



UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO  
INSTITUTO DE CIENCIAS EXATAS E APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



**MAIARA CAMILA OLIVEIRA**

**Alocação de Aerogeradores e Análise  
de seu Impacto na Rede Elétrica com  
Dados Climatológicos Reais**

João Monlevade

2017

**MAIARA CAMILA OLIVEIRA**

**Alocação de Aerogeradores e Análise de seu  
Impacto na Rede Elétrica com Dados  
Climatológicos Reais**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharelado em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa

João Monlevade

2017

O482a

Oliveira, Maiara Camila.

Alocação de aerogeradores e análise de seu impacto na rede elétrica com dados climatológicos reais [manuscrito] / Maiara Camila Oliveira. - 2017.

146f.: il.: color; grafs; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa.

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

1. Engenharia Elétrica. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Otimização. 4. Energia eólica. 5. Energia - Fontes alternativas. I. Barbosa, Carlos Henrique Nogueira de Resende. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.31

Catálogo: [ficha@sisbin.ufop.br](mailto:ficha@sisbin.ufop.br)



**ANEXO II - ATA DE DEFESA**

Aos 30 dias do mês de novembro de 2017, às 09:30 horas, na sala C103 do bloco C deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pela formanda Maiara Camila Oliveira, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso e Prof. Dr. Victor Costa da Silva Campos. A candidata apresentou a monografia intitulada: "Alocação de Aero geradores e Análise de seu Impacto na Rede Elétrica com Dados Climatológicos Reais". A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO da candidata, com a nota média 9,3, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão, examinadora e pela formanda.

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa	9,3
Dr. Juan Carlos Galvis Manso	9,3
Dr. Victor Costa da Silva Campos	9,3
<b>Média</b>	<b>9,3</b>

João Monlevade, 30 de novembro de 2017.

Professor(a) Orientador(a)

Aluno (a)

Professor(a) Convidado(a)

Professor(a) Convidado(a)

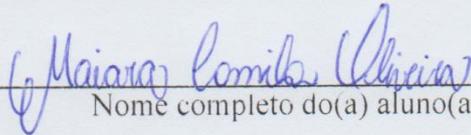


---

**ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE**

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado **“Alocação de Aerogeradores e Análise de seu Impacto na Rede Elétrica com Dados Climatológicos Reais”** 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, 12 de dezembro de 2017.

  
Nome completo do(a) aluno(a)

# Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por me iluminar e dar forças para superar as dificuldades diárias desta caminhada que enfrentei. Agradeço aos meus pais, Marilena Donizetti Teixeira Oliveira e Salvador Alves de Oliveira Filho, que sempre se fizeram presente, me apoiando, motivando e dando forças para jamais desistir dos meus sonhos. Agradeço também a toda minha família, avós, tios e primos pelo apoio e pelas orações.

Agradeço de forma especial ao meu orientador Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa por ter aceitado me orientar e por toda confiança. Tenho uma gratidão enorme por esta pessoa com quem aprendi e continuo aprendendo muito, não apenas os conceitos da engenharia elétrica, mas aprendizados para a vida.

Agradeço ao professor Glauco Ferreira Gazel Yared pelos ensinamentos e pelas conversas no laboratório ProcSiMOS. Agradeço também à todos os professores do Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, os quais contribuíram grandemente para a minha formação. Agradeço fortemente a todos os amigos de curso e da cidade de João Monlevade, que contribuíram de forma direta ou indireta para minhas conquistas.

*“Your work is going to fill a large part of your life, and the only way to be truly satisfied is to do what you believe is great work. And the only way to do great work is to love what you do. If you haven’t found it yet, keep looking. Don’t settle. As with all matters of the heart, you’ll know when you find it.”*

*Steve Jobs*

# Resumo

A incorporação gradativa de Geradores Distribuídos (GDs) aos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) existentes tem motivado o estudo das mudanças provocadas na dinâmica de operação dos mesmos. Esse novo contexto traz desafios de análise em relação à previsibilidade e controlabilidade no despacho de energia elétrica às cargas, bem como afeta índices de desempenho relacionados à qualidade de energia. Sabe-se que uma das formas de geração de energia mais relevantes para as GDs é a turbina eólica. O emprego de *Wind Turbine Generating System* (WTGSs) para a geração de eletricidade cresce anualmente em todo o mundo, uma vez que a fonte motriz é dita limpa e renovável. Além disso, os sistemas de distribuição podem ter seus índices melhorados a exemplo do perfil de tensão com baixo desvio, das menores perdas elétricas, dos fluxos de potência uniformemente distribuídos e da disponibilização de capacidade residual no sistema para atendimento às cargas emergenciais.

Ao longo do trabalho, são identificados os principais modelos da literatura especializada para os WTGSs de modo a permitir a análise por Método de Fluxo de Potência (MFP) juntamente com a presença de geradores eólicos com as principais tecnologias conhecidas disponíveis. Foram feitas análises de famílias de curvas que caracterizam a geração de potência elétrica ativa de acordo com parâmetros construtivos básicos e princípios físicos associados à geração eólica. Os três modelos principais de geradores eólicos (gerador de velocidade fixa, semi-variável e variável) são incorporados a um MFP para se determinar o estado de um SEP e, com isso, viabilizar a resolução do problema de alocação e dimensionamento desses geradores. No processo de otimização, são utilizadas três meta-heurísticas aplicadas ao modelo matemático proposto: Busca Tabu, Evolução Diferencial e Otimização Extrema. Os cenários de testes são compostos pelos sistemas radiais de distribuição de 33, 70 e 136 barras.

Com as melhores soluções apresentadas pelos três métodos de otimização, são feitas análises dos indicadores de tensão, corrente e perdas técnicas nos sistemas elétricos avaliados. As soluções encontradas nos três métodos obtiveram melhoria com relação aos sistemas originais. Os métodos de otimização esboçaram comportamentos diferentes, uma vez que a dinâmica de busca não é a mesma.

**Palavras-chave:** Aerogeradores, Geração Distribuída, Otimização da Alocação, Estudo Operativo, Busca Tabu, Evolução Diferencial, Otimização Extrema.

# Abstract

An increasing number of installed Distributed Generators (DGs) in Electric Power Systems (EPS) has caused considerable changes in how these systems are operated. This new context brings up new challenges to the predictability and control of the energy being delivered to the loads, and hardens the task of ensuring the satisfactory levels of system performance or electrical energy quality indexes. It is already known that one prominent DG alternative is the one by means of wind turbines. The Wind Turbine Generation System (WTGS) has been continuously upgraded and it has enjoyed a worldwide acceptance as a trustful and reliable power generation mainly due to the renewable and sustainable issues. Distributed Generators can be an effective strategy to improve operational conditions of distribution systems leading to better voltage deviation index, lower electrical losses, evenly balanced power flows and marginal capacity to serve emergency loads.

In this work, four well-known WTGS models from the technical literature are identified and analyzed in order to allow their application to a Power Flow Method (PFM) in which wind power generation is considered as the main available alternative technology. Group of curves were adopted to properly characterize a minimal set of electrical parameters related to wind power generation according to construction standards and physical principles. Three models, namely fixed (estol and de passo), semi-variable, and variable speed generator, were incorporated to the PFM to determine the operating status of a given EPS. Thus, the generator siting and sizing problem can be solved. In the optimization process, three meta-heuristics (Tabu Search, Differential Evolution, and Extremal Optimization) were chosen to solve a mono-objective version of such allocation problem. All the testing scenarios are performed on radial distribution systems, which are the 33, 70 and 136-busses systems.

The best solutions achieved by the three chosen optimization methods are still evaluated in terms of technical losses and voltage/current indexes. The solutions have showed good performance if compared to the prior status of the tested systems. The optimization methods presented distinct probing behaviors across the search space as expected since each one depends upon its own dynamics generating distinct solutions but compatible ones.

**Keywords:** Wind Turbine, Distributed Generator, Optimal Allocation, System Operating Point, Tabu Search, Differential Evolution, Extremal Optimization.



# Lista de Abreviações

BT – Busca Tabu

CDI – Índice de desvio de corrente

ED – Evolução Diferencial

GD – Geração Distribuída

MFP - Método de Fluxo de Potência

OE – Otimização Extrema

Prodist – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

DP – De passo

SEP - Sistemas Elétricos de Potência

ES – Estol

SV – Semi-Variável

VDI – Índice de desvio de tensão

VFO – Valor da Função Objetivo

VR – Variável

WTGSs – Sistema de geração com turbinas eólicas

WTGUs – Unidade geradora com turbinas eólicas

# Nomenclatura

$\mathcal{R}(\cdot)$  – denota a parcela real do argumento complexo

$\mathcal{I}(\cdot)$  – denota a parcela imaginária do argumento complexo

$\mathbb{Q}$  – conjunto de números racionais

$\mathbb{Z}$  – conjunto de números inteiros

$E$  – energia cinética [ $J$ ]

$m$  – massa de ar [ $kg$ ]

$v$  – velocidade do vento [ $m/s$ ]

$P$  – potência disponível do vento [ $W$ ]

$\rho$  – densidade do ar [ $kg/m^3$ ]

$A$  – área da seção transversal [ $m^2$ ]

$P_o$  – potência associada ao deslocamento da massa de ar [ $W$ ]

$P_w$  – potência mecânica extraída da massa de ar [ $W$ ]

$c_p$  – coeficiente de potência adimensional de desempenho

$\lambda$  – razão entre a ( $\omega_r$ ) e ( $v$ ) [ $rad/s$ ]

$\vartheta$  – ângulo de inclinação das pás [ $graus$ ]

$x$  – constante adimensional que varia entre 1 e 2

$\omega_r$  – velocidade angular do rotor do gerador [ $rad/s$ ]

$\eta$  – relação adimensional de transmissão

$I_1$  – corrente que circula no rotor da máquina [ $A$ ]

$I_2$  – corrente que circula no estator da máquina [ $A$ ]

$R$  – raio do rotor [ $m$ ]

$R_1$  – resistência do estator [ $\Omega$ ]

$R_2$  – resistência do rotor [ $\Omega$ ]

$s$  – escorregamento

$X_1$  – reatância do estator [ $\Omega$ ]

$X_2$  – reatância do rotor [ $\Omega$ ]

$X_m$  – reatância de magnetização [ $\Omega$ ]

$Z_{eq}$  – impedância equivalente [ $\Omega$ ]

$Z_{par}$  – impedância equivalente paralela [ $\Omega$ ]

$P_e$  – potência ativa de saída do aerogerador [ $W$ ]

$P_g$  – potência do entreferro da máquina de indução [ $W$ ]

$Q_e$  – potência reativa de saída do aerogerador [ $VAr$ ]

$R_{eq}$  – resistência equivalente [ $\Omega$ ]

$R_c$  – resistência de dispersão [ $\Omega$ ]

$s_{nom}$  – escorregamento nominal do gerador

$v_{corte}$  – velocidade de corte da turbina [ $m/s$ ]

$v_{nom}$  – velocidade nominal da turbina [ $m/s$ ]

$\omega_s$  – velocidade angular do estator do gerador [ $rad/s$ ]

$Perdas$  – perdas do processo de conversão de potência mecânica em elétrica [ $W$ ]

$\beta$  – ângulo do vento na lâmina da turbina  
[*graus*]

$\cos \phi$  – fator de potência

$\theta_{km}$  – diferença angular entre as barras  $k$  e  $m$  [*graus*]

$\theta_{km}^{max}$  – abertura angular máxima entre as barras  $k$  e  $m$  [*graus*]

$\Omega_{bus}$  – conjunto de barras da rede de distribuição

$\Omega_l$  – conjunto de linhas da rede de distribuição

$\Omega_t$  – conjunto de aerogeradores do tipo  $t$  (velocidade fixa, variável e semi-variável)

$\Omega_{gt}$  – conjunto de geradores do tipo  $t$  com capacidade  $c$

$b_{km}$  – valor da susceptância da linha  $k-m$  [ $\Omega$ ]

$C_{perdas}$  – custo da perda ativa total  $\left[\frac{US\$}{kW}\right]$

$C_t^{inst}$  – fator adimensional para o custo de instalação de uma unidade geradora do tipo  $t$

$C_{kW}^{t,c}$  – custo do kW da instalação de uma unidade geradora do tipo  $t$  e capacidade  $c$   $\left[\frac{US\$}{kW}\right]$

$C_{investimento}$  – capital disponível para a instalação de unidades eólicas no sistema de distribuição [US\$]

$f_{custo}$  – função do custo de instalação das unidades geradoras em uma barra do sistema, sendo esta função dependente do custo de instalação  $C_t^{inst}$

$g_{km}$  – valor da condutância da linha  $k-m$  [ $\Omega^{-1}$ ]

$I_{km}$  – módulo da corrente na linha  $k-m$ , sendo as barras  $k$  e  $m$  conectadas através

de uma linha denominada  $k-m$ , onde  $k$  diferente de  $m$  [A]

$I_{km}^{max}$  – valor máximo do módulo da corrente permitida na linha que conecta as barras  $k$  e  $m$  [A]

$N_B$  – número total de barras do sistema elétrico

$N_L$  – número de linhas do sistema

$n_g^{t,c}$  – número de unidades geradoras do tipo  $t$  e capacidade  $c$  de geração

$P_{gk}$  – valor da potência ativa gerada na barra  $k$  [W]

$P_{kW}^{t,c}$  – capacidade de potência instalada de cada unidade geradora do tipo  $t$  [W]

$P_{Wmax}$  – potência máxima da turbina eólica [W]

pu – Por unidade

$Q_{gk}$  – valor da potência reativa gerada na barra  $k$  [VAR]

$S_{inst}$  – valor da potência total instalada no sistema [VA]

$S_k$  – potência instalada em cada barra  $k$  do sistema [VA]

$V$  – tensão terminal no estator na máquina [V]

$V_k$  – módulo da tensão na barra  $k$  [V]

$V_m$  – módulo da tensão na barra  $m$  [V]

$V_k^{max}$  – limite máximo do módulo de tensão na barra  $k$  [V]

$V_k^{min}$  – limite mínimo do módulo de tensão na barra  $k$  [V]

$N_{PV}$  – número de barras PV no sistema

$N_{PQ}$  – número de barras PQ no sistema

$P_k^{esp}$  – potência ativa especificada [W]

$Q_k^{esp}$  – potência reativa especificada [VAr]

$P_L$  – perda de potência ativa total nas linhas [W]

$Q_L$  – perda de potência reativa total nas linhas [VAr]

$r_{km}$  – resistência da linha entre as barras  $k$  e  $m$  [ $\Omega$ ]

$x_{km}$  – reatância da linha entre as barras  $k$  e  $m$  [ $\Omega$ ]

$s_0$  – solução inicial para os algoritmos de otimização

$s^*$  – melhor solução ate o momento nos métodos de otimização

$iter$  – número de iterações

$melhor_{iter}$  – iteração mais recente que forneceu  $s^*$

$BT_{max}$  – número máximo de iterações sem melhoria de  $s^*$

$T$  – Lista Tabu do algoritmo de Busca Tabu

$A$  – função de aspiração da Busca Tabu

$Dim$  – dimensão do problema de otimização

$N_p$  – tamanho da população

$F$  – fator de mutação no algoritmo ED

$C_r$  – taxa de cruzamento no algoritmo de ED

$u_{k,G+1}$  – vetor resultante do processo de mutação da ED

$\tau$  – parâmetro ajustável do método de OE

$k$  – índice de adaptabilidade da OE

$\sigma$  – amplitude de mutação na OE

$p(v)$  – probabilidade de ocorrência de uma determinada velocidade de vento [%]

# Sumário

CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUÇÃO .....	1
1.1. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA .....	1
1.2. JUSTIFICATIVAS.....	3
1.3. OBJETIVOS .....	4
1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO .....	4
CAPÍTULO 2.....	5
GERAÇÃO EÓLICA .....	5
2.1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	5
2.2. AEROGERADORES.....	6
2.1.1. Modelagem dos Aero geradores .....	9
2.1.2. Modelo RX.....	10
2.3. TIPOS DE CONTROLE DOS AEROGERADORES.....	12
2.1.3. Modelo Estol .....	13
2.1.3.1. Modelo de Controle De Passo .....	16
2.1.3.2. Modelo Semi-Variável .....	19
2.1.3.3. Modelo Variável.....	21
CAPÍTULO 3.....	23
FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO MODELO DE ALOCAÇÃO DE AEROGERADORES .....	23
3.1. FUNÇÃO OBJETIVO PARA O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE AEROGERADORES.....	23
CAPÍTULO 4.....	28
ALGORITMOS IMPLEMENTADOS .....	28
4.1. ETAPAS DE IMPLEMENTAÇÃO .....	28
4.2. FLUXO DE POTÊNCIA .....	29
4.2.1. Método de Varredura .....	30

4.3.	<i>META-HEURÍSTICAS</i> .....	32
4.3.1.	Busca Tabu .....	34
4.3.1.1.	Codificação para o Problema de Alocação de Aerogeradores .....	36
4.3.1.2.	Busca Tabu Aplicada ao Problema de Alocação de Aerogeradores .....	38
4.3.2.	EVOLUÇÃO DIFERENCIAL .....	39
4.3.2.1.	Inicialização do ED .....	40
4.3.2.2.	Mutação no ED .....	40
4.3.2.3.	Cruzamento no ED .....	41
4.3.2.4.	Seleção no ED .....	41
4.3.2.5.	ED Aplicada ao Problema de Alocação de Aerogeradores .....	43
4.3.3.	OTIMIZAÇÃO EXTREMA .....	44
4.3.3.1.	Processo de Busca da OE .....	46
4.3.3.2.	OE Aplicada na Alocação de Aerogeradores .....	48
4.4.	<i>POTENCIAL EÓLICO DO BRASIL</i> .....	49
4.4.1.	Distribuição de Weibull.....	50
4.5.	<i>IMPLEMENTAÇÃO E VALIDAÇÃO</i> .....	52
4.5.1.	Método de Varredura .....	53
4.5.2.	Modelagem dos Aerogeradores .....	53
4.5.3.	Métodos de Otimização.....	54
CAPÍTULO 5.....		56
RESULTADOS E DISCUSSÕES .....		56
5.1.	<i>SISTEMA DE TESTES</i> .....	56
5.2.	<i>DESEMPENHO COMPUTACIONAL DOS ALGORITMOS</i> .....	57
5.2.1.	ALOCAÇÃO DE GD .....	58
5.2.1.1.	Índice de Desvio de Tensão .....	66
5.2.1.2.	Índice de Desvio de Corrente .....	67
5.2.1.3.	Perdas Técnicas.....	68
5.2.2.	GERAÇÃO EÓLICA.....	70
5.2.2.1.	Índice de Desvio de Tensão .....	72
5.2.2.2.	Índice de Desvio de Corrente .....	75
5.2.2.3.	Perdas Técnicas.....	76

5.2.3. ANÁLISE DETALHADA DAS MELHORES SOLUÇÕES .....	79
CAPÍTULO 6 .....	83
CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS .....	83
5.2.3.1. SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....	84
REFERÊNCIAS .....	85
APÊNDICE A .....	89
RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA .....	89
APÊNDICE B .....	93
DADOS DOS GERADORES E TURBINAS .....	93
APÊNDICE C .....	97
PARÂMETROS UTILIZADOS NOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO .....	97
ANEXO A .....	99
FUNÇÕES DE BENCHMARK .....	99
ANEXO B .....	102
DADOS DOS SISTEMAS RADIAIS DE DISTRIBUIÇÃO .....	102
1. DADOS DAS LINHAS DO SISTEMA DE 33 BARRAS .....	102
1.1. DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE 33 BARRAS .....	103
2. DADOS DAS LINHAS DO SISTEMA DE 70 BARRAS .....	104
2.1. DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE 70 BARRAS .....	106
3. DADOS DAS LINHAS DO SISTEMA DE 136 BARRAS .....	108
3.1. DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE 136 BARRAS .....	112
ANEXO C .....	116
DADOS DE VELOCIDADE DO VENTO NA CIDADE DE CALCANHAR – RN .....	116

# Lista de Ilustrações

FIGURA 1 – FLUXO DA MASSA DE AR ATRAVÉS DA ÁREA TRANSVERSAL DA TURBINA EÓLICA (HEIER, 2014).....	7
FIGURA 2 - CIRCUITO EQUIVALENTE DA MÁQUINA DE INDUÇÃO.....	10
FIGURA 3 - FAIXA DE OPERAÇÃO DE AEROGERADORES EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO. ....	12
FIGURA 4 – FLUXOGRAMA REPRESENTATIVO DO MODELO ESTOL PARA AEROGERADORES. ....	15
FIGURA 5 - CURVAS DAS POTÊNCIAS DE SAÍDA DO AEROGERADOR COM CONTROLE DO TIPO ESTOL. ....	16
FIGURA 6 – FLUXOGRAMA PARA RESOLUÇÃO DO MODELO DO TIPO DE PASSO.....	18
FIGURA 7 - POTÊNCIAS DO AEROGERADOR COM CONTROLE DE PASSO.....	18
FIGURA 8 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO CÁLCULO REALIZADO PARA O MODELO SEMI-VARIÁVEL.....	20
FIGURA 9 - CURVAS DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA PARA AEROGERADOR COM VELOCIDADE SEMI-VARIÁVEL.....	20
FIGURA 10 - POTÊNCIAS DE SAÍDA DO AEROGERADOR OPERANDO COM CONTROLE DE VELOCIDADE VARIÁVEL. ....	22
FIGURA 11 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA CORRELAÇÃO ENTRE AS ETAPAS DE RESOLUÇÃO DO PROBLEMA ESTUDADO.....	29
FIGURA 12 - REPRESENTAÇÃO DO CONCEITO DE ÓTIMOS LOCAIS E GLOBAIS EM UM PROBLEMA DE MINIMIZAÇÃO.....	33
FIGURA 13 - EXEMPLO DA DINÂMICA DE BUSCA E O PREENCHIMENTO DA LISTA TABU.....	34
FIGURA 14 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DAS POSSIBILIDADES ENTRE O SISTEMA ELÉTRICO E OS TIPOS DE CONTROLE E A CAPACIDADE DE GERAÇÃO. ....	37
FIGURA 15 - EXEMPLO DE ALOCAÇÃO DE AEROGERADORES PARA UM SISTEMA DE 4 BARRAS...	37
FIGURA 16 - MECANISMO DE BUSCA DA ED UTILIZANDO DIFERENÇA ENTRE DOIS VETORES, ESCOLHIDOS ALEATORIAMENTE DENTRE AS SOLUÇÕES CANDIDATAS.....	39
FIGURA 17 - DINÂMICA AUTO ORGANIZADA DA OE, ONDE UMA ESTRUTURA COM MELHOR ADAPTAÇÃO EMERGE NATURALMENTE EM SISTEMAS FÍSICOS (LU ET AL., 2016). ....	45
FIGURA 18 - DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL PARA A ESTAÇÃO DE CALCANHAR - RN.....	51
FIGURA 19 - HISTOGRAMA DOS DADOS DIÁRIOS DE VELOCIDADE DE VENTO NA ESTAÇÃO DE CALCANHAR.....	52

FIGURA 20 – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 33 EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO....	61
FIGURA 21 - BARRAS INDICADAS COMO SOLUÇÕES ÓTIMAS PELOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO PARA O SISTEMA DE 33 BARRAS.....	61
FIGURA 22 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 33 BARRAS APÓS ALOCAÇÃO DE GD, DE ACORDO COM OS MÉTODOS (A) BT (B) ED (C) OE.....	62
FIGURA 23 – TENSÕES NAS BARRAS DO SISTEMA DE 70 BARRAS SEM ALOCAÇÃO DE GD. ....	63
FIGURA 24 - BARRAS INDICADAS COMO ÓTIMAS PARA ALOCAÇÃO DE GERADORES PELOS MÉTODOS DE BT, ED E OE.....	63
FIGURA 25 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA COM 70 BARRAS PARA SOLUÇÕES DOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO.....	64
FIGURA 26 – TENSÕES NAS BARRAS DO SISTEMA DE 136 BARRAS OPERANDO EM CONDIÇÕES NORMAIS. ....	64
FIGURA 27 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 136 BARRAS COM ALOCAÇÃO DE GD SEGUNDO SOLUÇÕES DOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO. ....	65
FIGURA 28- PERCENTUAL DE MELHORIA DAS PERDAS TÉCNICAS NO SISTEMA DE 33 BARRAS....	69
FIGURA 29 – PERCENTUAL DE MELHORIA DAS PERDAS TÉCNICAS NO SISTEMA DE 70 BARRAS. .	69
FIGURA 30 - MELHORIA DAS PERDAS TÉCNICAS NO SISTEMA DE 136 BARRAS. ....	70
FIGURA 31 – PONTO DE INTERCEPÇÃO ENTRE A CURVA DE GERAÇÃO DE POTÊNCIA ELÉTRICA DO AEROGERADOR COM CONTROLE ESTOL E A CURVA DE PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE VELOCIDADES DO VENTO PARA UMA DADA REGIÃO.....	71
FIGURA 32 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 33 BARRAS APÓS A ALOCAÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS OPERANDO COM VELOCIDADES REAIS DE VENTO DA REGIÃO DO RN. ....	73
FIGURA 33 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 70 BARRAS COM INJEÇÃO DE POTÊNCIA INDICADA PELAS SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO.....	74
FIGURA 34 – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 136 BARRAS APÓS A ALOCAÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS UTILIZANDO OS ALGORITMOS DE BT, ED E OE. ....	74
FIGURA 35 - MELHORIA DAS PERDAS TÉCNICAS NO SISTEMA DE 33 BARRAS APÓS ALOCAÇÃO DE GD'S UTILIZANDO DADOS REAIS DE VELOCIDADE DE VENTO. ....	77
FIGURA 36 - MELHORIA DAS PERDAS TÉCNICAS EM UM SISTEMA DE 70 BARRAS APÓS ALOCAÇÃO DE GD COM DADOS REAIS DE VELOCIDADE DO VENTO. ....	78
FIGURA 37 - PERCENTUAL DE MELHORIA DAS PERDAS TÉCNICAS NO SISTEMA DE 136 BARRAS APÓS ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO COM DADOS REAIS DE VELOCIDADE DE VENTO.....	78
FIGURA 38 - FUNÇÃO DE ACKLEY. ....	99
FIGURA 39 - FUNÇÃO DE GRIEWANK.....	100

## Lista de Tabelas

TABELA 1- PARÂMETROS DE AJUSTE DA ED PARA OS SISTEMAS DE TESTE. ....	44
TABELA 2 - PARÂMETROS DA OE PARA OS CENÁRIOS DE TESTE. ....	48
TABELA 3- TABELAS DE INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADE E INTEGRAÇÃO CUMULATIVA, RETIRADO DO ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO (AMARANTE MICHAEL BROWER E JOHN ZACK, 2001).....	50
TABELA 4 - SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO DURANTE A AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES DE BENCHMARK. ....	55
TABELA 5- TEMPO DE EXECUÇÃO E CONVERGÊNCIA DOS MÉTODOS PARA OS SISTEMAS TESTE. ....	57
TABELA 6 – VFO OBTIDO PELOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO E AS RESPECTIVAS BARRAS SUGERIDAS PARA ALOCAÇÃO DE GD NO CENÁRIO DE TESTE COM 33 BARRAS. ....	58
TABELA 7 – VFO E BARRAS DE ALOCAÇÃO DOS GERADORES NO SISTEMA DE 70 BARRAS. ....	59
TABELA 8 – VFO DAS SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELOS MÉTODOS OTIMIZAÇÃO E AS BARRAS DE ALOCAÇÃO NO CENÁRIO DE 136 BARRAS.....	60
TABELA 9 – VDI DOS SISTEMAS EM ESTUDO OPERANDO COM CONFIGURAÇÃO ORIGINAL E COM ALOCAÇÃO DE GD.....	66
TABELA 10 - CAPACIDADE OCUPADA E BALANCEAMENTO DAS LINHAS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS EM ESTUDO.....	68
TABELA 11 - POTÊNCIAS GERADAS EM kW PELOS AEROGERADORES UTILIZANDO DADOS REAIS DE VELOCIDADE DE VENTO. ....	72
TABELA 12 - VDI DOS SISTEMAS DE TESTES APÓS A INSERÇÃO DE GD UTILIZANDO DADOS DE VELOCIDADE DO VENTO NA CIDADE DE CALCANHAR – RN. ....	73
TABELA 13 – CAPACIDADE OCUPADA E BALANCEAMENTO DAS LINHAS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM ALOCAÇÃO DE AEROGERADORES.....	76
TABELA 14 - CUSTO EQUIVALENTE PARA ALOCAÇÃO DOS AEROGERADORES SUGERIDOS PELOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO PARA OS SISTEMAS DE TESTE. ....	79
TABELA 15 - PERCENTUAL DE MELHORIA DOS INDICADORES ANALISADOS NO SISTEMA DE 33 BARRAS E VFO PARA SOLUÇÕES ENCONTRADAS.....	80

TABELA 16 - PERCENTUAL DE MELHORIA DOS INDICADORES DO SISTEMA COM 70 BARRAS E VFO OBTIDA PELOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO. ....	80
TABELA 17 - PERCENTUAL DE MELHORIA DOS INDICADORES E VFO PARA O SISTEMA DE BARRAS. ....	81
TABELA 18 - PARÂMETROS DO GERADOR ASSÍNCRONO UTILIZADO NO MODELO DE PASSO.....	93
TABELA 19 - DADOS DE POTÊNCIA FORNECIDOS PELO FABRICANTE. ....	93
TABELA 22 - PARÂMETROS DO GERADOR ASSÍNCRONO UTILIZADO NO MODELO ESTOL.....	94
TABELA 23 - PARÂMETROS DA TURBINA EÓLICA UTILIZADA NO PROCESSO DE MODELAGEM. ...	94
TABELA 20 - PARÂMETROS DO GERADOR ASSÍNCRONO UTILIZADO NO MODELO SEMI VARIÁVEL. .....	95
TABELA 21 - DADOS DE POTÊNCIA, FORNECIDOS PELO FABRICANTE, UTILIZADOS NO MODELO DE VELOCIDADE SEMI VARIÁVEL. ....	95
TABELA 24 - PARÂMETROS DO GERADOR ASSÍNCRONO UTILIZADO NO MODELO VARIÁVEL. ....	96
TABELA 25 - DADOS DE POTÊNCIA FORNECIDOS PELO FABRICANTE. ....	96

## Lista de Algoritmos

ALGORITMO 1- MÉTODO DE VARREDURA.....	31
ALGORITMO 2 - MÉTODO DE BUSCA TABU. ....	35
ALGORITMO 3 - MÉTODO DE EVOLUÇÃO DIFERENCIAL. ....	42
ALGORITMO 4 - MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO EXTREMA. ....	47

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

A reestruturação do setor elétrico brasileiro tem sido um processo inevitável para garantir a viabilidade econômica (modicidade tarifária), aprimorar a resiliência dos sistemas elétricos ao contexto dinâmico (flexibilidade operativa) e a sua gestão administrativa. A diversificação da matriz energética visa maior aproveitamento das fontes primárias de energia em atendimento às novas políticas de redução na emissão de gases poluentes, redução do custo da unidade de energia produzida, além de procurar aumentar a eficiência energética. Esse conjunto de fatores tem impulsionado o desenvolvimento de novas tecnologias, bem como aprimorado as políticas de conservação ambiental, o que torna a geração distribuída uma alternativa cada vez mais interessante (PIZZALI, 2006; AYRES, 2010; LEZAMA, 2011; PETEAN, 2014;).

A necessidade de expansão do sistema elétrico de potência com maior aproveitamento de fontes primárias diversificadas e maior quantidade de unidades geradoras de menores capacidades de geração, conectadas mais próximas à demanda diretamente nas redes de distribuição, fez surgir o conceito de Geração Distribuída (GD), termo oriundo da língua inglesa *Distribution Generation* (PIZZALI, 2006; CARVALHO, 2009; AYRES, 2010; PITOMBO, 2010).

No entanto, os sistemas de subtransmissão e distribuição não foram a princípio projetados para fluxos bidirecionais de potência, ou seja, geralmente não são capazes de suportar a inserção de novas unidades de geração (PIZZALI, 2006; AYRES, 2010). A inserção de geradores na rede pode causar diversos problemas, tais como falhas técnicas e de segurança. Dessa forma, faz-se necessário o estudo dos arranjos da GD, em que a localização e o modo de operação dos geradores devem ser determinados para minimizar ou eliminar os

impactos negativos na rede de distribuição (DENIS, 2003; PIZZALI, 2006; CARVALHO, 2009; AYRES, 2010).

Alguns dos principais quesitos avaliados para a instalação de novos geradores nas redes de distribuição são: o comportamento da tensão em regime permanente, as distorções harmônicas, estabilidade de tensão, oscilação angular, fluxo de correntes de curto-circuito, fluxo de correntes nominais, detecção de ilhamentos, proteção da rede, proteção nos pontos de conexão, proteção dos geradores, sobrecargas nos alimentadores e nos transformadores, perdas elétricas, transitórios de corrente e tensão, dentre outros aspectos não menos importantes. Dentre os impactos citados, o comportamento da tensão em regime permanente e o fluxo de correntes elétricas são fatores de grande interesse de estudo, principalmente pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que visam qualidade da energia com consideração de limites preestabelecidos em normas regulamentadoras do setor elétrico (DENIS, 2003; PIZZALI, 2006; CARVALHO, 2009; AYRES, 2010).

Um dos principais fatores técnicos que restringem o aumento da geração distribuída é o aumento da tensão em regime permanente, causado pela conexão de novos geradores aos sistemas de distribuição (DENIS, 2003; PIZZALI, 2006; AYRES, 2010). Para haver o aumento do fluxo de potência ativa entre duas barras do sistema, é necessária uma diferença entre os módulos das tensões nodais. Além disso, a razão entre a reatância e a resistência em série ( $X/R$ ) dos alimentadores de distribuição apresenta valor tipicamente baixo ( $\ll 1$ ), o que dificulta o processo de conexão (AYRES, 2010; PITOMBO, 2010). Um dos métodos comumente utilizados no estudo do comportamento da tensão em regime permanente baseia-se em cálculos de fluxo de potência.

Outro aspecto importante avaliado pelas concessionárias é o aumento dos módulos das correntes existentes nos alimentadores. Tais aumentos podem provocar elevações de temperaturas a ponto de excederem os limites térmicos dos condutores, podendo causar sobrecargas nos cabos e alimentadores (AYRES, 2010; PITOMBO, 2010). Para avaliar os impactos dos geradores distribuídos em fluxos de correntes elétricas em regime permanente, são utilizadas técnicas de cálculo dos fluxos de potência nas linhas da rede elétrica.

## 1.2. JUSTIFICATIVAS

O setor elétrico brasileiro experimenta um processo de reestruturação não apenas do ponto de vista estratégico, supervisão e organizacional como também do ponto de vista técnico, motivado principalmente pela incorporação de novas tecnologias. A demanda por energia elétrica ainda permanece crescente mesmo diante de um cenário econômico adverso que se alia a uma crise hídrica com consequências diretas no despacho da energia elétrica proveniente das usinas hidrelétricas; estas predominantes na matriz energética brasileira. O investimento prioritário em fontes alternativas tem sido um dos motivadores para o estudo da dinâmica do sistema elétrico com a incorporação gradativa de geradores de média e baixa capacidades (PIZZALI, 2006; CARVALHO, 2009; AYRES, 2010; PITOMBO, 2010).

A geração distribuída é um meio eficaz de aumentar a eficiência energética e reduzir os custos da energia. Como resultado, o número de GDs, integrado aos sistemas de distribuição, tem crescido recentemente (DIVYA; RAO, 2006). Nos últimos anos, os estudos dos sistemas de energia eólica vêm sendo abordados com maior frequência, tornando-a uma tecnologia de custo competitivo, se comparada a formas convencionais de geração (EMINOGLU, 2009). Diferentemente dos moinhos de vento, as turbinas eólicas (*Wind Turbine Generating Systems* - WTGSs) são utilizadas na geração de energia elétrica, em que essas apresentam rotores com alta capacidade de giro. As pás são projetadas para um modelo capaz de permitir níveis elevados de eficiência (HEIER, 2014).

Devido à sua importância e as vantagens entre as várias fontes de GD, os efeitos dos parques eólicos na rede devem ser devidamente investigados. Assim, tais tipos de fontes de GD devem ser modeladas detalhadamente. Recentemente, vários modelos foram desenvolvidos para WTGSs na literatura (DIVYA; RAO, 2006; EMINOGLU, 2009; FEIJOO, 2009). O efeito desses modelos deve ser primariamente analisado por meio de métodos de cálculo de fluxo de potência para que as características do sistema possam ser avaliadas, tais como estabilidade de tensão e limites de corrente (AYRES, 2010; PITOMBO, 2010).

