

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

**MODELAGEM DA ESTEIRA E OTIMIZAÇÃO DO
POSICIONAMENTO DE AEROGERADORES EM
PARQUES EÓLICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Eduardo Ribas Nowaczyk

Porto Alegre

2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

**MODELAGEM DA ESTEIRA E OTIMIZAÇÃO DO
POSICIONAMENTO DE AEROGERADORES EM
PARQUES EÓLICOS**

Eduardo Ribas Nowaczyk

Dissertação de Mestrado apresentada
como requisito parcial para obtenção do
título de Mestre em Engenharia

Área de concentração: Pesquisa e
Desenvolvimento de Processos

Linha de Pesquisa: Engenharia de
Sistemas – Projeto, Modelagem, Controle e
Otimização de Processos.

Orientadores:

Prof. Dr. Pedro Rafael Bolognese Fernandes

Prof. Dr. Marcelo Farenzena

Porto Alegre

2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a dissertação *Modelagem da esteira e otimização do posicionamento de aerogeradores em parques eólicos*, elaborada por *Eduardo Ribas Nowaczyk*, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia.

Comissão Examinadora:

Prof^a. Dr^a. Adriane Prisco Petry – DEMEC/UFRGS

Prof. Dr. Márcio Schwaab – DEQUI/UFRGS

Prof. Dr. Cassiano Ranzan – DEQ/FURG

Agradecimentos

Agradeço à minha família, por toda a compreensão que tiveram durante esses duros anos. À minha mãe, Cristiane, pelo apoio durante todo esse período, bem como ao meu pai, Fábio, pelo suporte. Aos meus avós, Teresa, Darwin e Nahyr, e ao meu primo, Armindo Cláudio, pela força e incentivo. Este trabalho é dedicado à minha falecida tia-avó Rosa d'Alva Ribas Kuhn.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Pedro Rafael Bolognese Fernandes e Prof. Dr. Marcelo Farenzena pelo ensino, paciência e colaboração sem igual neste trabalho e no mestrado.

Ao professor Nilo Sérgio Medeiros Cardozo pela ajuda durante este trabalho.

Ao ex-professor do Departamento de Engenharia Química, Luiz Elody Sobreiro, pelo auxílio neste trabalho e na visita ao parque eólico.

À empresa Ventos do Atlântico S.A. pela colaboração quanto aos dados cedidos e utilizados neste trabalho.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul e ao Departamento de Engenharia Química (demais professores, técnicos e pessoas ligadas ao DEQUI) pelo suporte e estrutura durante o período do mestrado.

À CAPES pela disponibilização da bolsa de estudos e suporte financeiro.

Aos meus amigos e colegas Rafael Tams, Paulo Victor Rysdyk, Pedro Zilmar, Diego Tams, Graziela Lock, Felipe Rhyos, Luiz Felipe Kosler Possani, Martim Hammes, Luis Fernando Baladão, Fábio Berndt, Felipe Linhares, Adam Martins, Guilherme Braganholo Flôres, Juliano Sebben, Nelzy Ramirez, Lucas Raymundo, Cristiane Schweinberger, Gabriela Cassol, Caetano Bevilacqua, Bruno Thomaz, e muitos outros, que, de alguma forma, ajudaram durante esse período de mestrado e dissertação.

Resumo

A otimização de processos tem como objetivo a maximização, ou minimização, de uma função objetivo que descreve o problema a ser resolvido. Para tanto, dependendo do problema e visando a obtenção da melhor resposta no menor tempo, podem ser utilizadas técnicas estocásticas ou determinísticas. Atualmente, o emprego de otimizadores não mais se restringe às aplicações da indústria de processos e manufaturas, mas também em outras áreas, como, por exemplo, a de energias renováveis. Esse fato se deve à conscientização acerca das consequências da utilização combustíveis fósseis e da busca pelo maior custo-benefício em projetos da área.

Este trabalho tem como objetivo estudar o posicionamento de aerogeradores em um parque eólico utilizando otimização de processos. Para tal, foi desenvolvido um modelo baseado em Katic *et al.* (1986) para a descrição do déficit de velocidade do vento, aplicando o conceito de *blending functions* para combinar as perdas pelo efeito de esteira em todas as direções de vento incidente. O resultado é um modelo de rápida execução e qualitativamente correto. Comparou-se, então, soluções de otimizadores de busca direta global do tipo estocástico (PSO) e determinístico (DIRECT), escolhidos em função da não-regularidade da função objetivo. Considerou-se, também, o valor de 15% de perda de energia em relação à geração ideal como sendo o máximo aceitável para as respostas. O DIRECT alcançou soluções viáveis para até 8 turbinas, enquanto o PSO solucionou o problema para até 13 aerogeradores. Os resultados do PSO com 80 partículas e 100 iterações, para posicionamento de 13 aerogeradores, foi comparado com os resultados mostrados por Masetti *et al.* (1994), mostrando uma necessidade de área de terreno cerca de cinco vezes menor para cada turbina. Avaliou-se, então, a influência dos parâmetros do algoritmo PSO, tanto os internos quanto os externos (número de partículas e iterações), em cenários de média e alta complexibilidade para a mesma quantidade de avaliações da função objetivo, respectivamente. As soluções encontradas mostraram que tais parâmetros tem grande efeito nas respostas dos otimizadores.

Abstract

The aim of process optimization is maximize, or minimize, an objective function that describes a problem to be solved. To do that, depending on the problem and aiming the best solution in a shortest time, stochastic or deterministic techniques can be used. Currently, the use of optimizers no longer is restricted to process and manufacturing industrial problems, but in many others fields, like, for example, the renewable energy. This is due to the awareness about the consequences of using fossils fuels and looking for the best cost-effective in the projects of this area.

