-	18,0101	10	18,7947	24,3217	17555	182,3418
GRASP (0,9)	-	First	-	16,7046	19	18,2687	24,0404	17684	198,2343
GRASP (0,3)	-	Best	-	16,2783	7	17,8009	18,9618	15983	181,3546
GRASP (0,5)	-	Best	-	16,2783	4	17,8308	18,9618	16845	177,015
GRASP (0,7)	-	Best	-	16,2783	1	18,1376	19,3471	17095	200,4171
GRASP (0,9)	-	Best	-	16,2783	1	17,9366	21,8007	17914	229,7009
GRASP/VNS	-	First	-	15,7683	11	16,4071	18,6602	19382	133,5387

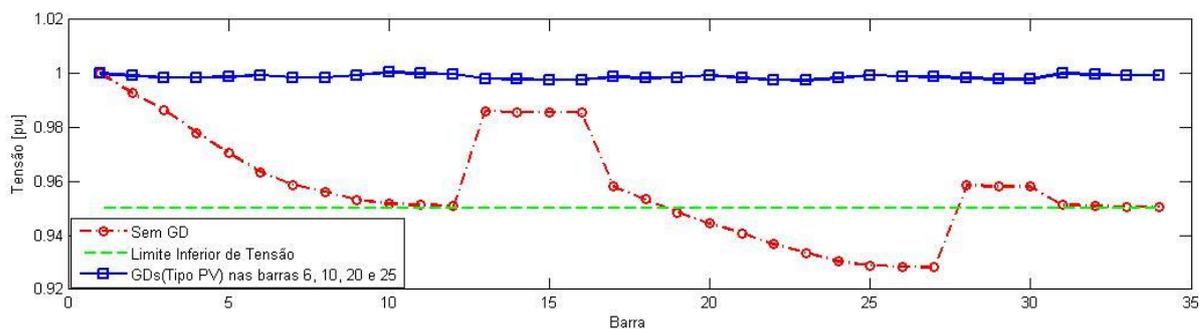
GRASP/VNS	-	Best	-	15,7683	5	16,7353	20,3935	18061	140,23
GRASP/VNDS	-	First	-	15,7683	5	17,5581	23,0380	19083	118,2421
GRASP/VNDS	-	Best	-	15,7683	1	17,7591	22,0139	18468	136,2037

Para o caso da alocação de quatro GDs no sistema de 34 barras, dentre as 16 variações implementadas do método VNS somente 6 alcançaram a solução ótima encontrada pelo método de força bruta. Ainda assim, todas as variações obtiveram um valor médio para a solução obtida próximo à solução ótima. Nenhuma variação implementada do GRASP alcançou a solução ótima, porém assim como as variações do VNS, também obteve um valor médio para a solução próximo à solução ótima. Em contrapartida, todas as variações do algoritmo híbrido alcançaram a solução ótima, além obter melhores valores médios para solução. Além disso, as piores soluções encontradas pelos métodos híbridos se encontram próximas à solução média e também à solução ótima.

A configuração do sistema para se obter o melhor desempenho em relação a minimização das perdas respeitando as restrições impostas pelo modelo se dá por meio da alocação dos GDs nas barras 6, 10, 20 e 25 com potências nominais de 1,5MW, 1,5MW, 1,5MW e 1,5MW, respectivamente, proporcionando uma redução das perdas para 15,7683kW, que representa uma redução de 95,31% das perdas quando comparado ao sistema base, ou seja, sem a alocação de nenhum GD. Pode-se notar uma redução significativa no tempo de convergência dos métodos de otimização e a busca exaustiva. Enquanto a busca exaustiva levou um tempo de 469059,27 segundos, ou cerca de 5 dias e 10 horas, para encontrar a solução ótima visitando 4759056 diferentes soluções, o método que encontrou a solução ótima o maior número de vezes e conseqüentemente o melhor valor médio para a solução, que foi o método híbrido GRASP/VNS com busca local “*first improvement*”, levou em média 133,5387 segundos para a convergência visitando em média 18061 soluções, o que representa 0,000379% do espaço de busca percorrido pelo método de força bruta.

A Figura 22 apresenta as curvas do perfil de tensão para o sistema de 34 barras antes e após a alocação das quatro unidades geradoras tipo PV.

**Figura 34 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 34 barras**



### 5.2.8 Quatro GDs – Tipo PQ

A Tabela 17 apresenta os resultados obtidos pelos métodos para a alocação de quatro unidades geradoras tipo PQ no sistema de 34 barras.

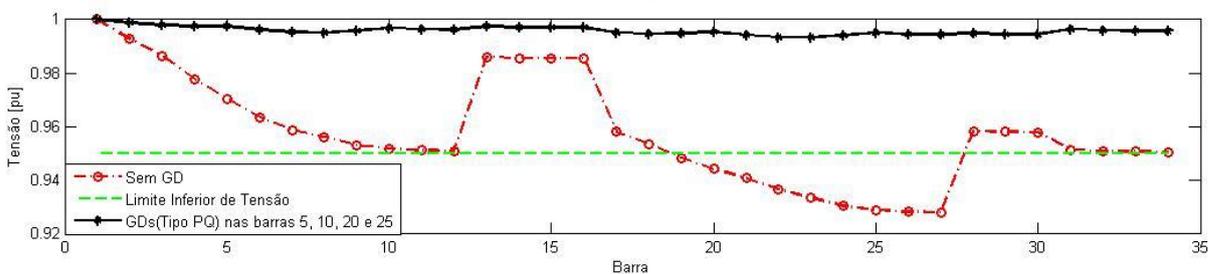
**Tabela 17 - Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	35,831	-	-	-	4759056	385126,7
GRASP/VNS	-	Best	-	35,831	50	35,831	35,831	13018	16,4715

A melhor configuração do sistema para a alocação de quatro GDs tipo PQ é dá por meio da alocação dos GDs nas barras 5, 10, 20 e 25 com potências nominais de 1,5MW, 1,5MW, 1,5MW e 1,5MW, respectivamente. Nota-se que quando os GDs são modelados como fontes do tipo PQ, o valor das perdas elétricas é em torno de 2 vezes maior comparado à alocação dos GDs tipo PV no sistema.

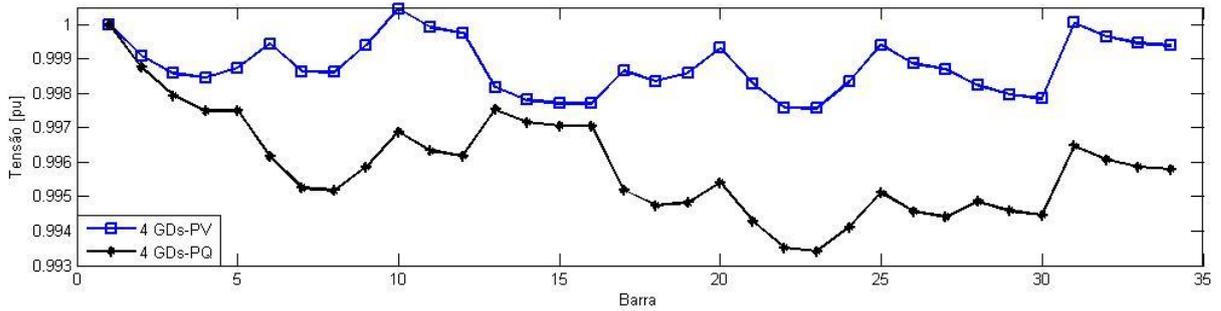
A Figura 35 apresenta as curvas do perfil de tensão para o sistema de 34 barras antes e após a alocação das quatro unidades geradoras modeladas como tipo PQ.