### 1.3. OBJETIVOS

Esse trabalho tem como objetivo geral avaliar por meio de técnicas de otimização aliadas à modelagem matemática dos aerogeradores, os efeitos advindos da instalação de geradores eólicos em um sistema elétrico de distribuição. Busca-se propor uma função que represente os custos de investimentos na alocação de aerogeradores, bem como o custo associado às perdas de potência ativa na rede elétrica.

Adicionalmente, tem-se como objetivos específicos a introdução de diferentes modelos de aerogeradores para que os efeitos da instalação destes em um sistema de distribuição sejam mais realísticos. Visa-se analisar os custos de instalação relacionados à capacidade e aos modelos de aerogeradores, avaliar os indicadores elétricos do sistema sob condições normais de operação, em regime permanente e após alocação de GD, o desenvolvimento de metodologias de alocação de geradores distribuídos para permitir a análise do impacto causado pela instalação desses novos geradores no sistema de distribuição de energia elétrica, considerando o uso de dados reais de velocidade de vento, dependente da localidade de instalação dos GDs.

Como objetivo secundário, pretende-se comparar o desempenho das estratégias Busca Tabu, Evolução Diferencial e Otimização Extrema na resolução do problema estudado.

### 1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 2, é feita uma revisão bibliográfica sobre os diferentes tipos de controle de velocidade dos aerogeradores, que são utilizados durante a alocação de GD. No Capítulo 3, é apresentada uma proposta para a formulação matemática do problema de alocação de aerogeradores no sistema de distribuição. O Capítulo 4 reúne as metodologias de otimização utilizadas na resolução do modelo proposto. No Capítulo 5, são apresentadas as redes de distribuição usadas como sistemas de testes, assim como os resultados obtidos e as discussões. Por fim, o Capítulo 6 é dedicado às conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Geração Eólica

### 2.1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de geração distribuída ainda não possui uma definição única, com aceitação ampla e definitiva, apesar das semelhanças entre as principais definições já existentes, podendo também variar quanto à capacidade instalada. Além disso, há também diferentes termos para designar a geração distribuída como, por exemplo, “geração embutida” ou “geração dispersa” e até mesmo “recursos distribuídos”, quando são levados em consideração a geração e armazenamento de energia (PIZZALI, 2006; EMINOGLU, 2009; LEZAMA, 2011;).

A introdução de tais fontes de geração no sistema de distribuição pode causar efeitos significativos no fluxo de potência e no perfil das tensões ao longo desse sistema e, finalmente, nos consumidores (DIVYA; RAO, 2006; EMINOGLU, 2009). Alguns dos principais efeitos positivos que podem ser mencionados:

- Melhoria no perfil da tensão e melhoria da qualidade de energia;
- Redução das perdas;
- Liberação da capacidade de distribuição; e
- Melhoria da fiabilidade para concessionária.

Com o crescente aumento da geração eólica, bem como diferentes modelos de turbinas eólicas e fazendas eólicas, torna-se necessária a inclusão dessas novas fontes geradoras nas análises dos fluxos de potência (FEIJOO, 2009).

A análise do fluxo de potência é de extrema importância para o planejamento e operação do sistema elétrico. Métodos matemáticos como Gauss-Seidel e Newton-Raphson são utilizados nos estudos de controle, operação e planejamento dos sistemas de transmissão. Contudo, esses métodos não são tão eficientes ou mesmo eficazes para sistemas de

distribuição, devido à radialidade das redes. Além disso, os sistemas possuem altos valores para a razão R/X (resistência por reatância) e existência de cargas desequilibradas, que levam ao mau condicionamento da matriz de impedâncias (STEVENSON, 1986; PEREIRA, 2004), caso no qual o método de varredura apresenta melhor desempenho. Devido ao baixo custo computacional e características de convergência robustas, os algoritmos baseados em varreduras *forward* e *backward* tem maior uso na análise de fluxo de potência em sistemas de distribuição (EMINOGLU, 2009).

Como a introdução de unidades geradoras (*Wind Turbine Generating Unit* - WTGU) no sistema de potência real pode trazer efeitos negativos aos fluxos de potência, a inclusão dessas unidades durante a análise de planejamento torna-se necessária.

## 2.2. AEROGERADORES

A turbina eólica, ou aerogerador, é uma máquina eólica que absorve parte da potência cinética do vento através de um rotor aerodinâmico, convertendo em potência mecânica de eixo (torque vs. rotação), a qual é transformada em potência elétrica (tensão vs. corrente) por meio de um gerador elétrico. É composta pelo rotor e pela torre que o sustenta, pela caixa de transmissão/multiplicação de torque (com redução da velocidade angular) e pelo conversor. Ela pode extrair energia cinética do movimento da massa de ar que passa através da área interceptada pelas pás rotativas.

Para determinar a energia ou o torque em uma turbina eólica, considera-se o empuxo axial e radial da corrente de ar ou de parcelas menores da massa de ar (infinitos “tubos” de fluxo) que colidem contra as pás do rotor. Desse modo, é possível encontrar as condições de fluxo locais e as forças resultantes ou a ação de rotação sobre as pás das turbinas. Algumas características influenciam esses parâmetros a serem determinados (HEIER, 2014):

- a velocidade do vento e a energia de entrada, apesar das variações;
- as grandezas características da máquina associadas principalmente aos aspectos construtivos do rotor;
- as variáveis de estado (ex. velocidade da turbina, posição da lâmina do rotor e ângulo de lâmina do rotor), decorrentes da inserção da unidade de energia eólica.

Sabe-se que a energia cinética  $E$  [J] de uma massa de ar  $m$  [kg] em movimento a uma velocidade  $v$  [m/s] é dada por

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

Além disso, tem-se que a potência disponível no vento  $P$  [W] que passa pela seção transversal do fluxo de ar  $A$ , é dada por (HEIER, 2014):

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.2)$$

em que:

$\rho$  é a massa específica do ar [ $kg/m^3$ ]; e

$A$  é a área da seção transversal [ $m^2$ ], indicada como  $A_2$  na Figura 1.

Como o rotor de uma turbina eólica absorve a energia do fluxo de ar, pode haver uma variação na velocidade durante o movimento dessa massa de ar (BURTON et al., 2001; HEIER, 2014). Na Figura 1, é ilustrado o fluxo que se desenvolve em torno de um tubo de ar, através do qual a massa de ar é desacelerada axialmente e desviada tangencialmente, ou seja, essa massa gira no sentido oposto ao da rotação do rotor.

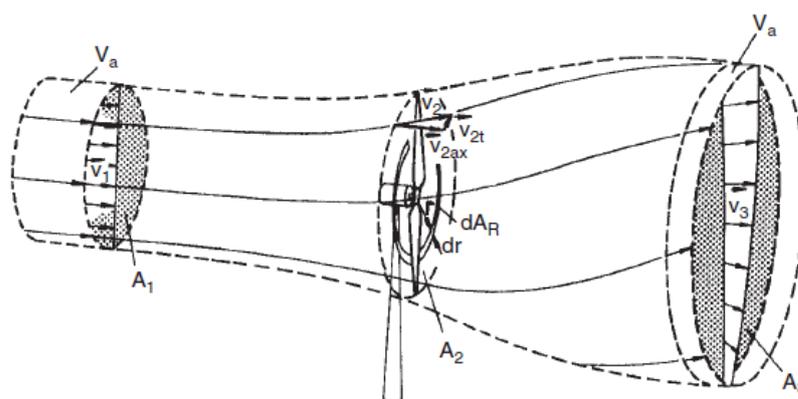


Figura 1 – Fluxo da massa de ar através da área transversal da turbina eólica (HEIER, 2014)

Para determinar o valor máximo da parcela de energia que é extraída do vento, o físico alemão Albert Betz considerou um conjunto de pás em um tubo de ar (HEIER, 2014). Segundo ele, a potência máxima da turbina eólica ( $P_{W_{max}}$ ) é dada pela Equação (2.3).

$$P_{W_{max}} = \frac{16}{27} A_2 \frac{\rho}{2} v_2^3 \quad (2.3)$$

em que  $v_2$  denota a velocidade da massa de ar quando flui através da seção transversal  $A_2$  (vide Figura 1).

A potência associada ao deslocamento da massa de ar ( $P_o$ ) que é suficiente para provocar o movimento rotativo das pás do rotor e, portanto, absorvida pela turbina, é dada por

$$P_o = A_2 \frac{\rho}{2} v_2^3 \quad (2.4)$$

Nesse mesmo modelo matemático, admite-se que não é possível extrair toda energia cinética contida no fluxo de ar que passa pelas pás das turbinas (BURTON et al., 2001; HEIER, 2014). A potência mecânica extraída da massa de ar  $P_W$  é reduzida por um coeficiente de potência adimensional de desempenho, conhecido como coeficiente de potência e descrito como

$$C_p = \frac{P_W}{P_o} \quad (2.5)$$

Esse coeficiente refere-se tão somente ao deslocamento da massa de ar confinada no tubo mostrado na Figura 1.

Para os estudos centrados nos efeitos mecânicos das máquinas de energia eólica, utiliza-se o cômputo da potência mecânica, descrita conforme Equação (2.6), onde se estabelece a potência mecânica em função do coeficiente de potência  $C_p$  (HEIER, 2014):

$$P_W = \frac{\rho}{2} C_p(\lambda, \vartheta) A_2 v_2^3 \quad (2.6)$$

em que

$$\lambda = \frac{\omega_r \eta R}{v} \quad (2.7)$$

Das Equações (2.6) e (2.7),  $\rho$  é a densidade do ar [ $kg/m^3$ ],  $\lambda$  é a razão entre a velocidade angular do rotor do gerador ( $\omega_r$ ) [ $rad/s$ ] e a velocidade do vento ( $v$ ),  $R$  é o raio do rotor [ $m$ ],  $\eta$  é a relação de transmissão e  $\vartheta$  é o ângulo de inclinação das pás [ $graus$ ].

A curva  $C_p(\lambda, v)$  versus  $\lambda$  é obtida experimentalmente, variando de acordo com as características físicas da turbina, fornecida pelo próprio fabricante.

Assim, o processo de conversão de energia eólica em mecânica pode ser controlado a partir da variação do ângulo  $\vartheta$  e da variação da relação de velocidades, de acordo com a variação do vento (HEIER, 2014; BURTON et al., 2001).

$$C_p = C_1(C_2 - C_3\vartheta - C_4\vartheta^x - C_5)e^{-C_6(\lambda,\vartheta)} \quad (2.8)$$

Em que o expoente  $x$  é uma constante que varia entre 1 e 2. Os coeficientes  $C_1$  a  $C_6$  são dados por:  $C_1 = 0.5$ ,  $C_2 = \frac{116}{\Lambda}$ ,  $C_3 = 0.4$ ,  $C_4 = 0$ ,  $C_5 = 5$ ,  $C_6 = 21/\Lambda$ . Sendo a taxa definida por

$$\frac{1}{\Lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08\vartheta} \quad (2.9)$$

A parcela  $1/\Lambda$  representa o ajuste de  $\lambda(\omega_r, v)$  devido à inclinação das pás do aerogerador.

### 2.1.1. Modelagem dos Aerogeradores

A geração de energia eólica pode fazer uso tanto de geradores síncronos quanto assíncronos (PEREIRA, 2004). Os geradores síncronos com maior potência (1 MW) são normalmente fabricados com um número muito grande de polos, devido à baixa velocidade da turbina e a frequência nominal do sistema, o que demanda maior investimento financeiro. Além disso, o gerador síncrono diante de uma máquina motriz com potência flutuante, operará a velocidades diferentes da velocidade síncrona, o que inviabiliza a geração de potência durante as rajadas de vento, por exemplo. Por outro lado, o gerador assíncrono é

mais robusto, permitindo uma pequena variação de velocidade devido a sua característica de funcionamento, ou seja, o escorregamento.

As fazendas eólicas que fazem uso de geradores assíncronos, por exemplo, podem ser modeladas como barras de potência constante (PQ) ou barras de impedância constante (RX) para análises do fluxo de potência (FEIJOO, 2009). Nesse trabalho, será empregado o modelo RX para modelagem das barras do sistema de potência que possuem GD alocada.

Os aerogeradores podem ser classificados quanto à velocidade do rotor em três categorias: velocidade fixa, semi-variável e variável (DIVYA; RAO, 2006). Os modelos desenvolvidos para aerogeradores são destinados à obtenção da potência de saída do gerador, dada uma tensão terminal e uma velocidade de vento. As potências de saída de alguns geradores podem ser reguladas ou não, variando de acordo com as características de controle.

## 2.1.2. Modelo RX

No modelo RX, os valores de potência ativa e reativa são calculados de acordo com os parâmetros do circuito equivalente monofásico da máquina de indução (KOSTENKO; PIOTROVSKY, 1979; FITZGERALD; UMANS; JR., 2006), conforme Figura 2.

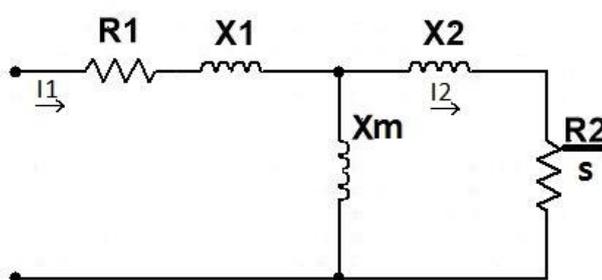


Figura 2 - Circuito equivalente da máquina de indução.

em que,

$R_1$ : resistência do estator [ $\Omega$ ];

$R_2$ : resistência do rotor refletida ao estator [ $\Omega$ ];

$X_1$ : reatância de dispersão do estator [ $\Omega$ ];

$X_2$ : reatância de dispersão do rotor refletida ao estator [ $\Omega$ ];

$X_m$ : reatância de magnetização [ $\Omega$ ]; e

$s$ : escorregamento.

Para obtenção das correntes que circulam pelos enrolamentos da máquina, são feitas análises para as correntes segundo a Lei de Kirchhoff. A corrente no rotor ( $I_1$ ) é descrita pela seguinte equação:

$$I_1 = \frac{V}{Z_{eq}} \quad (2.10)$$

sendo  $V$  a tensão terminal no estator na máquina e  $Z_{eq}$  dado por

$$Z_{eq} = Z_{par} + (R_1 + j \cdot X_1)$$

$$Z_{par} = j \cdot X_m \cdot \frac{\frac{R_2}{s} + j \cdot X_2}{\frac{R_2}{s} + j \cdot (X_2 + X_m)}$$

Pelo rotor da máquina circula a corrente  $I_2$  descrita como

$$I_2 = I_1 \cdot j \cdot \frac{X_m}{\frac{R_2}{s} + j \cdot (X_2 + X_m)} \quad (2.11)$$

Assim, a potência mecânica interna pode ser definida pela Equação (2.12) da máquina de indução.

$$P_g = -|I_2|^2 \cdot R_2 \cdot \frac{1-s}{s} \quad (2.12)$$

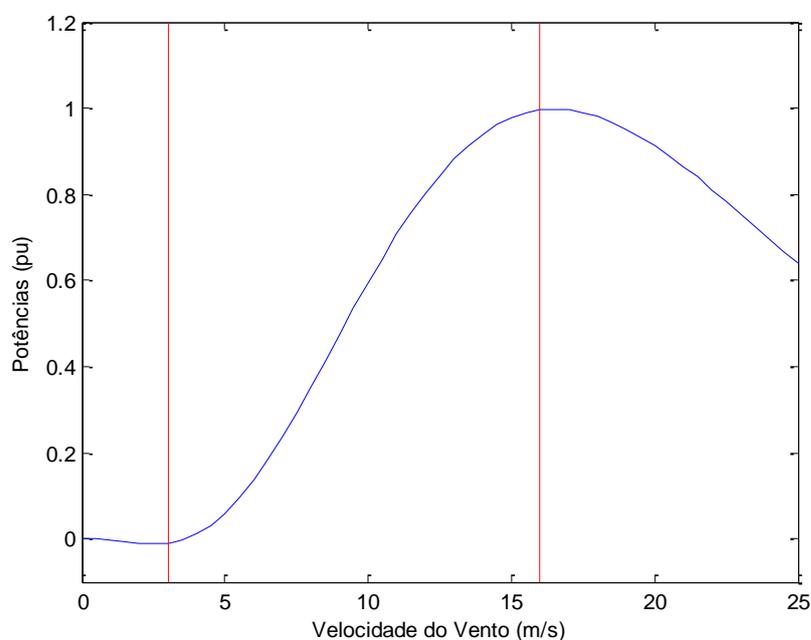
A formulação para a potência ativa e a potência reativa geradas é expressa em função do escorregamento da máquina tal qual nas Equações (2.13) e (2.14).

$$P_e = \mathcal{R}(VI_1^*) \quad (2.13)$$

$$Q_e = \mathcal{J}(VI_1^*) \quad (2.14)$$

em que  $\mathcal{R}(\cdot)$  denota a parcela real do argumento complexo e  $\mathcal{J}(\cdot)$  denota a parcela imaginária do argumento complexo.

Com base nas Equações (2.6) e (2.13), uma curva característica da potência ativa ( $P_e$ ) de saída do aerogerador em função da velocidade do vento é ilustrada na Figura 3. Nela, são destacadas as faixas de operação dos aerogeradores de grande porte, delimitadas pelas velocidades de corte e nominal, respectivamente,  $3\text{m/s}$  e  $16\text{m/s}$ . Abaixo de  $3\text{m/s}$  a velocidade do vento não é suficiente para girar as pás da turbina eólica, assim a geração de potência é nula. Acima de  $16\text{m/s}$  também não há geração de potência, uma vez que a velocidade do vento é elevada e pode danificar a estrutura do aerogerador (FEIJOO, 2009; FEIJOO; VILLANUEVA, 2016).



**Figura 3 - Faixa de operação de aerogeradores em função da velocidade do vento.**

## 2.3. TIPOS DE CONTROLE DOS AEROGERADORES

A velocidade angular do rotor da turbina pode ser ajustada para uma faixa de velocidades do vento, de maneira que nessa faixa de velocidades o parâmetro  $\lambda$  permaneça constante, de tal forma que o coeficiente de potência ( $C_p$ ) seja máximo. Nesse ponto, a

transferência de potência mecânica disponibilizada no rotor da turbina torna-se maior, consequência da máxima eficiência aerodinâmica obtida para uma ampla faixa de velocidades, tanto da turbina como do vento. Assim, a potência elétrica gerada por uma unidade eólica submetida a uma velocidade de vento variável será também maior (BURTON et al., 2001; RAO, 2006; FEIJOO, 2009; DIVYA; HEIER, 2014;).

Para obtenção das curvas de potência elétrica na saída do gerador de indução é inicialmente necessário o cômputo da potência mecânica gerada pela turbina - Equação (2.6). Logo, torna-se necessário determinar os coeficientes de potências dados por (2.8).

Nos modelos desenvolvidos para velocidade fixa (estol e de controle de passo), semi-variável e variável, a potência elétrica de saída dos aerogeradores é obtida a partir da curva de potência mecânica. Geralmente, esta curva é fornecida pelo fabricante da turbina eólica (modelos de controle de passo, semi-variável e variável) ou calculados de acordo com o tipo de controle empregado (DIVYA; RAO, 2006).

### 2.1.3. Modelo Estol

O modelo de velocidade fixa, controlado por estol (*stall*), refere-se às turbinas com ângulo de passo fixo. Nelas, o escorregamento deve ser computado para determinação da velocidade do rotor do gerador para cada velocidade de vento. Com base nessas velocidades, será determinada a potência mecânica da turbina (DIVYA; RAO, 2006).

Para a situação em que a velocidade do vento é inferior à velocidade nominal da turbina, o escorregamento deve ser descrito conforme Equação (2.15). Caso contrário, conforme (2.21) (DIVYA; RAO, 2006).

$$s = s_{nom} \cdot \frac{v - v_{corte}}{v_{nom} - v_{corte}} \quad (2.15)$$

$$s = s_{nom} \quad (2.16)$$

Após ser determinado o escorregamento, deve-se computar a velocidade do rotor de acordo com (2.17) (KOSTENKO; PIOTROVSKY, 1979; FITZGERALD; UMANS; JR., 2006).

$$\omega_r = \omega_s(1 - s) \quad (2.17)$$

em que  $s$  é o escorregamento a ser determinado,  $s_{nom}$  é o escorregamento nominal da máquina utilizada,  $v_{corte}$  é a velocidade de corte da turbina [ $m/s$ ],  $v_{nom}$  denota a velocidade nominal da turbina [ $m/s$ ] e  $\omega_s$  indica a velocidade do estator [ $rpm$ ]. A velocidade de corte da turbina refere-se às velocidades limites de operação, seja inferior ou superior, para as quais o aerogerador não gera eletricidade. Já a velocidade nominal representa um valor de velocidade no qual o aerogerador gera potência máxima, normalmente  $16m/s$ .

Para que haja maior rendimento do conjunto turbina-gerador, torna-se necessário que a condição imposta

$$Perdas = P_g - P_W = 0 \quad (2.18)$$

seja satisfeita.

Ao tomar a potência mecânica como igual à potência elétrica, considera-se uma situação ideal, ou seja, as perdas desse sistema são nulas. Além disso, a potência reativa entregue pela máquina é calculada utilizando a tensão de terminal e o escorregamento calculado utilizando os parâmetros do circuito equivalente da máquina: resistências do rotor e estator, reatâncias de dispersão e reatâncias de magnetização do núcleo.

Portanto, para cada valor de velocidade do vento  $v$ , existe um valor de velocidade do rotor  $\omega_r$  associado, que satisfaz a relação descrita pela Equação (2.18). Assim, para obter o valor de  $\omega_r$ , é necessário definir o valor do escorregamento  $s$  da máquina e, posteriormente, computar os valores de potência mecânica e a potência mecânica interna pelas Equações (2.6) e (2.12). Em seguida, as potências ativas e reativas, que serão injetadas na rede, são computadas conforme (2.13) e (2.14). Para melhor exemplificação do modelo, é apresentado o fluxograma da Figura 4.

As curvas de potências ativas e reativas que caracterizam esse tipo de controle são mostradas na Figura 5.

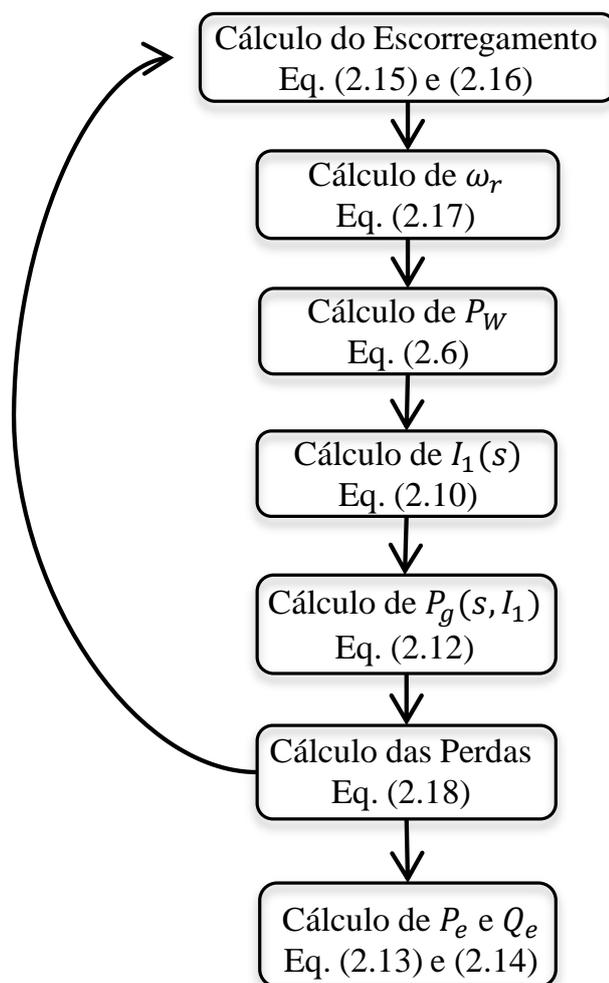


Figura 4 – Fluxograma representativo do modelo estol para aerogeradores.

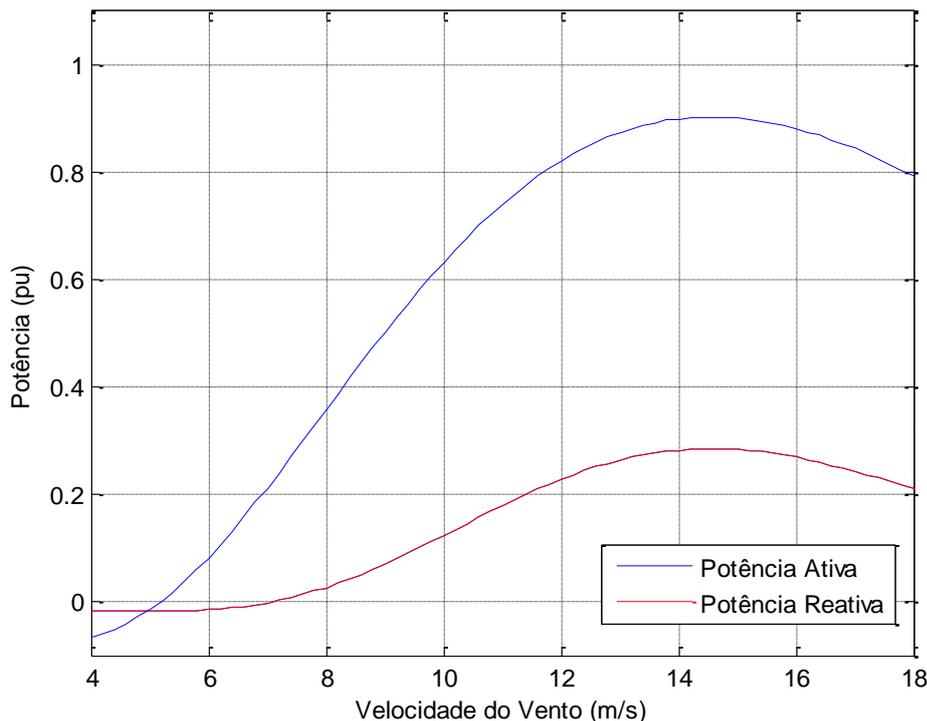


Figura 5 - Curvas das potências de saída do aerogerador com controle do tipo estol.

### 2.1.3.1. Modelo de Controle De Passo

Os aerogeradores de controle de passo (*pitch*) também são modelos de velocidade fixa, mas, diferentemente do modelo estol, fazem o controle de potência a partir de um sistema ativo do ângulo de passo. O controlador regula o ângulo de ataque das pás do rotor da turbina eólica ( $\beta$ ) de acordo com as variações da velocidade e direção do vento (DIVYA; RAO, 2006). Os dados de potência ativa são obtidos do fabricante.

A potência dos aerogeradores depende das características do controlador das pás e das características das turbinas e dos geradores elétricos propriamente ditos. Esse controle garante que a potência de saída para qualquer velocidade do vento seja igual ao valor especificado para aquela velocidade (independentemente da tensão). A potência de operação do aerogerador com a velocidade do vento é fornecida pelo fabricante na forma de uma curva de potência. Por isso, para uma determinada velocidade do vento, a potência elétrica pode ser obtida a partir da curva de potência. Porém,  $Q_e$  precisa ser computada (DIVYA; RAO, 2006).

Desse modo, conhecida a potência elétrica de saída e os parâmetros do gerador, é definida uma equação quadrática (Eq. (2.19)) em função do escorregamento (DIVYA; RAO, 2006), para determinar o valor do escorregamento que minimize a potência reativa.

$$as^2 + bs + c = 0 \quad (2.19)$$

sendo que,

$$a = P_e R_1^2 (X_2 + X_m)^2 + P_e (X_m X_2 + X_1 (X_2 + X_m))^2 - |V|^2 R_1 (X_2 + X_m)^2$$

$$b = 2P_e R_1 R_2 X_m^2 - |V|^2 R_2 X_m^2$$

$$c = P_e R_2^2 (X_1 + X_m)^2 + P_e (R_2 R_1)^2 - |V|^2 R_1 R_2^2$$

Desse modo, o escorregamento será obtido de

$$s = \min \left| \frac{-b \mp \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \right| \quad (2.20)$$

Com o escorregamento conhecido, a potência reativa a ser injetada no sistema é calculada no circuito equivalente do gerador de indução, conforme Eq. (2.21).

$$Q_e = \frac{[X_m X_2 s^2 (X_m + X_2) + X_1 s^2 (X_m + X_2)^2 + R_2^2 (X_m + X_1)] |V|^2}{[R_2 R_1 + s(X_m^2 - (X_m + X_2)(X_m + X_1))]^2 + [R_2 (X_m + X_1) + s R_1 (X_m + X_2)]^2} \quad (2.21)$$

O fluxograma da Figura 6 ilustra o processo de cômputo da potência reativa para o modelo de passo.

Qualquer alteração de tensão devido a essas mudanças de saída é computada e o processo é repetido até a convergência. Na Figura 7, pode-se observar o comportamento da potência do gerador com controle de passo.

Esse controle é feito para que a saída de potência do aerogerador para qualquer velocidade do vento seja igual ao valor projetado para essa velocidade, independentemente da tensão (DIVYA; RAO, 2006). A potência de saída ( $P_e$ ) do aerogerador para cada velocidade do vento é fornecida pelo fabricante e  $Q_e$  computado conforme Equação (2.21).

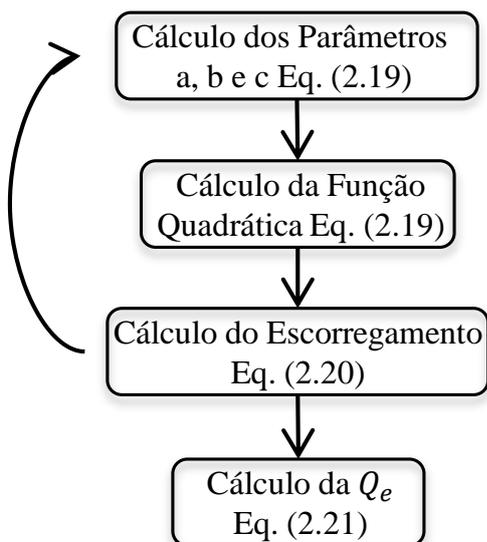


Figura 6 – Fluxograma para resolução do modelo do tipo de passo.

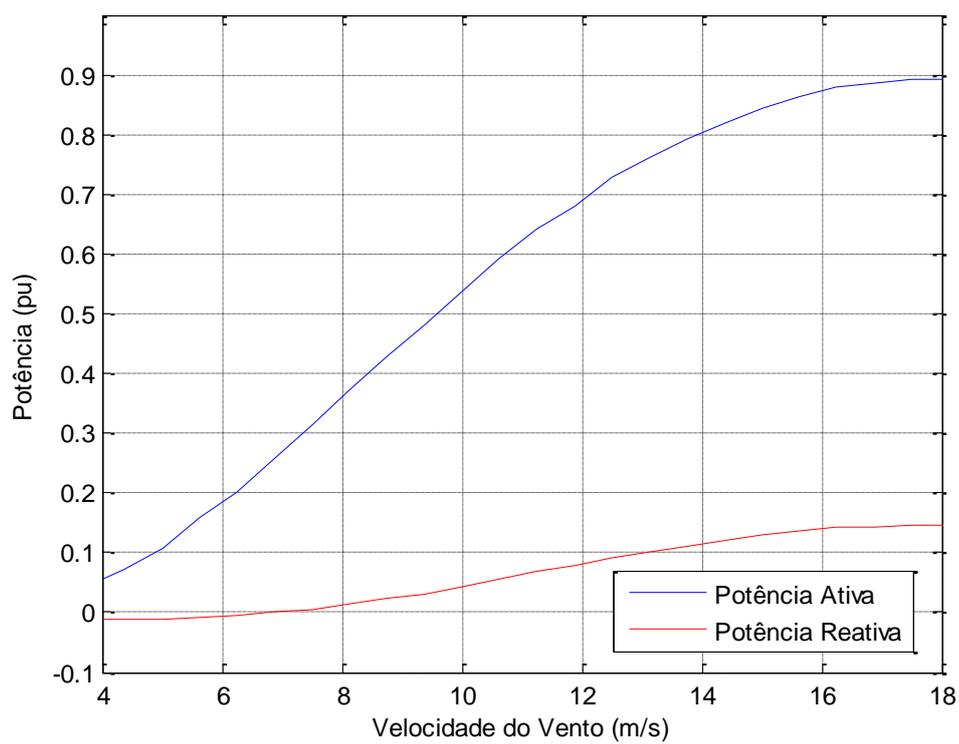


Figura 7 - Potências do aerogerador com controle de passo.

### 2.1.3.2. Modelo Semi-Variável

Diferentemente dos dois modelos anteriores, no estudo do modelo semi-variável, além do escorregamento, a resistência do rotor também deve ser determinada pelo controlador e, portanto, ela é desconhecida. Desse modo, propõem-se a determinação do termo  $R_2/s$  (DIVYA; RAO, 2006). Assim, mesmo quando  $R_2$  e  $s$  são desconhecidos, a parcela equivalente  $R_{eq}$  pode ser calculada.

Reescrevendo a Eq. (2.19), tem-se que

$$aR_{eq}^2 + bR_{eq}s + c = 0 \quad (2.22)$$

em que

$$a = P_e(R_1^2 + (X_1 + X_m)^2 - |V|^2R_1^2)$$

$$b = 2P_eR_1X_m^2 - |V|^2X_m^2$$

$$c = P_eR_1^2(X_2 + X_m)^2 + P_e(X_m^2 - (X_m + X_2)(X_m + X_1))^2 - R_1(X_m + X_2)^2|V|^2$$

De modo análogo ao modelo de passo, deve-se resolver a Equação (2.22), obtendo assim a solução dada por (DIVYA; RAO, 2006)

$$R_{eq} = \min \left| \frac{-b \mp \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \right| \quad (2.23)$$

Em seguida, determina-se o valor da potência reativa injetada,

$$Q_e = \frac{[R_{eq}(X_m + X_1) - (X_m + X_2)(X_m^2 - (X_m + X_2)(X_m + X_1))]|V|^2}{[R_{eq}R_1 + (X_m^2 - (X_m + X_2)(X_m + X_1))]^2 + [R_{eq}(X_m + X_1) + R_1(X_m + X_2)]^2} \quad (2.24)$$

No fluxograma da Figura 8, está representado o algoritmo de solução para o modelo semi-variável e na Figura 9 são ilustradas as potências geradas.

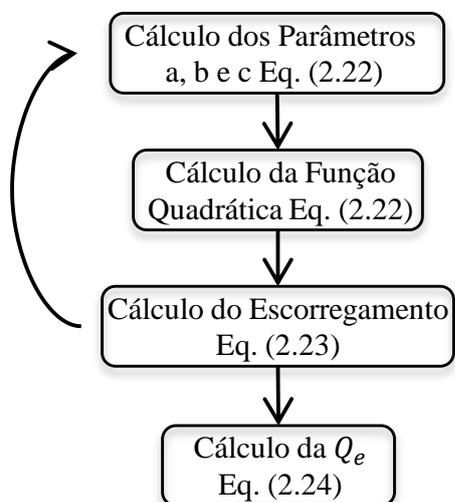


Figura 8 – Diagrama esquemático do cálculo realizado para o modelo semi-variável.