The objective of this work is study the set of wind turbines in a wind park using process optimization. To do that, it was developed a model based on Katic et al. (1986) to describe the wind speed decay, using the knowledge of blending functions to add the wake losses in all wind directions. The result is a fast performance and qualitatively correct model. Then, global direct search optimizers solutions, a stochastic (PSO) and a deterministic (DIRECT), were compared. Those were chosen due the non-regular objective function. It was considerer 15% as the maximum acceptable energy losses, compared to the ideal, of the positioning answers. The DIRECT reached viable solutions up to 8 turbines while the PSO solved the problem up to 13 turbines. The results of the PSO with 80 particles and 100 iterations to positioning 13 turbines, was compared with the results shown by Mosetti et al. (1994) resulting in about 5 times less land required to each turbine. Then, it was evaluated the effect os the PSO parameters, inner and outer (number of particles and iterations), in medium and high complexity scenarios to the same amount of objective functions evaluations. The solutions reached shown that those parameters have large influence in the optimizers solutions.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Distribuição global da capacidade energética total instalada. Fonte: GWEC (2013)	4
Figura 1.2 – Distribuição global da capacidade energética instalada apenas em 2013. Fonte: GWEC (2013).	4
Figura 2.1 – Variação da camada limite de acordo com a altura. Extraído de Custódio (2009)	10
Figura 2.2 – Exemplos de turbinas eólicas de eixo vertical e horizontal. Fonte: PUCRS (2013).	
Figura 2.3 – Principais constituintes de um aerogerador. Fonte: CRESESB (2006).	11
Figura 2.4 – Representação esquemática do fluxo de vento na seção da pá do rotor. Extraído de Custódio (2009).	13
Figura 2.5 – Representação de dois tipos de sombreamento: parcial (esquerda) e completo (direita). Adaptado de Wu, Y.-K. <i>et al.</i> (2014).	14
Figura 2.6 – Representação da variação da velocidade axial à jusante via influência da turbulência gerada pela ponta da pá da turbina. Adaptado de Sanderse (2009).	17
Figura 2.7 – Diversas iterações do DIRECT. Fonte: Finkel (2003).	21
Figura 3.1 – Regiões avaliadas no balanço de massa do modelo Adaptado de Wu, Y.-K. <i>et al</i> (2014).	25
Figura 3.2 – Sistema de coordenadas (x, y, z) locais em relação à turbina e ao parque eólico.	26
Figura 3.3 – Curva do coeficiente de potência em função da velocidade incidente do vento para a turbina eólica ENERCON E82 – 3000kW.	28
Figura 3.4 – Perfil de velocidade a jusante de uma turbina eólica.	29
Figura 3.5 – Perfil da velocidade mínima ao longo do raio normalizado para diferentes valores de v_{min}^*	31
Figura 3.6 – Perfil de velocidade à jusante de uma turbina eólica conforme a modelagem proposta.	33
Figura 3.7 – Velocidade normalizada na esteira para diferentes distanciamentos em x ao longo de r	34

Figura 3.8 – Velocidade normalizada na esteira para diferentes distanciamentos em r ao longo de x .	34
Figura 3.9 – Perfil de velocidades para aerogeradores à jusante.	35
Figura 3.10 – Curva de Potência para a turbina Enercon E82 – 3000kW.	36
Figura 3.11 – Rotação do sistema de coordenadas (x, y) de acordo com o ângulo θ de incidência vento livre v^∞ .	38
Figura 3.12 – Rotina da Otimização via Enxame de Partículas (PSO).	40
Figura 3.13 – Coordenadas cardeais e subcolaterais da rosa dos ventos considerados para o trabalho.	41
Figura 3.14 – Rosa-dos-ventos da velocidade média anual dos ventos.	42
Figura 3.15 – Rosa-dos-ventos da frequência incidente média anual dos ventos.	42
Figura 4.1 – Posicionamento a priori para comparação dos cenários de 1 até 12 aerogeradores.	49
Figura 4.2 – Potência do parque eólico (kW) para os métodos nos diferentes cenários.	50
Figura 4.3 – Perdas (%) para os métodos nos diferentes cenários.	50
Figura 4.4 – Posicionamento DIRECT para o cenário 8.	52
Figura 4.5 – Posicionamento PSO 40/50 para o cenário 8.	53
Figura 4.6 – Posicionamento PSO 80/100 para o cenário 8.	54
Figura 4.7 – Posicionamento PSO 100/200 para o cenário 8.	54
Figura 4.8 – Posicionamento DIRECT para o cenário 9.	55
Figura 4.9 – Posicionamento PSO 40/50 para o cenário 9.	56
Figura 4.10 – Posicionamento PSO 80/100 para o cenário 9.	56
Figura 4.11 – Posicionamento PSO 100/200 para o cenário 9.	57
Figura 4.12 – Posicionamento PSO 40/50 para o cenário 12.	58
Figura 4.13 – Posicionamento PSO 80/100 para o cenário 12.	59
Figura 4.14 – Posicionamento PSO 100/200 para o cenário 12.	60
Figura 4.15 – Posicionamento PSO 40/50 para o cenário 13.	61
Figura 4.16 – Posicionamento PSO 80/100 para o cenário 13.	61
Figura 4.17 – Posicionamento PSO 100/200 para o cenário 13.	62
Figura 4.18 – Perdas das configurações testadas para as 10 repetições.	66
Figura 4.19 – Soluções fisicamente viáveis dos PSO para 13 e 14 aerogeradores.	67
Figura 4.20 – Soluções fisicamente viáveis com perdas iguais ou menores à 15%.	68