**Figura 35 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 34 barras**



Na Figura 36, pode-se observar as curvas do perfil de tensão para a alocação dos quatro GDs tipo PV e PQ no sistema de 34 barras.

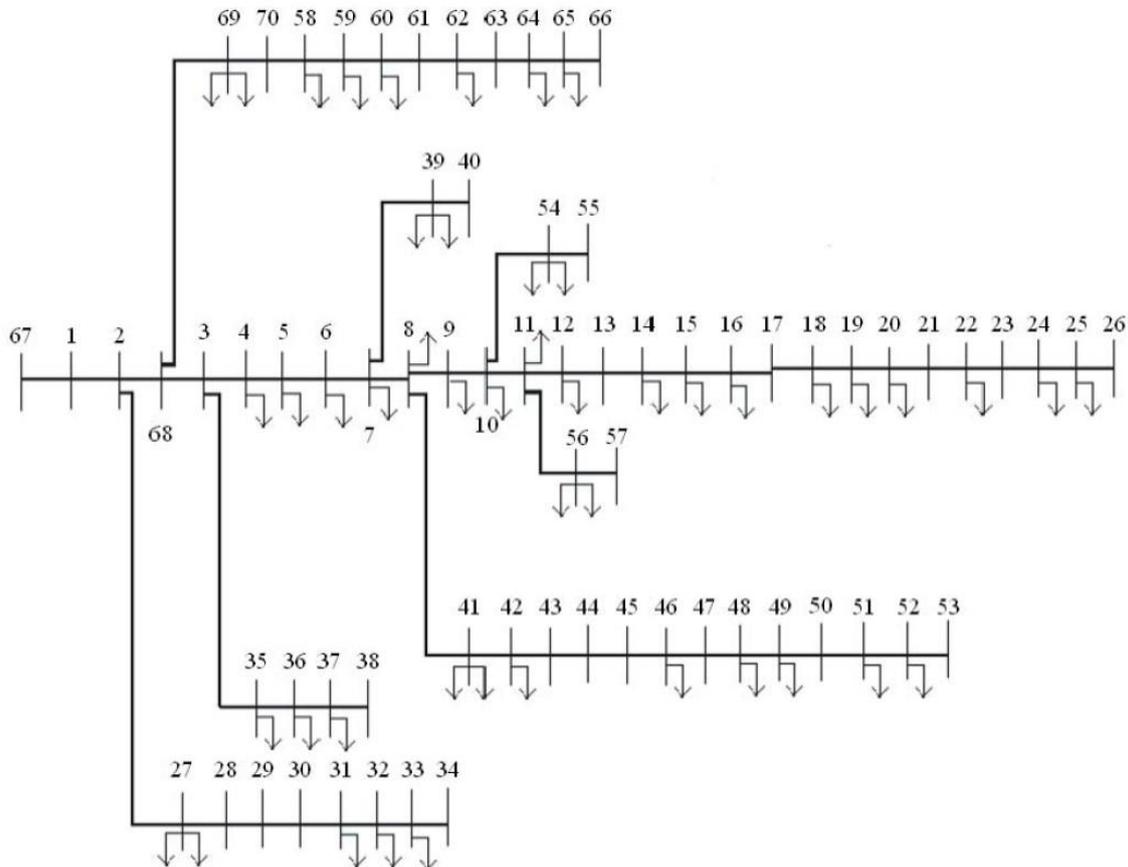
**Figura 36 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 4 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 34 barras**



### 5.3 Sistema de 70 barras

O sistema teste de 70 barras (Figura 37) foi retirado de (BARAN, WU, 1989) e também utilizado por (CARVALHO, 2005). Suas características elétricas são apresentadas no Anexo A. A demanda total de carga deste sistema utilizando o valor médio da carga dentro da janela analisada é de 5,7085MVA (4,6445MW + 3,2909 MVar). O valor das perdas elétricas nesse sistema para o caso base é de 347,485kW o que representa 7,48% da demanda total de potência ativa dos sistema.

**Figura 37 – Sistema de 70 barras**



Fonte: (CARVALHO, 2005)

### 5.3.1 Um GD – Tipo PV

A tabela 18 apresenta os resultados obtidos pelo método de força bruta para alocação de uma unidade geradora tipo PV no sistema de 70 barras.

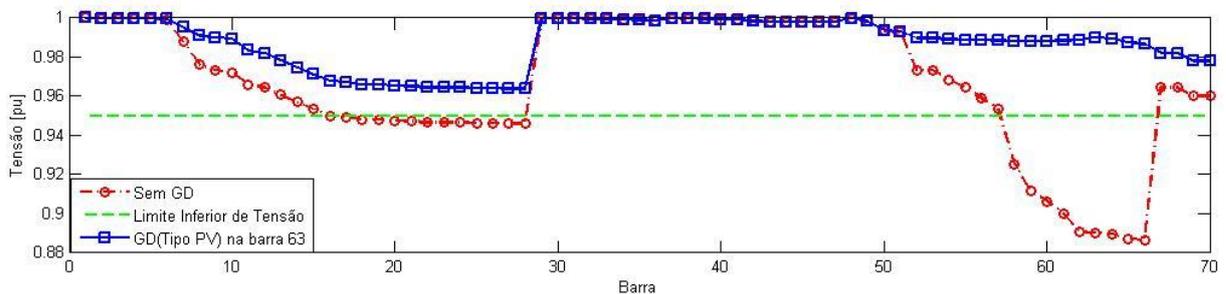
**Tabela 18 - Resultados para alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 70 barras**

Método Utilizado	Barra de Alocação	Potência Nominal do GD [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	63	2,5	53,9700	622	3,07

A alocação otimizada de um GD com potência nominal de 2,5MW na barra 63 proporciona uma redução das perdas para 53,97kW, o que representa uma redução de 84,46% em relação as perdas para o sistema sem alocação de GD.

A Figura 38 apresenta as curvas do perfil de tensão para este sistema antes e após a alocação do GD.

**Figura 38 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 70 barras**



Pode-se notar uma expressiva correção no desvio de tensão entre barras 58 a 66, as quais violavam o limite mínimo de tensão antes da instalação do GD.

### 5.3.2 Um GD - Tipo PQ

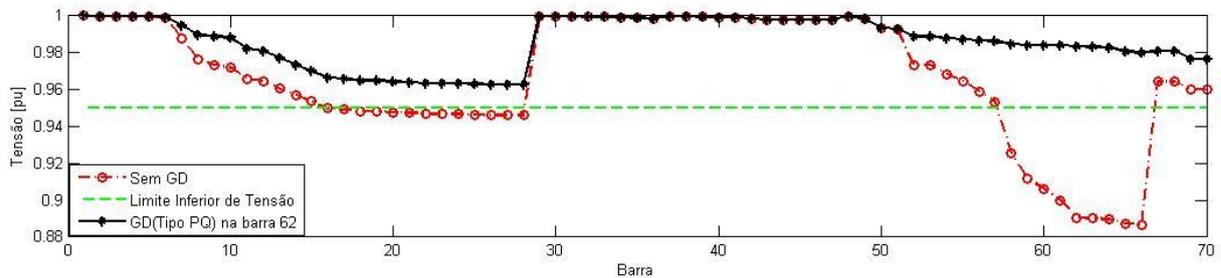
A tabela 19 apresenta os resultados obtidos pelo método de força bruta para alocação de uma unidade geradora tipo PQ no sistema de 70 barras.