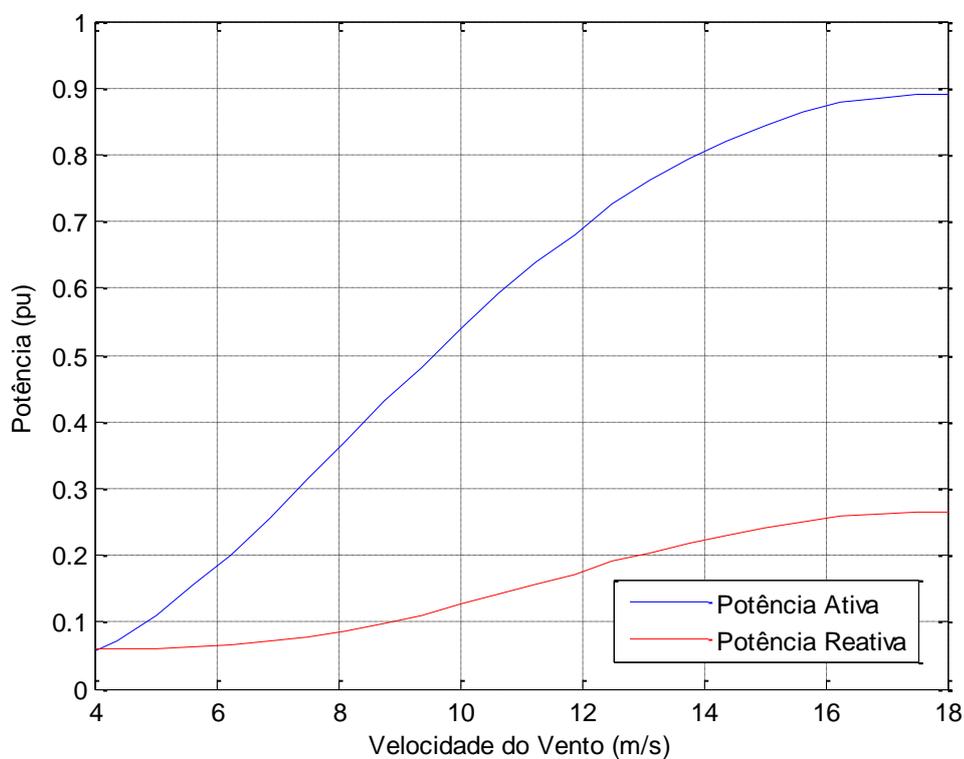


Figura 9 - Curvas de potências ativa e reativa para aerogerador com velocidade semi-variável.

No caso de aerogeradores com velocidade semi-variável, as variações da tensão de terminal não causam impacto na saída de potência ativa  $P_e$  do gerador. No entanto,  $P_e$  varia com a velocidade do vento e esta variação é preestabelecida pela curva de potência. Desse modo, assim como o modelo de passo, os dados de potência ativa são obtidos através do manual do fabricante e a potência reativa  $Q_e$  computada.

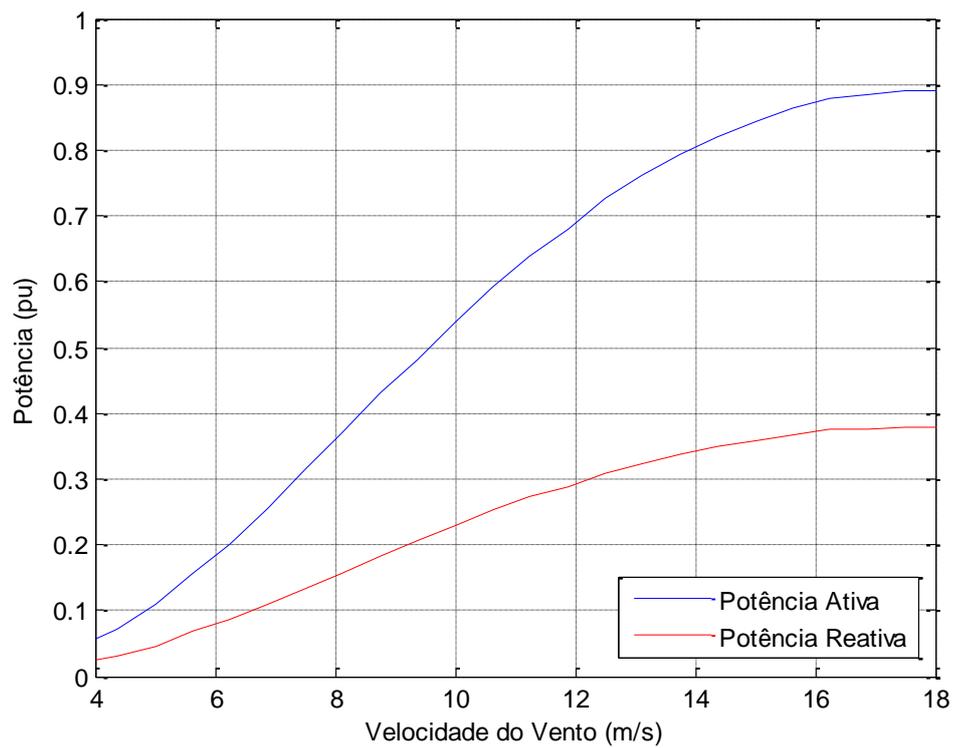
### 2.1.3.3. Modelo Variável

Para o modelo de velocidade variável, a potência reativa  $Q_e$  de saída do aerogerador corresponde à especificada pelo fabricante, se  $Q_e$  for especificada. Porém, ela nem sempre é especificada. Assim, considerando que o fator de potência ( $\cos \phi$ ) é especificado, então  $Q_e$  é calculado, conforme Equação (2.25), para os valores de  $P_e$  e do fator de potência correspondente (DIVYA; RAO, 2006).

$$Q_e = P_e \sqrt{\frac{1 - \cos^2 \phi}{\cos \phi}} \quad (2.25)$$

Inicialmente, é obtida a  $P_e$  para uma dada velocidade do vento a partir da curva que é normalmente fornecida pelo fabricante, assim como nos modelos de passo e semi-variável.

Geralmente, os aerogeradores são projetados para operarem com fator de potência unitário ou com  $Q_e = 0$ , sob condições normais de funcionamento (DIVYA; RAO, 2006). Considerando uma situação mais realista do sistema elétrico, assumiu-se arbitrariamente um fator de potência igual 0,92. Para esse fator de potência, foi gerada a curva de potência reativa ilustrada na Figura 10, uma vez que a curva de potência ativa do aerogerador é fornecida.



**Figura 10 - Potências de saída do aerogerador operando com controle de velocidade variável.**

# Capítulo 3

## Formulação Matemática do Modelo de Alocação de Aerogeradores

### 3.1. FUNÇÃO OBJETIVO PARA O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE AEROGERADORES

A inserção de novas unidades geradoras, tais como aerogeradores, no sistema elétrico de potência, visando melhorias no mesmo, requer várias etapas de trabalho. Dentre estas etapas, pode-se citar: a escolha do local de instalação; coleta e estudo de dados de vento no local escolhido; escolha dos modelos de aerogeradores a serem instalados; estimativa da capacidade de geração da planta eólica; determinação dos investimentos e custos; e avaliação da viabilidade técnica e econômica da implantação das unidades geradoras.

Nesse trabalho, alguns dos pontos mencionados acima serão levados em consideração durante o estudo de alocação de aerogeradores no sistema elétrico. Com foco direcionado ao estudo dos indicadores elétricos do sistema sob condições normais de operação, em regime permanente e após alocação de GD. Para isso, é feita a proposta de um modelo matemático que leva em consideração parâmetros do sistema elétrico e parâmetros de custo da instalação de geradores. Assim, faz-se uma adequação dos modelos encontrados na literatura (GUEDES, 2013; SHEEN, TSAI, WU, 2013; ANGARITA 2015), para um modelo unificado que permite incluir quatro tipos de controle de velocidade de rotor dos aerogeradores e considerar diferentes capacidades de geração.

Portanto, no modelo proposto são definidos os tipos de controle empregados nos aerogeradores a serem instalados, estima-se a capacidade de geração da planta eólica e determina-se os investimentos e custos para instalação da central eólica.

Os aspectos técnicos analisados, antes e após a inserção da GD do sistema de potência, são tidos como qualificadores, que posteriormente são utilizados para avaliar o modelo.

A função objetivo na Eq. (3.1) representa a soma do custo de operação (perdas ativas no sistema) e o custo de planejamento (alocação dos GD) na rede de distribuição. Enquanto as restrições representadas nas Eqs. (3.2) a (3.10) referem-se às condições de balanço de potência, à geração de potência ativa e reativa do gerador a ser alocado, ao limite do módulo de tensão em todas as barras, à limitação de corrente nos condutores, à abertura angular máxima entre as barras, à potência total instalada e ao custo máximo do investimento.

$$\begin{aligned} \min f = & C_{perdas} \sum_{(k,m) \in \Omega_{bus}} g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_m V_k \cos(\theta_{km})) \\ & + \sum_{k \in \Omega_{bus}} \sum_{t \in \Omega_t} C_t^{inst} \sum_{c \in \Omega_{gt}} n_g^{t,c} C_{kW}^{t,c} P_{kW}^{t,c} \end{aligned} \quad (3.1)$$

s. a.

$$P_{gk} - P_{dk} - V_k \sum_{m \in \Omega_{bus}} V_m [g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}] = 0 \quad \forall k \in \Omega_{bus}, k \neq m \quad (3.2)$$

$$Q_{gk} - Q_{dk} - V_k \sum_{m \in \Omega_{bus}} V_m [g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}] = 0 \quad \forall k \in \Omega_{bus}, k \neq m \quad (3.3)$$

$$V^{min} \leq V_k \leq V^{max} \quad \forall k \in \Omega_{bus}, k = 1, 2, 3, \dots, N_B \quad (3.4)$$

$$I_{km} \leq I_{km}^{max} \quad \forall (k, m) \in \Omega_l, k \neq m \quad (3.5)$$

$$P_g^{min} \leq P_{gk} \leq P_g^{max} \quad \forall k \in \Omega_{bus}, k = 1, 2, 3, \dots, N_B \quad (3.6)$$

$$Q_g^{min} \leq Q_{gk} \leq Q_g^{max} \quad \forall k \in \Omega_{bus}, k = 1, 2, 3, \dots, N_B \quad (3.7)$$

$$\theta_{km} \leq \theta_{km}^{max} \quad \forall (k, m) \in \Omega_{bus}, k \neq m \quad (3.8)$$

$$S_{inst} \leq \sum_{k \in \Omega_{bus}} S_k \quad \forall k \in \Omega_{bus}, k = 1, 2, 3, \dots, N_B \quad (3.9)$$

$$f_{custo} (C_t^{inst}, C_{kW}^{t,c}) \leq C_{investimento} \quad (3.10)$$

Sendo as variáveis definidas como:

$C_{perdas}$ : custo da perda ativa total  $\left[\frac{US\$}{kW}\right]$ ;

$C_t^{inst}$ : fator de custo de instalação de uma unidade geradora do tipo  $t$ ;

$C_{kW}^{t,c}$ : custo do kW da instalação de uma unidade geradora do tipo  $t$  e capacidade  $c$   $\left[\frac{US\$}{kW}\right]$ ;

$C_{investimento}$ : capital disponível para a instalação de unidades eólicas no sistema de distribuição [US\$];

$g_{km}$ : valor da condutância da linha  $k-m$   $[\Omega^{-1}]$  ;

$b_{km}$ : valor da susceptância da linha  $k-m$  [S];

$\theta_{km}$ : diferença angular entre as barras  $k$  e  $m$  [graus];

$\theta_{km}^{max}$ : abertura angular máxima entre as barras  $k$  e  $m$  [graus];

$V_k$ : módulo da tensão na barra  $k$  [V];

$V_m$ : módulo da tensão na barra  $m$  [V];

$V_k^{max}$ : limite máximo do módulo de tensão na barra  $k$  [V];

$V_k^{min}$ : limite mínimo do módulo de tensão na barra  $k$  [V];

$I_{km}$ : módulo da corrente na linha  $k-m$ , sendo as barras  $k$  e  $m$  conectadas através de uma linha denominada  $k-m$ , onde  $k$  diferente de  $m$  [A];

$I_{km}^{max}$ : valor máximo do módulo da corrente permitida na linha que conecta as barras  $k$  e  $m$  [A];

$P_{gk}$ : valor da potência ativa gerada na barra  $k$  [W];

$Q_{gk}$ : valor da potência reativa gerada na barra  $k$  [VAr];

$P_{dk}$ : valor da demanda de potência ativa na barra  $k$  [W];

$Q_{dk}$ : valor da demanda de potência reativa na barra  $k$  [VAr];

$P_{kW}^{t,c}$ : capacidade de potência instalada de cada unidade geradora do tipo  $t$  [W];

$n_g^{t,c}$ : número de unidades geradoras do tipo  $t$  e capacidade  $c$  de geração;

$S_{inst}$ : valor da potência total instalada no sistema devido aos aerogeradores distribuídos [VA];

$S_k$ : potência demandada em cada barra  $k$  do sistema de potência [VA];

$n$ : número total de barras do sistema de distribuição;

$\Omega_{bus}$ : conjunto de barras da rede de distribuição;

$\Omega_l$ : conjunto de linhas da rede de distribuição;

$\Omega_t$ : conjunto de aerogeradores do tipo  $t$  (velocidade fixa, variável e semi-variável);

$\Omega_{gt}$ : conjunto de geradores do tipo  $t$  com capacidade  $c$ ;

$f_{custo}$ : função do custo de instalação das unidades geradoras em uma barra do sistema, sendo esta função dependente do custo de instalação  $C_t^{inst}$ .

O modelo matemático proposto é constituído de duas parcelas: uma de perdas ativas do sistema e outra de custo equivalente de instalação. Nesse modelo, não foram consideradas as variações dos custos monetários em função da capacidade de geração instalada e os respectivos tipos de controle empregados. Entretanto, esse modelo mostra-se satisfatório para os estudos realizados no presente trabalho. Com ele, é possível realizar comparações dos resultados encontrados para diferentes cenários de teste.

As restrições representadas nas Eqs. (3.2) e (3.3) são direcionadas ao balanceamento de potência do sistema, em que o somatório das perdas e a demanda de potência devem ser iguais à potência gerada.

Na Equação (3.4), exige-se que o perfil de tensão esteja confinado aos limites de tensão estabelecidos pela legislação vigente. Segundo o Módulo 8 do Prodist (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), para tensões entre 1kV e 69kV, os módulos das tensões nas barras devem manter-se entre 0,93 e 1,05 pu.

A Equação (3.5) estabelece o limite de corrente nas linhas de distribuição de acordo com a ampacidade (limite térmico) determinada. Nas Equações (3.6) e (3.7), são definidos os

limites mínimos e máximos de geração de potências dos geradores. A restrição da Equação (3.8) estabelece que a abertura angular entre barras vizinhas seja inferior a um valor definido. E a Equação (3.9) restringe o somatório de potência aparente das unidades distribuídas no sistema a um valor menor ou igual ao somatório das potências aparentes demandadas pelo sistema elétrico.

Por fim, as Equações (3.10) impõem que o custo total da função objetivo não ultrapasse o limite máximo de capital disponível para instalação das GDs.

Para resolução do modelo matemático proposto, são apresentados no Capítulo 4 os métodos de otimização utilizados. Visando, ao término do processo de busca, determinar onde, quantos, qual o tipo e a capacidade dos geradores distribuídos que serão conectados na rede.

# Capítulo 4

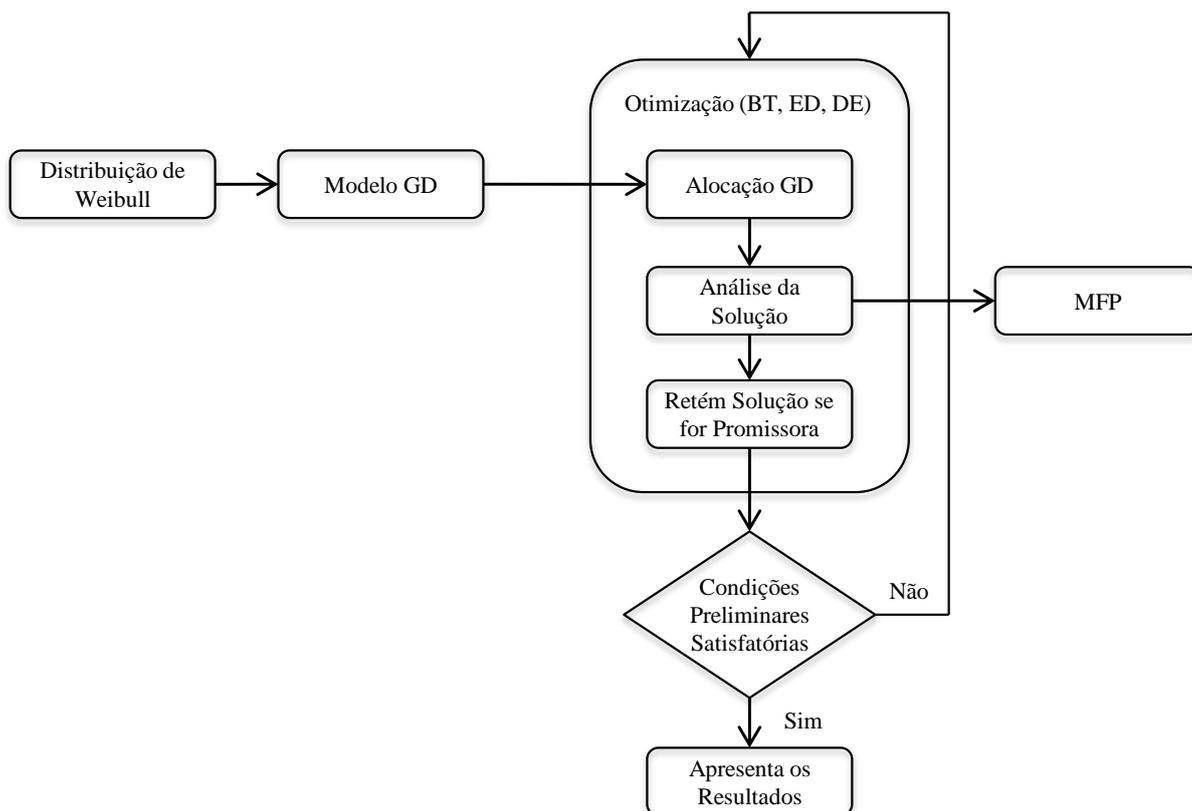
## Algoritmos Implementados

### 4.1. ETAPAS DE IMPLEMENTAÇÃO

Nesse trabalho, são utilizados os métodos matemáticos para a resolução do problema do fluxo de potência em sistemas elétricos e para a determinação de um possível ótimo da função objetivo proposta. A implementação dos métodos é feita em quatro etapas, seguidas da análise dos dados. São elas:

1. Execução do método de fluxo de potência para obtenção das condições do sistema elétrico, tanto em condições normais de operação quanto após a inserção de novas unidades geradoras;
2. Uso de modelagem nas unidades eólicas com base nas características de geração de cada tipo de controle empregado nos aerogeradores;
3. Emprego de métodos de otimização para determinação dos pontos mais interessantes para a instalação de unidades geradoras, visando encontrar o melhor compromisso na relação custo vs. benefício;
4. Uso da função de distribuição de probabilidades do tipo Weibull que melhor caracteriza os dados de velocidade de vento de uma dada região brasileira.

A fim de melhor ilustrar o modo como os métodos implementados se inter-relacionam, é apresentado na Figura 11 um diagrama esquemático.



**Figura 11 - Diagrama esquemático da correlação entre as etapas de resolução do problema estudado.**

Para melhor entendimento do procedimento realizado, é apresentado nas próximas seções maior detalhamento da estratégia aqui mencionada.

## 4.2. FLUXO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico é composto por  $N_B$  barras sendo o conjunto composto pelas barras do tipo PQ e PV. Parâmetros e incógnitas como tensões, ângulos das tensões e potências ativas devem ser determinados. O problema do fluxo de potência básico consiste basicamente no cálculo das tensões  $|V|$  e ângulos  $\theta$  em cada barra de um sistema elétrico de  $N_B$  barras, potências reativas, correntes e perdas elétricas, levando em consideração as condições de operação em regime permanente senoidal. As incógnitas podem ser determinadas a partir das equações não-lineares do fluxo de potência (MONTICELLI, 1946). São elas:

$$P_k^{esp} = V_k \sum_{m=1}^{N_B} V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) + P_L \quad k = 1, 2, \dots, N_{PQ} + N_{PV} \quad (4.1)$$

$$Q_k^{esp} = V_k \sum_{m \in \Omega_{bus}} V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) + Q_L \quad k = 1, 2, \dots, N_{PQ} \quad (4.2)$$

em que  $P_k^{esp}$  e  $Q_k^{esp}$ , respectivamente, denotam as potências ativa e reativa especificadas,  $V_k$  e  $V_m$  correspondem às magnitudes das tensões nas barras  $k$  e  $m$ , o ângulo  $\theta_{km}$  representa a abertura angular  $\theta_k - \theta_m$ . A condutância e a susceptância das linhas entre as barras vizinhas  $k$  e  $m$  são representadas por  $g_{km}$  e  $b_{km}$ , respectivamente. Por fim, as parcelas  $P_L$  e  $Q_L$  são os termos correspondentes ao somatório das perdas de potência ativa e reativa nas linhas do sistema elétrico, dadas por:

$$P_L = \sum_{m \in \Omega_{bus}} P_{km} = \sum_{m \in \Omega_{bus}} r_{km} I_{km}^2 \quad k = 1, 2, \dots, N_{PQ} + N_{PV} \quad (4.3)$$

$$Q_L = \sum_{m \in \Omega_{bus}} Q_{km} = \sum_{m \in \Omega_{bus}} x_{km} I_{km}^2 \quad k = 1, 2, \dots, N_{PQ} \quad (4.4)$$

sendo  $r_{km}$ ,  $x_{km}$  e  $I_{km}$ , respectivamente, a resistência, a reatância e a corrente na linha entre as barras  $k$  e  $m$ .

Nos sistemas de distribuição, os métodos de Newton-Raphson podem ser utilizados. Entretanto, esses sistemas apresentam características que podem levar ao mau condicionamento das representações matriciais. Os sistemas de distribuição operam tipicamente com uma estrutura radial e, normalmente, apresentam uma relação R/X muito elevada, quando comparados aos sistemas de transmissão e subtransmissão. Por essa razão, algoritmos baseados em métodos orientados a ramos ou de soma de correntes com varreduras são utilizados, ou seja, varreduras a montante e a jusante envolvendo os cálculos das correntes nos ramos (STEVENSON, 1986).

### 4.2.1. Método de Varredura

O método de varredura (*Backward/Forward*) consiste em dois passos básicos: a varredura *Backward*, quando são calculadas as correntes ou fluxos de potência com as

possíveis atualizações das tensões; e a varredura *Forward* que realiza os cálculos das quedas de tensão com as atualizações das correntes ou fluxos de potência. Esses passos são repetidos até que se obtenha a convergência do algoritmo (PEREIRA, 2004; STEVENSON, 1986).

O processo de resolução inicia-se para determinado valor de tensão em todas as barras de distribuição. Normalmente, define-se como sendo a tensão da subestação (SE). Após a tensão definida, calculam-se as correntes de carga das barras. Partindo das últimas barras de cada ramo, é realizado o somatório das correntes das cargas (processo *Backward*) até que a barra da subestação tenha sido alcançada, encontrando a corrente total da rede de distribuição. Pelos valores das correntes dos ramos e partindo-se da subestação, calculam-se os novos valores das tensões em todas as barras do sistema (processo *Forward*). As novas correntes do sistema são recalculadas. O pseudocódigo apresentado no Algoritmo 1 representa o funcionamento do método de varredura reversa/direta.

#### **Algoritmo 1- Método de varredura.**

---

**Entrada:**  $N_B, N_L, |V_0|, b, g, P_k, Q_k, \epsilon$

**Saída:**  $V, P_{perdas}, Q_{perdas}, I$

**Início**

***Definição das Variáveis***

$N_B$ : número de barras do sistema

$N_L$ : número de linhas do sistema

$|V_0|$ : módulo da tensão nas barras

*iter*: número máximo de iterações

*b*: susceptância

*g*: condutância

$P_k$ : potência ativa na barra *k*

$Q_k$ : potência reativa na barra *k*

$I_k$ : corrente de carga

$I_l$ : corrente de linha

$I_l$ : linhas à jusante da linha *i*

***Inicialização***

$Perdas^n \leftarrow 0$ ;

***Processo Iterativo***

**para  $k: 1 \rightarrow N_B$  faça**

---

Continua

---

---

 Continuação
 

---

$$|V_k| = |V_0|;$$

**fim-para**

**para**  $k: N_B \rightarrow 0$  **faça**

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k}\right)^*;$$

$$I_l = I_k + \sum_{l \in \nabla_i} I_l;$$

**fim-para**

$$P_{perdas} = \sum_{(i \in \nabla_i)} r_i I_i^2;$$

$$Q_{perdas} = \sum_{(i \in \nabla_i)} x_i I_i^2;$$

$$Perdas^{n+1} = P_{perdas};$$

**se**  $(\Delta Perdas = |Perdas^n - Perdas^{n+1}| \leq \varepsilon)$  **então**

Retorna;

**senão**

$$Perdas^n = Perdas^{n+1};$$

**fim-se**

**para**  $k: 0 \rightarrow N_B - 1$  **faça**

**enquanto**  $i \in \nabla_i$  **faça**

$$V_{k+1}(\mathfrak{R}) = V_k(\mathfrak{R}) - r_i I_i(\mathfrak{R}) + x_i I_i(\mathfrak{S});$$

$$V_{k+1}(\mathfrak{S}) = V_k(\mathfrak{S}) - r_i I_i(\mathfrak{S}) + x_i I_i(\mathfrak{R});$$

**fim-enquanto**

**fim-para**

**fim-Varredura**

---

### 4.3. META-HEURÍSTICAS

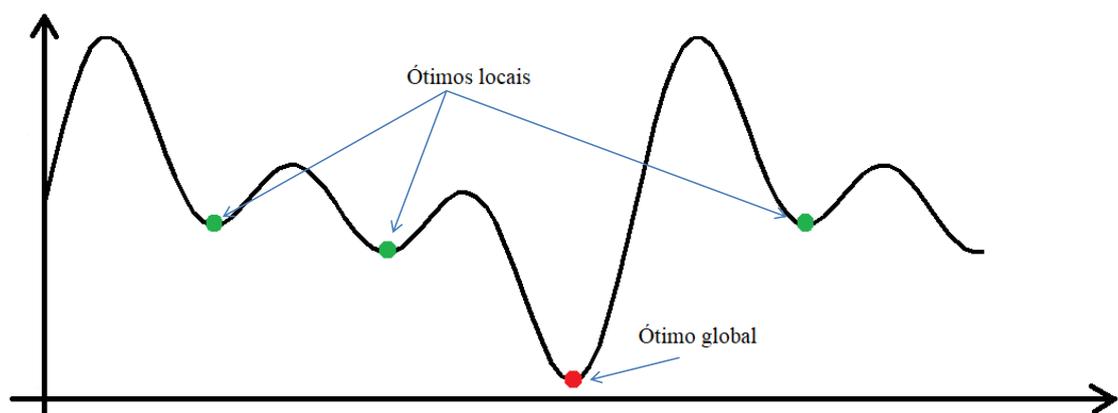
Os problemas de otimização consistem em encontrar dentre um conjunto de variáveis uma solução que permita maximizar ou minimizar uma função, denominada função objetivo ou de custo. As meta-heurísticas são técnicas muito utilizadas no processo de busca pela melhor solução da função objetivo de um problema específico. Podem ser vistas como uma estrutura algorítmica que pode ser empregada na resolução de diferentes problemas de

otimização, com um número relativamente pequeno de modificações que a adaptem para o tratamento do problema.

As meta-heurísticas mostram-se eficientes em problemas complexos de grande porte, além de apresentarem um bom desempenho em problemas combinatórios. Embora a solução por elas encontrada não seja, necessariamente, a melhor, as meta-heurísticas são capazes de fornecer um possível ótimo para o problema.

Em suma, as meta-heurísticas são estratégias que guiam o processo de busca, onde o objetivo é explorar eficientemente o espaço de busca a fim de achar soluções ótimas ou quase ótimas. São algoritmos que variam de um simples procedimento de busca local a complexos processos de aprendizado. Com mecanismos que evitam que o algoritmo fique preso em áreas confinadas do espaço de busca, ou seja, ótimos locais. São algoritmos aproximados e usualmente não determinísticos, podendo ser aplicados em diferentes problemas.

Na Figura 12, é exemplificado o conceito de ótimo local e global para um problema de minimização.



**Figura 12 - Representação do conceito de ótimos locais e globais em um problema de minimização.**

Para o estudo da alocação de aerogeradores nos sistemas elétricos em estudo, optou-se pelo uso das técnicas de Busca Tabu (BT), Evolução Diferencial (ED) e Otimização Extrema (OE). Essas técnicas são detalhadas nas seções seguintes.

### 4.3.1. Busca Tabu

O método de Busca Tabu (*Tabu Search*) foi proposto por Glover (1989), tendo origem a partir de soluções para problemas de programação inteira e, posteriormente, para problemas combinatórios. Uma característica marcante desse processo de busca é a possibilidade de movimentos de piora da solução (GLOVER; LAGUNA, 1997).

O método de Busca Tabu inicia-se a partir de uma solução inicial e move-se por uma vizinhança a fim de atingir uma solução melhor a cada iteração. Sendo assim, um procedimento adaptativo que consiste em explorar o espaço de busca, movendo-se de uma solução para outra. Na Figura 13 é apresentado um exemplo do processo de busca, juntamente com o armazenamento dos movimentos na lista tabu, considerando um problema de minimização da função objetivo.

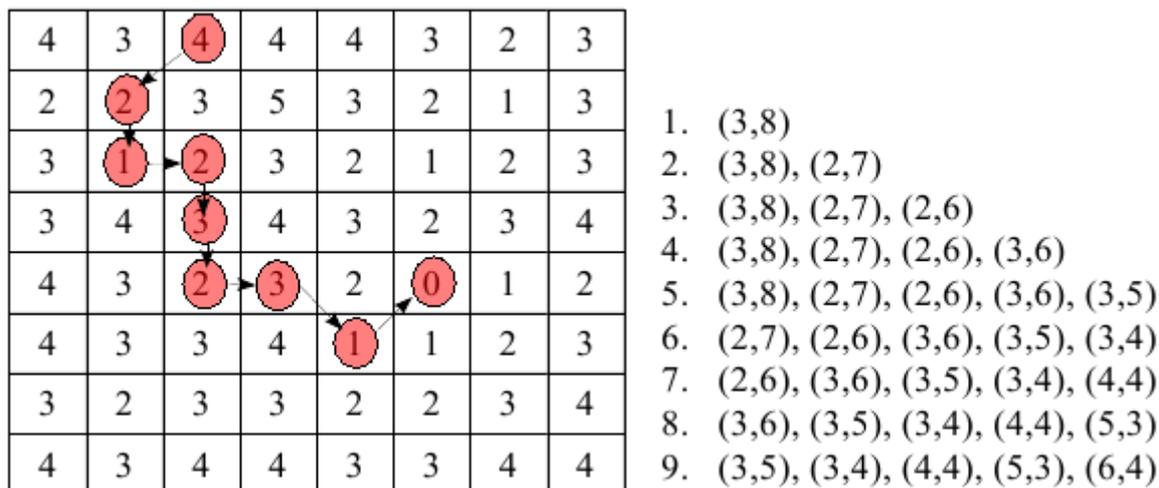


Figura 13 - Exemplo da dinâmica de busca e o preenchimento da lista tabu.

No entanto, o método não admite movimentos que o levem a soluções já visitadas. Para tal, os movimentos são armazenados em uma lista tabu. Essa lista armazena os movimentos já realizados, não podendo ser novamente realizados por um determinado número de iterações.

O uso dessa lista também evita a ciclagem de soluções, processo que ocorre quando o método jamais encontra a solução ótima, pois acaba se prendendo a um ótimo local. Todavia, o uso dessa lista também pode bloquear alguns movimentos que se executados novamente

gerariam soluções melhores, uma vez que nem sempre os mesmos movimentos geram as mesmas soluções. Contudo, se este movimento satisfizer algum critério previamente determinado, ele pode vir a ser feito e o critério anterior é violado (GLOVER; LAGUNA, 1997; MANSANO, 2008). Desse modo, aplica-se o conceito de critério de aspiração. Ele nada mais é do que uma permissão para um movimento tabu, isto é, uma condição em que é permitida a execução de um movimento que já se encontra na lista tabu. O critério de aspiração pode ser empregado no caso em que o movimento tabu gere uma solução que proporcione um valor melhor, na função objetivo, do que as anteriormente encontradas (GLOVER; LAGUNA, 1997; SALDANHA, 2013).

O processo de busca pode ser interrompido quando a função objetivo alcança um limite pré-determinado ou quando o número máximo de iterações na função objetivo é atingido ou um certo número de iterações sem melhoria é alcançado.

O algoritmo da Busca Tabu é apresentado no pseudocódigo descrito abaixo, com base em Glover (1997), segundo os principais passos para a implementação.

### Algoritmo 2 - Método de Busca Tabu.

---

**Entrada:**  $s_0$

**Saída:**  $s^*$

**início**

***Definição das Variáveis***

$s_0$ : solução inicial

$s^*$ : melhor solução ate o momento

iter: número de iterações

$melhor_{iter}$ : iteração mais recente que forneceu  $s^*$

$BT_{max}$ : número máximo de iterações sem melhoria de  $s^*$

LT: Lista Tabu

A: função de aspiração

$s$ : solução que satisfaz a condição de aspiração ( $f(s') < A(f(s))$ )

$m$ : melhor elemento de  $V \subseteq N(s)$  tal que o movimento  $m$  não seja tabu ( $m \notin T$ )  
ou atenda à aspiração

***Processo Iterativo***

---

Continua

---

---

 Continuação
 

---

**enquanto** ( $iter - melhor_{iter} < iter_{max}$ ) **faça**

$iter \leftarrow iter + 1;$

$s' \leftarrow s \oplus m;$

    Atualiza a lista tabu T

$s \leftarrow s';$

**se** ( $f(s) < f(s^*)$ ) **então**

$s^* \leftarrow s;$

$melhor_{iter} \leftarrow iter;$

**fim-se**

    Atualiza função de aspiração A;

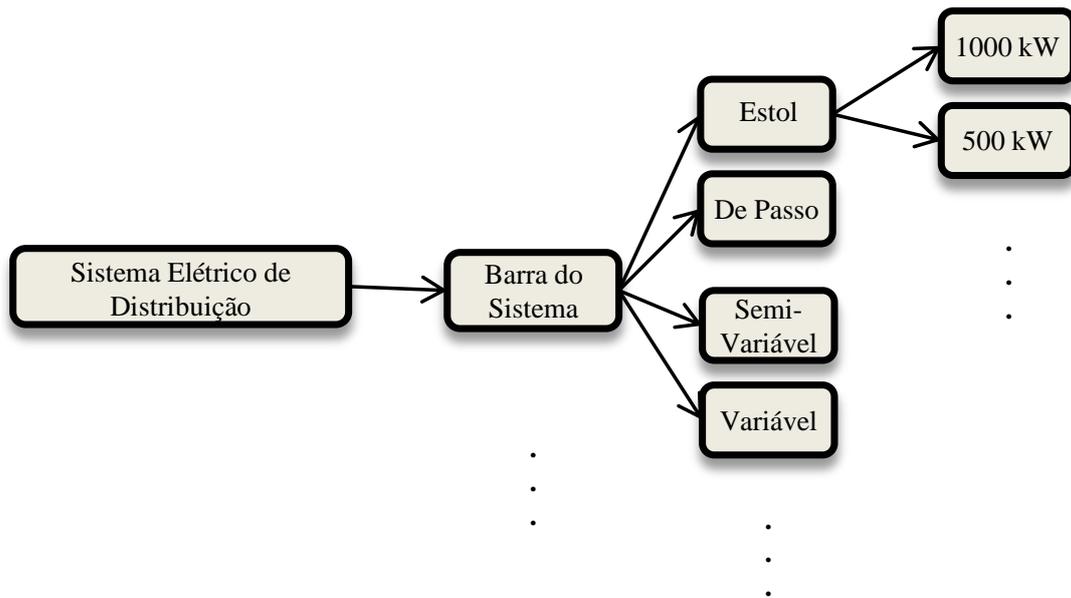
**fim-enquanto**

**fim-BT**

---

#### 4.3.1.1. Codificação para o Problema de Alocação de Aerogeradores

Nesse trabalho, a codificação binária das variáveis foi empregada nas simulações. Assim, as posições iguais a 1 no vetor indicam alocação de aerogeradores e as posições iguais a 0 indicam a não alocação. No processo de alocação, utiliza-se quatro tipos de controle de velocidade para os aerogeradores: estol, de passo, semi-variável e variável. Além dos diferentes tipos de controle, são considerados dois valores como capacidade de geração:  $1000kW$  e  $500kW$ . Assim, para cada barra do sistema elétrico de distribuição, há oito possibilidades de alocação. Um diagrama esquemático das combinações possíveis dos aerogeradores nas barras do sistema está ilustrado na Figura 14.