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Capacidade eólica mundial regionalmente instalada.....	3
Tabela 3.1 – Valores típicos de altura do terreno em relação ao nível do mar. (<i>GL WindFarmer Theory Manual, 2012</i>).....	27
Tabela 3.2 – Valores utilizados para geração do perfil de velocidade da Figura 3.4.	29
Tabela 3.3 – Condições aplicadas para a Equação 3.7	30
Tabela 3.4 – Valores para $u(r^*, x)$ que garantam a convergência da Equação 3.7.....	31
Tabela 3.5 – Valores típicos de altura do terreno em relação ao nível do mar.	41
Tabela 4.1 – Dados da turbina eólica ENERCON E82 – 3000kW.	44
Tabela 4.2 – Dados da turbina eólica ENERCON E82 – 3000kW.	45
Tabela 4.3 – Valores comparativos dos métodos utilizados.....	46
Tabela 4.4 – Comparativo dos resultados do modelo proposto com o modelo de Mosetti <i>et al.</i> (1994).....	63
Tabela 4.5 – Tempo computacional e melhores resultados dos métodos para os cenários de 7 à 9 turbinas no parque.....	63
Tabela 4.6 – Variação dos parâmetros w , $cs1$ e $cs2$ no estudo comparativo do PSO40/50...	65
Tabela C.2– Resultados das funções objetivo dos métodos para os diferentes cenários.	80
Tabela C.3– Perdas (em %) da potência total dos métodos em relação ao ideal para os diferentes cenários.	80

Abreviações

BNDES	<i>Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social</i>
CRESESB	<i>Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito</i>
CTA	<i>Centro Técnico Aeroespacial</i>
ELETROBRAS	<i>Centrais Elétricas Brasileiras</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
PROINFA	<i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica</i>
CDE	<i>Conta de Desenvolvimento Energético</i>
GHWPT	<i>Greedy Heuristic for Wind Turbines Positioning</i>
EA	<i>Evolutionary Algorithm</i>
SEA	<i>Seeded Evolutionary Algorithms</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
DIRECT	<i>Dividing Rectangles</i>

Notação e Simbologia

F_e	Força de Empuxo na Pá da Turbina
F_s	Força de Sustentação
F_a	Força de Arraste
v_∞	Velocidade do Vento Livre Incidente
v_{min}^*	Velocidade Mínima Absoluta
C_T	Coefficiente de Empuxo
D	Diâmetro da Pá da Turbina
k	Coefficiente de Esteira
h_{solo}	Altura Característica do Terreno
h_{aero}	Altura do Rotor da Turbina
C_P	Coefficiente de Potência
a	Fator de Indução da Turbina
r^*	Raio Normalizado
r_{cone}	Raio do Cone de Sombra
N_{aero}	Quantidade de Turbinas Eólicas
$freq$	Frequência de Incidência do Vento
Pot_{aero}	Potência Gerada por uma Turbina
Pot_{parq}	Potência Gerada pelo Parque
pen	Penalidades da Função Objetivo
TR	Testes Realizados
$Resp^-$	Respostas Negativas da Função Objetivo
ID	Índice de Desempenho
Pot_{ideal}	Potência Ideal
N_{dir}	Quantidade de Direções de Incidência do Vento
$Pot_{ideal-1aero}$	Potência Ideal para 1 Turbina
$Perd$	Perdas de Potência devido ao Sombreamento
Pot_{real}	Potência Real

Sumário

Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1 Motivação	1
1.2 Panorama Mundial.....	2
1.3 Panorama Brasileiro	4
1.4 Objetivos do Trabalho	6
Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica.....	9
2.1 Aerogeradores.....	10
2.2 Simulação da Esteira em Parques Eólicos	14
2.3 Otimização do Posicionamento de Aerogeradores	16
2.4 Algoritmos de Otimização	21
Capítulo 3 - Modelagem	24
3.1 Aspectos Teóricos	24
3.2 Campo de Velocidade para um Aerogerador	25
3.2.1 Perfil de Velocidade na Direção do Vento Incidente	26
3.2.2 Perfil de Velocidade Perpendicular à Direção do Vento Incidente.....	30
3.2.3 Representação Final do Campo de Velocidades na Direção do Vento ..	32
3.3 Campo de Velocidades para o Parque Eólico	34
3.4 Cálculo da Potência do Parque	36
3.4.1 Representação em Relação ao Sistema de Coordenadas do Parque	37
3.5 Função Objetivo	38
3.6 Algoritmos de Otimização	39
3.6.1 DIRECT	39
3.6.2 Enxame de Partículas (PSO)	39
3.7 Dados Reais	40
Capítulo 4 - Resultados.....	44
4.1 Dimensionamento do Parque Eólico.....	44

4.2	Comparação dos Métodos de Otimização	45
4.2.1	Influência da quantidade de turbinas no valor da função objetivo	45
4.2.2	Comparação dos Algoritmos	46
4.2.3	Comparação dos Métodos Escolhidos.....	47
4.2.4	Melhores Posicionamentos	51
4.2.5	Comparativo com a Literatura.....	62
4.2.6	Estudo do Desempenho Computacional	63
4.2.7	Influência dos parâmetros w , $cs1$ e $cs2$ no PSO40/50	64
4.2.8	Influência do número de partículas e iterações nos PSO.....	66
Capítulo 5 – Conclusões e Trabalhos Futuros.....		70
5.1	Trabalhos Futuros.....	71
Referências		73
Apêndice A.....		78
Apêndice B.....		79
Apêndice C.....		80
Apêndice D.....		81

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Motivação

Os crescentes investimentos no intuito de uma matriz energética mais limpa condizem com a preocupação mundial quanto à exploração das fontes fósseis de energia. Segundo GWEC (2011), houve um acréscimo de mais de 200 bilhões de dólares em investimento global para fontes alternativas entre os anos de 2004 e 2011. Enquanto a Europa investe cada vez mais na obtenção de energia limpa, mesmo que fora dos limites terrestres, no Brasil a chegada tardia de matrizes renováveis como a energia solar e energia eólica se deve às hidrelétricas e a grande parcela da matriz energética que estas geram para o país. Todavia, devido às dificuldades licenciatórias e a grande área necessária para instalações das hidrelétricas, as fontes renováveis solar e eólica têm aparecido com maior frequência nos leilões energéticos brasileiro.