**Tabela 19 – Resultados para alocação de 1 GD (tipo PV) no sistema de 70 barras**

Método Utilizado	Barras de Alocação	Potência Nominal dos GDs [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	62	2,5	72,235	622	2,67

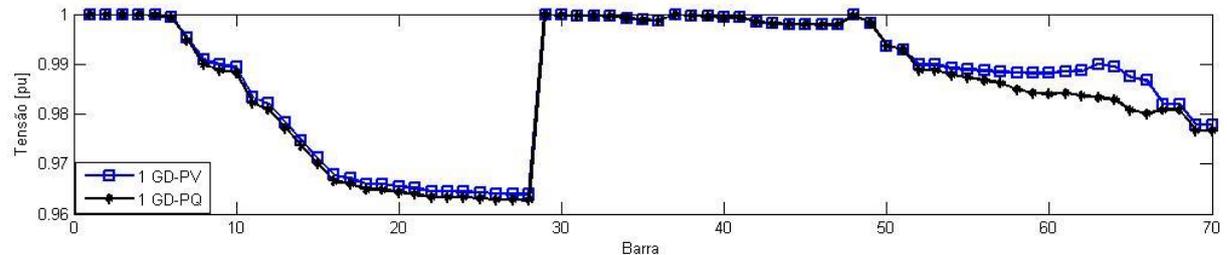
A Figura 39 apresenta as curvas do perfil de tensão para o sistema de 70 barras antes e após a alocação de um GD modelado como tipo PQ.

**Figura 39 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 1 GD (tipo PQ) no sistema de 70 barras**



Na Figura 40, pode-se observar as curvas do perfil de tensão para a alocação de um GD tipo PV e PQ no sistema de 70 barras.

**Figura 40 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 1 GD (tipo PV e PQ) no sistema de 70 barras**



### 5.3.3 Dois GDs – Tipo PV

A Tabela 20 apresenta os resultados obtidos para a alocação de duas unidades geradoras tipo PV no sistema de 70 barras.

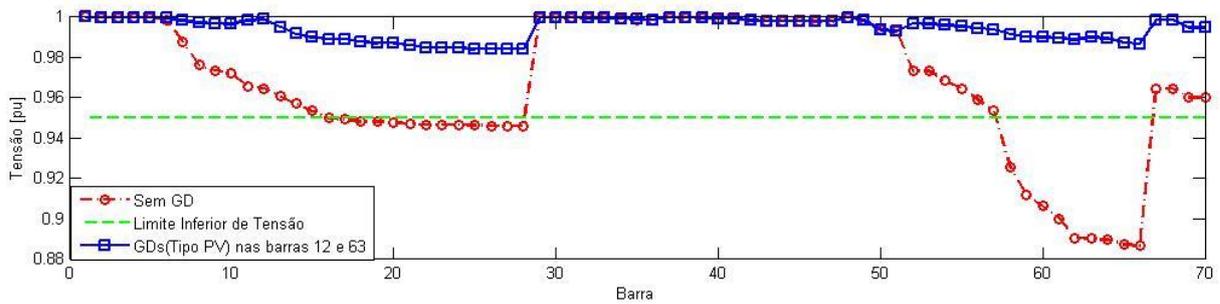
**Tabela 20 – Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras**

Método Utilizado	Barras de Alocação	Potência Nominal do GD [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	12, 63	1,5; 2,5	32,401	87622	715,18

Com a alocação de dois GDs nas barras 12 e 63 com potências nominais de 1,5MW e 2,5MW as perdas são reduzidas para 32,401kW, representando uma redução de 90,67% e 39,96% nas perdas em relação ao sistema base e ao sistema com um GD alocado, respectivamente.

A Figura 41 apresenta as curvas do perfil de tensão para o sistema de 70 barras antes e após a alocação dos dois GDs.

**Figura 41 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras**



### 5.3.4 Dois GDs – Tipo PQ

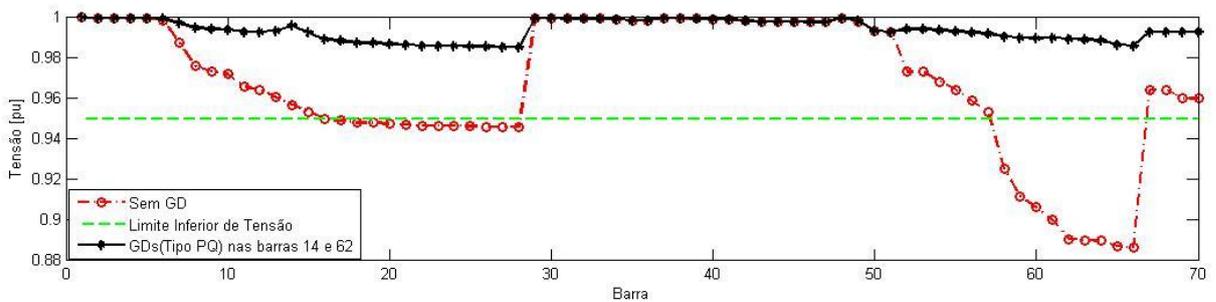
A Tabela 21 apresenta os resultados obtidos para a alocação de duas unidades geradoras tipo PQ no sistema de 70 barras.

**Tabela 21 – Resultados para alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras**

Método Utilizado	Barras de Alocação	Potência Nominal dos GDs [MW]	Valor FO [kW]	Número Soluções Visitadas	Tempo Comput [s]
Força Bruta	14, 62	1,0; 2,5	49,993	87622	512,64

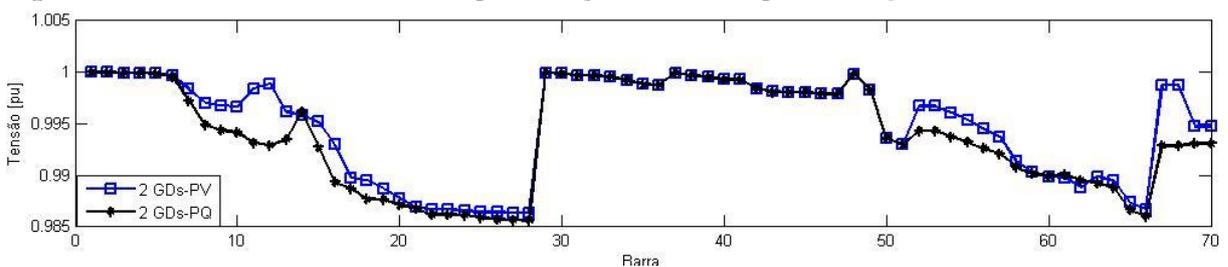
A Figura 42 apresenta as curvas do perfil de tensão para o sistema de 70 barras antes e após a alocação dos dois GDs.