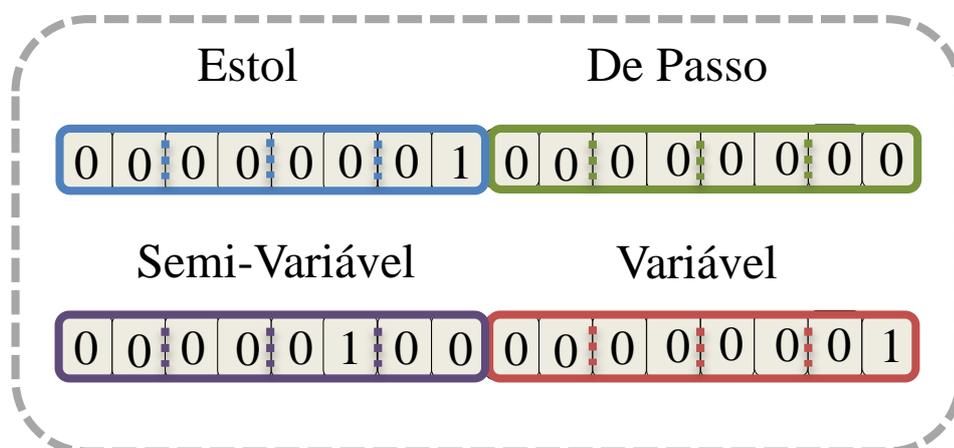


**Figura 14 - Diagrama esquemático das possibilidades entre o sistema elétrico e os tipos de controle e a capacidade de geração.**

O tamanho do vetor-solução é dado pelo produto entre o número de barras do sistema ( $n_b$ ), os quatro tipos de controle de velocidade ( $n^t$ ) e o número de geradores com diferentes capacidades de geração de potência ( $n^c$ ):

$$dim\_vetor = N_B \times n^t \times n^c$$

Assim, para um sistema de 4 barras, por exemplo, tem-se um vetor com 32 posições. A Figura 15 apresenta um vetor-solução dividido de acordo com os tipos de geração e subdividido de acordo com a capacidade dos geradores.



**Figura 15 - Exemplo de alocação de aerogeradores para um sistema de 4 barras.**

No exemplo, foram alocados três geradores: dois geradores na barra 4 (um do tipo *estol* de  $1000kW$  e outro de velocidade variável com capacidade instalada de  $500kW$ ), totalizando uma potência de  $1500kW$ ; e um gerador na barra 3 do tipo semi-variável de  $500kW$ . Portanto, apenas duas barras do sistema possuem GD e o controle de passo não é empregado.

### 4.3.1.2. Busca Tabu Aplicada ao Problema de Alocação de Aero geradores

A Busca Tabu é aplicada à formulação matemática, apresentada no Capítulo 3, para o problema de alocação de aerogeradores, visando encontrar uma solução ótima ou quase ótima. A solução consiste em determinar as barras onde os aerogeradores do tipo  $t$  e capacidade  $c$  devem ser instalados.

No algoritmo de BT implementado, inicializa-se um vetor de vizinhos ( $V_z$ ) cuja dimensão é  $N_B \times n^t \times n^c$ , uma lista tabu ( $LT$ ) de mesmo tamanho e um número tabu definido como sendo 20% da dimensão do problema,  $N_T = 0,2 * (N_B \times n^t \times n^c)$ .

O processo de busca inicia-se com a alocação de um único gerador no sistema. O vetor com a possível solução é passado para o fluxo de potência como entrada, indicando a barra e a potência a ser injetada no sistema. As variáveis de saída do fluxo de potência, correntes e tensões, são utilizadas para avaliar as restrições da função objetivo. No caso em que as restrições são satisfeitas, avalia-se a função objetivo para a solução testada. Se o Valor da Função Objetivo (VFO) é inferior ao valor da iteração anterior, então esta passa a ser a nova solução ( $s_{best}^*$ ).

Além da solução, o índice da alocação que levou a melhor solução encontrada até o momento é salvo em uma variável *ind*. Esse índice é utilizado para indicar na lista tabu um movimento que já foi realizado. Na posição *ind*, a  $LT$  receberá o número tabu, enquanto as demais posições da lista receberam zero. Como o processo de busca é iterativo, logo após, dá-se início à alocação de um segundo gerador no sistema e o processo se repete. Quando mais

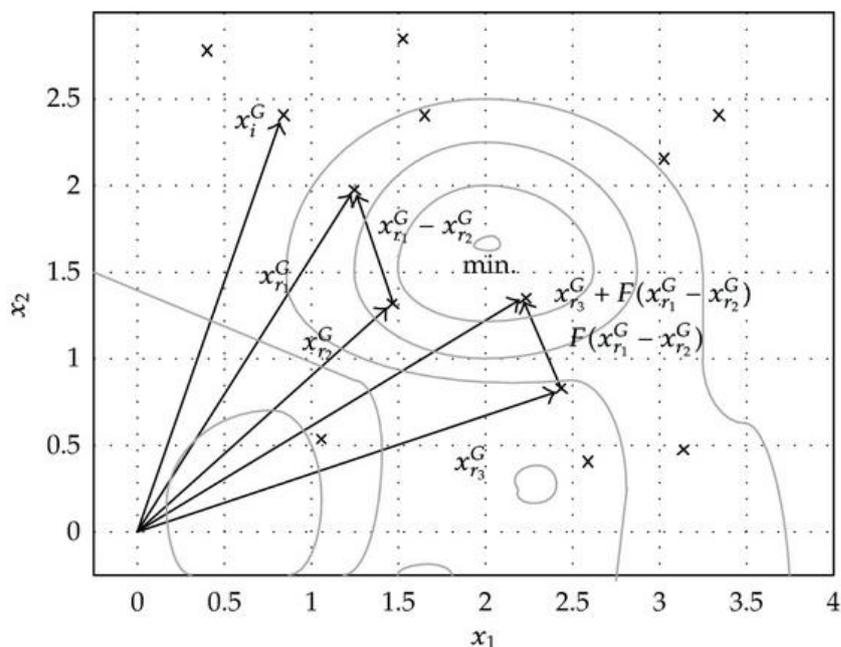
de um movimento for realizado, esse é decrementado de uma unidade na lista tabu, possibilitando que o movimento possa ser realizado novamente.

O critério de parada é alcançado quando se chega a um número de iterações sem melhoria do VFO ou quando o número máximo de iterações definido é alcançado.

### 4.3.2. EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

O algoritmo evolutivo Evolução Diferencial ED (termo original proveniente do inglês *Differential Evolution*), foi proposto por Storn e Price, em 1995. É um algoritmo de busca estocástica que possui poucos parâmetros de controle e utiliza basicamente algumas operações aritméticas básicas. O algoritmo é capaz de convergir para regiões promissoras do espaço, inclusive encontrar a solução ótima (ARUNACHALAM, 2008; JUNIOR, 2015).

O ED é um simples mecanismo de busca que usa a diferença entre dois vetores escolhidos aleatoriamente, dentre as soluções candidatas, para produzir uma nova solução, conforme ilustrado na Figura 16.



**Figura 16 - Mecanismo de busca da ED utilizando diferença entre dois vetores, escolhidos aleatoriamente dentre as soluções candidatas.**

Durante a evolução da população, essas soluções sofrem modificações de mutação e cruzamentos, gerando novas soluções candidatas para a seleção. Dessa maneira, a ED

combina operadores aritméticos simples com as operações clássicas de cruzamento, mutação e seleção.

### 4.3.2.1. Inicialização do ED

O processo inicia-se com a geração aleatória de uma população de  $N_p$  vetores em um espaço D-dimensional, representada por  $X_g = \{x_{g,i}; i = 1, 2, 3, \dots, N_p\}$ . O índice  $g$  corresponde à geração corrente e o índice  $i$  ao indivíduo na população. Cada indivíduo da geração atual é representado como (ARUNACHALAM, 2008; OLIVEIRA, 2006; ARAUJO, 2016):

$$x_{g,i} = \begin{bmatrix} x_{g,i,1} \\ x_{g,i,2} \\ \vdots \\ x_{g,i,n} \end{bmatrix}$$

em que o índice  $n$  representa o número de variáveis do problema.

Os vetores assumem valores reais, entre os limites inferiores ( $x_{min}$ ) e superiores ( $x_{max}$ ) preestabelecidos, onde cada vetor representa uma solução candidata para o problema.

Como durante o processo de busca da ED a população sofre um processo de evolução por meio de operadores de mutação, cruzamento e seleção, estes são detalhados a seguir.

### 4.3.2.2. Mutação no ED

No operador de mutação, cada um dos indivíduos é modificado pela adição da diferença vetorial ponderada entre outros dois indivíduos, escolhidos aleatoriamente na população. Assim, utiliza-se um fator de mutação  $F$  que determina a ponderação daquela diferença,

$$v_{g,i} = x_{g,r_1} + F(x_{g,r_2} - x_{g,r_3}) \quad r_1 \neq r_2 \neq r_3 \quad (4.5)$$

em que  $v_{g,i}$  é o novo indivíduo de um vetor gerado,  $x_{g,r_1}$  corresponde ao indivíduo no qual é aplicada a mutação diferencial e os indivíduos  $x_{g,r_2}$  e  $x_{g,r_3}$  são utilizados na operação da diferença. Quando o fator  $F$  assume valores muito altos, os “saltos” tendem a serem maiores e, conseqüentemente, mais rápido e amplamente o espaço de busca é sondado. Porém, há maiores chances de não se encontrar uma solução ótima ou quase ótima. Em contrapartida,

um fator de mutação de valor muito pequeno torna a busca mais refinada e, de certo modo, mais lenta. Porém, nessa situação, o algoritmo tem chances de estagnar o processo em um ótimo local. Normalmente, assume-se um valor no intervalo entre 0,5 e 1 para o fator de mutação (ARUNACHALAM, 2008).

Durante o trabalho, a abordagem utilizada para a produção do vetor mutante foi a descrita acima. No entanto, há outras abordagens, mas sempre contando com a diferença ponderada entre os vetores.

### 4.3.2.3. Cruzamento no ED

A fim de que a diversidade da população seja mantida, um operador de recombinação é aplicado: o cruzamento (*crossover*). Os indivíduos da população e os vetores mutantes trocam algumas características para formar o vetor modificado (JUNIOR, 2015; OLIVEIRA, 2006; ARAUJO, 2016).

O processo de cruzamento ocorre com os vetor  $v_{g,i}$  e  $x_{g,i}$ , gerando um novo vetor de teste  $u_{g,i}$ . O novo vetor constitui-se de elementos já existentes em um dos dois vetores,  $v_{g,i}$  e  $x_{g,i}$ . A escolha de qual elemento será armazenado em  $u_{g,i}$  ocorre de forma aleatória, com uma taxa de probabilidade de cruzamento previamente definida por  $C_r \in [0,1]$ ,

$$u_{g,i} = \begin{cases} v_{g,i} & \text{se } r_i \leq C_r \\ x_{g,i} & \text{caso contrário} \end{cases}$$

sendo  $r_i$  um número gerado aleatoriamente.

Essa taxa de cruzamento controla a parcela de valores do vetor mutante  $v_{g,i}$  que será usada. Quanto maior a taxa  $C_r$ , maior a probabilidade de se ter dimensões do vetor mutante no vetor de teste. Caso contrário, esse número será menor. Geralmente, valores maiores são utilizados para aumentar a diversidade da população em busca da melhoria dos resultados (ARUNACHALAM, 2008).

### 4.3.2.4. Seleção no ED

O operador de seleção tem como finalidade selecionar os melhores indivíduos. Ele simplesmente escolhe os indivíduos com as melhores características a serem preservadas para

a próxima geração. Essa escolha é feita avaliando-se a solução teste  $u_{g,i}$  na função objetivo, ou seja, cada solução  $u_{g,i}$  é comparada com seu correspondente  $x_{g,i}$  da população atual. A solução que possui a melhor aptidão passa à próxima geração, enquanto a pior é eliminada (ARUNACHALAM, 2008; JUNIOR, 2015).

O procedimento pode ser descrito como

$$x_{g+1,i} = \begin{cases} u_{g,i} & \text{se } f(u_{g,i}) < f(x_{g,i}) \\ x_{g,i} & \text{caso contrário} \end{cases}$$

em que  $f(x_{g,i})$  é a função objetivo avaliada para os indivíduos  $x_{g,i}$  e  $f(u_{g,i})$  é a função avaliada para  $u_{g,i}$ . Com isso, a ED consegue garantir populações melhores ou mais qualificadas ao longo das gerações.

Por fim, os critérios de parada do algoritmo ED baseiam-se no número máximo de gerações predefinido, no número de gerações sem melhoria após um número fixo de iterações ou quando um determinado percentual de melhoria do valor da função é alcançado em relação a uma solução de referência como, por exemplo, a melhor solução inicial.

A descrição simplificada do procedimento de busca do algoritmo ED é apresentada no Algoritmo 3, em forma de um pseudocódigo.

### Algoritmo 3 - Método de Evolução Diferencial.

---

**Entrada:**  $N_p, C_r, F, Dim$

**Saída:**  $s^*$

**Início**

***Definição das Variáveis***

$N_p$ : tamanho da população

$x$ : população inicial

$s^*$ : solução ótima

$u_{k,G+1}$ : vetor resultante do processo de mutação

***Inicialização***

$x \leftarrow \text{random}(Dim, N_p);$        $\triangleright$  Inicializa população inicial

$s^* \leftarrow \text{inf};$        $\triangleright$  inicializa solução ótima

$s \leftarrow f(x);$

***Processo Iterativo***

---

Continua

---

---

 Continuação
 

---

```

enquanto ( $s < s^*$ ) faça
  |
  | para  $k: 1 \rightarrow N_p$  faça
  | |
  | |  $u_{k,G+1} \leftarrow mutacao(x_{k,G+1}, F);$ 
  | |  $u_{k,G+1} \leftarrow crossover(x_{k,G+1}, u_{k,G+1}, C_r);$ 
  | |
  | | fim-para
  | |  $s \leftarrow f(u);$  ▷ Avalia a solução para nova população gerada
  | | para  $k: 1 \rightarrow N_p$  faça
  | | |
  | | | se ( $s(k) < s^*$ ) então
  | | | |
  | | | |  $x_{k,G+1} \leftarrow u_{k,G+1};$ 
  | | | |
  | | | | se-não
  | | | | |
  | | | | |  $x_{k,G+1} \leftarrow x_{k,G};$ 
  | | | |
  | | | | fim-se
  | | |
  | | | fim-para
  | |
  | | fim-para
  |
  | fim-enquanto
fim-ED

```

---

#### 4.3.2.5. ED Aplicada ao Problema de Alocação de Aerogeradores

No processo de busca feito com a meta-heurística da ED, emprega-se a mesma codificação apresentada na Seção 4.3.1.1. O algoritmo de ED gera, inicialmente, uma população de  $N_p$  vetores, em que cada vetor é representado por  $X_g$ . Esses vetores são possíveis soluções para o problema, ou seja, uma proposição de solução para a alocação dos geradores no sistema elétrico. A população  $N_p$  é constituída por números gerados aleatoriamente, dispostos em uma matriz com  $d$  linhas e  $g$  colunas. Em que,  $d$  a dimensão do problema ( $N_B \times n^t \times n^c$ ) e  $g$  o número arbitrado para o número de gerações, definido como dez vezes a dimensão do problema ( $10 * (N_B \times n^t \times n^c)$ ).

O fator de mutação ( $F$ ) utilizado durante as simulações e a taxa de probabilidade de cruzamento ( $C_r$ ) não são iguais para todos os sistemas de teste. Os valores definidos para os parâmetros nos diferentes cenários são apresentados na Tabela 1.

**Tabela 1- Parâmetros de ajuste da ED para os sistemas de teste.**

Sistema	$F$	$C_r$
<b>33 Barras</b>	0,5	1,0
<b>70 Barras</b>	0,2	0,8
<b>136 Barras</b>	0,3	1,0

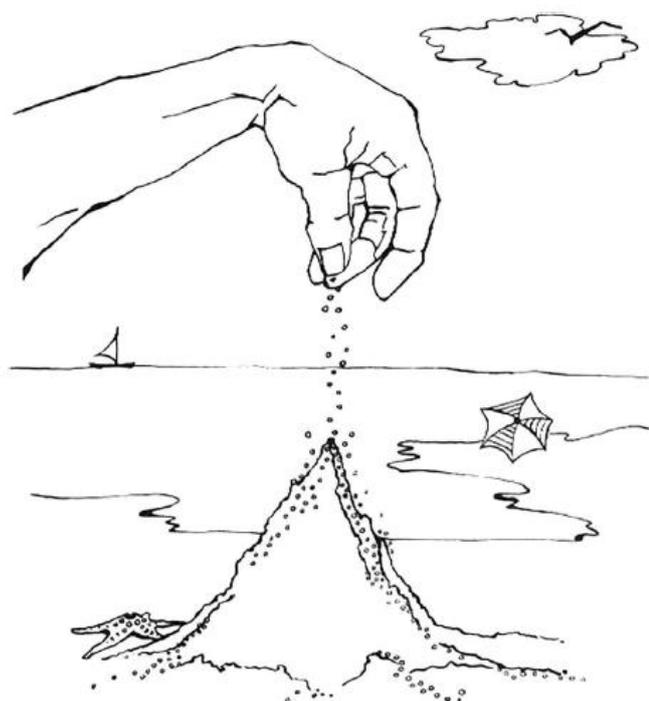
A população gerada é composta por números racionais, uma vez que o mecanismo empregado para gerar a população é a função *rand()* do Matlab. Após o cruzamento é feito um arredondamento para o valor válido mais próximo (0 ou 1), possibilitando uma maior diversidade das espécies.

Após o arredondamento, dá-se início ao procedimento de seleção utilizando o vetor solução ( $u_g$ ), sendo este um vetor coluna. Esse vetor é passado para o fluxo de potência e indica quais as barras receberão geradores e as respectivas potências. Do fluxo de potência, são obtidos os módulos e os ângulos das tensões das barras e as correntes nas linhas do sistema elétrico. Com esses dados, são avaliadas as restrições e a função objetivo dada na Eq. (3.1). Quando todas as restrições são satisfeitas e o VFO para a solução atual ( $f_{melhor}$ ) é menor do que o VFO da solução anterior ( $f_{melhor}^*$ ), então  $f_{melhor}^* = f_{melhor}$  e o vetor-solução é salvo em  $u_{melhor}$ . Esse processo se repete até que todas as gerações sejam avaliadas.

O processo de busca é interrompido quando o critério de parada empregado é atingido. O critério empregado consiste em se contabilizar o número de iterações sem melhoria do VFO ou o número máximo de iterações.

### 4.3.3. OTIMIZAÇÃO EXTREMA

O método de Otimização Extrema - OE (*Extremal ODPimization*) é um algoritmo evolucionário, desenvolvido por Boettcher e Percus em 2001, inspirado em observações de sistemas na natureza. A Figura 17 simboliza o princípio da dinâmica auto-organizada utilizada, onde uma estrutura com melhor adaptação emerge naturalmente em sistemas físicos (STUTZLE, 1973; BOETTCHER; PERCUS, 2001; BOETTCHER; PERCUS, 2002; LU et al., 2016).



**Figura 17 - Dinâmica auto organizada da OE, em que uma estrutura com melhor adaptação emerge naturalmente em sistemas físicos (LU et al., 2016).**

A estratégia do algoritmo consiste em identificar os componentes das soluções que possuem o pior desempenho e substituí-los ou trocá-los por outros componentes. Isto é feito por meio da atribuição de custos aos componentes da solução com base na sua contribuição para o custo global da solução no domínio do problema. Os componentes são avaliados e podem ser classificados, sendo os mais fracos substituídos ou comutados com outro componente selecionado aleatoriamente (BROWNLEE, 2012).

O método de OE pode ser aplicado a qualquer problema, uma vez que não existe um índice de adaptabilidade associado a cada uma das variáveis. Assim, torna-se interessante em problemas de otimização que trabalham com espaço não convexo, disjunto, com múltiplos mínimos e não-linearidades presentes na função objetivo e/ou nas restrições. Além disso, pode ser utilizado para solucionar problemas com variáveis contínuas, inteiras ou discretas (CASSOL, 2009).

O algoritmo de busca OE consiste em  $N$  variáveis dispostas em sequências de bits, onde cada bit representa uma espécie do modelo, podendo assumir valor 0 ou 1. Para cada espécie, são atribuídos índices de adaptabilidade. Esses índices determinarão quais as variáveis que deverão sofrer mutação. O índice de adaptabilidade é proporcional ao ganho/perda no valor da função objetivo para mudar um bit. Para isso, os bits são ordenados

de  $k = 1$  a  $k = N$ . O bit menos adaptado recebe 1 e o mais adaptado recebe  $N$  (BOETTCHER; PERCUS, 2001; BOETTCHER; PERCUS, 2002).

A mutação ocorre partindo do pressuposto que a probabilidade  $P$  de uma variável ser escolhida para ser modificada é

$$P(k) = k^{-\tau} \quad (4.6)$$

em que  $k$  é o índice de adaptabilidade e  $\tau$  é um parâmetro ajustável. Tal parâmetro pode variar entre 0 e  $\infty$ , sendo que o algoritmo de busca torna-se totalmente aleatório para  $\tau \rightarrow 0$ , pois as variáveis possuem a mesma probabilidade de sofrer mutação. Para  $\tau \rightarrow \infty$ , a variável menos adaptada é sempre escolhida para sofrer mutação. O processo ocorre até que um dado critério de parada seja atingido e a melhor configuração de bits (solução) seja encontrada.

### 4.3.3.1. Processo de Busca da OE

O processo de busca da OE inicia aleatoriamente uma população de  $N$  espécies, sendo cada uma representada por um vetor  $X$  binário. Cada variável  $x_m$  desse vetor representa um indivíduo. Para uma dada configuração inicial  $X$ , o valor da função objetivo  $F$  é calculado, sendo estes considerados a melhor configuração  $X_{melhor} = X$  com o melhor valor da função objetivo  $F_{melhor} = F$  (STUTZLE, 1973; BOETTCHER; PERCUS, 2001; BOETTCHER; PERCUS, 2002; LU et al., 2016)..

Em seguida, para uma dada iteração, cada um dos bits  $x_m$  do vetor  $X$  é alterado, gerando um novo bit  $x'_m$  pela expressão

$$x'_m = x_m + x_m \sigma N(0,1) \quad (4.7)$$

em que o parâmetro  $\sigma$  designa uma amplitude de mutação e  $N(0,1)$  é um número gerado aleatoriamente com uma distribuição gaussiana de média zero e desvio padrão unitário.

Então, o valor da função objetivo  $F_m$  é computado para a nova configuração  $X_m$ . Se o valor da adaptabilidade  $F_m$  é menor do que  $F_{melhor}$ , considerando um problema de minimização,  $F_{melhor} = F_m$  e  $X_{melhor} = x_m$ .

Posteriormente, os pares  $(m, F_m)$  são ordenados de acordo com sua adaptabilidade  $F_m$  e então é atribuído a eles o índice de adaptabilidade  $k$ .

Escolhe-se, com uma probabilidade uniforme, um bit das  $N$  espécies obtidas para sofrer mutação. Em seguida, gera-se um número  $n$  aleatório  $N(0,1)$ . Se o valor obtido da Eq. (4.7) for maior ou igual a  $n$ , o bit é modificado. Caso contrário, um novo bit é escolhido e o processo se repete até que um bit seja confirmado para ser modificado.

Após a confirmação da mutação, ajusta-se  $X = X_m$  e  $F = F_m$ , com  $m$  sendo o índice do bit a sofrer a mutação.

O processo se repete até que algum critério de parada seja satisfeito e a busca seja então finalizada. Em linhas gerais, o algoritmo de OE pode ser descrito como mostrado no pseudocódigo do Algoritmo 4.

#### Algoritmo 4 - Método de Otimização Extrema.

---

**Entrada:**  $N_p, \sigma, Dim, iter$

**Saída:**  $F^*$

**Início**

*Definição das Variáveis*

$N_p$ : tamanho a população inicial

$\sigma$ : amplitude da mutação

$Dim$ : dimensão do problema

$iter$ : número máximo de iterações

$x$ : população inicial

$F^*$ : solução ótima

$x'_m$ : vetor resultante do processo de mutação

$\tau$ : parâmetro ajustável

*Inicialização*

$x \leftarrow random(Dim, N_p);$        $\triangleright$  Inicializa população inicial

$s^* \leftarrow x^*$        $\triangleright$  Salva o indivíduo ótimo

$F^* \leftarrow f(x^*);$        $\triangleright$  Salva a melhor solução

$\tau \leftarrow (0, \infty);$

*Processo Iterativo*

**enquanto** ( $s < s^*$ ) **faça**

**para**  $m: 1 \rightarrow iter$  **faça**

$x'_m \leftarrow x_m + x_m \sigma N(0,1);$

---

Continua

---

---

 Continuação
 

---

$V_m \leftarrow f(x_m); \triangleright$ Ordene os pares $(m, V_m)$ de acordo com a adaptabilidade $V_m$ $s \leftarrow \text{sort}(V_k); \triangleright$ Ordene os valores de $V_m$ e atribua um ranque, onde a população mais adaptada recebe 1 e a menos adaptada recebe $N$  <u>enquanto</u> $(\text{rand}(1) < k^\tau)$ <u>então</u> $x \leftarrow x_m;$ <u>fim-enquanto</u> <u>fim-para</u> <u>fim-enquanto</u> <u>fim-BT</u>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

---

#### 4.3.3.2. OE Aplicada na Alocação de Aerogeradores

No método de OE, o modo de realizar a busca consiste em identificar as piores soluções e substituí-las por outros componentes. Isso é feito estabelecendo-se um ranqueamento para se identificar as melhores soluções.

O processo de busca inicia-se com a geração aleatória de uma matriz  $d \times p$ , onde  $d$  é a dimensão ( $N_B \times n^t \times n^c$ ) do problema e  $p$  refere-se ao tamanho da população. Durante a implementação, assumiu-se que a população deveria ser dez vezes maior do que a dimensão do problema. Os parâmetros da OE foram definidos para os cenários de testes, conforme descrito na Tabela 2.

**Tabela 2 - Parâmetros da OE para os cenários de teste.**

Sistema	$\tau$	$\sigma$
<b>33 Barras</b>	$10^3$	0,5
<b>70 Barras</b>	$10^3$	0,5
<b>136 Barras</b>	$10^3$	0,8

As populações geradas são constituídas de valores racionais aleatórios. Assim, os processos de mutação e ranqueamento são feitos com vetores de números contínuos. A codificação dos números racionais para inteiros ( $\mathbb{Q} \rightarrow \mathbb{Z}$ ) é feita após o ranqueamento. Então, essas variáveis são passadas para o fluxo de potência como um vetor binário, indicando uma possível solução para alocação de GD quanto às barras, tipos e capacidade de geração.

Com os novos valores de tensão e corrente calculados pelo algoritmo de fluxo de potência, são avaliadas as restrições do problema. Uma vez satisfeitas, avalia-se a função objetivo para a solução encontrada. Se a solução atual proporciona um VFO menor do que a anterior, a solução atual passa a ser a melhor solução vigente do problema.

O ciclo iterativo é repetido até que um número máximo de iterações sem melhoria do VFO ou o número máximo de iterações do algoritmo seja atingido.

#### 4.4. POTENCIAL EÓLICO DO BRASIL

Durante o projeto das turbinas eólicas, os projetistas buscam informações capazes de leva-los à redução de custos na produção de energia elétrica. Assim, uma descrição detalhada da variação da velocidade do vento é um fator de grande importância para o fabricante de aerogeradores.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE MICHAEL BROWER E JOHN ZACK, 2001) tem como objetivo fornecer informações para capacitar os tomadores de decisão na identificação de áreas adequadas para o melhor aproveitamento eólico-elétrico.

No Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001), foi realizada uma integração dos recursos de geoprocessamento e a produção de energia elétrica no Brasil a partir de curvas de potência de turbinas eólicas existentes no mercado. O estudo realizado considerou todas as áreas que apresentaram velocidades médias anuais iguais ou superiores a  $6m/s$ . As curvas médias de desempenho de turbinas eólicas instaladas em torres de  $50m$  de altura foram avaliadas, bem como a densidade média de ocupação de terreno de  $2MW/km^2$ , ou seja, cerca de 20% do realizável por usinas eólicas em terrenos planos.

Com os dados do estudo de integração, foram listadas na Tabela 3 as faixas de velocidade do vento para cada região brasileira, bem como as respectivas potências instaláveis e a energia anual gerada. De acordo a Tabela 3, estima-se que o Brasil possui um potencial eólico disponível da ordem de  $143GW$ . Desse total, cerca de 52,31% encontra-se na região Nordeste ( $75 GW$ ), com uma energia disponível de  $144,3 TWh/ano$ . Com base no grande potencial eólico da região Nordeste, optou-se pelo uso dos dados de velocidade de vento dessa região durante os estudos realizados nesse trabalho.

**Tabela 3- Tabelas de integração por faixas de velocidade e integração cumulativa, retirado do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE MICHAEL BROWER E JOHN ZACK, 2001).**

REGIÃO	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	ÁREA [km <sup>2</sup> ]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km <sup>2</sup> ]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
 <b>NORTE</b>	6 - 6,5	11460	22,92	0,13	25,58	>6	24206	48,41	70,49
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12746	25,49	44,91
	7 - 7,5	3300	6,60	0,20	11,33	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>6420</b>	<b>12,84</b>	<b>26,45</b>
	7,5 - 8	1666	3,33	0,25	7,15	>7,5	3120	6,24	15,11
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,65	>8	1454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
 <b>NORDESTE</b>	6 - 6,5	146589	293,18	0,13	327,19	>6	245105	490,21	649,50
	6,5 - 7	60990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,31
	7 - 7,5	24383	48,77	0,20	83,73	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>37526</b>	<b>75,05</b>	<b>144,29</b>
	7,5 - 8	9185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13143	26,29	60,56
	8 - 8,5	3088	6,18	0,30	15,91	>8	3958	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
 <b>CENTRO-OESTE</b>	6 - 6,5	41110	82,22	0,13	91,76	>6	50752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9642	19,28	29,07
	7 - 7,5	1395	2,79	0,20	4,79	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>1541</b>	<b>3,08</b>	<b>5,42</b>
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
 <b>SUDESTE</b>	6 - 6,5	114688	229,38	0,13	255,99	>6	175859	351,72	446,07
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61171	122,34	190,08
	7 - 7,5	11545	23,09	0,20	39,64	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>14869</b>	<b>29,74</b>	<b>54,93</b>
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3324	6,65	15,29
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,06	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
 <b>SUL</b>	6 - 6,5	121798	243,60	0,13	271,86	>6	171469	342,94	424,74
	6,5 - 7	38292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49671	99,34	152,88
	7 - 7,5	9436	18,87	0,20	32,40	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>11379</b>	<b>22,76</b>	<b>41,11</b>
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,89	8,71
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,61	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
 <b>TOTAL BRASIL ESTIMADO</b>	>6					>6	667391	1334,78	1711,62
	>6,5					>6,5	231746	463,49	739,24
	<b>&gt; 7 m/s</b>					<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>71735</b>	<b>143,47</b>	<b>272,20</b>
	>7,5					>7,5	21676	43,35	100,30
	>8					>8	6679	13,36	35,93
	>8,5					>8,5	1775	3,55	10,67

#### 4.4.1. Distribuição de Weibull

A velocidade do vento, ao longo do ano, para um determinado local, apresenta algumas variações, sendo rara a ocorrência de ventos muito fortes, como vendavais. Essa variação da velocidade do vento em um local pode ser descrita pela distribuição de Weibull (TULLER; BRETT, 1984; LI; LI, 2005). Essa distribuição representa a probabilidade de ocorrer, ao longo do ano, uma determinada velocidade de vento  $v$ , dada pela Equação (4.8).

$$p(v) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right] \quad (4.8)$$

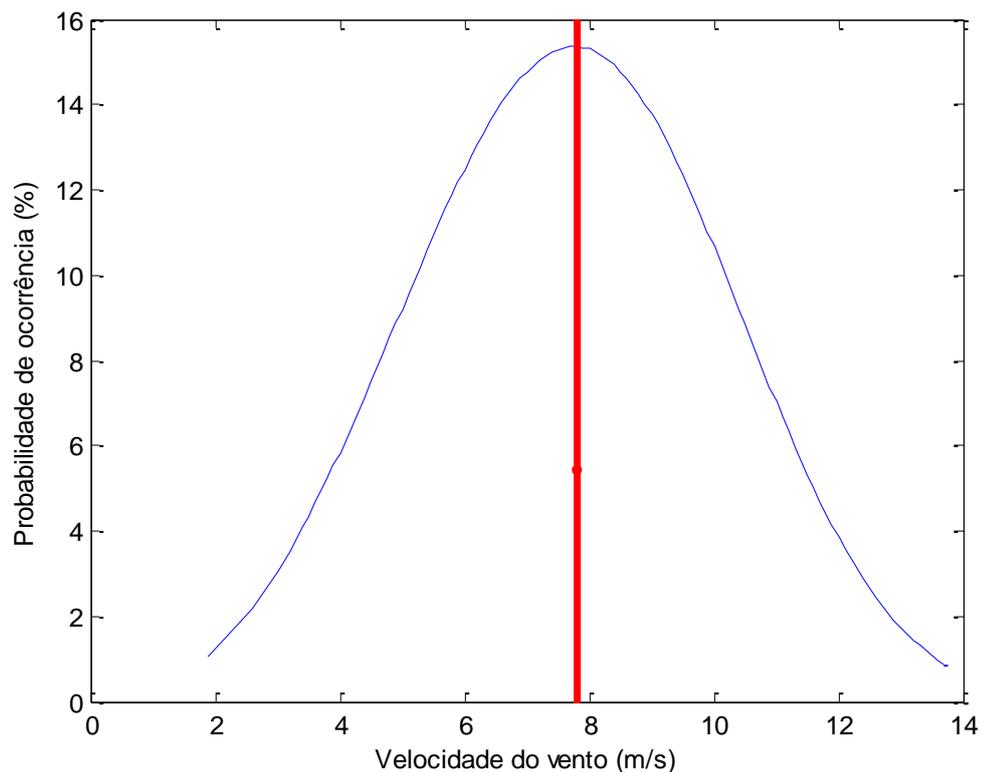
em que  $k$  é um fator de escala dado por

$$\left(\frac{\sigma_v}{\bar{v}}\right)^{-1,086}$$

e  $C$  é um parâmetro de escala definido como

$$C = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

A Figura 18 mostra uma curva de distribuição de Weibull, dando-se destaque à velocidade de vento igual a 7,71 m/s com a respectiva probabilidade de ocorrência em torno de 15,53%.



**Figura 18 - Distribuição de Weibull para a estação de Calcanhar - RN.**

A área sob a curva é unitária, ou seja, a probabilidade de haver uma velocidade de vento na faixa compreendida pela distribuição é de 100% (HALAWANI; HUSAIN, 1994;

SEGURO; LAMBERT, 2000; REHMAN). Observa-se também que a velocidade de 7,71 m/s encontra-se aproximadamente na metade da área da curva representando, portanto, a velocidade média da distribuição.

A distribuição apresentada foi feita com dados da estação A344 de Calcanhar, no Rio Grande no Norte (latitude  $-5.159925^\circ$ , longitude  $-35.487616^\circ$  e altitude de 10m) no período de 01/09/2017 a 01/10/2017 (INMET,2017). Os dados de velocidade de vento são ilustrados no histograma da Figura 19.