GWEC (2014) cita que mais de 50 GW foram instalados durante o ano de 2014, os investimentos foram superiores aos 310 bilhões de dólares e o mercado cumulativo cresceu mais de 16%. A previsão é que 2015 será outro bom ano para o setor de energia eólica e países como Canadá, México e Brasil detêm altas expectativas de instalações e projetos de parques eólicos.

Barthelmie *et al.* (2011) definem que parques eólicos com grande número de turbinas são desafiadores para modelar, pois a interação entre as turbinas em termos de fluxo do vento e turbulência geram perdas que podem variar entre 5% e 20%. Samorani (2010) cita que no intuito de maximizar a potência de um parque eólico, é necessária a minimização dos efeitos que levam a perdas e, para tal, deve-se utilizar a otimização. Segundo Tesauro *et al.* (2012), a otimização de um parque eólico pode ser definida como um processo de encontrar as posições dos aerogeradores que maximizam a potência gerada.

Castro (2007) diz que, habitualmente, o espaçamento entre as turbinas é entre 5 a 9 diâmetros da pá na direção preferencial do vento e entre 3 e 5 diâmetro da pá na direção perpendicular. Patel (1999) afirma que o espaçamento ótimo é entre 8 a 12 diâmetros no sentido do vento e 1,5 a 3 diâmetros no sentido perpendicular. Assim, quando a área do parque é limitada, um estudo de otimização deve ser feito anteriormente à construção para determinação do número de turbinas, o tamanho delas e o espaçamento das mesmas para maximizar a energia gerada (Patel, 1999).

1.2 Panorama Mundial

O início da utilização da energia provinda dos ventos foi há 5000 anos quando os egípcios a utilizaram para movimentação de seus barcos a vela (Bandeira Junior, 2010). Com a evolução da agricultura, buscaram-se tecnologias que trouxessem suporte para a produção e beneficiamento dos alimentos e, inicialmente, eram utilizados esforços humanos ou animais (Salino, 2011). Assim, supõe-se que, por volta do ano 1700 a.C., moinhos de vento foram usados na irrigação de plantações nas planícies mesopotâmicas. Porém, a primeira máquina com registro confiável foi um moinho de eixo vertical datado de 644 d.C. onde atualmente é localizado o Afeganistão (Ludwig, 2011).

Esta tecnologia chegou à Europa apenas em meados do século XI, durante as Cruzadas, sendo posteriormente utilizada por navegadores e para drenagem de terras (Bandeira Junior, 2010). Um exemplo deste cenário é o grande desenvolvimento na Europa, durante o século XV, possibilitando a existência de mais de 200.000 moinhos nesta região (Ludwig, 2011).

A utilização da energia eólica para geração de energia elétrica iniciou-se apenas no começo do século XIX, sendo que apenas em 1888 Charles F. Brush ergueu, em Cleveland (EUA), o primeiro cata-vento com esta finalidade. Mas foi durante a Segunda Guerra Mundial (1939-1945) que houve um grande desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte. No entanto, ao término da guerra, a tecnologia eólica não era economicamente competitiva com os combustíveis fósseis e usinas hidrelétricas (Salino, 2011).

Na década de 70, com a crise mundial do petróleo e a conseguinte crise energética, o foco das autoridades mundiais voltou-se à procura de fontes alternativas de energia (Ludwig, 2011). Os esforços dos países geraram grande evolução no uso da energia eólica para obtenção de energia elétrica, resultando na redução de seu custo. Ao final dos anos 70, os resultados deste melhoramento viam-se na extração de 35% a 40% da energia contida nos ventos (Bandeira Junior, 2010).

Na década seguinte, países como Alemanha, Estados Unidos, França, Inglaterra e Dinamarca realizaram diversas pesquisas com aerogeradores (Salino, 2011). No início dos anos 80, as primeiras turbinas eólicas comerciais instaladas tinham rotor entre 10 e 20 metros de diâmetro e potência de 50 a 100 kW (Ludwig, 2011). Ao final desta mesma década, os diâmetros já alcançavam os 25 metros e a capacidade instalada chegava aos 200 kW (Bandeira Junior, 2010).

A partir da década de 90, as companhias elétricas e inúmeros pesquisadores têm focado no aumento da capacidade elétrica instalada, levando à evolução dos tipos e modelos de turbinas no mercado (Salino, 2011). Atualmente, as turbinas eólicas são as maiores máquinas rotativas do planeta, com pás que chegam a 110 metros de diâmetro (Ludwig, 2011).

Somente em 2013, segundo o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC), foram instalados 35,5 GW em todo o mundo, totalizando uma capacidade mundial instalada de 318,1 GW. A China tem se destacado nos últimos 5 anos como principal motor do crescimento global da energia eólica, representando, ao final de 2012, 30% da quantidade global instalada. Além disso, observa-se que, apesar de ainda não poder competir com os mercados tradicionais (Europa, Estados Unidos e China), Brasil, Índia, Canadá e México são vistos como investimentos dinâmicos e potenciais, refletindo seus crescimentos na área (GWEC, 2012).