**Figura 42 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 2 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras**



Na Figura 43, pode-se observar as curvas do perfil de tensão para a alocação de dois GDs tipo PV e PQ no sistema de 70 barras.

**Figura 43 – Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 2 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 70 barras**



### 5.3.5 Três GDs - Tipo PV

A Tabela 22 apresenta os resultados obtidos pelos métodos para a alocação de três unidades fotovoltaicas modeladas como tipo PV no sistema de 70 barras.

**Tabela 22 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agressiva	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	27,6471	-	-	-	2851038	142506,17
VNS	A	First	Não	27,6471	23	28,5858	31,8897	16845	169,8743
VNS	H	First	Não	27,6471	30	28,1959	29,3914	16792	149,8093
VNS	A	Best	Não	27,6471	23	28,3995	31,8897	17257	168,9162
VNS	H	Best	Não	27,6471	24	28,2790	29,3914	17522	172,07
VNS	A	Best	Sim	27,6471	3	32,9197	39,4706	13814	111,8128
VNS	H	Best	Sim	28,94583	6	33,3352	38,3994	16069	146,1171
VNDS	A	First	Não	27,6471	26	28,2246	28,9458	16992	217,8984
VNDS	H	First	Não	27,6471	21	28,5424	34,0233	16001	223,7565
VNDS	A	First	Sim	27,6471	1	45,2685	59,0215	15563	177,3178
VNDS	H	First	Sim	27,6471	1	34,6447	50,0408	11151	124,495
VNDS	A	Best	Não	27,6471	17	33,6258	39,0155	18043	185,1562
VNDS	H	Best	Não	27,6471	23	28,4193	34,0233	17936	204,3831
VNDS	A	Best	Sim	27,6471	1	33,9736	42,3530	17577	136,7059
VNDS	H	Best	Sim	28,6905	1	33,6643	39,9961	12022	149,0509
RVNS	A	-	-	28,6905	2	42,2399	337,3183	17539	162,51
RVNS	H	-	-	28,1831	1	35,0211	41,5994	20174	196,9396
GRASP (0,3)	-	First	-	27,6471	50	27,6471	27,6471	12427	602,55
GRASP (0,5)	-	First	-	27,6471	47	27,7378	29,3914	13546	620,025
GRASP (0,7)	-	First	-	27,6471	40	27,9018	28,9458	15844	737,2478
GRASP (0,9)	-	First	-	27,6471	26	28,3428	31,2890	15535	601,5943
GRASP (0,3)	-	Best	-	27,6471	50	27,6471	27,6471	12229	418,055
GRASP (0,5)	-	Best	-	27,6471	48	27,6940	28,9458	14102	451,5859
GRASP (0,7)	-	Best	-	27,6471	31	28,1253	28,9458	15036	526,4362
GRASP (0,9)	-	Best	-	27,6471	17	28,5093	29,3914	15736	431,7106
GRASP/VNS	-	First	-	27,6471	35	28,1049	28,9458	16872	198,1131
GRASP/VNS	-	Best	-	27,6471	41	27,8707	28,9458	15020	166,1075
GRASP/VNDS	-	First	-	27,6471	16	29,0867	35,2235	16774	184,8828
GRASP/VNDS	-	Best	-	27,6471	31	28,7516	34,0233	14819	175,7531

Para se obter a solução ótima encontrada pelo método de força bruta e por vários dos métodos implementados, a configuração do sistema se dá por meio da alocação dos GDs nas barras 16, 54 e 62 com potências nominais de 1MW, 1MW e 2,5MW, respectivamente.

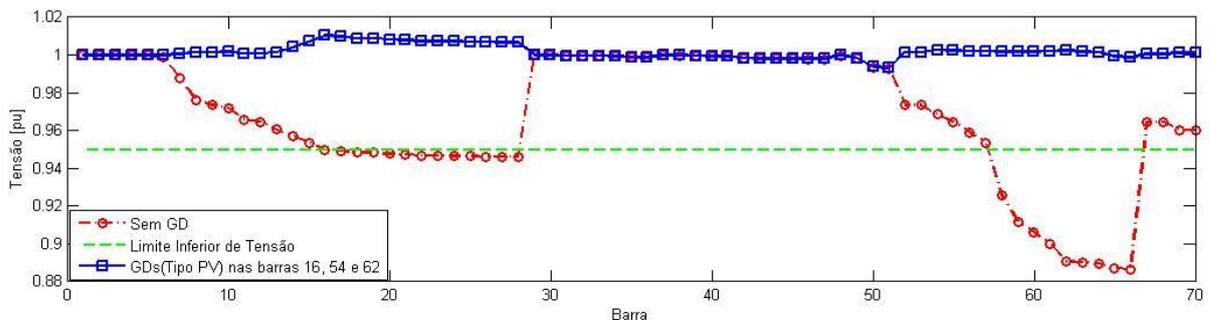
Enquanto o método de busca exaustiva leva um tempo de 142506,17 segundos, ou cerca 1 dia e 15 horas, para encontrar a solução ótima visitando 2851038 diferentes soluções,

os métodos que tiveram os melhores desempenhos convergem em um tempo médio de 600 segundos, ou cerca de 10 minutos, visitando em média 13000 soluções, representando apenas 0,45% do espaço de busca percorrido pelo método de força bruta.

Conforme pode ser visto na Tabela 22, dentre os 34 métodos implementados, somente 4 não alcançaram a solução ótima, encontrada pelo método de força bruta, sendo que todos estes que não encontraram a solução ótima são variações do VNS. Pode-se observar que as variações do VNS em que empregam a busca local agressiva apresentam um desempenho inferior àquelas que utilizam a busca não agressiva. Todas as variações do GRASP encontraram a solução ótima em boa parte das simulações e conseqüentemente, apresentam valor médio para a solução muito próximo à solução ótima. As duas variações do GRASP com  $\alpha = 0,3$  alcançaram a solução ótima todas as 50 vezes simuladas, porém o tempo médio de convergência destas duas variações é superior comparado a grande parte dos outros métodos. Pode-se observar que todas as versões do algoritmo híbrido obtiveram ótimo desempenho, combinando melhores soluções encontradas, comparadas as versões do VNS e em um menor tempo médio de convergência, comparado com as variações do GRASP.

A Figura 44 apresenta as curvas do perfil de tensão para o sistema de 70 barras antes e após a alocação dos três GDs.

**Figura 44 - Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras**



Com a alocação de três GDs no sistema, a curva do perfil de tensão apresenta um aspecto quase “flat”, não possuindo regiões com desvio de tensão elevado.

### 5.3.6 Três GDs – Tipo PQ

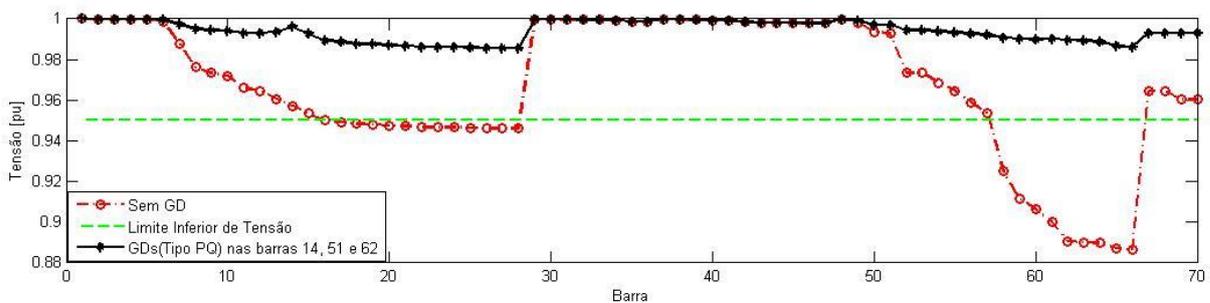
A Tabela 23 apresenta os resultados obtidos pelos métodos para a alocação de três GDs modelados como tipo PQ no sistema de 70 barras.