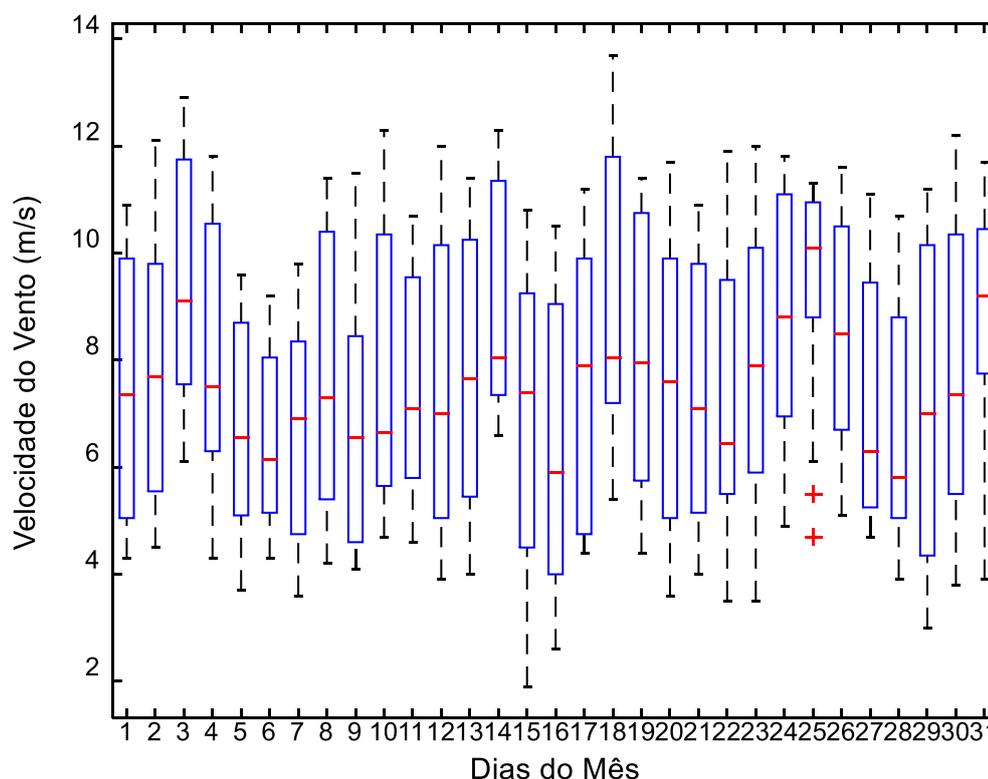


Figura 19 - Histograma dos dados diários de velocidade de vento na estação de Calcanhar.

## 4.5. IMPLEMENTAÇÃO E VALIDAÇÃO

Previamente, são descritos os procedimentos realizados para verificação e validação dos algoritmos e métodos em estudo. Todos os códigos implementados durante este trabalho foram desenvolvidos em ambiente Matlab, versão R2014a. Os testes foram executados em

uma máquina Intel® Core™ i7-2600 CPU @ 3,4 GHz com memória instalada (RAM) de 8 GB e sistema operacional de 64 bits - Windows 7.

O desenvolvimento do trabalho deu-se em três etapas, foram implementados o método de varredura, a modelagem dos aerogeradores e, posteriormente, a implementação dos algoritmos de otimização. A seguir, é feita uma descrição da validação de cada uma dessas etapas.

#### 4.5.1. Método de Varredura

Nesse trabalho, foi empregada a versão monofásica do Método de Fluxo de Potência (MFP). A injeção da potência dos geradores distribuídos no SEP é representada no MFP como uma injeção negativa de potência na barra de alocação.

A validação dos resultados foi feita verificando os resultados do algoritmo implementado com os resultados apresentados por CARVALHO (2006). Os resultados por ele apresentados são referentes aos sistemas radiais de distribuição de 4, 10, 34 e 70 barras. Para efeitos de comparação foram utilizados valores em por unidade (pu), avaliando quatro casas decimais após a vírgula.

Os resultados encontrados para os sistemas de 10, 34 e 70 barras são idênticos aos apresentados em CARVALHO (2006) e estão disponíveis do Apêndice A.

#### 4.5.2. Modelagem dos Aerogeradores

A modelagem da geração e do tipo de controle dos aerogeradores baseou-se nos trabalhos de DIVYA e RAO (2006), EMINOGLU (2009), FEIJOO (2009) e HEIER (2014). A modelagem é feita para obtenção da potência mecânica produzida pelas turbinas e conversão da potência mecânica em potência elétrica pelos geradores. Com a curva de

potência elétrica do aerogerador foram aplicados os quatro modelos de controle de geração, caracterizando perfis distintos de potência injetados na rede.

As curvas de potência elétrica dos aerogeradores estão ilustradas ao longo do texto nas Figuras 5, 7, 9 e 10, para os controles estol, de passo, semi-variável e variável, respectivamente. Os dados com os parâmetros dos geradores e turbinas estão disponíveis no Apêndice B.

### 4.5.3. Métodos de Otimização

Para validação dos métodos de otimização implementados, antes da aplicação no problema de alocação de GD, oDPou-se pela aplicação dos métodos na resolução de funções analíticas já conhecidas. Como as Funções de Benchmark são funções cujos máximos ou mínimos globais já são conhecidos, foram escolhidas três funções para testes. As funções avaliadas são: Função Ackley, Função Griewank e Função Rastrign. A expressão matemática e a curva que descreve cada uma das funções encontram-se no Anexo A. A validação dos algoritmos de otimização visa avaliar a implementação das estratégias de busca, não garantindo a viabilidade quando aplicado ao problema de alocação no SEP.

As três funções são mono-objetivo com um espaço de dimensão 2. Durante o processo de busca foi definido um número máximo de iterações igual a 1000. O critério de parada foi definido como 200 iterações sem melhoria do valor da função objetivo e erro médio atingido.

Nos métodos evolutivos adotou-se uma população com tamanho igual a 10 vezes a dimensão do problema. Os parâmetros utilizados no método de Evolução Diferencial foram:  $F = 0,5$  e  $CR = 0,9$ . Já na Otimização Extrema considerou-se  $\sigma = 0,9$  e  $\tau = 10^3$ .

Na Tabela 4, são apresentados os valores das funções de Benchmark avaliadas no ponto ótimo, encontrado pelos métodos de otimização implementados.

**Tabela 4 - Soluções encontradas pelos métodos de otimização durante a avaliação das Funções de Benchmark.**

<b>Função de Benchmark</b>	<b>Mínimo global da função <math>f(x_1, x_2)</math></b>	<b>Busca Tabu</b>	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Otimização Extrema</b>
<b>Ackley</b>	0	0,0021	0	0
<b>Griewank</b>	0	0	0	0
<b>Rastrigin</b>	0	0	0	0

Com base na Tabela 4, os três métodos implementados encontraram a solução ótima das funções, com um erro médio de  $10^{-4}$ . Constata-se, portanto, um solução satisfatória obtida pela Busca Tabu (BT), Evolução Diferencial (ED) e Otimização Extrema (OE).

# Capítulo 5

## Resultados e Discussões

Neste capítulo, são apresentados os resultados da aplicação dos métodos de otimização na solução do modelo de otimização proposto. São feitas análises da influência dos parâmetros do sistema nas características das soluções obtidas pelos três métodos de otimização, bem como do comportamento do sistema elétrico após a inserção da GD. Além disso, são empregados valores fixos de potência e valores em função da velocidade do vento, visando destacar a viabilidade da geração eólica.

### 5.1. SISTEMA DE TESTES

Os cenários de testes utilizados para obtenção dos resultados de simulação fazem uso de três sistemas elétricos radiais de distribuição: 33, 70 e 136 barras. Os dados dos sistemas de 33 e 70 barras foram retirados de BARAN e WU (1989), também utilizado em CARVALHO (2006), e o sistema de 136 barras foi obtido da página disponibilizada pelo LAPSEE (Laboratório de Pesquisa em Planejamento de Sistemas de Energia) da UNESP (2017). Os dados dos sistemas elétricos encontram-se no Anexo B.

Os testes envolvem a alocação de unidades geradoras empregando os métodos de Busca Tabu (BT), Evolução Diferencial (ED) e Otimização Extrema (OE) nos sistemas de distribuição.

Os testes foram realizados visando determinar a localização e a capacidade das unidades geradoras. Na Seção 5.2, avalia-se a alocação de unidades de geração com uma potência fixa. Na Seção 5.3 são usados modelos de aerogeradores com dados reais de velocidade de vento, bem como a aplicação dos tipos de controle durante a geração. Por fim, a

Seção 5.4 é dedicada à análise dos indicadores dos sistemas elétricos, sendo avaliada a função objetivo para as soluções identificadas como possíveis ótimos pelos métodos de otimização.

Como neste trabalho pretende-se avaliar o comportamento do sistema após a adição da geração eólica, são analisados: os desvios de tensão, as perdas técnicas e as limitações das linhas de distribuição do sistema elétrico, em termos de capacidade de ocupação disponível e balanceamento (*Load Balance Index* - LBI).

A seguir são apresentados os desempenhos computacional dos métodos de otimização implementados. Considera-se o tempo de execução e a taxa de convergência de cada algoritmo para os três cenários de testes.

## 5.2. DESEMPENHO COMPUTACIONAL DOS ALGORITMOS

Os três sistemas radiais foram utilizados como cenários de testes dos três métodos de otimização: BT, ED e OE. Cada um dos algoritmos foi executado dez vezes para se assegurar a coerência das soluções obtidas, uma vez que têm natureza estocástica e não se pode garantir a solução ótima global. A Tabela 5 apresenta o tempo de execução dos algoritmos em segundos e o respectivo percentual de coerência. A coerência é apurada para a mesma solução, considerando a melhor dentre as soluções encontradas para cada estratégia. Não necessariamente todos os métodos encontraram a mesma solução para um determinado cenário de teste.

**Tabela 5- Tempo de execução e convergência dos métodos para os sistemas teste.**

Sistema	33 barras		70 barras		136 barras	
	Tempo	Coerência	Tempo	Coerência	Tempo	Coerência
BT	134,8s	100%	334,59s	100%	7508,81s	100%
ED	<u>1252,96s</u>	100%	<u>4217,07s</u>	100%	<u>46478,1s</u>	100%
OE	216,95s	100%	3577,85s	100%	9055,8s	100%

Pela Tabela 5, nota-se que os métodos estocásticos utilizados obtiveram soluções ótimas coerentes entre elas, após as dez execuções. Com relação ao tempo de execução, a BT convergiu para um ótimo potencial em menos tempo do que a ED. Os parâmetros utilizados em cada um dos métodos de otimização estão disponíveis no Apêndice C.

### 5.2.1. ALOCAÇÃO DE GD

Os três algoritmos tem a possibilidade de escolher quatro tipos de controle do aerogerador: estol (EL), de passo (DP), semi-variável (SV) e variável (VR), para valores fixos de potência:  $1000kW$  e  $500kW$ .

Nas Tabelas 6, 7 e 8, são apresentadas as barras em que foram alocados os aerogeradores, o tipo de controle e as respectivas potências dos geradores a serem utilizados no sistema de 33, 70 e 136 barras. As barras e o Valor da Função Objetivo (VFO) correspondem a cada uma das soluções encontradas pelos três métodos de otimização empregados.

**Tabela 6 – VFO obtido pelos métodos de otimização e as respectivas barras sugeridas para alocação de GD no cenário de teste com 33 barras.**

Algoritmo	VFO	Tipo de Controle	Potência (kW)	Barra de Instalação
<b>BT</b>	<i>13,6443</i>	ES	1000	18
<b>ED</b>	13,6523	SV	1000	18
<b>OE</b>	20,6618	VR	1000	9

\*VFO: valor da função objetivo avaliada na melhor solução encontrada pelo método de busca.

Pela Tabela 6, averigua-se que cada método sugeriu um tipo de controle diferente para uma única alocação de GD, com capacidade de geração idêntica. A BT sugere a alocação de um único gerador com controle ES e potência de  $1000kW$  na barra 18. A ED também sugere a alocação de um gerador de mesmo porte na barra 18, porém com controle semi-variável. O VFO obtido em ambos os métodos são muito próximos. Tal fato ocorre devido aos valores de custo definidos para a aplicação de cada controle, vide Apêndice C. Já a OE indica a barra 9 como ponto ideal para a alocação, com um gerador do tipo variável e capacidade de  $1000kW$ . Entretanto, o VFO dessa unidade é 35% maior do que os VFOs sugeridos pela BT e ED. Essa

diferença entre as soluções ótimas encontradas é justificada pelas diferentes dinâmicas de busca associadas a cada algoritmo: a BT faz maior uso da exploração por meio de único ponto, a ED faz uso de um conjunto de pontos que varrem o espaço de busca em um movimento coeso e a OE emprega a criticidade auto-organizada orientada a atratores (nesse caso, pontos críticos ou ótimos).

**Tabela 7 – VFO e barras de alocação dos geradores no sistema de 70 barras.**

Algoritmo	VFO	Tipo de Controle	Potência (kW)	Barra de Instalação
<b>BT</b>	<i>12,2723</i>	ES	500	66
<b>ED</b>	12,2791	VR	500	66
<b>OE</b>	3180,2368	DP	1000	18
		SV	500	60

Conforme visto nas Tabelas 6, 7 e 8, os VFO encontrados pela OE são sempre superiores aos da BT e ED. Apesar da quantidade de unidades alocadas ser semelhante aos dos outros métodos, a OE indica barras e tipos de controle diferentes como soluções, o que leva a valores dispendiosos da função objetivo. Mais uma vez, o comportamento diferenciado dos algoritmos leva a diferentes padrões de sondagem de busca no espaço das possibilidades.

Observa-se também que nos cenários com 33 e 70 barras, as soluções da BT e ED sugerem as mesmas barras para alocação dos geradores, diferindo-se apenas pelo tipo de controle utilizado. Por outro lado, nos três cenários as soluções da OE são sempre diferentes das soluções encontradas pela BT e ED.

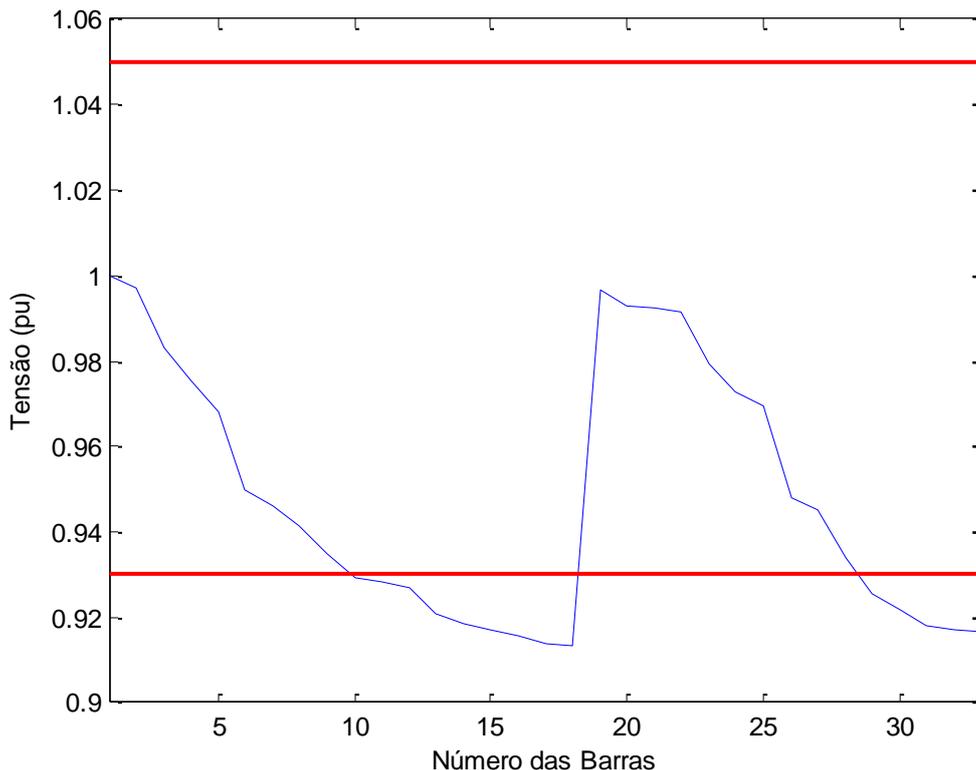
Vale ressaltar que da Tabela 8 as soluções da BT e ED indicam alocação com mais de um aerogerador em uma mesma barra, sendo estes de diferentes tipos de controle. Essas alocações são coerentes, uma vez que a função objetivo permite a escolha de diferentes tipos de controle e capacidade de geração na mesma barra.

**Tabela 8 – VFO das soluções encontradas pelos métodos otimização e as barras de alocação no cenário de 136 barras.**

Algoritmo	VFO	Tipo de Controle	Potência (kW)	Barra de Instalação
<b>BT</b>	774,6460	ES	1000	15, <u>52</u>
		DP	1000	<u>52</u>
		SV	1000	<u>52</u>
<b>ED</b>	1189,0841	ES	1000	12, 59, 77, <u>117</u>
			500	60, 63, 113
		DP	1000	40, 51, 94, <u>117</u>
		SV	1000	128
		VR	1000	50, 92, 105
			500	15, 30 31, 69
<b>OE</b>	2236,4215	ES	1000	32, 51
			500	58
		DP	1000	54, 72
			500	27, 36, 87
		SV	1000	48, 66, 82, 91, 115
			500	73, 84
VR	1000	8, 62		

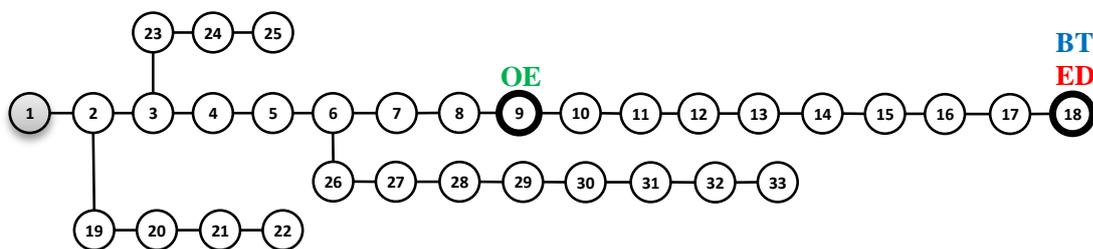
\*As barras que possuem mais de um tipo de aerogerador alocado são destacadas na tabela.

A Figura 20 mostra o perfil de tensão do sistema de 33 barras com as condições originais de operação. As retas em vermelho indicam os níveis de máximo e mínimo da tensão em cada barra. Os valores definidos foram escolhidos conforme o Módulo 8 do Prodist - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL, 2017). Observa-se que, no estado original do sistema de 33 barras, quase a metade delas infringem o limite inferior de tensão: barras 10 a 18 e 29 a 33.



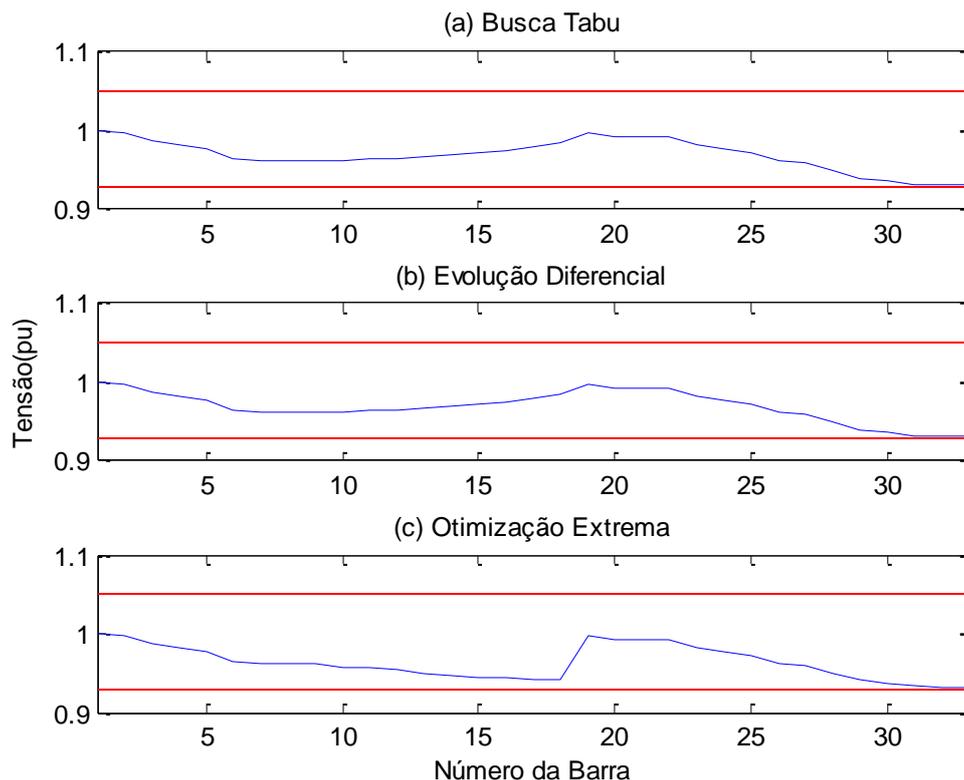
**Figura 20 – Perfil de tensão do sistema de 33 em condições normais de operação.**

Na Figura 21, são destacadas as barras indicadas para alocação no sistema de 33 barras, conforme Tabela 6. Observa-se que a OE sugere uma barra que se localiza próxima do centro do ramal, já a BT e a ED recomendam a alocação em uma barra no final desse ramal. Essa alocação no final do ramal não é interessante, uma vez que o gerador não contribuirá com a demanda de barras a jusante.



**Figura 21 - Barras indicadas como soluções ótimas pelos métodos de otimização para o sistema de 33 barras.**

Para a alocação dos geradores ilustrada na Figura 21, são traçados na Figura 22 os perfis de tensão do sistema de 33 barras para cada método de otimização.



**Figura 22 - Perfil de tensão do sistema de 33 barras após alocação de GD, de acordo com os métodos (a) BT (b) ED (c) OE.**

Da Figura 22, verifica-se que, qualitativamente, o perfil de tensão do sistema para soluções da BT e ED são semelhantes, uma vez que a barra de alocação e potência gerada são as mesmas. Além disso, conforme desejado, pode-se constatar que o perfil de tensão se mantém dentro dos limites para as três soluções encontradas.

A Figura 23 mostra o perfil de tensão para o sistema de 70 barras, onde se constata que as barras de 59 a 66 violam o limite inferior de tensão. Em seguida, na Figura 24 são destacadas as barras indicadas para alocação de GD, conforme as soluções mostradas na Tabela 7 pelos métodos de otimização. Da Figura 25, percebe-se que as alocações realizadas no sistema elétrico garantem o perfil de tensão das barras dentro dos limites pré-estabelecidos.

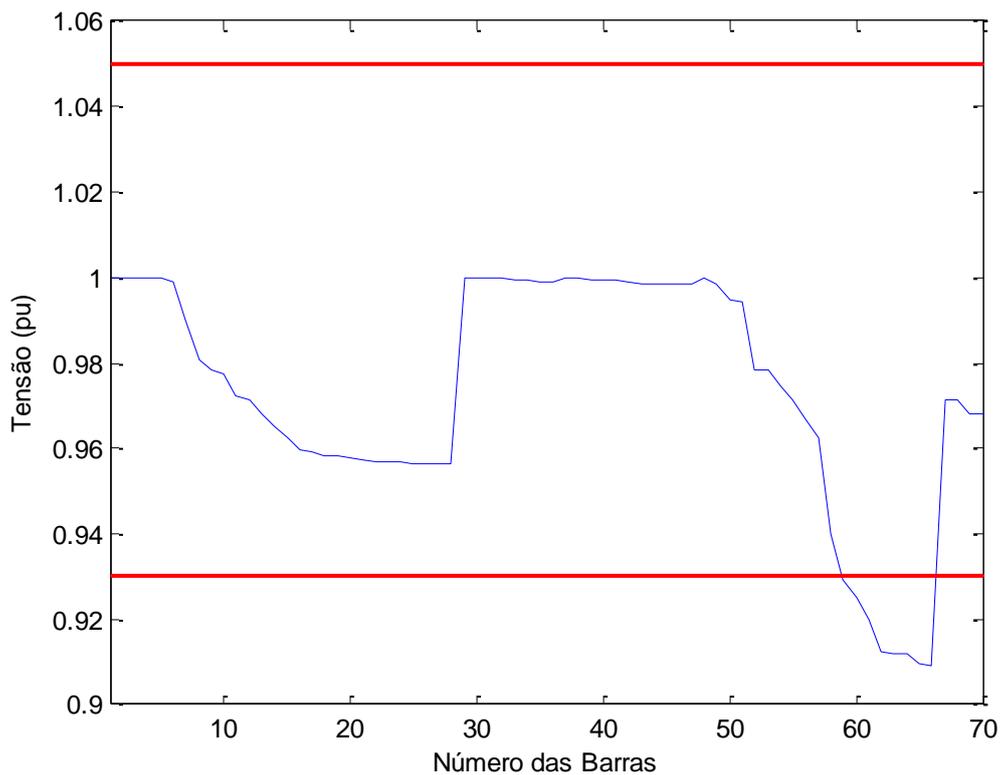


Figura 23 – Tensões nas barras do sistema de 70 barras sem alocação de GD.

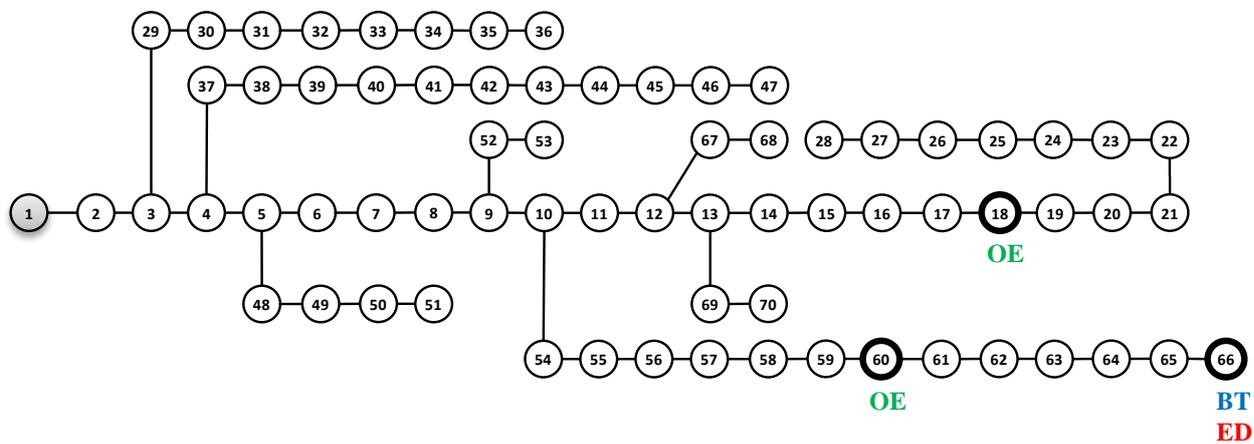
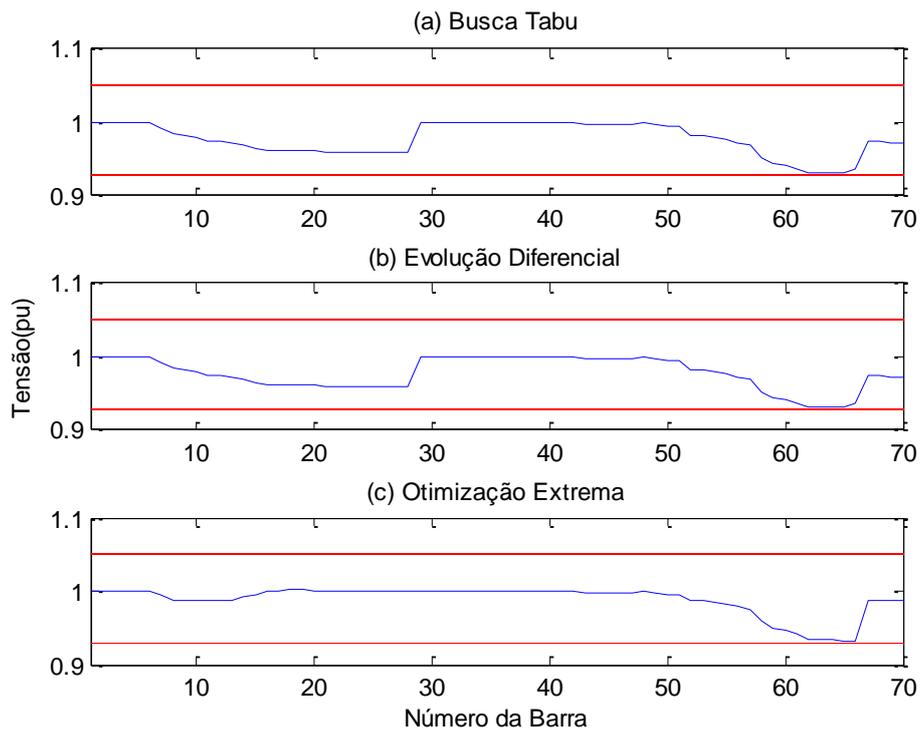
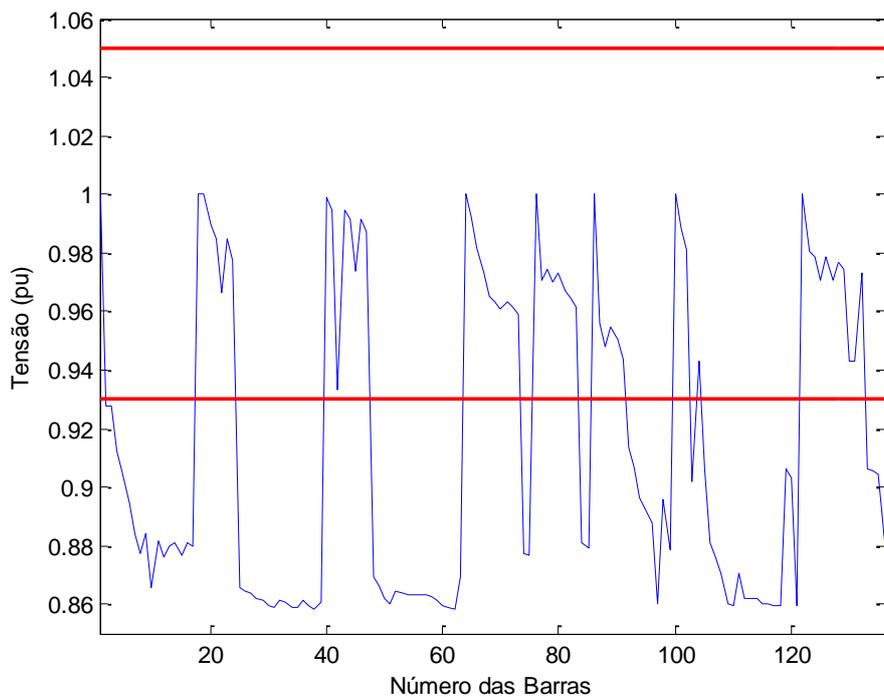


Figura 24 - Barras indicadas como ótimas para alocação de geradores pelos métodos de BT, ED e OE.

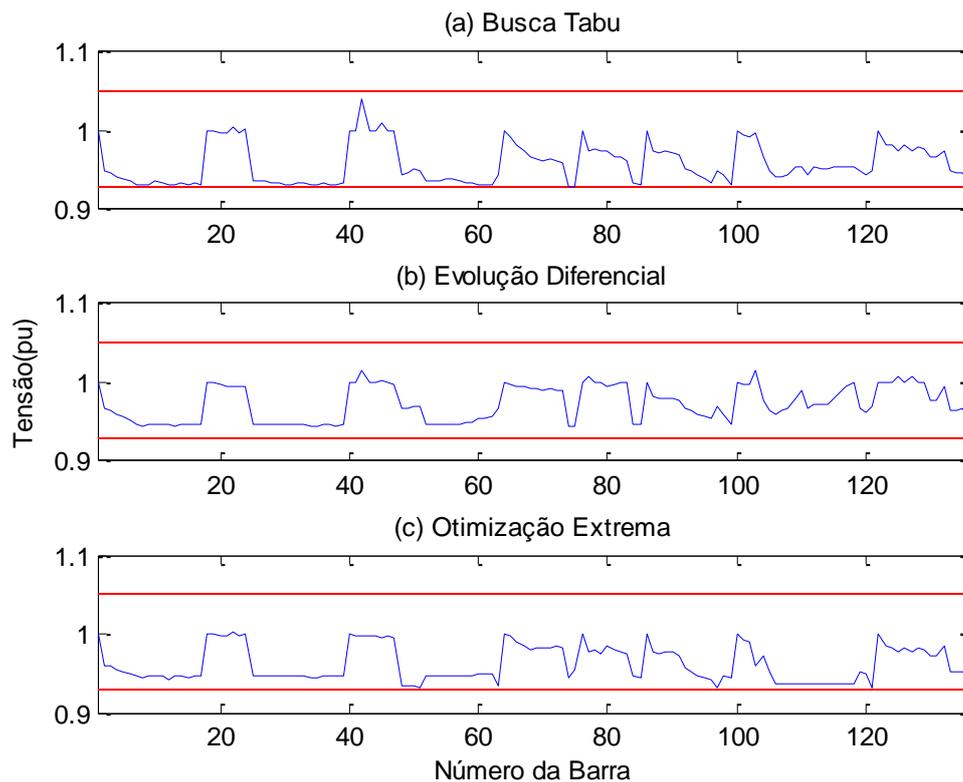


**Figura 25 - Perfil de tensão do sistema com 70 barras para soluções dos métodos de otimização.**

As Figuras 26 e 27 apresentam os perfis de tensão do sistema de 136 barras para o caso original e para as situações de alocação de GD. As alocações dos geradores no sistema foram feitas conforme as soluções apresentadas na Tabela 8.



**Figura 26 – Tensões nas barras do sistema de 136 barras operando em condições normais.**



**Figura 27 - Perfil de tensão do sistema de 136 barras com alocação de GD segundo soluções dos métodos de otimização.**

O sistema com 136 barras é o caso mais crítico (vide Figura 26) onde cerca de 60% das barras infringem o limite mínimo para o perfil de tensão. Há módulos de tensão de até 0,10 pu abaixo do limite estipulado. Conseqüentemente, torna-se necessário um maior número de geradores e/ou capacidade instalada para suprir a demanda do sistema - cenário distinto daquele de 70 barras, onde são poucas as barras com perfil crítico de tensão.

Em conformidade com essa demanda, as Tabelas 7 e 8 apresentam resultados que indicam um maior número de unidades geradoras alocadas próximas às barras com menor módulo de tensão.

Realizando as alocações dos geradores nas barras indicadas do sistema, nota-se que há uma elevação do perfil de tensão (vide Figura 27). Nesse caso, os três métodos de otimização apresentam soluções satisfatórias, mantendo as tensões dentro dos limites definidos.

### 5.2.1.1. Índice de Desvio de Tensão

O módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2017) determina que o perfil de tensão do sistema elétrico seja mantido entre os limites estabelecidos, 0,93 e 1,05 pu. Além disso, em uma situação ideal do sistema, sem perdas elétricas, as tensões nas barras permaneceriam iguais ao valor nominal do sistema (ex. 1 pu).

A fim de mensurar a dispersão de tensão nas barras, é utilizado o Índice de Desvio de Tensão (do inglês, *Voltage Deviation Index* - VDI). O cálculo do VDI é feito por meio de uma espécie de definição do desvio padrão. Como o desvio padrão é uma medida de dispersão das variáveis em torno da média, torna-se possível avaliar o quão planar é o perfil de tensão ao longo das barras do sistema elétrico, ou seja, quanto menor for o valor de VDI mais adequado é o perfil.

A Tabela 9 ilustra o VDI para os sistemas de 33, 70 e 136 barras nas condições de operação originais e com alocação dos geradores nas barras indicadas pelas soluções encontradas pela BT, ED e OE.

**Tabela 9 – VDI dos sistemas em estudo operando com configuração original e com alocação de GD.**

<b>VDI</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Busca Tabu</b>	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Otimização Extrema</b>
<b>33 barras</b>	0,0306	0,0241	0,0241	<i>0,0223</i>
<b>70 barras</b>	0,0278	0,0232	0,0232	<i>0,0195</i>
<b>136 barras</b>	0,0671	0,0307	0,0325	<i>0,0266</i>

Os menores valores de VDI são obtidos por meio das soluções apresentadas pela OE. A BT e a ED apresentam valores idênticos para os sistemas de 33 e 70 barras. Isso se deve ao fato das barras e potências geradas, apontadas como solução, serem as mesmas, contando apenas com diferentes tipos de controle.

Observa-se também que o sistema original de 136 barras apresenta o maior VDI. Esse resultado corresponde ao esperado, pois como ilustrado na Figura 26, o sistema possui muitas barras com tensões próximas a 0,86 pu.

Da Tabela 9, percebe-se que a solução apresentada pela OE possibilita reduzir o VDI em 27,05% para o sistema de 33 barras, 29,93% no sistema de 70 barras e até 60,4% no sistema de 136 barras.

Altos valores de VDI indicam um aumento das perdas elétricas que, conseqüentemente, ocasionam custos financeiros indesejados para as concessionárias.