A distribuição regional referente à capacidade eólica instalada ao final dos anos de 2012 e 2013, assim como a quantidade instalada no ano de 2013, são mostradas na Tabela 1.1. A distribuição global da capacidade instalada é mostrada na Figura 1.2, enquanto a porcentagem de instalações por país em 2013 pelo globo é mostrada na Figura 1.3.

Tabela 1.1 - Capacidade eólica mundial regionalmente instalada.

Região	Total em 2012 (GW)	Instalado em 2013 (GW)	Total em 2013 (GW)
África e Oriente Médio	1,165	0,090	1,255
América Latina e Caribe	3,552	1,158	4,709
América do Norte	67,580	3,306	70,885
Ásia	97,715	18,228	115,939
Europa	109,817	12,031	121,474
Região do Pacífico	3,219	0,655	3,874

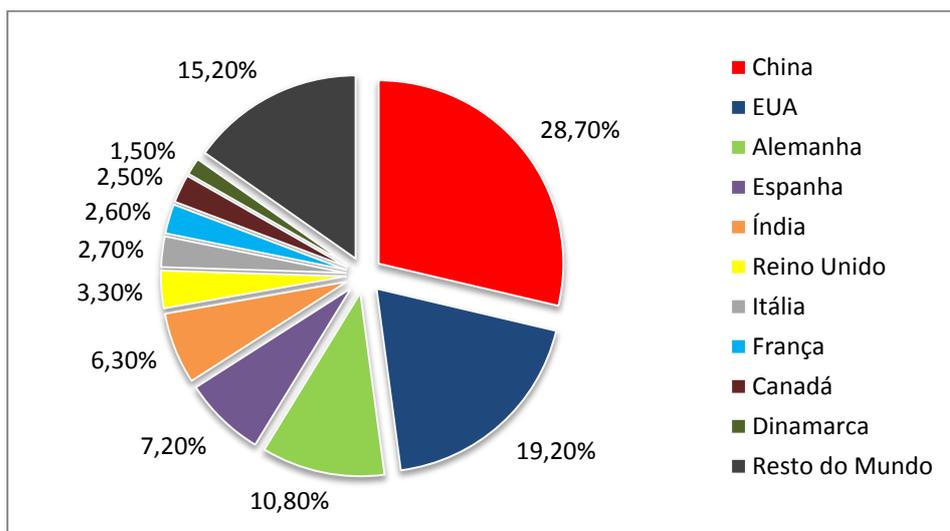


Figura 1.1 – Distribuição global da capacidade energética total instalada.

Fonte: GWEC (2013)

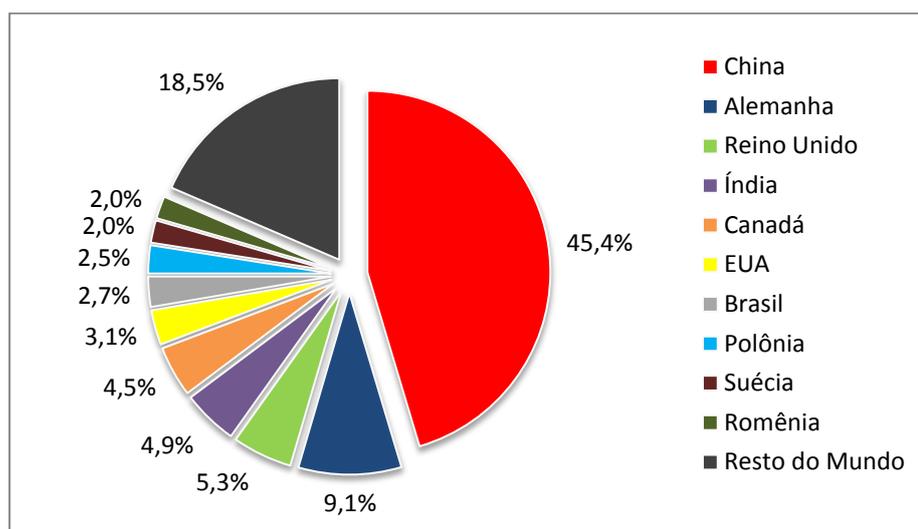


Figura 1.2 – Distribuição global da capacidade energética instalada apenas em 2013.

Fonte: GWEC (2013).

1.3 Panorama Brasileiro

Os primeiros relatos da utilização da energia eólica no Brasil remetem ao final do século XIX, nos sistemas de bombeamento de água isolado e de pequena escala com a utilização de moinhos de vento do tipo leque (Marques, 2004). Contudo, foi diante da crise mundial do petróleo e incentivo à procura de novas fontes de energia que algumas universidades e instituições de pesquisa voltaram-se ao desenvolvimento de moinhos de vento e turbinas eólicas de pequeno porte.

Segundo Carvalho (2003), dentre os primeiros estudos no país, destacam-se aqueles iniciados em 1976 nos laboratórios do Centro Técnico Aeroespacial (CTA). Em 1979 foi construído o primeiro gerador de 5 kW e 8 metros de diâmetro. Até 1983, foram construídos ao todo 15 protótipos, entretanto as atividades do CTA foram encerradas por motivos de diretrizes internas.

Segundo Carvalho (2003), em Novembro de 1984, firmou-se um convênio entre as Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS) e a Fundação Padre Leonel França (ligada à PUC-RJ) com a finalidade da elaboração do Atlas do Potencial Eólico Nacional. Este primeiro esforço na viabilidade do uso da energia eólica no Brasil foi realizado regionalmente, a fim de se obter uma síntese para todo o país.