**Tabela 23 – Resultados para alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qty Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	47,078	-	-	-	2851038	105236,5
GRASP/VNS	-	Best	-	47,078	50	47,078	47,078	11349	54,1053

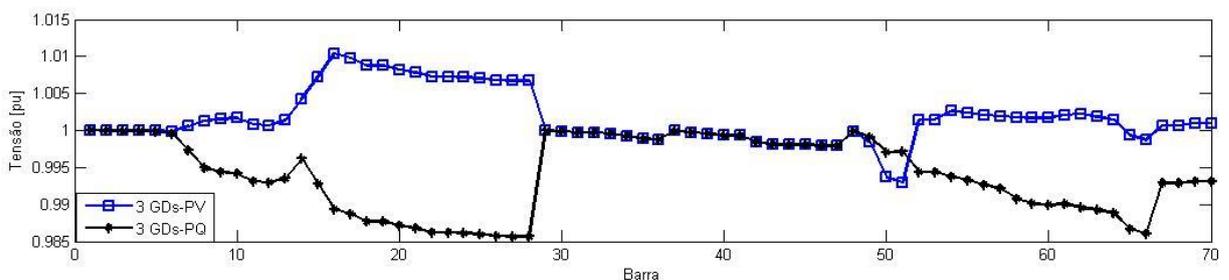
Para se obter este valor de perdas ativas quando os GDs são modelados como tipo PQ, os GDs devem ser alocados nas barras 14, 51 e 62 com potências nominais de 1MW, 1MW e 2,5MW, respectivamente. A Figura 45 apresenta as curvas do perfil de tensão para o sistema de 70 barras antes e após a alocação dos três GDs tipo PQ no sistema de 70 barras.

**Figura 45 – Curvas do Perfil de Tensão pré e pós alocação de 3 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras**



Na Figura 46, pode-se observar as curvas do perfil de tensão para a alocação de três GDs tipo PV e PQ no sistema de 70 barras.

**Figura 46 - Curvas do Perfil de Tensão após alocação de 3 GDs (tipo PV e PQ) no sistema de 70 barras**



### 5.3.7 Quatro GDs – Tipo PV

Conforme mencionado no início do capítulo, não foi possível executar o método de força bruta para encontrar a solução ótima para o caso da alocação de quatro unidades geradoras no sistema, uma vez que o tempo estimado de simulação seria de 6,687 anos, impossibilitando tal ação. Portanto, somente os métodos de otimização foram simulados, e seus resultados comparados entre si, não podendo afirmar com toda certeza que estes encontraram a solução ótima. A Tabela 24 apresenta os resultados obtidos pelos métodos de

otimização para a alocação de quatro unidades fotovoltaicas modeladas como tipo PV no sistema de 70 barras.

**Tabela 24 – Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PV) no sistema de 70 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agressiva	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
Força Bruta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VNS	A	First	Não	27,6471	3	30,7802	34,3787	17780	242,2009
VNS	H	First	Não	27,6471	3	30,9986	34,3787	17255	234,8409
VNS	A	Best	Não	27,6471	2	31,2560	35,0540	17595	198,9006
VNS	H	Best	Não	27,6471	2	31,2693	34,6236	18014	200,0412
VNS	A	Best	Sim	29,9445	2	40,3584	65,1454	13479	183,1284
VNS	H	Best	Sim	27,6471	1	31,6497	47,0000	13407	201,9912
VNDS	A	First	Não	27,6471	4	40,9014	63,4902	17070	201,2521
VNDS	H	First	Não	27,6471	10	29,9641	34,0503	18186	204,4812
VNDS	A	First	Sim	27,6471	1	69,1695	188,1769	15761	181,86
VNDS	H	First	Sim	31,8896	1	48,6143	145,6130	15054	176,5478
VNDS	A	Best	Não	27,6471	5	42,2929	77,1286	18944	204,9087
VNDS	H	Best	Não	27,6471	2	48,7238	60,5368	19927	184,1596
VNDS	A	Best	Sim	29,1797	1	46,4672	132,2681	17080	200,1106
VNDS	H	Best	Sim	29,7958	3	52,1294	97,1221	15572	194,315
RVNS	A	-	-	27,7058	3	112,2844	419,5479	16341	176,51
RVNS	H	-	-	29,94454	1	50,0819	305,5763	18736	228,0221
GRASP (0,3)	-	First	-	27,6471	50	27,6471	27,6471	12974	665,5865
GRASP (0,5)	-	First	-	27,6471	41	28,0705	30,9104	16695	626,8165
GRASP (0,7)	-	First	-	27,6471	22	28,9865	31,2388	17325	835,6318
GRASP (0,9)	-	First	-	27,6471	7	30,2115	32,2017	17091	650,1568
GRASP (0,3)	-	Best	-	27,6471	48	27,7564	29,7958	13496	486,8631
GRASP (0,5)	-	Best	-	27,6471	6	28,6379	31,9140	16273	510,5615
GRASP (0,7)	-	Best	-	27,6471	10	29,6518	31,4836	17340	570,8137
GRASP (0,9)	-	Best	-	27,6471	4	30,4377	33,0844	16663	518,5009
GRASP/VNS	-	First	-	27,6471	8	29,7122	33,1034	16276	177,6437
GRASP/VNS	-	Best	-	27,6471	13	29,8100	31,2388	16495	170,2606
GRASP/VNDS	-	First	-	27,6471	4	31,0802	47,3610	17373	216,3487
GRASP/VNDS	-	Best	-	27,6471	4	30,0719	33,2844	15471	201,4071

Pode-se observar, através da Tabela 24, que a grande maioria dos métodos de otimização encontraram como melhor solução a mesma solução obtida pelo método de força bruta e métodos de otimização para o caso passado, em que foram alocados três unidades geradoras no sistema. A configuração do sistema para a melhor solução encontrada pelos métodos de otimização se dá por meio da alocação dos GDs nas barras 16, 54, 62 e 62 com

potências nominais de 1MW, 1MW, 1MW e 1,5MW, respectivamente, ou simplesmente 2,5MW na barra 62 ao invés dos dois GDs de 1MW e 1.5MW nesta barra, sendo a mesma configuração que no caso anterior (alocação de 3 GDs). Não se pode afirmar com certeza, porém a probabilidade de que esta seja a solução ótima é grande, uma vez que esta é a mesma solução encontrada para o caso em que há a alocação de 3 GDs no sistema.

Entre todos os métodos implementados, o que o obteve as melhores soluções foi o GRASP com  $\alpha = 0,3$  com busca local “*best improvement*”, porém o tempo médio para sua convergência foi superior comparado aos outros métodos. Dentre os algoritmos híbridos, o GRASP/VNS com busca “*best improvement*” foi o que obteve os melhores resultados, apresentando o menor valor médio para a solução assim como o menor tempo médio de convergência.