### 5.2.1.2. Índice de Desvio de Corrente

Os limites de ocupação e balanceamento das linhas são dois fatores também importantes na análise do sistema elétrico. A capacidade de ocupação das linhas permite determinar percentualmente as correntes que fluem pelas linhas do sistema elétrico e, conseqüentemente, estimar um percentual de corrente adicional admissível sem que haja violação dos limites físicos da estrutura. O balanceamento das linhas possibilita apontar se as correntes nas linhas possuem valores semelhantes. Esses dois fatores podem ser mensurados utilizando o Índice de Desvio de Corrente (do inglês, *Current Deviation Index* - CDI).

A média aritmética simples representa uma medida da tendência central dos dados, obtida dividindo-se a soma dos dados pelo número de dados avaliados. Ao fazer a média dos valores das correntes que circulam pelas linhas, é possível obter uma estimativa da capacidade de ocupação das mesmas.

Para determinação do nível de balanceamento das correntes do sistema, é empregado o conceito de variância. A variância de uma variável aleatória é uma medida da sua dispersão estatística, indicando o quão distante, em geral, os valores se encontram do valor esperado. Desse modo, assim como para o perfil de tensão, quanto mais próximo de zero for a variância, menor será a oscilação do módulo da corrente ao longo das linhas de distribuição.

Na Tabela 10, são apresentados os resultados de CDI obtidos para os sistemas testes. São considerados o sistema com a estrutura original e com a alocação de GD pelos métodos de busca.

**Tabela 10 - Capacidade ocupada e balanceamento das linhas dos sistemas elétricos em estudo.**

Indicadores		Caso Base	Busca Tabu	Evolução Diferencial	Otimização Extrema
33 barras	Capacidade Ocupada	0,0904	<i>0,0351</i>	-0,1457	0,0904
	Balanceamento	0,0133	<i>0,0122</i>	0,0417	0,0133
70 barras	Capacidade Ocupada	0,0828	0,0649	<i>-0,0579</i>	0,0828
	Balanceamento	0,0197	<i>0,0153</i>	0,0212	0,0197
136 barras	Capacidade Ocupada	0,1722	<i>-0,0035</i>	-0,0885	0,0339
	Balanceamento	0,0861	0,0475	0,0300	<i>0,0237</i>

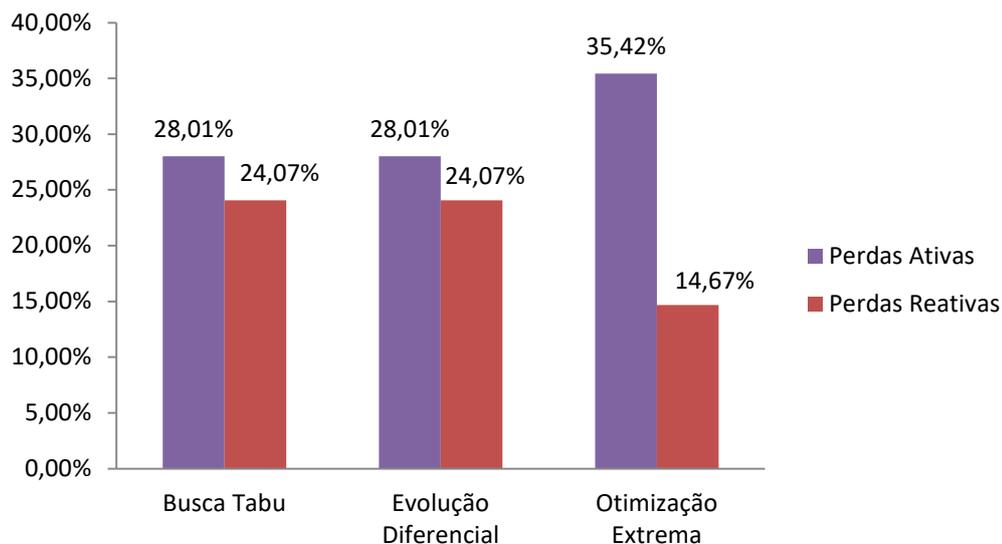
Em termos de capacidade de ocupação das linhas, a BT apresentou o melhor resultado para os sistemas de 33 e 136 barras. Já a ED apresenta solução que possui valor mais próximo a zero para o sistema de 70 barras.

Com relação ao balanceamento, as alocações da BT e ED apresentam menores índices para os sistemas de 33 e 70 barras. A OE mostra-se vantajosa apenas no balanceamento do sistema com 136 barras. Além do mais, pode-se observar que as soluções por ela propostas não melhoram nem a capacidade de ocupação, nem o balanceamento dos sistemas de 33 e 70 barras.

### 5.2.1.3. Perdas Técnicas

As perdas técnicas são inerentes ao próprio sistema elétrico, ou seja, são provenientes das linhas de transmissão, dos transformadores de distribuição, alimentadores, medidores de energia elétrica, dentre outros. Por conseguinte, maiores as perdas, maiores são os custos para as distribuidoras.

Sabendo-se da importância da avaliação das perdas, estão ilustrados na Figura 28 os percentuais de melhoria nas perdas ativas e reativas para o sistema com 33 barras.

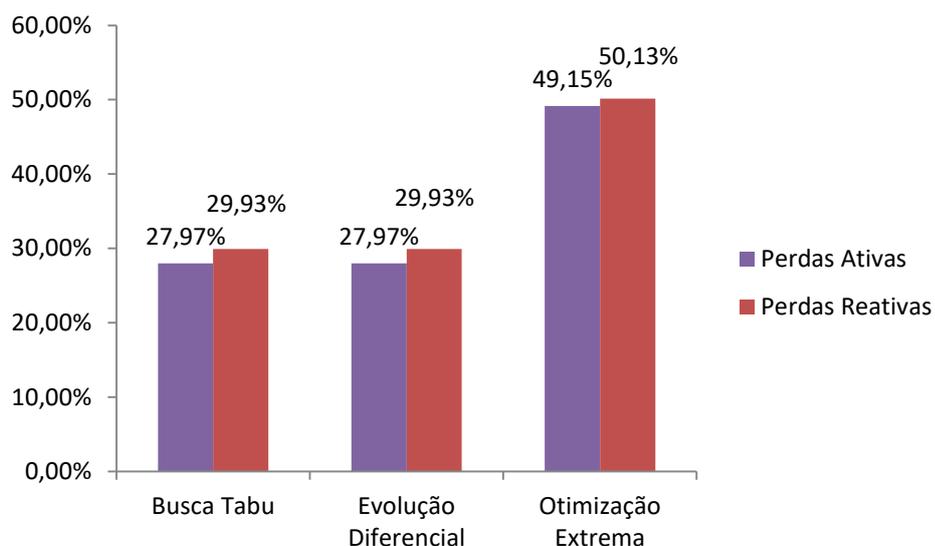


**Figura 28- Percentual de melhoria das perdas técnicas no sistema de 33 barras.**

As perdas do sistema elétrico foram calculadas realizando o somatório das perdas em todas as linhas, conforme Equações (4.3) e (4.4).

Da Figura 28 tem-se que a OE apresenta a maior redução das perdas ativas do sistema, apesar da redução das perdas reativas ser inferior ao percentual obtido pela BT e ED.

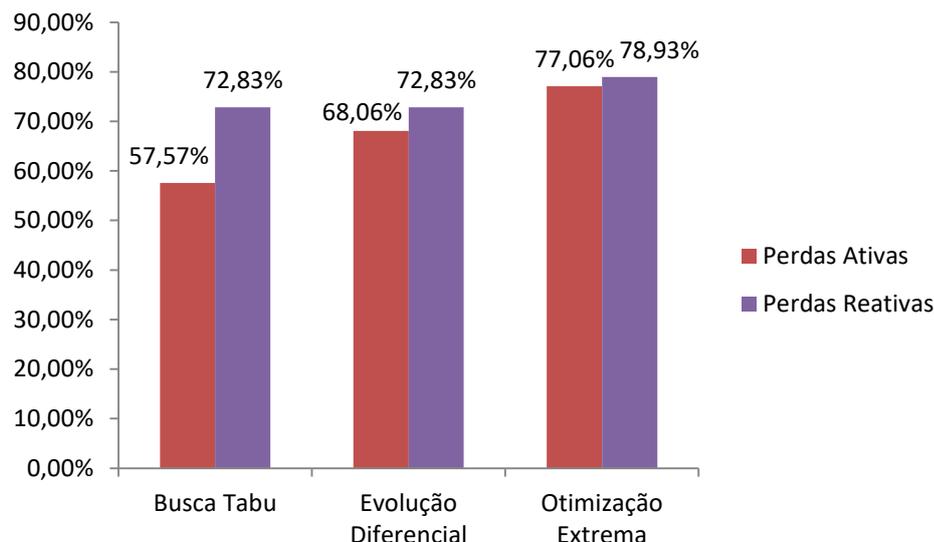
No sistema de 70 barras, Figura 29, observa-se um comportamento semelhante ao de 33 barras, Figura 29, onde as perdas ativas são reduzidas de forma mais significativa pelas soluções da OE.



**Figura 29 – Percentual de melhoria das perdas técnicas no sistema de 70 barras.**

A solução da OE indica uma melhoria nas perdas do sistema de cerca de 50%, enquanto a BT e a ED apenas 30%. Contudo, com base na Tabela 7, o custo de instalação das unidades sugeridas pelo algoritmo de OE é muito superior ao das soluções da BT e ED.

Diferentemente dos demais sistemas, no cenário com 136 barras, as perdas ativas apresentam uma melhoria em torno de 70% nos três métodos de otimização, como ilustra a Figura 30.



**Figura 30 - Melhoria das perdas técnicas no sistema de 136 barras.**

A solução da OE possui percentual de melhoria superior, tanto das perdas ativas quanto reativas. Isso se deve também ao fato das soluções propostas por esse método de busca englobar um maior número de unidades geradoras alocadas. Consequentemente, proporcionando uma melhoria significativa no percentual das perdas, porém onera os custos de instalação.

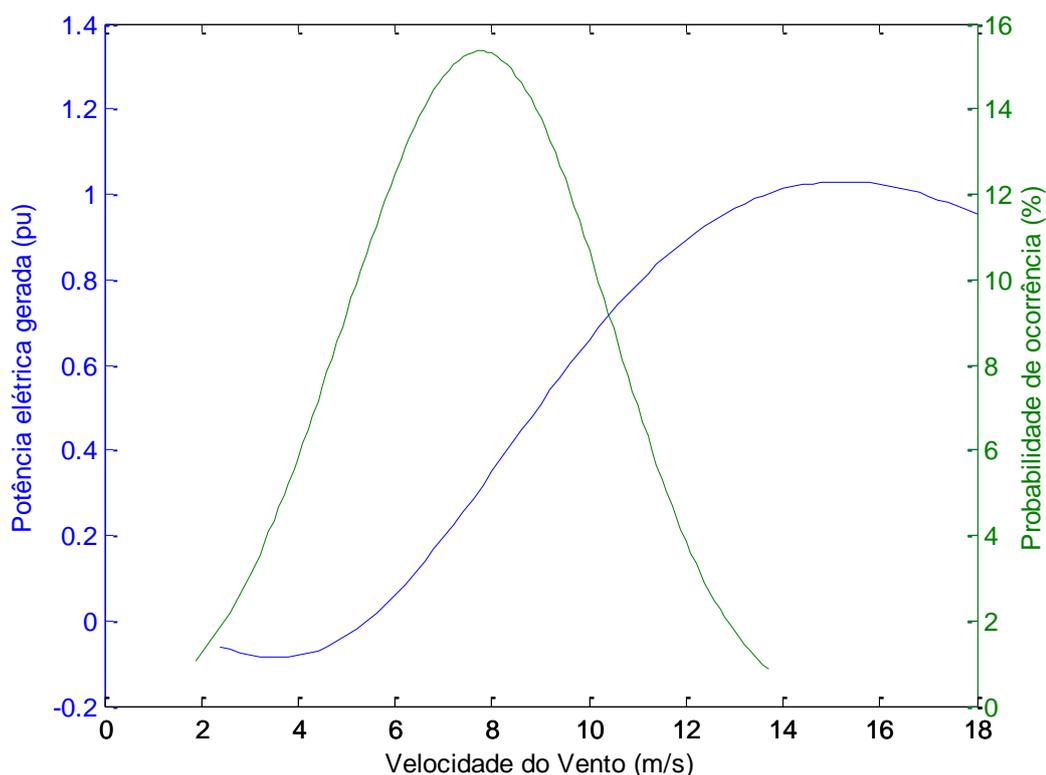
## 5.2.2. GERAÇÃO EÓLICA

No processo de otimização, foram realizados testes considerando uma geração fixa de potência para a determinação das barras nas quais seriam alocados os geradores. Para examinar o comportamento do sistema de geração eólico em condições mais próximas ao

cenário real, são utilizados dados reais de velocidade do vento. Assim, são feitas análises com a inserção de potência elétrica proveniente de aerogeradores operando com velocidades reais de vento e com o controle determinado.

Traçando a curva de distribuição de Weibull que retrata a probabilidade de ocorrência de vento e a curva de potência gerada por uma unidade eólica em um mesmo gráfico (vide Figura 31), observa-se que as duas curvas interceptam-se em apenas um valor de velocidade de vento. Essa intercepção caracteriza um ponto de operação da unidade geradora para uma determinada região.

A distribuição apresentada na Figura 31 foi feita com os dados de velocidade do vento provenientes da estação A344 de Calcanhar no Rio Grande no Norte, latitude  $-5.159925^\circ$ , longitude  $-35.487616^\circ$  e altitude de  $10m$ , no período de 01/09/2017 a 01/10/2017 (INMET,2017). Os dados de velocidade do vento utilizados encontram-se no Anexo C.



**Figura 31 – Ponto de intercepção entre a curva de geração de potência elétrica do aerogerador com controle estol e a curva de probabilidade de ocorrência de velocidades do vento para uma dada região.**

Para a curva de Weibull da região sob análise, a intercepção entre as curvas ocorre quando a velocidade do vento é de  $10,4 m/s$  e a probabilidade de ocorrência é de  $9,21\%$ .

Nesse ponto de operação, o gerador opera com aproximadamente 72% de sua capacidade total.

Para velocidades inferiores a 10,4 m/s, a curva de potência do aerogerador mostra uma capacidade de geração abaixo de 0,7 pu, o que inviabiliza a geração. Por outro lado, para velocidades superiores a 10,4 m/s, a probabilidade de ocorrência do vento cai abruptamente.

Sendo assim, foi realizado o cálculo da potência mecânica para uma velocidade do vento em 10,4m/s. Em seguida, calculou-se a respectiva potência elétrica. Essa potência elétrica foi calculada de acordo com o tipo de controle utilizado durante a geração. O tipo de controle e as barras de alocação são definidos conforme resultados das Tabelas 6, 7 e 8.

As potências elétricas geradas, em kW, conforme soluções dos métodos de otimização, e injetadas nos sistemas estão dispostas na Tabela 11.

**Tabela 11 - Potências geradas em kW pelos aerogeradores utilizando dados reais de velocidade de vento.**

<b>Otimização</b> <b>Sistema</b>	<b>Busca Tabu</b>	<b>Evolução Diferencial</b>	<b>Otimização Extrema</b>
<b>33 barras</b>	714,30	640,27	640,27
<b>70 barras</b>	357,15	320,13	960,40
<b>136 barras</b>	2709,10	10331,00	8151,40

A seguir, são apresentados os resultados dos parâmetros do sistema VDI, CDI e perdas elétricas para cada sistema de teste quando dados reais são tomados em consideração na análise.

### 5.2.2.1. Índice de Desvio de Tensão

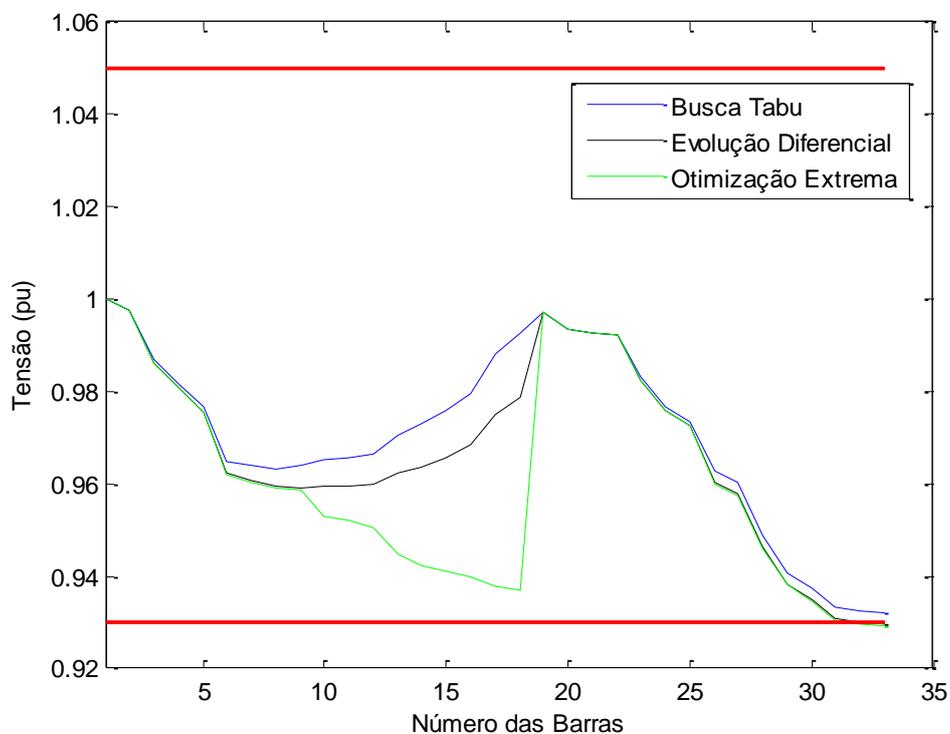
Na Tabela 12, estão os valores do VDI para os sistemas de teste após a injeção das potências apresentadas na Tabela 11.

**Tabela 12 - VDI dos sistemas de testes após a inserção de GD utilizando dados de velocidade do vento na cidade de Calcanhar – RN.**

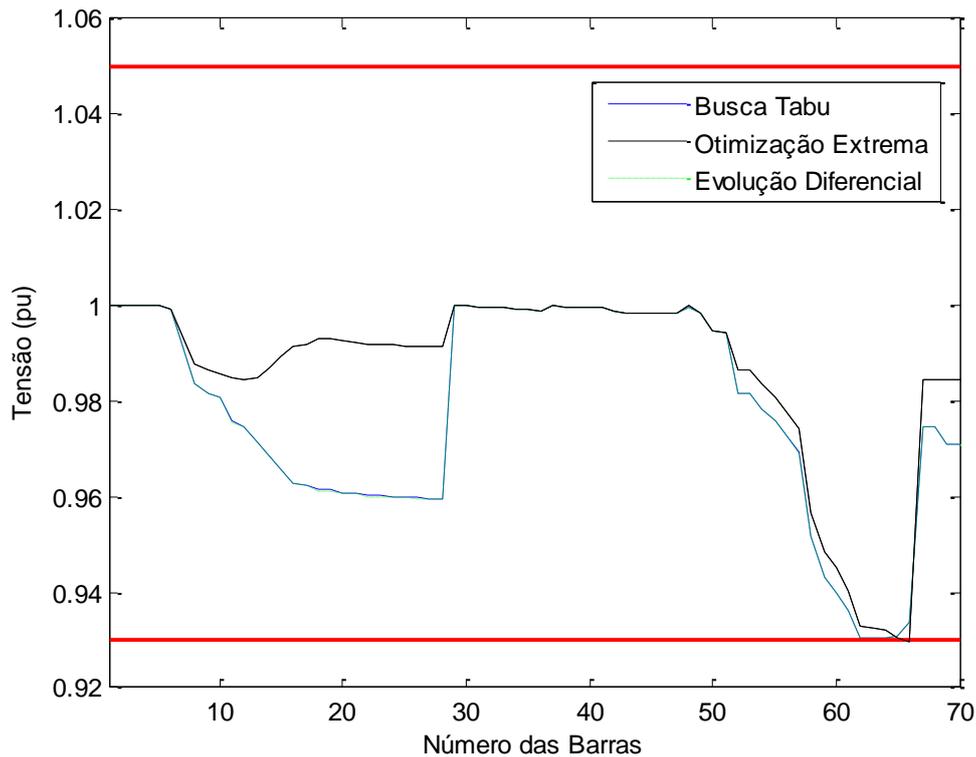
VDI	Caso Base	Busca Tabu	Evolução Diferencial	Otimização Extrema
33 barras	0,0306	<i>0,0200</i>	0,0206	0,0235
70 barras	0,0278	0,0227	0,0239	<i>0,0203</i>
136 barras	0,0671	0,0276	0,0225	<i>0,0195</i>

Correlacionando os dados das Tabelas 11 e 12, tem-se que, apesar da geração de potência obtida pelas soluções da BT e ED serem diferentes devido ao tipo de controle empregado, o VDI dos sistemas de 33 e 70 barras possuem valores próximos. Por outro lado, apesar da potência empregada pela ED e OE serem iguais no sistema de 33 barras, o VDI da OE é inferior ao da ED, uma vez que as barras em que a potência é alocada são diferentes.

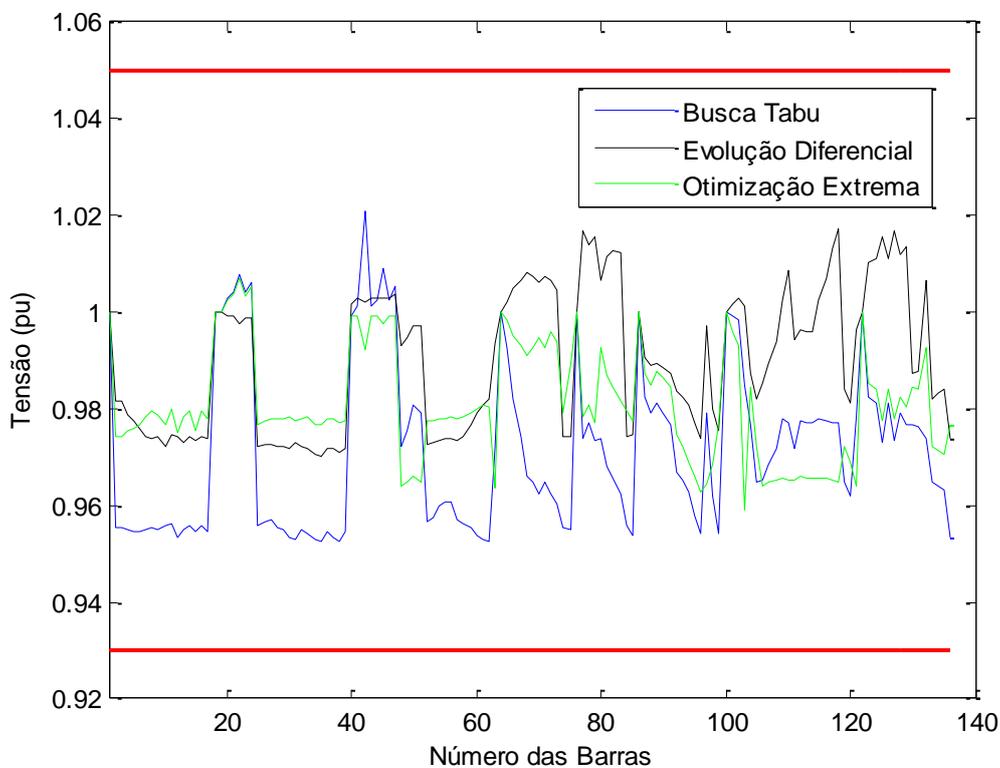
Para o sistema de 136 barras a OE aponta o menor VDI, utilizando injeção de potência inferior a ED. Nas Figuras 32 a 34, está ilustrado o comportamento dos perfis de tensão dos sistemas de 33, 70 e 136 barras, com injeção das potências mostradas na Tabela 11.



**Figura 32 - Perfil de tensão do sistema de 33 barras após a alocação das unidades geradoras operando com velocidades reais de vento da região do RN.**



**Figura 33 - Perfil de tensão do sistema de 70 barras com injeção de potência indicada pelas soluções encontradas pelos métodos de otimização.**



**Figura 34 – Perfil de tensão do sistema de 136 barras após a alocação das unidades geradoras utilizando os algoritmos de BT, ED e OE.**

Observa-se que nos sistemas de 33 e 70 barras, o perfil de tensão gerado pelas soluções propostas pela BT e ED é semelhante. Essa semelhança entre as curvas é concordante com os dados de VDI para BT e ED (Tabela 12), uma vez que os índices são próximos uns aos outros e as barras de alocação são as mesmas.

Da Tabela 11, o VDI para solução da OE é melhor que o da BT e ED, para os sistemas de 70 e 136 barras. Também verifica-se que o perfil da tensão dos sistemas se encontram mais próximo a 1 pu. Outro fator a ser destacado diz respeito às barras que a OE sugere para alocação. Trata-se de barras que possibilitam melhorias no perfil de tensão nas barras a jusante do gerador. A situação oposta ocorre para as soluções fornecidas pela BT e pela ED, que alocam geradores nas barras extremas do ramal. Essa alocação em barras posicionadas no centro do ramal torna a solução da OE mais oportuna para o sistema elétrico.

O desvio de tensão após a alocação dos aerogeradores reduz consideravelmente com relação ao caso base. Dentre os três métodos, a OE apresenta o menor VDI para dois dos três sistemas de distribuição.

Em suma, nota-se que o comportamento dos sistemas de distribuição diante as soluções encontradas pelos três métodos é satisfatório. Dentre os sistemas avaliados as tensões nas barras permaneceram integralmente entre os limites de tensões desejados e o VDI é inferior ao da configuração original.

#### 5.2.2.2. Índice de Desvio de Corrente

Os resultados encontrados para CDI dos sistemas de testes são mostrados na Tabela 13.

Em termos de capacidade de ocupação das linhas, cada método apresentou melhores resultados para um sistema de teste diferente. No sistema de 33 barras, a BT obteve o melhor resultado, no de 70 barras a OE e no sistema com 136 barras a melhor solução foi a apontada pela ED.

**Tabela 13 – Capacidade ocupada e balanceamento das linhas dos sistemas de distribuição com alocação de aerogeradores.**

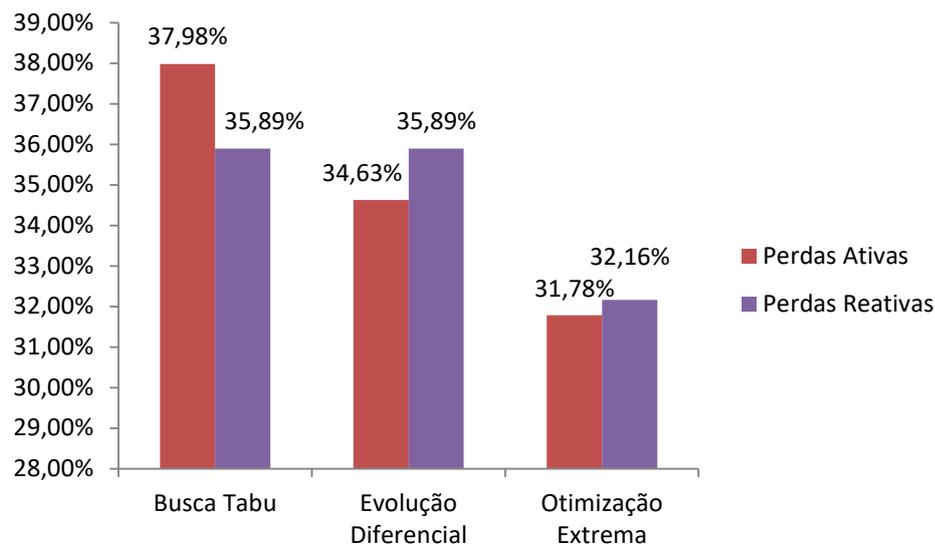
Indicadores		Caso Base	Busca Tabu	Evolução Diferencial	Otimização Extrema
33 barras	Capacidade Ocupada	0,0904	<i>0,0497</i>	0,0562	0,0737
	Balanceamento	0,0133	0,0117	0,0117	<i>0,0089</i>
70 barras	Capacidade Ocupada	0,0828	0,0693	0,0717	<i>0,0557</i>
	Balanceamento	0,0197	0,0149	0,0161	<i>0,0111</i>
136 barras	Capacidade Ocupada	0,1722	0,0593	<i>0,0156</i>	0,0497
	Balanceamento	0,0861	0,0312	<i>0,0114</i>	0,0151

Com relação ao balanceamento das linhas, a OE obteve soluções mais satisfatórias nos cenários de 33 e 70 barras. Assim como para capacidade de ocupação das linhas, a ED mostrou um melhor resultado para o balanceamento das linhas.

Outro fator a ser destacado diz respeito ao CDI para a solução da OE com uma geração fixa, Tabela 10. Naquela situação, não houve melhoria do CDI do sistema de 33 barras com a configuração original. Ao contrário do que ocorre aqui, com alocação de aerogeradores operando com potência elétrica obtida conforme variação da velocidade do vento.

### 5.2.2.3. Perdas Técnicas

Da Tabela 11, tem-se que a potência injetada no sistema de 33 barras, pela solução da BT, é superior à potência injetada devido à solução da ED. Como a barra de alocação é a mesma para ambos os métodos, o percentual de melhoria das perdas do sistema é maior para a BT, conforme visto na Figura 35.



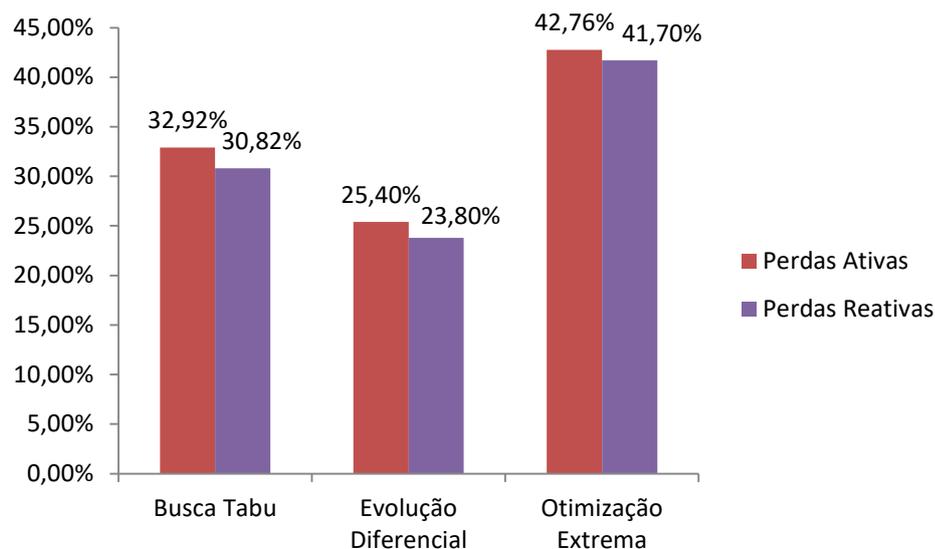
**Figura 35 - Melhoria das perdas técnicas no sistema de 33 barras após alocação de GD's utilizando dados reais de velocidade de vento.**

Apesar da redução das perdas ter sido maior quando aplicada a solução proposta pela BT, os resultados da ED e OE também são expressivos. Outro fator importante a ser destacado, diz respeito aos diferentes tipos de controle do aerogerador, o que torna as potências injetadas no sistema distintas.

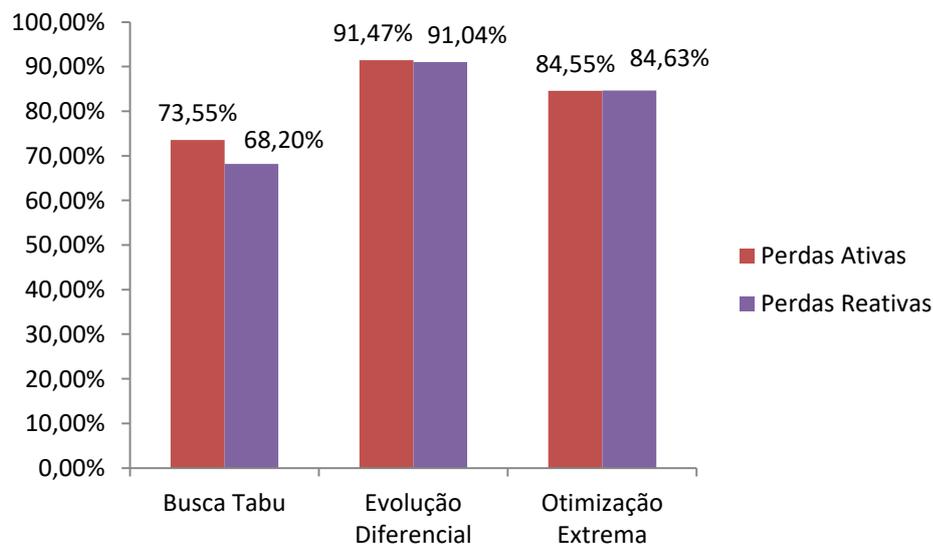
Na Figura 36, estão dispostos os percentuais de melhoria das perdas técnicas para o sistema de 70 barras.

Como esperado, a OE propõe maior injeção de potência no sistema - Tabela 12 - e, conseqüentemente, o maior percentual de melhoria de perdas. Contudo, a injeção de potência no sistema pela OE é aproximadamente 3 vezes maior do que a dos demais métodos de otimização. Além disso, a OE apresenta um custo demasiadamente superior aos da BT e ED.

De modo análogo, para o sistema de 136 barras a OE e ED propõem, respectivamente, uma injeção de aproximadamente 3 e 4 vezes superior a da solução encontrada pela BT. Esses altos valores de potência refletem diretamente na melhoria das perdas do sistema, conforme Figura 37.



**Figura 36 - Melhoria das perdas técnicas em um sistema de 70 barras após alocação de GD com dados reais de velocidade do vento.**



**Figura 37 - Percentual de melhoria das perdas técnicas no sistema de 136 barras após alocação de geração com dados reais de velocidade de vento.**

O sistema de 136 barras apresenta  $0,3050pu$  de perdas ativas e  $0,4762pu$  de reativas, o que equivale a  $3,05MW$  e  $4,762MVar$  de potência dissipada pelos componentes do sistema. Após a injeção da potência dos aerogeradores no sistema, há uma redução nas perdas ativas de até  $91,47\%$ , obtida pela ED. Esse percentual indica que as perdas são reduzidas para  $0,26MW$  de potência ativa e  $0,27MVar$  de potência reativa.

Essas perdas elevadas do sistema geram custos exorbitantes para as distribuidoras de energia e conseqüentemente para os consumidores. Assim, torna-se imprescindível a implantação de novos meios de suprir as perdas do sistema elétrico. Com base nos resultados demonstrados, a alocação de aerogeradores produz melhorias significativas no perfil da tensão e no desvio de corrente no sistema elétrico, reduzindo significativamente as perdas ativas.

### 5.2.3. ANÁLISE DETALHADA DAS MELHORES SOLUÇÕES

A fim de avaliar os custos da geração eólica com relação aos tipos de controle e capacidade de geração, foi feito o desmembramento das parcelas da função objetivo. Os custos equivalentes para alocação dos aerogeradores, referente à melhor solução encontrada, são apresentados na Tabela 14.

**Tabela 14 - Custo equivalente para alocação dos aerogeradores sugeridos pelos métodos de otimização para os sistemas de teste.**

Método	33 Barras	70 Barras	136 Barras
BT	<i>0,084</i>	0,084	<i>0,348</i>
ED	0,092	<i>0,054</i>	1,483
OE	<b><u>0,096</u></b>	<b><u>0,140</u></b>	<b><u>1,483</u></b>

Os custos apresentados são fatores escalares utilizados como meio de ponderação dos tipos de controle e potência dos aerogeradores na função objetivo.

Da Tabela 14, nota-se que a BT apresentou os menores custos para os cenários de testes, com exceção do sistema de 70 barras. Em contrapartida, a OE obteve os maiores em todos os cenários estudados.

Para investigar o comportamento dos sistemas de testes, decorrente da aplicação das soluções encontradas pelos métodos de otimização, os indicadores estudados são reunidos nas

Tabelas 15, 16 e 17. Além dos indicadores, são considerados os VFO obtidos para os possíveis ótimos encontrados pelos métodos estocásticos.

Com os dados de VDI, CDI e perdas técnicas dos sistemas, antes e após a alocação de aerogeradores, são calculados os percentuais de melhoria de cada parâmetro do sistema. Os percentuais são calculados de acordo com o método de otimização empregado. Os parâmetros apresentados nessa seção correspondem a geração eólica utilizando dados reais de velocidade de vento.