Durante a década de 1990, ocorreram encontros visando definir o rumo da energia eólica no país. Após o “I Encontro para Definição de Diretrizes para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica no Brasil”, realizado em Belo Horizonte em 1994, verificou-se a necessidade de formação de um centro de referência de energia solar e eólica no Brasil. Assim, em 1995, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito iniciou suas atividades. Os demais encontros, em 1995 e em 1996, tiveram como foco a apresentação do Plano Nacional de Ação para o Desenvolvimento de Energia Renováveis (Carvalho, 2003).

No início da década de 2000, começaram a surgir os primeiros mapas eólicos regionais do Brasil. Em 2001, foi lançado o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro cujo principal objetivo era fornecer informações para capacitar tomadores de decisão na identificação de áreas adequadas para o aproveitamento eólico no país (Carvalho, 2003). Este atlas se tornou possível graças a um estudo realizado via amostragens significativas dos regimes eólicos e variáveis meteorológicas entre o período de 1983 e 1999, além de um sistema de modelagem numérica do comportamento dos ventos de superfície (Oliveira, 2011).

Segundo Silva (2006), o incentivo ao aproveitamento do potencial eólico brasileiro foi aumentado devido ao crescimento da crise no abastecimento energético nacional. Este fato, aliado aos apelos ambientais, levou o Governo Federal a agir institucionalmente de modo a encorajar o uso de tecnologias renováveis. O crescente destaque do aproveitamento dos ventos indicou a necessidade de criação de uma política de restrições e incentivos para impulsionar tal mercado.

A Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (Carvalho, 2003). Os objetivos deste programa eram a promoção e diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar

a segurança no abastecimento de energia elétrica, e permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais, além de desenvolver a tecnologia para exploração dos novos recursos (Oliveira, 2011). Resumidamente, o programa foi baseado em um sistema de tarifas de aquisição, destinadas a atrair investimentos em energia eólica, biomassa e pequenas hidrelétricas (GWEC, 2011).

O primeiro leilão de energia eólica no Brasil foi realizado em 14 de Dezembro de 2009, quando 1.805MW foram adicionados à quantidade contratada pelo PROINFA. Com ele, iniciou-se uma nova etapa do desenvolvimento da energia eólica no país. Além disso, novas políticas de financiamento foram introduzidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), impulsionando o programa e desenvolvendo uma nova dinâmica criada pelos leilões de energia eólica realizados em 2009, 2010 e 2011 (GWEC, 2011).

Em 2013, o mercado eólico adicionou 948 MW, evoluindo a capacidade instalada acumulada para 3.456 MW, representando um aumento de 38% na capacidade instalada (GWEC, 2013). Em Agosto de 2012, o Brasil atingiu o marco de 2 GW, além de deter mais de 7 GW em projetos a serem concluídos até 2016. Projeções do governo atual remetem um aumento de 16 GW instalados no país até o fim de 2021 (GWEC, 2012).

1.4 Objetivos do Trabalho

Este trabalho tem por propósito comparar diferentes métodos de otimização para um projeto de parque eólico hipotético utilizando dados de medições realizados no estado do Rio Grande do Sul, Brasil. O modelo utilizado foi proposto por Katic *et al.* (1986), sendo este o precursor dos demais modelos estudados atualmente. As técnicas de otimização utilizadas são o DIRECT (dividing rectangles) e enxame de partículas (PSO), sendo, respectivamente, a primeira uma busca global determinística e a segunda uma procura global estocástica. Ambas foram escolhidas devido à difícil solução deste problema por métodos que utilizam gradientes, uma vez que a função objetivo apresenta platôs e variações abruptas.

Os resultados são gerados no software MATLAB, versão R2009a, tanto para a simulação do parque quanto para as otimizações de alocações dos aerogeradores. Assim, este estudo pode ser separado em seis partes e o objetivo de cada uma é:

- Dimensionamento do parque hipotético;
- Comparação, via um modelo simplificado, entre os métodos de otimização DIRECT e PSO (9 configurações);

- Comparação, via modelo completo para as 12 direções de vento, do DIRECT, PSO (9 configurações) e um posicionamento prévio, e observação dos melhores posicionamento para cenários específicos;
- Comparativo do tempo computacional entre os métodos de otimização;
- Avaliação da influência dos parâmetros internos do PSO nas respostas para cenários de média complexibilidade;
- Comparação da influência do número de partículas e iterações do PSO, com quantidade de avaliações da função objetivo fixada, para cenários complexos;

Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica

Ao longo do tempo, a evolução do uso de combustíveis ocorreu seguindo os princípios da praticidade e do menor custo, como mostra a transição da lenha ao carvão e deste ao petróleo (Gavronski, 2007). Entretanto, estudos recentes mostram que a atividade humana está afetando o clima terrestre de maneira significativa, gerando uma conscientização de que medidas devem ser adotadas, como a diversificação da matriz energética e a troca dos combustíveis fósseis por novas fontes limpas e renováveis (Salino, 2011). Segundo Silva (2006), os recursos renováveis (hídrico, solar, biomassa, eólica) estão presentes em todo o planeta, permitindo o seu uso de modo descentralizado. Contudo, segundo Patel (1999), nos últimos anos, projetos de hidroelétricas de grande escala ficam cada vez mais difíceis de serem realizados devido ao grande uso de terra e água. Dentre as demais fontes de energia renovável, a eólica e a solar encontram-se em grande crescimento no mundo.

Vergara (2005) explica que a radiação solar incidente aquece o planeta de forma desigual, principalmente a baixas altitudes, gerando diferenças de densidade do ar. Este aquecimento diminui a massa específica do mesmo, que ascende formando uma zona de baixa pressão chamada de ciclone. Os locais de alta pressão, com menor aquecimento, são denominados de zonas de alta pressão ou anticiclone. Então, o ar se desloca das zonas de alta pressão para as de baixa pressão, retornando por regiões mais altas da atmosfera formando células de circulação.