A curva do perfil de tensão após a alocação dos GDs no sistema é a mesma que a curva do perfil para a alocação de três unidades geradoras, e portanto pode ser vista na Figura 44.

### 5.3.8 Quatro GDs – Tipo PQ

Assim como na modelagem do GD como PV, mesmo com a redução do tempo de simulação utilizando modelo PQ, o tempo estimado para execução do método de força bruta para encontrar a melhor solução ainda o torna impraticável para este trabalho. Desta forma, somente o método híbrido foi executado para encontrar a solução da alocação e dimensionamento de quatro GDs modelados como PQ no sistema de 70 barras.

A Tabela 25 apresenta os resultados obtidos pelo método híbrido para a alocação de quatro GDs modelados como tipo PQ no sistema de 70 barras.

**Tabela 25 - Resultados para alocação de 4 GDs (tipo PQ) no sistema de 70 barras**

Método Utilizado	Sol Inicial	Tipo Busca Local	Busca Agr	Mín. FO [kW]	Qtd Mín FO	Valor Médio FO [kW]	Máx FO [kW]	Núm. Médio Soluções Visitadas	Tempo Médio Comput [s]
GRASP/VNS	-	Best	-	47,078	50	47,078	47,078	13170	81,3443

Assim como na alocação de 4 GDs tipo PV, a curva do perfil de tensão para a alocação das quatro unidades geradoras tipo PQ é a para a alocação de três GDs tipo PQ, e portanto, pode ser vista na Figura 45.

## 6. CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo central o estudo do impacto da geração distribuída nos sistemas de distribuição e, principalmente, a interferência da localização e do dimensionamento dessas unidades em relação às perdas ativas. Esses dois fatores mostraram-se determinantes durante as simulações quando a redução das perdas elétricas em um determinado sistema elétrico é o objetivo a ser minimizado. Como era de se esperar, a alocação otimizada da GD também teve influência direta no perfil de tensão do sistema, proporcionando uma melhora significativa em tal aspecto do sistema quando a GD é inserida em pontos estratégicos, conforme mostrado nas Figuras das curvas do perfil de tensão do Capítulo 5.

Quanto às meta-heurísticas implementadas para a resolução do problema da alocação e dimensionamento da GD no sistema, as mesmas se mostraram eficientes quando comparadas ao método de força bruta, convergindo para a solução ótima em tempo incrivelmente menor, e percorrendo uma parcela muito pequena do espaço de busca. Foi possível concluir que a busca agressiva implementada nas variações do VNS, contribui, na maioria dos casos, para uma convergência mais rápida, mas as soluções encontradas são de menor qualidade comparadas à busca não agressiva.

A inicialização dos métodos baseados no VNS a partir da solução inicial gerada através da heurística contribui para uma melhoria na qualidade das soluções encontradas, produzindo, na maioria dos casos, um melhor valor médio para a solução quando comparado com os métodos inicializados a partir de uma solução inicial aleatória. Para os casos apresentados, observou-se que as variações do GRASP, em sua maioria, obtiveram melhores soluções que as variações do VNS, porém com um maior tempo médio de convergência. Observou-se também que, com o aumento da aleatoriedade no processo de construção da solução do GRASP, ou seja, o aumento do parâmetro  $\alpha$ , a qualidade das soluções encontradas diminui.

A combinação dos métodos VNS e GRASP no algoritmo GRASP/VNS se mostrou bem sucedida, melhorando a qualidade das soluções em relação ao VNS com um tempo médio de convergência inferior comparado ao GRASP. Em alguns casos, o algoritmo híbrido obteve as melhores soluções, superando o GRASP.

Para todos os casos simulados, o controle de tensão constante obteve melhores valores para as perdas ativas assim como para a curva do perfil de tensão. Apesar de o controle de tensão constante se mostrar superior em relação aos valores das perdas, o tempo médio de

simulação é pior do que para o controle de corrente constante. Este fato se dá devido à compensação de reativos que é feita no algoritmo do fluxo de potência quando os GDs são modelados como tipo PV e também ao cálculo da matriz de sensibilidade que é feito a cada solução visitada, o que não ocorre para o controle de corrente constante (GD como tipo PQ).

Apesar do controle de tensão se mostrar superior ao controle de corrente, na prática este último ainda é o mais utilizado nos GDs conectados ao sistema elétrico, devido à simplicidade do controle, permitindo que drivers mais baratos sejam utilizados, e também à capacidade dos GDs, que na grande maioria são pequenos geradores residenciais conectados ao sistema.

### **6.1 Trabalhos Futuros**

Como indicação de possíveis trabalhos a serem realizados, destaca-se:

- Aplicação da metodologia proposta para resolução de outros problemas combinatoriais da Engenharia Elétrica como alocação de capacitores e chaves reconfiguração do sistema, análise de contingência, planejamento da expansão do sistema de distribuição e transmissão com GD entre outros.
- Implementação de outras metaheurísticas como GA, PSO e busca tabu (tabu search - TS) para resolução do problema de alocação e dimensionamento do GD e comparação de desempenho entre estas e as mesmas apresentadas no presente trabalho;
- Formulação de um modelo para o problema de alocação da GD, incluindo o custo de investimento na função objetivo a ser minimizada;
- Desenvolvimento de um estudo de viabilidade financeira para alocação da GD no sistema;
- Inclusão de outros tipos de GD, como por exemplo, eólica, termelétrica baseada em biomassa e PCH para comparação dos benefícios da instalação no sistema.

## REFERÊNCIAS

- ACHARYA N, MAHAT P, MITHULANANTHAN N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 28, n. 10, p. 669-678, 2006.
- ACKERMANN T, ANDERSSON G, SÖDER L, Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Qualidade de Energia Elétrica**. 2012. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8\\_Revis%C3%A3o\\_4.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf). Acesso em: 20 de julho de 2016.
- AHMADI M.; YOUSEFI A.; SOROUDI A. et al., Multi objective distributed generation planning using NSGA-II. In: **Power Electronics and Motion Control Conference**, 2008. EPE-PEMC 2008. 13th. IEEE, 2008. p. 1847-1851.
- BARAN M, WU F. F. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. **IEEE Transactions on power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 735-743, 1989.
- BELTRÁN J. D.; et al., GRASP-VNS hybrid for the Strip Packing Problem. **Hybrid metaheuristics**, v. 2004, p. 79-90, 2004.
- BORGES C. L. T.; FALCÃO D. M., Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. **Electrical Po**, p. 413 – 420, 2006.
- BRITO J.; et al., A GRASP–VNS Hybrid for the fuzzy vehicle routing problem with time windows. In: **International Conference on Computer Aided Systems Theory**. Springer Berlin Heidelberg. p. 825-832, 2009.
- CARVALHO M. R., **Estudo de Técnicas para a Resolução do Problema de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial**. Dissertação de Mestrado, USP - Universidade de São Paulo - São Paulo, 2005.
- CELLI G., et al. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, Maio 2005.
- CÉSAR A. P., Otimização de Alocação de Fontes de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Média Tensão. **Dissertação (Mestrado)** – Pontífica Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.
- CHENG C. S.; SHIRMOHAMMADI D., A three-phase power flow method for real time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.
- CHIS M, SALAMA M. M. A, JAYARAM S. Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, v. 144, n. 3, p. 225-230, 1997.