**Tabela 15 - Percentual de melhoria dos indicadores analisados no sistema de 33 barras e VFO para soluções encontradas.**

Indicadores	Caso Base	BT	%	ED	%	OE	%
<b>VDI</b>	0,0306	0,0200	<u>34,68</u>	0,0206	32,77	0,0235	23,34
<b>Capacidade de Ocupação das linhas</b>	0,0904	0,0497	<u>45,02</u>	0,0562	37,81	0,0738	18,39
<b>Balanceamento das linhas</b>	0,0133	0,0117	12,05	0,0117	12,32	0,0090	<u>32,74</u>
<b>Perdas Ativas</b>	0,0203	0,0126	<u>37,97</u>	0,0132	34,63	0,0138	31,79
<b>Perdas Reativas</b>	0,0135	0,0087	<u>35,89</u>	0,0089	34,06	0,0092	32,16
<b>VFO</b>		<i>13,6443</i>		13,6523		<u>20,6618</u>	

**Tabela 16 - Percentual de melhoria dos indicadores do sistema com 70 barras e VFO obtida pelos métodos de otimização.**

Indicadores	Caso Base	BT	%	ED	%	OE	%
<b>VDI</b>	0,0278	0,0227	18,62	0,0240	13,92	0,0203	<u>26,89</u>
<b>Capacidade de Ocupação das linhas</b>	0,0828	0,0693	16,27	0,0717	13,37	0,0557	<u>32,68</u>
<b>Balanceamento das linhas</b>	0,0197	0,0150	24,08	0,0161	18,44	0,0111	<u>43,59</u>
<b>Perdas Ativas</b>	0,0225	0,0151	32,92	0,0168	25,4	0,0129	<u>42,76</u>
<b>Perdas Reativas</b>	0,0102	0,0071	30,82	0,0078	23,8	0,0060	<u>41,7</u>
<b>VFO</b>		<i>12,2723</i>		12,2791		<u>3180,2368</u>	

Em termos do VFO, a BT apresenta os melhores valores para a função objetivo nos três cenários de testes, enquanto a OE possui os maiores valores.

Com relação às perdas técnicas, a BT apresenta o maior percentual de melhoria no sistema de 33 barras. Para o sistema com 70 barras, a OE obteve a solução que proporcionou o maior percentual de melhoria. A ED se destaca no sistema de 136 barras, com melhoria superior a 90% das perdas técnicas.

**Tabela 17 - Percentual de melhoria dos indicadores e VFO para o sistema de 136 barras.**

Indicadores	Caso Base	BT	%	ED	%	OE	%
<b>VDI</b>	0,0671	0,0276	58,87	0,0225	66,4	0,0195	<b>70,96</b>
<b>Capacidade de Ocupação das linhas</b>	0,1722	0,0593	65,56	0,0156	<b>90,93</b>	0,0497	71,12
<b>Balanceamento das linhas</b>	0,0861	0,0312	63,74	0,0114	<b>86,8</b>	0,0151	82,47
<b>Perdas Ativas</b>	0,3050	0,0807	73,55	0,0260	<b>91,48</b>	0,0471	84,55
<b>Perdas Reativas</b>	0,4762	0,1514	68,21	0,0427	<b>91,04</b>	0,0732	84,63
<b>VFO</b>		<b>774,6460</b>		1189,0841		<b>2236,4215</b>	

Avaliando os índices de tensão e corrente, a solução da BT possibilita um melhor VDI e menor ocupação das linhas de distribuição do sistema de 33 barras. Com relação ao balanceamento de corrente, a OE possui o maior percentual de melhoria. No sistema de 70 barras, a OE ocasiona maior percentual de melhoria tanto de VDI quanto de CDI. Por fim, no sistema com 136 barras, a solução encontrada pela OE promove um percentual de melhoria mais significativo para VDI. Porém, com relação ao CDI, a ED detém os melhores resultados.

De modo geral, a BT e a OE se sobressaíram na maioria dos aspectos avaliados. Com base na parcela de custo equivalente e no VFO para os três cenários de testes, a BT obteve as melhores soluções. Com relação aos percentuais avaliados, a BT aponta melhorias apenas para os indicadores do sistema de 33 barras. Em contrapartida, a OE mostrou maior percentual de melhoria tanto no sistema de 70 quanto no de 136 barras, apesar do elevado valor da função objetivo.

Outro aspecto importante a ser salientado é o tempo de execução dos métodos, apresentados na Tabela 5. A BT convergiu para um possível ótimo em menos tempo que a

OE, para os menores cenários testados nesse trabalho. Por outro lado, a OE destaca-se quando aplicada ao sistema com 136 barras.

Portanto, os métodos empregados proporcionam soluções atrativas e viáveis. No entanto, cabe à concessionária de energia elétrica avaliar o método e/ou solução mais apropriada para a situação analisada.

# Capítulo 6

## Considerações Finais e Trabalhos Futuros

Neste trabalho, foi apresentada uma abordagem para o problema de alocação de aerogeradores em sistemas elétricos. Propõe-se uma função objetivo na qual são relacionadas perdas ativas das linhas do sistema e os custos de instalação das unidades geradoras. Ainda, a modelagem do problema considera as restrições físicas do sistema elétrico e das unidades aerogeradoras com relação ao seu tipo de controle. Para minimização da função objetivo proposta, foram empregadas três meta-heurísticas, Busca Tabu (BT), Evolução Diferencial (ED) e Otimização Extrema (OE).

Com as melhores soluções apresentadas pelos três métodos de otimização, foram feitas análises dos indicadores VDI, CDI e perdas técnicas nos sistemas elétricos avaliados. Foi considerado o tempo de execução e a taxa de convergência dos algoritmos para fins de comparação. Os resultados encontrados pelos três métodos obtiveram bons percentuais de melhoria com relação aos sistemas originais.

A BT encontrou as soluções relacionadas aos menores valores da função objetivo nos três sistemas elétricos testados. Já o método de OE encontrou soluções que proporcionaram os maiores valores da função objetivo. Contudo, os percentuais de melhoria dos parâmetros avaliados da BT são menores do que os percentuais da OE. As soluções obtidas pela ED, para os sistemas de 33 e 70 barras, foram similares às encontradas pela BT. Por outro lado, em termos de tempo de execução, a ED apresentou os piores tempos de convergência para os três cenários de testes.

Os métodos de otimização apresentaram comportamentos diferentes como esperado, uma vez que as dinâmicas de busca são distintas. Portanto, cabe ao agente decisor determinar a solução mais apropriada para as condições específicas do sistema elétrico sob análise.

### 5.2.3.1. SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Para continuidade do trabalho, são vislumbrados alguns pontos como:

- Abordagem multi-objetivo da função objetivo proposta, buscando avaliar o desempenho e a viabilidade dos métodos. Deve-se analisar os percentuais de melhoria dos indicadores de tensão, corrente e perdas ativas quando comparados aos custos de instalação dos aerogeradores;
- Estudo do custo monetário da instalação dos aerogeradores, em termos da capacidade instalada de geração e os respectivos tipos de controle empregados;
- Análise dos parâmetros do sistema elétrico que opere aerogeradores de diferentes tipos de controles de velocidade instalados em uma mesma barra;
- Abordagem do problema utilizando uma codificação diferente;
- Avaliar a operação da ED utilizando uma distribuição binomial;
- Estudo detalhado dos fatores de ajuste das meta-heurísticas;
- Inserção da variável tempo para aplicação em planejamento em longo prazo, levando em consideração a sazonalidade e a operação do sistema ao longo do ano.

# Referências

ANGARITA, O. F. B. *Alocação Ótima de Geração Distribuída Considerando Perdas e Desvios de Tensão como Aspectos Econômicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2015.

AMARANTE MICHAEL BROWER E JOHN ZACK, A. L. d. S. Odilon A. Camargo do. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. [S.l.], 2001.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8*. Acessado: 14/05/2017.

ARAUJO, R. L. de. *Evolução diferencial para problemas de otimização com restrições lineares*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2016.

ARUNACHALAM, V. *Optimization Using Differential Evolution*. [S.l.]: The University Of Western Ontario, London, Ontario, Canada, 2008.

AYRES, H. M. *Desenvolvimento de Metodologias de Análise de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Campinas, 2010.

BARAN, M. E.; WU, F. F. *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, Apr 1989. ISSN 0885-8977.

BOETTCHER, S.; PERCUS, A. G. Extremal optimization for graph partitioning. *Physical Review E*, APS, v. 64, n. 2, p. 026114, 2001.

BOETTCHER, S.; PERCUS, A. G. Optimization with extremal dynamics. *complexity*, Wiley Online Library, v. 8, n. 2, p. 57–62, 2002.

BROWNLEE, J. *Clever Algorithms: Nature-Inspired Programming Recipes*. Tese (Doutorado) — Swinburne University, 2012.

BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook*. [S.l.]: John Wiley & Sons, Ltd, 2001.

CARVALHO, M. R. *Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial*. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2006.

CARVALHO, R. C. de. *Conexão da Geração Distribuída de Consumidores Industriais em Paralelo com o Sistema de Distribuição e de Transmissão de Concessionárias de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

DENIS, I. F. E. D. *Métodos de Alocação de Perdas em Sistemas de Distribuição com Geradores Distribuídos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, 2003.

DIVYA, K.; RAO, P. N. Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies. *Electric Power Systems Research*, v. 76, n. 9–10, p. 844 – 856, 2006. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779605002440>>.

EMINOGLU, U. Modeling and application of wind turbine generating system (wtgs) to distribution systems. *Renewable Energy*, v. 34, n. 11, p. 2474 – 2483, 2009. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148109001244>>.

FEIJOO, A. On pq models for asynchronous wind turbines. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 4, p. 1890–1891, Nov 2009. ISSN 0885-8950.

FEIJOO, A.; VILLANUEVA, D. A pq model for asynchronous machines based on rotor voltage calculation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 31, n. 2, p. 813–814, June 2016. ISSN 0885-8969.

FITZGERALD, A. E.; UMANS, S. D.; JR., C. K. *Máquinas Elétricas*. 6. ed. [S.l.]: Bookman Companhia, 2006.

GLOVER, F.; LAGUNA, M. *Tabu Search*. [S.l.]: Spring Science + Business Media, LLC, 1997.

GUEDES, L. de M. *Alocação de Unidades de Geração Distribuída Considerando Perdas e Aspectos Econômicos*. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2013.

HEIER, S. *Grid Integration of Wind Energy - Onshore and Offshore Conversion Systems*. Third. British Library: John Wiley & Sons,, 2014.

INMET, *Instituto Nacional de Meteorologia*. Acessado: 28/09/2017. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/>>.

JUNIOR, A. L. V. da S. *Uma abordagem de alinhamento múltiplo de sequência utilizando evolução diferencial*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2015.

KOSTENKO, M.; PIOTROVSKY, L. *Maquinas Electricas*. [S.l.]: Ed. Lopes da Silva, Porto, 1979.

LEZAMA, J. M. L. *Avaliação de Localização e Preço de Contrato de Geração Distribuída em um Ambiente Competitivo*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, 2011.

LI, M.; LI, X. Mep-type distribution function: a better alternative to weibull function for wind speed distributions. *Renewable energy*, Elsevier, v. 30, n. 8, p. 1221–1240, 2005.

LU, Y.-Z. et al. *Fundamentals, Algorithms and Applications*. [S.l.]: Taylor & Francis Group, 20016.

MANSANO, E. M. Algoritmos busca tabu paralelos aplicados ao planejamento da expansão da transmissão de energia elétrica. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Fevereiro 2008.

MONTICELLI, A. J. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. CEPTEL: Editora Edgard Blucher, 1946.

OLIVEIRA, G. T. da S. Estudo e aplicações da evolução diferencial. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2006.

PEREIRA, M. M. *Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, out. 2004.

PETEAN, D. *Metodologia para Avaliação da Influência de Geradores Distribuídos nos Níveis de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia*. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

PITOMBO, S. O. *Proteção Adaptativa Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Dissertação de Mestrado. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2010.

PIZZALI, L. F. O. *Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, 2006.

REHMAN, S.; HALAWANI, T.; HUSAIN, T. Weibull parameters for wind speed distribution in saudi arabia. *Solar Energy*, Elsevier, v. 53, n. 6, p. 473–479, 1994.

SALDANHA, R. R. *Uma abordagem de busca tabu para o problema do caixeiro viajante com coleta de prêmios*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Ouro Preto, 2013.

SEGURO, J.; LAMBERT, T. Modern estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 85, n. 1, p. 75–84, 2000.

SHEEN, J.-N.; TSAI, M.-T.; WU, S.-W. A benefits analysis for wind turbine allocation in a power distribution system. *Energy conversion and management*, Elsevier, v. 68, p. 305–312, 2013.

SOUSA, F. L. de. *Otimização Extrema Generalizada: Um novo Algoritmo Estocástico para Projeto Ótimo*. Dissertação (Mestrado) — Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais INPE, 2002.

STEVENSON, W. *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. Second. W.D.: McGraw-Hill, 1986.

STUTZLE, T. *Learning and Intelligent Optimization*. [S.l.]: Springer, 1973.

TULLER, S. E.; BRETT, A. C. The characteristics of wind velocity that favor the fitting of a weibull distribution in wind speed analysis. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, v. 23, n. 1, p. 124–134, 1984.

UNESP, *Universidade Estadual Paulista*. Acessado: 03/05/2017. Disponível em: <<http://www.feis.unesp.br/>>.

# Apêndice A

## Resultados do Fluxo de Potência

### A.1. Tensões Obtidas para Sistema de 10 Barras

Número da Barra	Módulo da Tensão	Ângulo
1	1	0
2	0,9929	-0,5217
3	0,9874	-1,2674
4	0,9634	-2,3297
5	0,948	-2,6508
6	0,9172	-3,7195
7	0,9072	-4,1347
8	0,889	-4,6161
9	0,8588	-5,4006
10	0,8376	-5,9865

### A.2. Tensões Obtidas para Sistema de 34 Barras

Número da Barra	Módulo da Tensão	Ângulo
1	1	0
2	0,9941	0,0534
3	0,989	0,1003
4	0,982	0,2155
5	0,976	0,3159
6	0,9704	0,4115
7	0,9666	0,5045
8	0,9645	0,5556
9	0,962	0,6161
10	0,9608	0,6456
11	0,9603	0,6566

Continua

Continuação		
12	0,9602	0,6566
13	0,9887	0,1082
14	0,9884	0,1153
15	0,9883	0,1173
16	0,9883	0,1174
17	0,9659	0,4868
18	0,9622	0,5498
19	0,9581	0,6325
20	0,9548	0,6995
21	0,952	0,758
22	0,9487	0,8371
23	0,946	0,9026
24	0,9435	0,9644
25	0,9423	0,9942
26	0,9418	10,057
27	0,9417	10,092
28	0,9662	0,5129
29	0,966	0,5185
30	0,9659	0,5213
31	0,9604	0,6545
32	0,9601	0,6635
33	0,9599	0,668
34	0,9599	0,6694
Fim da Tabela		

### A.3. Tensões Obtidas para Sistema de 70 Barras

Número da Barra	Módulo da Tensão	Ângulo
1	1	0
2	1	-0,0012
3	0,9999	-0,0025
4	0,9999	-0,0025
5	0,9998	-0,0059
6	0,999	-0,0185
7	0,9901	0,0493
8	0,9808	0,1211
9	0,9786	0,1384
10	0,9774	0,1472
11	0,9725	0,232
Continua		

Continuação		
12	0,9713	0,2508
13	0,9682	0,3036
14	0,9653	0,3501
15	0,9624	0,3963
16	0,9595	0,4422
17	0,959	0,4508
18	0,9581	0,465
19	0,9581	0,4651
20	0,9576	0,4736
21	0,9573	0,4791
22	0,9568	0,488
23	0,9568	0,4881
24	0,9567	0,4895
25	0,9566	0,4924
26	0,9564	0,4955
27	0,9564	0,4968
28	0,9563	0,4972
29	0,9999	-0,0027
30	0,9999	-0,0053
31	0,9997	-0,0032
32	0,9997	-0,0028
33	0,9996	-0,0009
34	0,9993	0,0035
35	0,999	0,0094
36	0,9989	0,0104
37	0,9999	-0,003
38	0,9997	-0,0094
39	0,9996	-0,0118
40	0,9995	-0,0123
41	0,9995	-0,0123
42	0,9988	-0,0233
43	0,9985	-0,028
44	0,9985	-0,0286
45	0,9985	-0,0287
46	0,9984	-0,0305
47	0,9984	-0,0305
48	0,9998	-0,0077
49	0,9985	-0,0526
50	0,9947	-0,1917
51	0,9941	-0,2115
52	0,9785	0,1386
Continua		

---

Continuação		
53	0,9785	0,1388
54	0,9747	0,1691
55	0,9714	0,1947
56	0,967	0,2303
57	0,9626	0,2653
58	0,9401	0,6618
59	0,9291	0,8643
60	0,9248	0,9452
61	0,9198	1,0497
62	0,9124	1,1188
63	0,9121	1,1215
64	0,9117	1,1251
65	0,9098	1,143
66	0,9092	1,1484
67	0,9713	0,2519
68	0,9713	0,2519
69	0,9679	0,3097
70	0,9679	0,3097

---

Fim da Tabela

---

# Apêndice B

## Dados dos Geradores e Turbinas

### B.1. Modelo De Passo

**Tabela 18 - Parâmetros do gerador assíncrono utilizado no modelo de passo.**

Parâmetros	pu
$R_r$	0,016900
$R_s$	0,005986
$X_1$	0,082120
$X_2$	0,107225
$X_m$	2,5561
$X_c$	2,5561

**Tabela 19 - Dados de potência fornecidos pelo fabricante.**

Potência do Gerador [kW]	
2,96	761,19
4,49	792,71
13,69	819,76
22,91	842,4
32,65	863,99
47,0	878,92
70,98	884,29
108,43	891,18
157,87	890,99
201,41	893,65
257,08	908,37
313,62	918,89
370,18	930,2
Continua	

Continuação	
430,42	936,22
480,83	935,59
540,01	923,71
592,14	921,81
640,27	940,53
678,64	905,36
727,37	818,74

## B.2. Modelo Estol

**Tabela 20 - Parâmetros do gerador assíncrono utilizado no modelo estol.**

Parâmetros	p.u.
$R_r$	0,0063
$R_s$	0,007141
$X_1$	0,21552
$X_2$	0,088216
$X_m$	3,3606
$X_c$	3,3606

**Tabela 21 - Parâmetros da turbina eólica utilizada no processo de modelagem.**

Parâmetros	
$R$	30 [m]
$\xi$	1/10
$\rho$	1,225 [ $kg/m^3$ ]
$C_1$	0,5
$C_2$	67,56
$C_3$	0
$C_4$	0
$C_5$	1,517
$C_6$	16,286
$x$	1,5

### B.3. Modelo Semi-Variável

**Tabela 22 - Parâmetros do gerador assíncrono utilizado no modelo semi variável.**

Parâmetros	p.u.
$R_r$	0,0063
$R_s$	0,007141
$X_1$	0,21552
$X_2$	0,088216
$X_m$	3,3606
$X_c$	3,3606

**Tabela 23 - Dados de potência, fornecidos pelo fabricante, utilizados no modelo de velocidade semi variável.**

Potência do Gerador [kW]	
2,96	761,19
4,49	792,71
13,69	819,76
22,91	842,4
32,65	863,99
47,0	878,92
70,98	884,29
108,43	891,18
157,87	890,99
201,41	893,65
257,08	908,37
313,62	918,89
370,18	930,2
430,42	936,22
480,83	935,59
540,01	923,71
592,14	921,81
640,27	940,53
678,64	905,36
727,37	818,74

## B.4. Modelo Variável

**Tabela 24 - Parâmetros do gerador assíncrono utilizado no modelo variável.**

Parâmetros	p.u.
$R_r$	0,005671
$R_s$	0,00462
$X_1$	0,1525
$X_2$	0,096618
$X_m$	2,8985
$X_c$	2,8985

**Tabela 25 - Dados de potência fornecidos pelo fabricante.**

Potência do Gerador [kW]	
2,96	761,19
4,49	792,71
13,69	819,76
22,91	842,4
32,65	863,99
47,0	878,92
70,98	884,29
108,43	891,18
157,87	890,99
201,41	893,65
257,08	908,37
313,62	918,89
370,18	930,2
430,42	936,22
480,83	935,59
540,01	923,71
592,14	921,81
640,27	940,53
678,64	905,36
727,37	818,74

# Apêndice C

## Parâmetros Utilizados nos Métodos de Otimização

### C.1. Especificação Dos Parâmetros do SEP Utilizados na Otimização

Parâmetros	Especificação (pu)
$V^{min}$	0,93
$V^{max}$	1,05
$I^{max}$	2
$P_g^{min}$	0
$P_g^{max}$	$\sum_{k \in \Omega_{bus}} P_k$
$Q_g^{min}$	0
$Q_g^{max}$	0
$\theta_{km}^{max}$	1
$S_{inst}$	$\sum_{k \in \Omega_{bus}} S_k$

## C.2. Custos Utilizados na Função Objetivo

<b>Custos</b>	<b>Valor</b>
$C_{investimento}$	100
$C_{perdas}$	1
$C_{stall}^{inst}$	1,05
$C_{pitch}^{inst}$	1,1
$C_{semi-variável}^{inst}$	1,15
$C_{variável}^{inst}$	1,2
$C_{1000}^{kW}$	0,8
$C_{500}^{kW}$	0,9

# Anexo A

## Funções de Benchmark

- Função Ackley

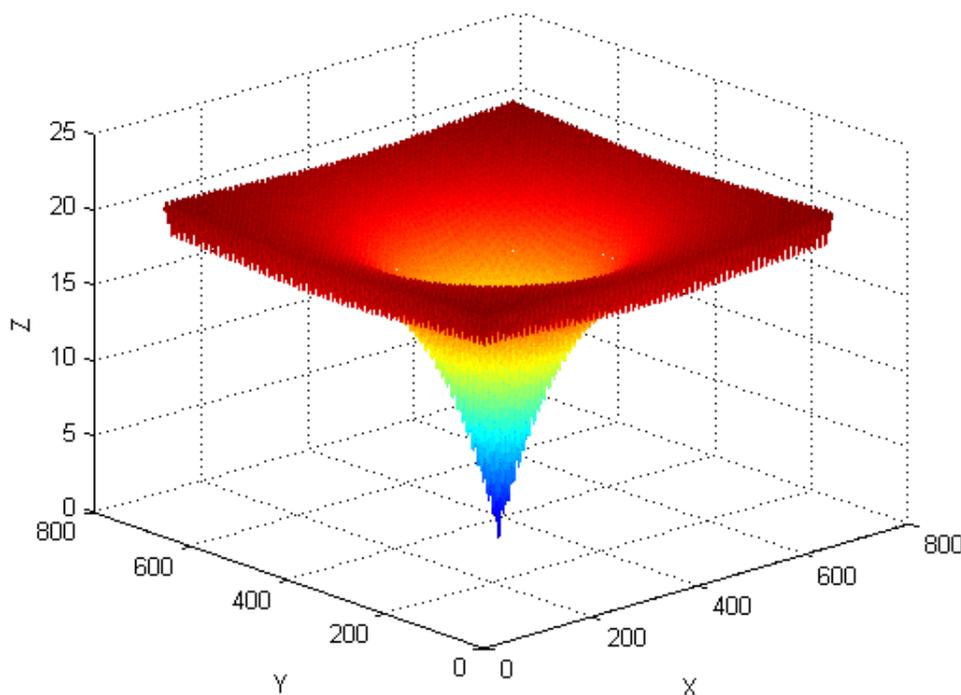


Figura 38 - Função de Ackley.

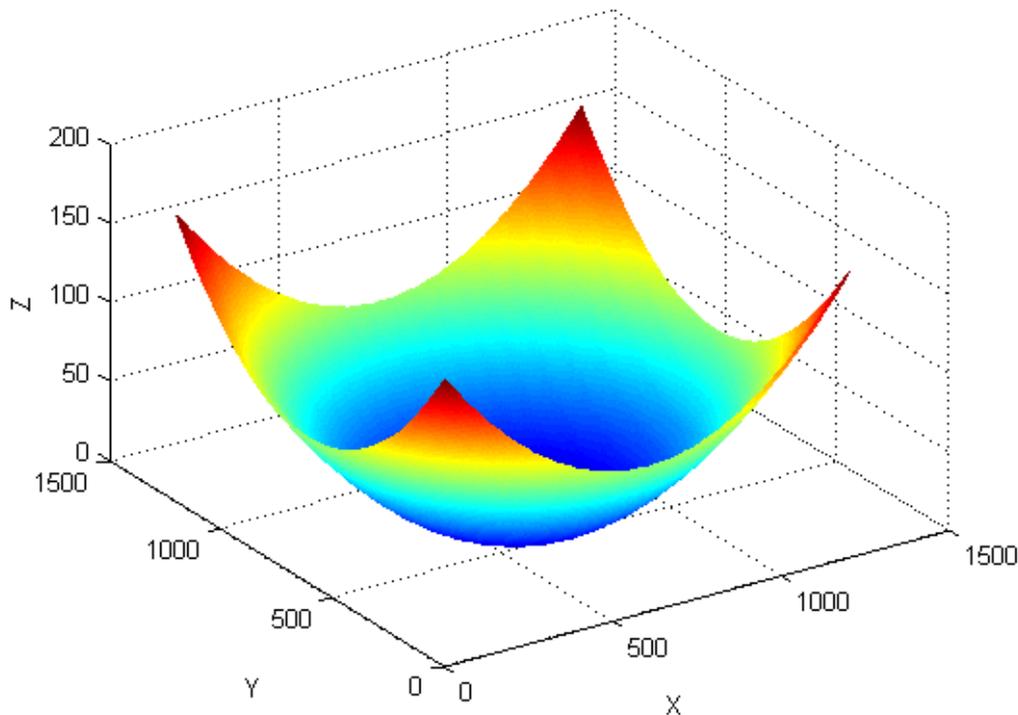
Descrita como:

$$f(x) = -ae^{-b\left(\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n x_i^2}\right)} - e^{\left(\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n \cos(cx_i)\right)} + a + e^1$$

sendo  $a = 20$ ,  $b = 0,2$  e  $c = 2\pi$ .

O domínio dessa função restringe-se a uma área limitada por  $-32,768 \leq x_i \leq 32,768$ , com  $i = 1,2$ . O mínimo global é dado em  $f(x_1, x_2) = 0$  no ponto  $(x_1, x_2) = (0,0)$ .

- **Função Griewank**



**Figura 39 - Função de Griewank.**

A expressão matemática que a descreve é dada por:

$$f(x) = \frac{1}{4000} \sum_{i=1}^n x_i^2 - \prod_{i=1}^n \cos\left(\frac{x_i}{\sqrt{i}}\right) + 1$$

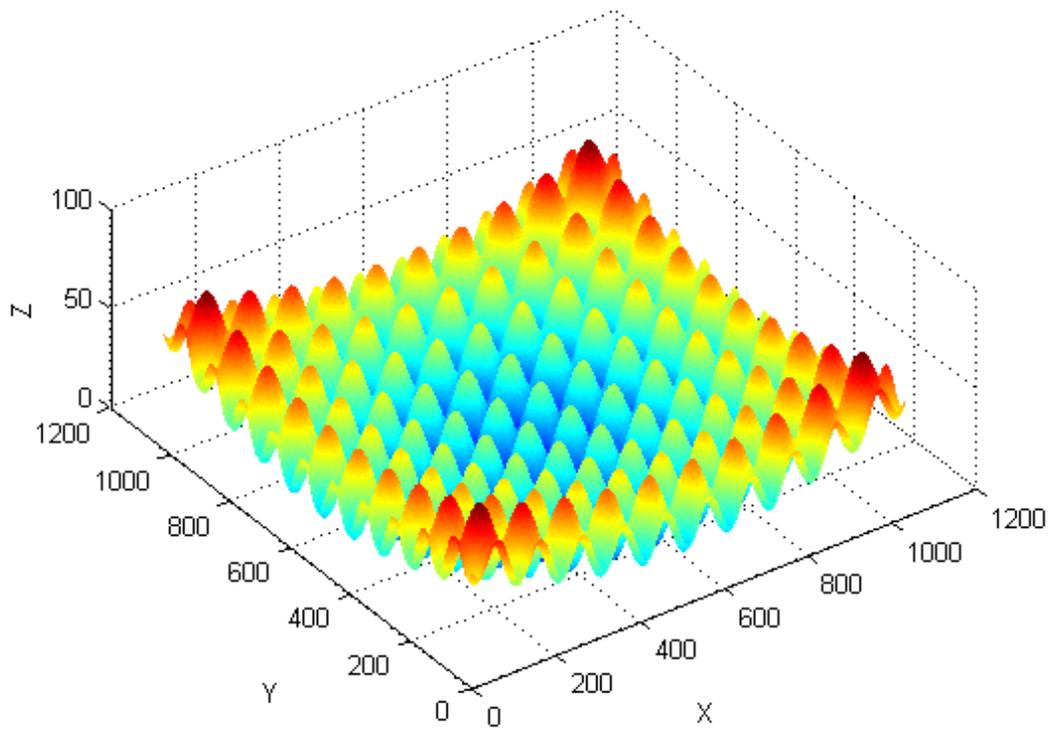
A área ocupada pela função encontra-se no domínio de  $-600 \leq x_1, x_2 \leq 600$ . Seu mínimo global é dado por  $f(x_1, x_2) = 0$  em  $(x_1, x_2) = (0, 0)$ .

- **Função Rastring**

Dada pela função:

$$f(x) = 10n + \sum_{i=1}^n [x_i^2 - 10\cos(2\pi x_i)]$$

O domínio da função restringe-se a  $-5,12 \leq x_i \leq 5,12$ , para  $i = 1, 2$ . O mínimo global é encontrado no ponto  $(x_1, x_2) = (0, 0)$ , resultando em  $f(x_1, x_2) = 0$ .



**Figura 40 – Representação da função.**

# Anexo B

## Dados dos Sistemas Radiais de Distribuição

### I. Dados das linhas do sistema de 33 barras

Barra Emissora	Barra ReceD Pora	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )	$I_{min}(A)$	$I_{max}(A)$
1	2	0.0922	0.047	1	400
2	3	0.493	0.2512	1	400
3	4	0.3661	0.1864	1	400
4	5	0.3811	0.1941	1	400
5	6	0.819	0.707	1	400
6	7	0.1872	0.6188	1	400
7	8	0.7115	0.2351	1	400
8	9	10.299	0.74	1	400
9	10	1.044	0.74	1	400
10	11	0.1967	0.0651	1	400
11	12	0.3744	0.1298	1	400
12	13	1.468	11.549	1	400
13	14	0.5416	0.7129	1	400
14	15	0.5909	0.526	1	400
15	16	0.7462	0.5449	1	400
16	17	12.889	1.721	1	400
17	18	0.732	0.5739	1	400
2	19	0.164	0.1565	1	400
19	20	15.042	13.555	1	400
20	21	0.4095	0.4784	1	400
21	22	0.7089	0.9373	1	400
3	23	0.4512	0.3084	1	400
23	24	0.898	0.7091	1	400
24	25	0.8959	0.7071	1	400
6	26	0.2031	0.1034	1	400
26	27	0.2842	0.1447	1	400
27	28	10.589	0.9338	1	400

Continua

Continuação					
28	29	0.8043	0.7006	1	400
29	30	0.5074	0.2585	1	400
30	31	0.9745	0.9629	1	400
31	32	0.3105	0.3619	1	400
32	33	0.3411	0.5302	1	400
Fim da Tabela					

### 1.1. Dados das Barras do sistema de 33 barras

Barra	$P_l$	$Q_l$	$P_g$	$Q_g$
1	0	0	0	0
2	100	60	0	0
3	90	40	0	0
4	120	80	0	0
5	60	30	0	0
6	60	20	0	0
7	200	100	0	0
8	200	100	0	0
9	60	20	0	0
10	60	20	0	0
11	45	30	0	0
12	60	35	0	0
13	60	35	0	0
14	120	80	0	0
15	60	10	0	0
16	60	20	0	0
17	60	20	0	0
18	90	40	0	0
19	90	40	0	0
20	90	40	0	0
21	90	40	0	0
22	90	40	0	0
23	90	50	0	0
24	420	200	0	0
25	420	200	0	0
26	60	25	0	0
27	60	25	0	0
Continua				

Continuação				
28	60	20	0	0
29	120	70	0	0
30	200	600	0	0
31	150	70	0	0
32	210	100	0	0
33	60	40	0	0

Fim da Tabela

## 2. Dados das Linhas do sistema de 70 barras

Barra Emissora	Barra RecePora	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )	$I_{min}(A)$	$I_{max}(A)$
1	2	0,0005	0,0012	1	400
2	3	0,0005	0,0012	1	400
3	4	0,0001	0,0001	1	400
4	5	0,0015	0,0036	1	400
5	6	0,0251	0,0294	1	400
6	7	0,366	0,1864	1	400
7	8	0,3811	0,1941	1	400
8	9	0,0922	0,047	1	400
9	10	0,0493	0,0251	1	400
10	11	0,819	0,2707	1	400
11	12	0,1872	0,0619	1	400
12	13	0,7114	0,2351	1	400
13	14	1,03	0,34	1	400
14	15	1,044	0,345	1	400
15	16	1,058	0,3496	1	400
16	17	0,1966	0,065	1	400
17	18	0,3744	0,1238	1	400
18	19	0,0047	0,0016	1	400
19	20	0,3276	0,1083	1	400
20	21	0,2106	0,0696	1	400
21	22	0,3416	0,1129	1	400
22	23	0,014	0,0046	1	400
23	24	0,1591	0,0526	1	400
24	25	0,3463	0,1145	1	400
25	26	0,7488	0,2475	1	400
26	27	0,3089	0,1021	1	400

Continua

Continuação					
27	28	0,1732	0,0572	1	400
3	29	0,0044	0,0108	1	400
29	30	0,064	0,1565	1	400
30	31	0,3978	0,1315	1	400
31	32	0,0702	0,0232	1	400
32	33	0,351	0,116	1	400
33	34	0,839	0,2816	1	400
34	35	1,708	0,5646	1	400
35	36	1,474	0,4873	1	400
4	37	0,0044	0,0108	1	400
37	38	0,064	0,1565	1	400
38	39	0,1053	0,123	1	400
39	40	0,0304	0,0305	1	400
40	41	0,0018	0,0021	1	400
41	42	0,7283	0,8509	1	400
42	43	0,31	0,3623	1	400
43	44	0,041	0,0478	1	400
44	45	0,0092	0,0116	1	400
45	46	0,1089	0,1373	1	400
46	47	0,0009	0,0012	1	400
5	48	0,0034	0,0084	1	400
48	49	0,0851	0,2083	1	400
49	50	0,2898	0,7091	1	400
50	51	0,0822	0,2011	1	400
9	52	0,0928	0,0473	1	400
52	53	0,3319	0,1114	1	400
10	54	0,174	0,0886	1	400
54	55	0,203	0,1034	1	400
55	56	0,2842	0,1447	1	400
56	57	0,2813	0,1433	1	400
57	58	1,59	0,5337	1	400
58	59	0,7837	0,263	1	400
59	60	0,3042	0,1006	1	400
60	61	0,3861	0,1172	1	400
61	62	0,5075	0,2585	1	400
62	63	0,0974	0,0496	1	400
63	64	0,145	0,0738	1	400
64	65	0,7105	0,3619	1	400
65	66	1,041	0,5302	1	400
12	67	0,2012	0,0611	1	400
67	68	0,0047	0,0014	1	400

Continua

Continuação					
13	69	0,7394	0,2444	1	400
69	70	0,0047	0,0016	1	400
Fim da Tabela					

## 2.1. Dados das Barras do sistema de 70 barras

Barra	$P_l$	$Q_l$	$P_g$	$Q_g$
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	2,6	2,2	0	0
8	40,4	30	0	0
9	75	54	0	0
10	30	22	0	0
11	28	19	0	0
12	145	104	0	0
13	145	104	0	0
14	8	5,5	0	0
15	8	5,5	0	0
16	0	0	0	0
17	45,5	30	0	0
18	60	35	0	0
19	60	35	0	0
20	0	0	0	0
21	1	0,6	0	0
22	114	81	0	0
23	5,3	3,5	0	0
24	0	0	0	0
25	28	20	0	0
26	0	0	0	0
27	14	10	0	0
28	14	10	0	0
29	26	18,6	0	0
30	26	18,6	0	0
Continua				