Custódio (2009) define a energia eólica como a energia cinética do ar em movimento. Esta é uma das fontes mais limpas, é renovável, sendo inesgotável a geração de energia elétrica e de riquezas nos países que a utilizam (Petry e Mattuella, 2007). Além disso, é um dos tipos de energia renovável de mais rápida expansão e mais utilizada no mundo (Gavronski, 2007). O uso da energia eólica está

associado a uma avaliação e estudo detalhado do local onde se destacam o terreno, o espaço disponível, a velocidade do vento e a altura de captação (Custódio, 2009).

O atrito do ar com a superfície terrestre resulta em uma força horizontal sobre o movimento eólico produzindo um retardo do escoamento nas proximidades do solo, decrescendo com o aumento da altura até tornar-se desprezível. Esta altura é chamada de camada limite e a atmosfera acima dela é denominada de atmosfera livre e representa o comportamento do vento apropriado para o projeto de turbinas eólicas (Custódio, 2009). A Figura 2.1 ilustra a espessura e o comportamento da camada limite de acordo com a altura.

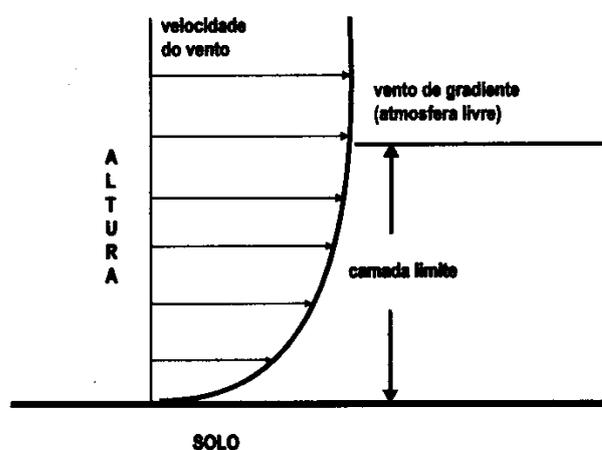


Figura 2.1 – Variação da camada limite de acordo com a altura.
Extraído de Custódio (2009)

2.1 Aerogeradores

Segundo Koto (2009), a produção da energia elétrica a partir da força eólica baseia-se na transformação da energia cinética dos ventos em elétrica. Os ventos impulsionam a hélice que, por sua vez, faz girar o rotor. A caixa multiplicadora transmite esta energia mecânica até o gerador, que é responsável pela conversão em eletricidade (Bandeira Junior, 2010). Assim sendo, segundo Krummenauer (2009), aerogeradores são máquinas desenhadas para tal transformação.

Segundo Custódio (2009), as turbinas eólicas podem ser construídas com o eixo horizontal ou vertical. As horizontais, visando à máxima captação de energia, precisam se manter perpendiculares à direção do vento. Já as verticais não necessitam de mecanismos direcionais e seu gerador e transmissão ficam no solo. Exemplos de cada tipo de turbina eólica estão mostrados na Figura 2.2.

Os principais constituintes das turbinas mais utilizadas em instalações de produção de energia elétrica, as de eixo horizontal (Custódio, 2009), estão mostrados na Figura 2.3.

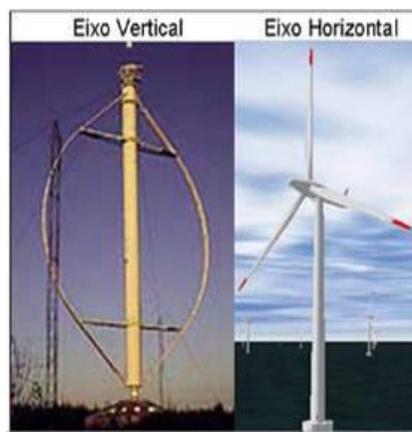
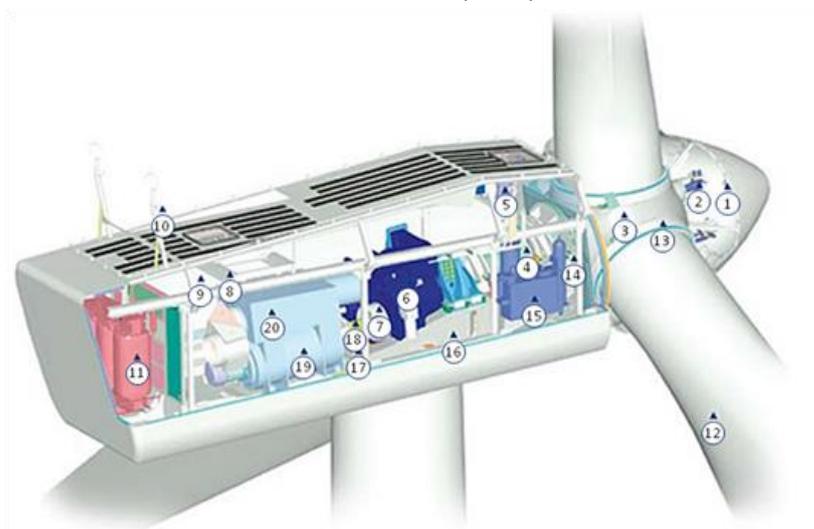


Figura 2.2 – Exemplos de turbinas eólicas de eixo vertical e horizontal.
Fonte: PUCRS (2013).