COELHO F. C. R.; et al, Alocação e dimensionamento Ótimos de geração distribuída via metaheurística inspirada na ecolocalização de morcegos. In: **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, 2013.

COLMENAR-SANTOS A, et al. Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 1130-1148, 2016.

DE ARMAS J.; et al., A hybrid GRASP-VNS for ship routing and scheduling problem with discretized time windows. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 45, p. 350-360, 2015.

DE ASSUMPTIÃO DRUMMOND L. M.; et al., Distributed parallel metaheuristics based on GRASP and VNS for solving the traveling purchaser problem. In: **Parallel and Distributed Systems**, Proceedings. Ninth International Conference on. IEEE, 2002. p. 257-263. 2002.

DEVI S, GEETHANJALI M. Optimal location and sizing determination of Distributed Generation and DSTATCOM using Particle Swarm Optimization algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 62, p. 562-570, 2014.

DEHGHANIAN P, et al. Optimal siting of DG units in power systems from a probabilistic multi-objective optimization perspective. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 51, p. 14-26, 2013.

DRIESEN J, BELMANS R. Distributed generation: challenges and possible solutions. In: **2006 IEEE power engineering society general meeting**. IEEE, 2006. p. 8 pp.

ELGERD O.I., Electric energy system theory – an introduction. **McGraw-Hill**; 1971.

FARAG H. E, et al. A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 7, p. 1499-1506, 2011.

FEO T. A.; RESENDE M., A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem. **Operations research letters**, v. 8, n. 2, p. 67-71, 1989.

FEO T. A.; RESENDE M., Greedy randomized adaptive search procedures. **Journal of global optimization**, v. 6, n. 2, p. 109-133, 1995.

GOLDER A. S., Photovoltaic generator modeling for Large Scale distribution system Studies. **Dissertação (Mestrado)** – Drexel University, 2006.

GRAINGER J J, LEE S. H. Optimum size and location of shunt capacitors for reduction of losses on distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, n. 3, p. 1105-1118, 1981.

HANSEN P.; MLADENOVIC N., An introduction to variable neighborhood search. In: **Meta-heuristics**. Springer US, p. 433-458, 1999.

HANSEN P.; MLADENOVIC N.; PEREZ-BRITOS D., Variable neighborhood decomposition search. **Journal of Heuristics**, v. 7, n. 4, p. 335-350, 2001.

HIEN N, MITHULANANTHAN N, BANSAL R. C. Location and sizing of distributed generation units for loadability enhancement in primary feeder. **IEEE Systems Journal**, v. 7, n. 4, p. 797-806, 2013.

INMET, Instituto Nacional de Meteorologia, disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas> , acesso em 18 de outubro de 2016.

ISHIKAWA T., Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipments, **International Energy Agency (IEA)**, Tokyo - Japão, 2002.

JORDEHI A. R. Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 893-905, 2016.

KANSAL S, KUMAR V, TYAGI B. Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 53, p. 752-760, 2013.

KAUR S, KUMBHAR G, SHARMA J. A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 63, p. 609-617, 2014.

KAYAL P.; CHANDA C. H., Placement of wind and solar based dg in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement. **Electrical Power**, v. 53, p. 795 – 809, 2013.

MLADENOVIC N., Variable Neighborhood Algorithm: A New Metaheuristic for Combinatorial Optimization, **Abstracts of papers presented at Optimization Days**, 1995.

MLADENOVIC N.; HANSEN P., Variable neighborhood search. **Computers & Operations Research**, v. 24, n. 11, p. 1097-1100, 1997.

MORADI M. H.; ABEDINI M., A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 34, n. 1, p. 66-74, 2012.

MURTY V. V. S. N, KUMAR A. Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 69, p. 246-256, 2015.

NEOSOLAR, disponível em <http://www.neosolar.com.br/simulador-solar-calculadora-fotovoltaica>, acesso em 13 de novembro de 2016.

PRADO I. F., Alocação de Geração Distribuída Utilizando o Algoritmo Genético de Chu-Beasley e Índices de Sensibilidade. **Dissertação (Mestrado)** – Universidade Federal do ABC, Santo André - SP, 2013.

PALIWAL P, PATIDAR N. P, NEMA R. K. Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 557-570, 2014.

PEPERMANS G, et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy policy**, v. 33, n. 6, p. 787-798, 2005.

PIRES B. A. da S., **Maximação da Penetração da Geração Distribuída Através do Algoritmo de Otimização Nuvem de Partículas. Dissertação (Mestrado)** — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal - RN, 2011.

PORTAL SOLAR, disponível em <http://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>, acesso em 13 de novembro de 2016.

SFIKAS E. E, KATSIGIANNIS Y. A, GEORGILAKIS P. S. Simultaneous capacity optimization of distributed generation and storage in medium voltage microgrids. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 67, p. 101-113, 2015.

SHIRMOHAMMADI D, HONG W, SEMLYEN A, LUO X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, **IEEE Transactions on Power Systems** Vol. 3, pp. 753-762. 1988

SILVA H. J. B.; da et al., Alocação e dimensionamento de uma ou múltiplas fontes de geração distribuída considerando estabilidade de tensão e perdas. In: **Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática**. 2012.

STASZESKY, D. Application of distributed intelligence to automatic distribution reconfiguration for reliability improvement. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p. 2621 Vol. 3, 2005.

TÁUTIVA C, CADENA A, "Optimal placement of distributed generation on distribution networks", **2008 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latinamerica**, 2008.

WANG C, NEHRIR M. H. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 4, p. 2068-2076, 2004.

WANG Z, et al. Robust optimization based optimal DG placement in microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 5, p. 2173-2182, 2014.

ZHU Y, TOMSOVIC K. Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems With Dispersed Generation, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 17, n. 3, 2002.

ZULPO R. S. **Alocação Otimizada de Geração Distribuída em Redes de Distribuição**, Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014.

## ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

### A.1 Sistema de 10 barras – 23 kV – 13,075 MVA (12,368 MW + 4,186 MVar)

Tabela 26 - Dados do sistema de 10 barras

Dados das barras			Dados das Linhas			
Barra	P [W]	Q [Var]	Barra Origem	Barra Destino	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
1	0	0				
2	1840000	460000	1	2	0,1233	0,4127
3	980000	340000	2	3	0,014	0,6051
4	1790000	446000	3	4	0,7463	1,205
5	1598000	1840000	4	5	0,6984	0,6084
6	1610000	600000	5	6	1,9831	1,7276
7	780000	110000	6	7	0,9053	0,7886
8	1150000	60000	7	8	2,0552	1,164
9	980000	130000	8	9	4,7953	2,716
10	1640000	200000	9	10	5,3434	3,0264