Continuação				
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0
33	0	0	0	0
34	14	10	0	0
35	19,5	14	0	0
36	6	4	0	0
37	26	18,55	0	0
38	26	18,55	0	0
39	0	0	0	0
40	24	17	0	0
41	24	17	0	0
42	1,2	1	0	0
43	0	0	0	0
44	6	4,3	0	0
45	0	0	0	0
46	39,22	26,3	0	0
47	39,22	26,3	0	0
48	0	0	0	0
49	79	56,4	0	0
50	384,7	274,5	0	0
51	384,7	274,5	0	0
52	40,5	28,3	0	0
53	3,6	2,7	0	0
54	4,35	3,5	0	0
55	26,4	19	0	0
56	24	17,2	0	0
57	0	0	0	0
58	0	0	0	0
59	0	0	0	0
60	100	72	0	0
61	0	0	0	0
62	1244	888	0	0
63	32	23	0	0
64	0	0	0	0
65	227	162	0	0
66	59	42	0	0
67	18	13	0	0
68	18	13	0	0
69	28	20	0	0
70	28	20	0	0
Fim da Tabela				

## 3. Dados das Linhas do sistema de 136 barras

Barra Emissora	Barra ReceDpora	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )	$I_{min}(A)$	$I_{max}(A)$
1	2	0,33205	0,76653	1	400
2	3	0,00188	0,00433	1	400
3	4	0,22324	0,51535	1	400
4	5	0,09943	0,22953	1	400
5	6	0,15571	0,35945	1	400
6	7	0,16321	0,37677	1	400
7	8	0,11444	0,26417	1	400
7	9	0,05675	0,05666	1	400
9	10	0,52124	0,27418	1	400
9	11	0,10877	0,1086	1	400
11	12	0,39803	0,20937	1	400
11	13	0,91744	0,31469	1	400
11	14	0,11823	0,11805	1	400
14	15	0,50228	0,26421	1	400
14	16	0,05675	0,05666	1	400
16	17	0,29379	0,15454	1	400
1	18	0,33205	0,76653	1	400
18	19	0,00188	0,00433	1	400
19	20	0,22324	0,51535	1	400
20	21	0,10881	0,25118	1	400
21	22	0,71078	0,37388	1	400
21	23	0,18197	0,42008	1	400
23	24	0,30326	0,15952	1	400
23	25	0,02439	0,0563	1	400
25	26	0,04502	0,10394	1	400
26	27	0,01876	0,04331	1	400
27	28	0,11823	0,11805	1	400
28	29	0,02365	0,02361	1	400
29	30	0,18954	0,0997	1	400
30	31	0,39803	0,20937	1	400
29	32	0,05675	0,05666	1	400
32	33	0,09477	0,04985	1	400
33	34	0,41699	0,21934	1	400
34	35	0,11372	0,05982	1	400
32	36	0,07566	0,07555	1	400
36	37	0,3696	0,19442	1	400
37	38	0,26536	0,13958	1	400
36	39	0,05675	0,05666	1	400

---

 Continua
 

---

Continuação					
1	40	0,33205	0,76653	1	400
40	41	0,11819	0,27283	1	400
41	42	2,9629	1,0163	1	400
41	43	0,00188	0,00433	1	400
43	44	0,06941	0,16024	1	400
44	45	0,81502	0,42872	1	400
44	46	0,06378	0,14724	1	400
46	47	0,13132	0,30315	1	400
47	48	0,06191	0,14291	1	400
48	49	0,11444	0,26417	1	400
49	50	0,28374	0,28331	1	400
50	51	0,28374	0,28331	1	400
49	52	0,04502	0,10394	1	400
52	53	0,02626	0,06063	1	400
53	54	0,06003	0,13858	1	400
54	55	0,03002	0,06929	1	400
55	56	0,02064	0,04764	1	400
53	57	0,10881	0,25118	1	400
57	58	0,25588	0,1346	1	400
58	59	0,41699	0,21934	1	400
59	60	0,50228	0,26421	1	400
60	61	0,3317	0,17448	1	400
61	62	0,20849	0,10967	1	400
48	63	0,13882	0,32047	1	400
1	64	0,0075	0,01732	1	400
64	65	0,27014	0,62362	1	400
65	66	0,3827	0,88346	1	400
66	67	0,33018	0,7622	1	400
67	68	0,3283	0,75787	1	400
68	69	0,17072	0,39409	1	400
69	70	0,55914	0,29412	1	400
69	71	0,05816	0,13425	1	400
71	72	0,7013	0,3689	1	400
72	73	1,0235	0,53839	1	400
71	74	0,06754	0,15591	1	400
74	75	1,3235	0,45397	1	400
1	76	0,01126	0,02598	1	400
76	77	0,72976	1,6846	1	400
77	78	0,22512	0,51968	1	400
78	79	0,20824	0,48071	1	400
79	80	0,0469	0,10827	1	400

Continua

Continuação					
80	81	0,6195	0,61857	1	400
81	82	0,34049	0,33998	1	400
82	83	0,56862	0,29911	1	400
82	84	0,10877	0,1086	1	400
84	85	0,56862	0,29911	1	400
1	86	0,01126	0,02598	1	400
86	87	0,41835	0,96575	1	400
87	88	0,10499	0,13641	1	400
87	89	0,43898	1,0134	1	400
89	90	0,0752	0,02579	1	400
90	91	0,07692	0,17756	1	400
91	92	0,33205	0,76653	1	400
92	93	0,08442	0,19488	1	400
93	94	0,1332	0,30748	1	400
94	95	0,2932	0,29276	1	400
95	96	0,21753	0,21721	1	400
96	97	0,26482	0,26443	1	400
94	98	0,10318	0,23819	1	400
98	99	0,13507	0,31181	1	400
1	100	0,00938	0,02165	1	400
100	101	0,16884	0,38976	1	400
101	102	0,11819	0,27283	1	400
102	103	2,2861	0,78414	1	400
102	104	0,45587	1,0524	1	400
104	105	0,696	1,6067	1	400
105	106	0,45774	1,0567	1	400
106	107	0,20298	0,26373	1	400
107	108	0,21348	0,27737	1	400
108	109	0,54967	0,28914	1	400
109	110	0,54019	0,28415	1	400
108	111	0,0455	0,05911	1	400
111	112	0,47385	0,24926	1	400
112	113	0,86241	0,45364	1	400
113	114	0,56862	0,29911	1	400
109	115	0,77711	0,40878	1	400
115	116	1,0804	0,5683	1	400
110	117	1,0993	0,57827	1	400
117	118	0,47385	0,24926	1	400
105	119	0,32267	0,74488	1	400
119	120	0,14633	0,33779	1	400
120	121	0,12382	0,28583	1	400

Continua

Continuação					
1	122	0,01126	0,02598	1	400
122	123	0,6491	1,4984	1	400
123	124	0,04502	0,10394	1	400
124	125	0,5264	0,18056	1	400
124	126	0,02064	0,04764	1	400
126	127	0,53071	0,27917	1	400
126	128	0,09755	0,2252	1	400
128	129	0,11819	0,27283	1	400
128	130	0,13882	0,32047	1	400
130	131	0,04315	0,09961	1	400
131	132	0,09192	0,2122	1	400
132	133	0,16134	0,37244	1	400
133	134	0,37832	0,37775	1	400
134	135	0,39724	0,39664	1	400
135	136	0,2932	0,29276	1	400
8	74	0,13132	0,30315	1	400
10	25	0,26536	0,13958	1	400
16	84	0,14187	0,14166	1	400
39	136	0,08512	0,08499	1	400
26	52	0,04502	0,10394	1	400
51	97	0,14187	0,14166	1	400
56	99	0,14187	0,14166	1	400
63	121	0,0394	0,09094	1	400
67	80	0,12944	0,29882	1	400
80	132	0,01688	0,03898	1	400
85	136	0,3317	0,17448	1	400
92	105	0,14187	0,14166	1	400
91	130	0,07692	0,17756	1	400
91	104	0,07692	0,17756	1	400
93	105	0,07692	0,17756	1	400
93	133	0,07692	0,17756	1	400
97	121	0,26482	0,26443	1	400
111	48	0,49696	0,64567	1	400
127	77	0,17059	0,08973	1	400
129	78	0,05253	0,12126	1	400
136	99	0,2932	0,29276	1	400

Fim da Tabela

### 3.1. Dados das Barras do sistema de 136 barras

<b>Barra</b>	$P_l$	$Q_l$	$P_g$	$Q_g$
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	47,78	19,009	0	0
3	42,551	16,929	0	0
4	87,022	34,622	0	0
5	311,31	123,86	0	0
6	148,87	59,228	0	0
7	238,67	94,956	0	0
9	62,299	24,786	0	0
10	124,6	49,571	0	0
12	140,18	55,768	0	0
13	116,81	46,474	0	0
15	249,2	99,145	0	0
17	291,45	115,95	0	0
18	303,72	120,83	0	0
20	215,4	85,695	0	0
21	198,59	79,007	0	0
24	0	0	0	0
25	0	0	0	0
26	0	0	0	0
27	30,127	14,729	0	0
28	230,97	112,92	0	0
29	60,256	29,458	0	0
30	230,97	112,92	0	0
32	120,51	58,915	0	0
33	0	0	0	0
34	56,981	27,857	0	0
35	364,67	178,28	0	0
36	0	0	0	0
37	124,65	60,939	0	0
38	56,981	27,857	0	0
39	0	0	0	0
40	85,473	41,787	0	0
41	0	0	0	0
42	396,74	193,96	0	0
43	0	0	0	0
44	181,15	88,563	0	0
45	242,17	118,4	0	0

Continua

Continuação				
46	75,316	36,821	0	0
48	0	0	0	0
49	1,254	0,531	0	0
50	6,274	2,66	0	0
51	0	0	0	0
52	117,88	49,971	0	0
53	62,668	26,566	0	0
54	172,29	73,034	0	0
55	458,56	194,39	0	0
56	262,96	111,47	0	0
57	235,76	99,942	0	0
58	0	0	0	0
59	109,22	46,298	0	0
61	0	0	0	0
62	72,809	30,865	0	0
63	258,47	109,57	0	0
64	69,169	29,322	0	0
65	21,843	9,26	0	0
67	0	0	0	0
68	20,527	8,702	0	0
69	150,55	63,819	0	0
70	220,69	93,552	0	0
71	92,384	39,163	0	0
72	0	0	0	0
73	226,69	96,098	0	0
75	0	0	0	0
76	294,02	116,97	0	0
77	83,015	33,028	0	0
78	83,015	33,028	0	0
80	103,77	41,285	0	0
81	176,41	70,184	0	0
82	83,015	33,028	0	0
83	217,92	86,698	0	0
84	23,294	9,267	0	0
85	5,075	2,019	0	0
86	72,638	28,899	0	0
87	405,99	161,52	0	0
121	0	0	0	0
122	100,18	42,468	0	0
123	142,52	60,417	0	0
124	96,042	40,713	0	0
Continua				

Continuação				
125	300,45	127,37	0	0
127	141,24	59,873	0	0
128	279,85	118,63	0	0
129	87,312	37,013	0	0
130	243,85	103,37	0	0
131	247,75	105,03	0	0
133	0	0	0	0
134	89,878	38,101	0	0
135	1137,3	482,11	0	0
136	458,34	194,3	0	0
137	385,2	163,29	0	0
138	0	0	0	0
139	79,608	33,747	0	0
141	87,312	37,013	0	0
142	0	0	0	0
143	74,001	31,37	0	0
144	232,05	98,369	0	0
145	141,82	60,119	0	0
146	0	0	0	0
147	76,449	32,408	0	0
148	0	0	0	0
149	51,322	21,756	0	0
150	59,874	25,381	0	0
152	9,065	3,843	0	0
153	2,092	0,887	0	0
154	16,735	7,094	0	0
155	1506,5	638,63	0	0
156	313,02	132,69	0	0
157	79,831	33,842	0	0
158	51,322	21,756	0	0
159	0	0	0	0
160	202,44	85,815	0	0
162	60,823	25,784	0	0
163	45,618	19,338	0	0
164	0	0	0	0
200	157,07	66,584	0	0
201	0	0	0	0
202	250,15	106,04	0	0
203	0	0	0	0
204	69,809	29,593	0	0
205	32,072	13,596	0	0
Continua				

---

Continuação				
206	61,084	25,894	0	0
207	0	0	0	0
208	94,622	46,26	0	0
209	49,858	24,375	0	0
210	123,16	60,214	0	0
211	78,35	38,304	0	0
212	145,47	71,121	0	0
214	21,369	10,447	0	0
215	74,789	36,564	0	0
217	227,93	111,43	0	0
218	35,614	17,411	0	0
219	249,29	121,88	0	0
220	316,72	154,84	0	0
221	333,82	163,2	0	0
222	249,29	121,88	0	0
223	0	0	0	0

---

Fim da Tabela

---

# Anexo C

## Dados de Velocidade do Vento na Cidade de Calcanhar – RN

Data	Hora	Velocidade do Vento	Data	Hora	Velocidade do Vento
01/09/2017	23	6.9	16/09/2017	11	6.1
01/09/2017	22	8.3	16/09/2017	10	5.1
01/09/2017	21	7.8	16/09/2017	9	2.6
01/09/2017	20	9.9	16/09/2017	8	3.9
01/09/2017	19	9.8	16/09/2017	7	4.0
01/09/2017	18	10.4	16/09/2017	6	4.0
01/09/2017	17	10.8	16/09/2017	5	4.3
01/09/2017	16	10.9	16/09/2017	4	3.4
01/09/2017	15	10.5	16/09/2017	3	3.7
01/09/2017	14	9.9	16/09/2017	2	4.0
01/09/2017	13	10.5	16/09/2017	1	4.7
01/09/2017	12	8.0	16/09/2017	0	6.9
01/09/2017	11	8.2	17/09/2017	23	8.0
01/09/2017	10	5.9	17/09/2017	22	9.0
01/09/2017	9	5.1	17/09/2017	21	9.4
01/09/2017	8	4.6	17/09/2017	20	9.8
01/09/2017	7	4.6	17/09/2017	19	10.0
01/09/2017	6	4.5	17/09/2017	18	11.2
01/09/2017	5	4.3	17/09/2017	17	11.1
01/09/2017	4	4.4	17/09/2017	16	11.0
01/09/2017	3	5.4	17/09/2017	15	9.7
01/09/2017	2	5.2	17/09/2017	14	11.2
01/09/2017	1	5.0	17/09/2017	13	11.1
01/09/2017	0	5.2	17/09/2017	12	8.3
02/09/2017	23	7.5	17/09/2017	11	7.8
02/09/2017	22	7.9	17/09/2017	10	7.0
02/09/2017	21	8.3	17/09/2017	9	5.7
02/09/2017	20	9.5	17/09/2017	8	5.0
02/09/2017	19	9.7	17/09/2017	7	4.7

Continua

Continuação					
02/09/2017	18	11.4	17/09/2017	6	4.7
02/09/2017	17	12.1	17/09/2017	5	4.8
02/09/2017	16	11.7	17/09/2017	4	4.6
02/09/2017	15	11.4	17/09/2017	3	4.5
02/09/2017	14	11.2	17/09/2017	2	4.4
02/09/2017	13	9.6	17/09/2017	1	4.7
02/09/2017	12	9.4	17/09/2017	0	5.3
02/09/2017	11	9.9	18/09/2017	23	5.5
02/09/2017	10	7.0	18/09/2017	22	7.9
02/09/2017	9	5.3	18/09/2017	21	9.0
02/09/2017	8	5.2	18/09/2017	20	10.3
02/09/2017	7	4.9	18/09/2017	19	11.7
02/09/2017	6	4.5	18/09/2017	18	11.9
02/09/2017	5	4.8	18/09/2017	17	13.3
02/09/2017	4	4.6	18/09/2017	16	13.6
02/09/2017	3	6.4	18/09/2017	15	13.7
02/09/2017	2	5.8	18/09/2017	14	13.2
02/09/2017	1	5.8	18/09/2017	13	12.6
02/09/2017	0	6.5	18/09/2017	12	11.2
03/09/2017	23	9.0	18/09/2017	11	9.4
03/09/2017	22	9.3	18/09/2017	10	6.7
03/09/2017	21	9.9	18/09/2017	9	5.6
03/09/2017	20	11.7	18/09/2017	8	5.4
03/09/2017	19	12.4	18/09/2017	7	5.9
03/09/2017	18	12.9	18/09/2017	6	7.1
03/09/2017	17	11.8	18/09/2017	5	7.3
03/09/2017	16	12.8	18/09/2017	4	7.4
03/09/2017	15	12.2	18/09/2017	3	7.4
03/09/2017	14	12.7	18/09/2017	2	7.5
03/09/2017	13	9.2	18/09/2017	1	7.6
03/09/2017	12	10.0	18/09/2017	0	8.2
03/09/2017	11	9.7	19/09/2017	23	7.0
03/09/2017	10	8.9	19/09/2017	22	7.6
03/09/2017	9	7.3	19/09/2017	21	7.9
03/09/2017	8	8.2	19/09/2017	20	9.8
03/09/2017	7	7.2	19/09/2017	19	10.7
03/09/2017	6	7.8	19/09/2017	18	10.9
03/09/2017	5	6.6	19/09/2017	17	11.2
03/09/2017	4	6.1	19/09/2017	16	10.8
03/09/2017	3	6.7	19/09/2017	15	11.4
03/09/2017	2	8.1	19/09/2017	14	11.0

Continua

Continuação					
03/09/2017	1	8.1	19/09/2017	13	10.6
03/09/2017	0	7.3	19/09/2017	12	11.3
04/09/2017	23	7.4	19/09/2017	11	10.5
04/09/2017	22	6.4	19/09/2017	10	6.4
04/09/2017	21	7.6	19/09/2017	9	5.7
04/09/2017	20	10.3	19/09/2017	8	4.4
04/09/2017	19	9.3	19/09/2017	7	5.5
04/09/2017	18	11.5	19/09/2017	6	4.6
04/09/2017	17	10.9	19/09/2017	5	5.1
04/09/2017	16	10.8	19/09/2017	4	5.5
04/09/2017	15	10.8	19/09/2017	3	5.8
04/09/2017	14	11.8	19/09/2017	2	8.9
04/09/2017	13	11.5	19/09/2017	1	8.0
04/09/2017	12	9.4	19/09/2017	0	7.0
04/09/2017	11	7.8	20/09/2017	23	7.5
04/09/2017	10	6.1	20/09/2017	22	8.4
04/09/2017	9	6.2	20/09/2017	21	8.4
04/09/2017	8	4.3	20/09/2017	20	9.8
04/09/2017	7	5.0	20/09/2017	19	10.0
04/09/2017	6	5.8	20/09/2017	18	10.4
04/09/2017	5	6.3	20/09/2017	17	11.7
04/09/2017	4	6.3	20/09/2017	16	11.0
04/09/2017	3	7.1	20/09/2017	15	11.4
04/09/2017	2	7.7	20/09/2017	14	10.4
04/09/2017	1	7.1	20/09/2017	13	9.4
04/09/2017	0	7.0	20/09/2017	12	8.9
05/09/2017	23	5.1	20/09/2017	11	7.7
05/09/2017	22	9.3	20/09/2017	10	6.0
05/09/2017	21	6.5	20/09/2017	9	4.3
05/09/2017	20	8.1	20/09/2017	8	5.6
05/09/2017	19	8.7	20/09/2017	7	5.4
05/09/2017	18	8.7	20/09/2017	6	4.4
05/09/2017	17	8.4	20/09/2017	5	4.7
05/09/2017	16	9.1	20/09/2017	4	4.1
05/09/2017	15	9.6	20/09/2017	3	3.6
05/09/2017	14	9.1	20/09/2017	2	4.2
05/09/2017	13	8.2	20/09/2017	1	5.6
05/09/2017	12	8.7	20/09/2017	0	6.5
05/09/2017	11	5.2	21/09/2017	23	7.2
05/09/2017	10	5.1	21/09/2017	22	7.0
05/09/2017	9	4.1	21/09/2017	21	7.4

Continua

Continuação					
05/09/2017	8	3.8	21/09/2017	20	8.8
05/09/2017	7	4.7	21/09/2017	19	10.4
05/09/2017	6	3.7	21/09/2017	18	10.7
05/09/2017	5	3.9	21/09/2017	17	10.9
05/09/2017	4	5.1	21/09/2017	16	10.5
05/09/2017	3	5.9	21/09/2017	15	10.4
05/09/2017	2	6.1	21/09/2017	14	9.9
05/09/2017	1	6.6	21/09/2017	13	9.7
05/09/2017	0	7.0	21/09/2017	12	8.1
06/09/2017	23	4.6	21/09/2017	11	6.7
06/09/2017	22	5.4	21/09/2017	10	7.0
06/09/2017	21	6.4	21/09/2017	9	5.6
06/09/2017	20	7.1	21/09/2017	8	4.7
06/09/2017	19	8.2	21/09/2017	7	4.0
06/09/2017	18	8.7	21/09/2017	6	4.5
06/09/2017	17	8.6	21/09/2017	5	4.4
06/09/2017	16	8.6	21/09/2017	4	4.1
06/09/2017	15	7.9	21/09/2017	3	4.4
06/09/2017	14	7.8	21/09/2017	2	6.7
06/09/2017	13	7.7	21/09/2017	1	6.7
06/09/2017	12	8.3	21/09/2017	0	7.4
06/09/2017	11	4.3	22/09/2017	23	8.4
06/09/2017	10	5.6	22/09/2017	22	9.6
06/09/2017	9	4.5	22/09/2017	21	9.4
06/09/2017	8	9.2	22/09/2017	20	8.5
06/09/2017	7	4.7	22/09/2017	19	8.8
06/09/2017	6	6.2	22/09/2017	18	9.9
06/09/2017	5	4.8	22/09/2017	17	10.4
06/09/2017	4	6.1	22/09/2017	16	10.2
06/09/2017	3	5.3	22/09/2017	15	10.4
06/09/2017	2	5.2	22/09/2017	14	11.9
06/09/2017	1	5.3	22/09/2017	13	8.8
06/09/2017	0	5.1	22/09/2017	12	6.4
07/09/2017	23	6.5	22/09/2017	11	6.2
07/09/2017	22	7.4	22/09/2017	10	6.1
07/09/2017	21	8.2	22/09/2017	9	4.1
07/09/2017	20	8.5	22/09/2017	8	3.5
07/09/2017	19	9.8	22/09/2017	7	3.9
07/09/2017	18	9.6	22/09/2017	6	4.2
07/09/2017	17	9.0	22/09/2017	5	4.0
07/09/2017	16	9.2	22/09/2017	4	5.2

Continua

Continuação					
07/09/2017	15	7.8	22/09/2017	3	6.4
07/09/2017	14	7.9	22/09/2017	2	5.8
07/09/2017	13	8.8	22/09/2017	1	6.5
07/09/2017	12	7.7	22/09/2017	0	6.2
07/09/2017	11	7.3	23/09/2017	23	8.5
07/09/2017	10	5.7	23/09/2017	22	9.2
07/09/2017	9	3.6	23/09/2017	21	10.3
07/09/2017	8	3.7	23/09/2017	20	10.3
07/09/2017	7	3.7	23/09/2017	19	11.4
07/09/2017	6	3.6	23/09/2017	18	9.9
07/09/2017	5	5.1	23/09/2017	17	11.5
07/09/2017	4	4.3	23/09/2017	16	10.8
07/09/2017	3	4.6	23/09/2017	15	12.0
07/09/2017	2	4.9	23/09/2017	14	8.5
07/09/2017	1	5.1	23/09/2017	13	7.8
07/09/2017	0	4.9	23/09/2017	12	7.3
08/09/2017	23	7.3	23/09/2017	11	8.4
08/09/2017	22	7.3	23/09/2017	10	7.2
08/09/2017	21	8.3	23/09/2017	9	5.4
08/09/2017	20	10.3	23/09/2017	8	4.7
08/09/2017	19	10.5	23/09/2017	7	3.5
08/09/2017	18	10.4	23/09/2017	6	3.8
08/09/2017	17	11.4	23/09/2017	5	5.9
08/09/2017	16	11.2	23/09/2017	4	6.1
08/09/2017	15	10.4	23/09/2017	3	4.8
08/09/2017	14	10.7	23/09/2017	2	5.9
08/09/2017	13	10.6	23/09/2017	1	7.7
08/09/2017	12	9.5	23/09/2017	0	8.0
08/09/2017	11	7.4	24/09/2017	23	8.8
08/09/2017	10	6.1	24/09/2017	22	10.0
08/09/2017	9	5.4	24/09/2017	21	8.9
08/09/2017	8	4.8	24/09/2017	20	10.6
08/09/2017	7	5.4	24/09/2017	19	10.9
08/09/2017	6	4.9	24/09/2017	18	11.4
08/09/2017	5	5.4	24/09/2017	17	11.6
08/09/2017	4	5.8	24/09/2017	16	11.8
08/09/2017	3	4.4	24/09/2017	15	11.3
08/09/2017	2	4.2	24/09/2017	14	11.3
08/09/2017	1	6.3	24/09/2017	13	11.6
08/09/2017	0	5.9	24/09/2017	12	10.3
09/09/2017	23	5.8	24/09/2017	11	8.1

Continua

Continuação					
09/09/2017	22	6.5	24/09/2017	10	6.9
09/09/2017	21	7.0	24/09/2017	9	5.9
09/09/2017	20	10.5	24/09/2017	8	5.7
09/09/2017	19	10.9	24/09/2017	7	4.9
09/09/2017	18	10.2	24/09/2017	6	5.5
09/09/2017	17	11.5	24/09/2017	5	5.2
09/09/2017	16	11.5	24/09/2017	4	7.0
09/09/2017	15	8.1	24/09/2017	3	7.7
09/09/2017	14	8.7	24/09/2017	2	8.4
09/09/2017	13	7.8	24/09/2017	1	8.1
09/09/2017	12	8.2	24/09/2017	0	8.8
09/09/2017	11	7.3	25/09/2017	23	9.5
09/09/2017	10	6.6	25/09/2017	22	8.7
09/09/2017	9	4.9	25/09/2017	21	9.3
09/09/2017	8	4.6	25/09/2017	20	9.0
09/09/2017	7	4.6	25/09/2017	19	10.9
09/09/2017	6	4.2	25/09/2017	18	11.1
09/09/2017	5	4.5	25/09/2017	17	11.2
09/09/2017	4	4.3	25/09/2017	16	10.7
09/09/2017	3	4.6	25/09/2017	15	10.7
09/09/2017	2	4.1	25/09/2017	14	11.0
09/09/2017	1	4.4	25/09/2017	13	10.4
09/09/2017	0	5.8	25/09/2017	12	8.9
10/09/2017	23	7.3	25/09/2017	11	10.4
10/09/2017	22	8.0	25/09/2017	10	6.1
10/09/2017	21	7.4	25/09/2017	9	5.5
10/09/2017	20	9.9	25/09/2017	8	4.7
10/09/2017	19	11.2	25/09/2017	7	6.4
10/09/2017	18	10.6	25/09/2017	6	7.8
10/09/2017	17	10.2	25/09/2017	5	11.3
10/09/2017	16	11.1	25/09/2017	4	9.7
10/09/2017	15	11.7	25/09/2017	3	11.0
10/09/2017	14	12.3	25/09/2017	2	11.0
10/09/2017	13	10.5	25/09/2017	1	10.7
10/09/2017	12	6.7	25/09/2017	0	9.8
10/09/2017	11	6.1	26/09/2017	23	6.7
10/09/2017	10	6.6	26/09/2017	22	7.7
10/09/2017	9	5.2	26/09/2017	21	7.8
10/09/2017	8	5.0	26/09/2017	20	8.7
10/09/2017	7	6.0	26/09/2017	19	11.0
10/09/2017	6	5.4	26/09/2017	18	10.3

Continua

Continuação					
10/09/2017	5	4.7	26/09/2017	17	10.8
10/09/2017	4	5.6	26/09/2017	16	10.7
10/09/2017	3	6.2	26/09/2017	15	11.2
10/09/2017	2	5.7	26/09/2017	14	11.5
10/09/2017	1	5.5	26/09/2017	13	11.6
10/09/2017	0	5.7	26/09/2017	12	9.7
11/09/2017	23	6.5	26/09/2017	11	7.5
11/09/2017	22	7.1	26/09/2017	10	6.7
11/09/2017	21	7.2	26/09/2017	9	6.8
11/09/2017	20	9.7	26/09/2017	8	6.5
11/09/2017	19	9.5	26/09/2017	7	6.2
11/09/2017	18	10.7	26/09/2017	6	5.1
11/09/2017	17	10.6	26/09/2017	5	5.1
11/09/2017	16	10.5	26/09/2017	4	6.0
11/09/2017	15	9.6	26/09/2017	3	8.3
11/09/2017	14	8.7	26/09/2017	2	9.2
11/09/2017	13	10.3	26/09/2017	1	9.4
11/09/2017	12	8.3	26/09/2017	0	9.2
11/09/2017	11	7.3	27/09/2017	23	6.1
11/09/2017	10	5.4	27/09/2017	22	6.8
11/09/2017	9	4.6	27/09/2017	21	6.8
11/09/2017	8	5.9	27/09/2017	20	8.3
11/09/2017	7	6.3	27/09/2017	19	9.4
11/09/2017	6	4.9	27/09/2017	18	9.8
11/09/2017	5	6.8	27/09/2017	17	10.7
11/09/2017	4	5.7	27/09/2017	16	10.8
11/09/2017	3	5.9	27/09/2017	15	11.1
11/09/2017	2	5.0	27/09/2017	14	9.5
11/09/2017	1	5.7	27/09/2017	13	9.6
11/09/2017	0	7.1	27/09/2017	12	4.9
12/09/2017	23	6.6	27/09/2017	11	7.4
12/09/2017	22	7.1	27/09/2017	10	5.2
12/09/2017	21	8.1	27/09/2017	9	5.3
12/09/2017	20	9.4	27/09/2017	8	5.5
12/09/2017	19	10.0	27/09/2017	7	4.7
12/09/2017	18	10.7	27/09/2017	6	5.1
12/09/2017	17	12.0	27/09/2017	5	5.1
12/09/2017	16	10.3	27/09/2017	4	6.2
12/09/2017	15	11.7	27/09/2017	3	6.3
12/09/2017	14	11.7	27/09/2017	2	5.2
12/09/2017	13	10.3	27/09/2017	1	6.3

Continua

Continuação					
12/09/2017	12	7.0	27/09/2017	0	6.1
12/09/2017	11	7.4	28/09/2017	23	5.7
12/09/2017	10	6.3	28/09/2017	22	5.6
12/09/2017	9	4.8	28/09/2017	21	6.9
12/09/2017	8	5.0	28/09/2017	20	7.2
12/09/2017	7	5.5	28/09/2017	19	7.4
12/09/2017	6	4.6	28/09/2017	18	8.5
12/09/2017	5	3.9	28/09/2017	17	9.2
12/09/2017	4	5.1	28/09/2017	16	9.9
12/09/2017	3	4.8	28/09/2017	15	10.7
12/09/2017	2	4.1	28/09/2017	14	10.6
12/09/2017	1	6.5	28/09/2017	13	9.7
12/09/2017	0	7.0	28/09/2017	12	9.1
13/09/2017	23	7.7	28/09/2017	11	6.8
13/09/2017	22	7.9	28/09/2017	10	5.2
13/09/2017	21	9.0	28/09/2017	9	4.9
13/09/2017	20	9.7	28/09/2017	8	4.7
13/09/2017	19	10.7	28/09/2017	7	4.9
13/09/2017	18	11.1	28/09/2017	6	4.8
13/09/2017	17	11.1	28/09/2017	5	4.3
13/09/2017	16	10.9	28/09/2017	4	3.9
13/09/2017	15	11.4	28/09/2017	3	5.7
13/09/2017	14	10.5	28/09/2017	2	5.6
13/09/2017	13	10.0	28/09/2017	1	5.5
13/09/2017	12	10.0	28/09/2017	0	5.9
13/09/2017	11	7.6	29/09/2017	23	7.5
13/09/2017	10	5.6	29/09/2017	22	6.5
13/09/2017	9	5.3	29/09/2017	21	7.9
13/09/2017	8	5.6	29/09/2017	20	8.3
13/09/2017	7	4.7	29/09/2017	19	10.1
13/09/2017	6	4.8	29/09/2017	18	10.2
13/09/2017	5	5.9	29/09/2017	17	10.4
13/09/2017	4	4.0	29/09/2017	16	10.8
13/09/2017	3	4.1	29/09/2017	15	11.2
13/09/2017	2	4.9	29/09/2017	14	10.5
13/09/2017	1	5.7	29/09/2017	13	10.4
13/09/2017	0	6.6	29/09/2017	12	9.1
14/09/2017	23	7.0	29/09/2017	11	8.8
14/09/2017	22	7.7	29/09/2017	10	5.5
14/09/2017	21	10.4	29/09/2017	9	4.7
14/09/2017	20	10.5	29/09/2017	8	4.4

Continua

Continuação					
14/09/2017	19	12.1	29/09/2017	7	4.3
14/09/2017	18	12.2	29/09/2017	6	4.6
14/09/2017	17	11.3	29/09/2017	5	3.2
14/09/2017	16	12.2	29/09/2017	4	3.0
14/09/2017	15	11.4	29/09/2017	3	3.7
14/09/2017	14	11.7	29/09/2017	2	3.5
14/09/2017	13	12.3	29/09/2017	1	4.2
14/09/2017	12	7.4	29/09/2017	0	5.3
14/09/2017	11	9.6	30/09/2017	23	6.8
14/09/2017	10	6.6	30/09/2017	22	7.3
14/09/2017	9	6.6	30/09/2017	21	9.0
14/09/2017	8	9.5	30/09/2017	20	9.9
14/09/2017	7	7.6	30/09/2017	19	9.6
14/09/2017	6	7.6	30/09/2017	18	11.2
14/09/2017	5	6.6	30/09/2017	17	11.0
14/09/2017	4	7.3	30/09/2017	16	12.2
14/09/2017	3	8.0	30/09/2017	15	11.7
14/09/2017	2	7.2	30/09/2017	14	11.1
14/09/2017	1	7.8	30/09/2017	13	10.3
14/09/2017	0	8.1	30/09/2017	12	10.4
15/09/2017	23	7.3	30/09/2017	11	9.3
15/09/2017	22	8.3	30/09/2017	10	5.6
15/09/2017	21	8.1	30/09/2017	9	5.1
15/09/2017	20	9.4	30/09/2017	8	5.4
15/09/2017	19	10.5	30/09/2017	7	4.1
15/09/2017	18	9.8	30/09/2017	6	4.8
15/09/2017	17	9.1	30/09/2017	5	4.4
15/09/2017	16	10.8	30/09/2017	4	3.8
15/09/2017	15	10.5	30/09/2017	3	5.6
15/09/2017	14	10.6	30/09/2017	2	5.9
15/09/2017	13	8.2	30/09/2017	1	6.1
15/09/2017	12	7.5	30/09/2017	0	7.4
15/09/2017	11	7.9	01/10/2017	23	6.2
15/09/2017	10	6.2	01/10/2017	22	7.6
15/09/2017	9	4.5	01/10/2017	21	8.5
15/09/2017	8	3.0	01/10/2017	20	9.6
15/09/2017	7	1.9	01/10/2017	19	9.9
15/09/2017	6	3.4	01/10/2017	18	9.7
15/09/2017	5	4.1	01/10/2017	17	10.6
15/09/2017	4	5.1	01/10/2017	16	10.8
15/09/2017	3	4.5	01/10/2017	15	11.7

Continua

---

Continuação					
15/09/2017	2	4.3	01/10/2017	14	10.8
15/09/2017	1	4.7	01/10/2017	13	10.9
15/09/2017	0	6.7	01/10/2017	12	10.2
16/09/2017	23	6.0	01/10/2017	11	10.5
16/09/2017	22	5.6	01/10/2017	10	10.2
16/09/2017	21	7.4	01/10/2017	9	5.1
16/09/2017	20	8.3	01/10/2017	8	3.9
16/09/2017	19	9.0	01/10/2017	7	5.7
16/09/2017	18	9.3	01/10/2017	6	7.9
16/09/2017	17	9.8	01/10/2017	5	8.2
16/09/2017	16	10.2	01/10/2017	4	10.4
16/09/2017	15	9.7	01/10/2017	3	8.3
16/09/2017	14	10.5	01/10/2017	2	7.1
16/09/2017	13	9.1	01/10/2017	1	7.9
16/09/2017	12	5.8	01/10/2017	0	8.8

---

**Fim da Tabela**

---