### A.2 Sistema de 34 barras – 11 kV – 5,461 MVA (4,636 MW + 2,885 MVar)

Tabela 27 - Dados do sistema de 34 barras

Dados das barras			Dados das Linhas			
Barra	P [W]	Q [Var]	Barra Origem	Barra Destino	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
1	0	0				
2	230000	142500	1	2	0,117	0,048
3	0	0	2	3	0,10725	0,044
4	230000	142500	3	4	0,16445	0,04565
5	230000	142500	4	5	0,1495	0,0415
6	0	0	5	6	0,1495	0,0415
7	0	0	6	7	0,3144	0,054
8	230000	142500	7	8	0,2096	0,036
9	230000	142500	8	9	0,3144	0,054
10	0	0	9	10	0,2096	0,036
11	230000	142500	10	11	0,131	0,0225
12	137000	84000	11	12	0,1048	0,018
13	72000	45000	3	13	0,1572	0,027
14	72000	45000	13	14	0,2096	0,036
15	72000	45000	14	15	0,1048	0,018
16	13500	7500	15	16	0,0524	0,009
17	230000	142500	6	17	0,1794	0,0498
18	230000	142500	17	18	0,16445	0,04565
19	230000	142500	18	19	0,2079	0,0473
20	230000	142500	19	20	0,189	0,043
21	230000	142500	20	21	0,189	0,043
22	230000	142500	21	22	0,262	0,045
23	230000	142500	22	23	0,262	0,045
24	230000	142500	23	24	0,3144	0,054

25	230000	142500	24	25	0,2096	0,036
26	230000	142500	25	26	0,131	0,0225
27	137000	85000	26	27	0,1048	0,018
28	75000	48000	7	28	0,1572	0,027
29	75000	48000	28	29	0,1572	0,027
30	75000	48000	29	30	0,1572	0,027
31	57000	37500	10	31	0,1572	0,027
32	57000	37500	31	32	0,2096	0,036
33	57000	37500	32	33	0,1572	0,027
34	57000	37500	33	34	0,1048	0,018

### A.3 Sistema de 70 barras – 12,66 kV – 4,660 MVA (3,802 MW + 2,694 MVar)

Tabela 28 - Dados do sistema de 70 barras

Dados das barras			Dados das Linhas			
Barra	P [W]	Q [Var]	Barra Origem	Barra Destino	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
1	0	0				
2	0	0	1	2	0,0005	0,0012
3	0	0	2	3	0,0005	0,0012
4	0	0	3	4	0,0001	0,0001
5	0	0	4	5	0,0015	0,0036
6	0	0	5	6	0,0251	0,0294
7	2600	2200	6	7	0,366	0,1864
8	40400	30000	7	8	0,3811	0,1941
9	75000	54000	8	9	0,0922	0,047
10	30000	22000	9	10	0,0493	0,0251
11	28000	19000	10	11	0,816	0,2707
12	145000	104000	11	12	0,1872	0,0619
13	145000	104000	12	13	0,7114	0,2351
14	8000	5500	13	14	1,03	0,34
15	8000	5500	14	15	1,044	0,345
16	0	0	15	16	1,058	0,3496
17	45500	30000	16	17	0,1966	0,065
18	60000	35000	17	18	0,3744	0,1238
19	60000	35000	18	19	0,0047	0,0016
20	0	0	19	20	0,3276	0,1083
21	1000	600	20	21	0,2106	0,0696
22	114000	81000	21	22	0,3416	0,1129
23	5300	3500	22	23	0,014	0,0046
24	0	0	23	24	0,1591	0,0526
25	28000	20000	24	25	0,3463	0,1145
26	0	0	25	26	0,7488	0,2475
27	14000	10000	26	27	0,3089	0,1021
28	14000	10000	27	28	0,1732	0,0572
29	26000	18600	3	29	0,0044	0,0108
30	26000	18600	29	30	0,064	0,1565

<b>31</b>	0	0	<b>30</b>	<b>31</b>	0,3978	0,1315
<b>32</b>	0	0	<b>31</b>	<b>32</b>	0,0702	0,0232
<b>33</b>	0	0	<b>32</b>	<b>33</b>	0,351	0,116
<b>34</b>	14000	10000	<b>33</b>	<b>34</b>	0,839	0,2816
<b>35</b>	19500	14000	<b>34</b>	<b>35</b>	1,708	0,5646
<b>36</b>	6000	4000	<b>35</b>	<b>36</b>	1,474	0,4873
<b>37</b>	26000	18550	<b>4</b>	<b>37</b>	0,0044	0,0108
<b>38</b>	26000	18550	<b>37</b>	<b>38</b>	0,0604	0,1565
<b>39</b>	0	0	<b>38</b>	<b>39</b>	0,1053	0,123
<b>40</b>	24000	17000	<b>39</b>	<b>40</b>	0,0304	0,305
<b>41</b>	24000	17000	<b>40</b>	<b>41</b>	0,0018	0,0021
<b>42</b>	1200	1000	<b>41</b>	<b>42</b>	0,7283	0,8509
<b>43</b>	0	0	<b>42</b>	<b>43</b>	0,31	0,3263
<b>44</b>	6000	4300	<b>43</b>	<b>44</b>	0,041	0,0478
<b>45</b>	0	0	<b>44</b>	<b>45</b>	0,0092	0,0116
<b>46</b>	39220	26300	<b>45</b>	<b>46</b>	0,1089	0,1373
<b>47</b>	39220	26300	<b>46</b>	<b>47</b>	0,0009	0,0012
<b>48</b>	0	0	<b>5</b>	<b>48</b>	0,0034	0,0084
<b>49</b>	79000	56400	<b>48</b>	<b>49</b>	0,0851	0,2083
<b>50</b>	384700	274500	<b>49</b>	<b>50</b>	0,2898	0,7091
<b>51</b>	384700	274500	<b>50</b>	<b>51</b>	0,0822	0,2011
<b>52</b>	40500	28300	<b>9</b>	<b>52</b>	0,0928	0,0473
<b>53</b>	3600	2700	<b>52</b>	<b>53</b>	0,3319	0,1114
<b>54</b>	4350	3500	<b>10</b>	<b>54</b>	0,174	0,0886
<b>55</b>	26400	19000	<b>54</b>	<b>55</b>	0,203	0,1034
<b>56</b>	24000	17200	<b>55</b>	<b>56</b>	0,2842	0,1447
<b>57</b>	0	0	<b>56</b>	<b>57</b>	0,2813	0,1433
<b>58</b>	0	0	<b>57</b>	<b>58</b>	1,59	0,5337
<b>59</b>	0	0	<b>58</b>	<b>59</b>	0,7837	0,263
<b>60</b>	100000	72000	<b>59</b>	<b>60</b>	0,3042	0,1006
<b>61</b>	0	0	<b>60</b>	<b>61</b>	0,3861	0,1172
<b>62</b>	1244000	888000	<b>61</b>	<b>62</b>	0,5075	0,2885
<b>63</b>	32000	23000	<b>62</b>	<b>63</b>	0,0974	0,0496
<b>64</b>	0	0	<b>63</b>	<b>64</b>	0,145	0,0738
<b>65</b>	227000	162000	<b>64</b>	<b>65</b>	0,7105	0,3619
<b>66</b>	59000	42000	<b>65</b>	<b>66</b>	1,041	0,5302
<b>67</b>	18000	13000	<b>12</b>	<b>67</b>	0,2012	0,0611
<b>68</b>	18000	13000	<b>67</b>	<b>68</b>	0,0047	0,0014
<b>69</b>	28000	20000	<b>13</b>	<b>69</b>	0,7394	0,2444
<b>70</b>	28000	20000	<b>69</b>	<b>70</b>	0,0047	0,0016