1 – Controlador de Cubo	11 – Transformador de alta tensão
2 – Controle <i>pitch</i>	12 – Pás
3 – Fixação das pás no cubo	13 – Rolamento das pás
4 – Eixo principal	14 – Sistema de trava do rotor
5 – Aquecedor de óleo	15 – Sistema hidráulico
6 – Caixa multiplicadora	16 – Plataforma da nacele
7 – Sistema de freios	17 – Motores de posicionamento da nacele
8 – Plataforma de serviços	18 – Luva de acoplamento
9 – Controladores e Inversores	19 – Gerador
10 – Sensores de direção e velocidade	20 – Aquecimento de ar

Figura 2.3 – Principais constituintes de um aerogerador.
Fonte: CRESESB (2006).

Segundo o CRESESB (2006), pode-se decompor o aerogerador nos seguintes sub-conjuntos:

- Rotor Aerodinâmico (Pás + *Hub*): componente onde são fixadas as pás (hélice) da turbina. O conjunto é conectado a um eixo que transmite a rotação da hélice para o gerador, em geral via uma caixa multiplicadora. Trata-se do componente que transforma a energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação.
- Nacele: é o compartimento que abriga todo o mecanismo do gerador, instalado no alto da torre. Pode incluir os seguintes componentes: caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico, sistema hidráulico, entre outros.
- Torre: trata-se do item estrutural de grande porte que sustenta o rotor e a nacele na altura adequada ao funcionamento da turbina eólica. Representa grande custo inicial e, em geral, são fabricadas de metal ou concreto. As torres de aerogeradores de pequeno porte são estaiadas, sustentadas por cabos tensores. Já as torres de médio e grande porte são auto-portantes.

Alguns modelos de aerogeradores apresentam mais de um gerador, de diferente potência. O gerador de maior potência é projetado para operação à potência nominal do aerogerador a partir de uma determinada velocidade do vento. O segundo gerador, de menor potência, é usado para iniciar o processo, a uma velocidade eólica menor e quando esta alcança determinado valor, ocorre o início da operação do gerador principal (o de maior potência) (Krummenauer, 2009).

A energia elétrica produzida deve ser padronizada conforme a rede a qual será interligada. Além disso, é necessária a presença de um transformador que aumente a tensão de geração até esta ser a indicada para a conexão. Este pode ser instalado na torre, preso a uma altura intermediária, no chão, ou nas proximidades do aerogerador (Krummenauer, 2009).

Segundo Marques (2004), a energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca horizontalmente a uma velocidade uniforme e constante. Entretanto, a classificação das turbinas não é feita pela energia, mas pela potência do vento. As turbinas podem ser acionadas via duas forças: arraste ou sustentação.

As turbinas de arraste utilizam a força que atua na direção paralela à direção do vento. O desempenho aerodinâmico da turbina é descrito pelo coeficiente de arraste (Marques, 2004). Segundo Custódio (2009), a velocidade das pás, nas turbinas de arraste, não pode ser maior que a velocidade eólica, limitando sua

eficiência. Geralmente, são usadas para moer grãos e bombear água, devido à baixa rotação e ao alto torque. Apresentam potências em torno de 0,5kW para um rotor com diâmetro da ordem de 5m.

As turbinas de sustentação utilizam pás com perfil aerodinâmico, semelhante às asas dos aviões. O fluxo de ar incidente na pá tem sua direção forçadamente alterada, variando a sua velocidade, implicando no surgimento de uma força de empuxo (Custódio, 2009). Esta força resultante da interação do vento com o rotor possui uma componente perpendicular à velocidade relativa denominada de força de sustentação, além da componente de arraste. Usualmente, são usadas para geração de eletricidade devido à alta rotação e ao baixo torque (Marques, 2004). A Figura 2.4 traz uma representação esquemática do fluxo na seção da pá de um rotor de uma turbina de sustentação.

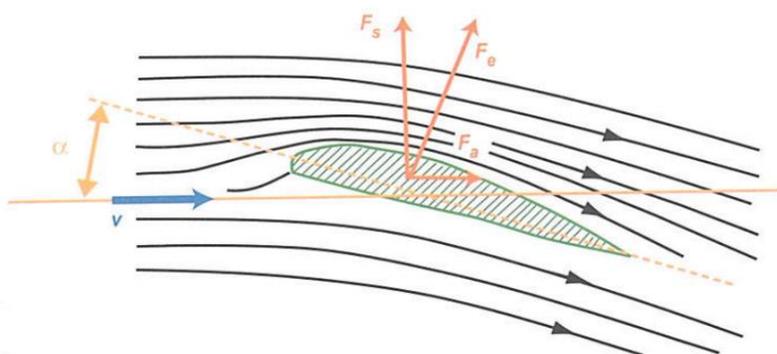


Figura 2.4 – Representação esquemática do fluxo de vento na seção da pá do rotor.
Extraído de Custódio (2009).

A Figura 2.4 mostra o surgimento de uma força de empuxo na pá, F_e , devido à mudança de direção forçada do fluxo de ar sobre a mesma, devido ao ângulo α de incidência, resultando na variação da velocidade. Esta força de empuxo pode ser decomposta em duas parcelas. A primeira é a força de sustentação, F_s , que é responsável pelo surgimento de um momento angular na pá. A segunda parcela é a força de arraste, F_a , que é provocada pela pressão do vento sobre a superfície da pá, empurrando-a de modo similar às turbinas de arraste (Custódio, 2009).

Segundo Vergara (2005), os materiais mais empregados para a fabricação da hélice das turbinas eólicas são aço, alumínio e compósitos de madeiras, fibra de vidro e fibra de carbono. O material ideal para a hélice deve deter uma boa relação de resistência por peso e atender os requisitos de custo e facilidade de fabricação. A hélice deve ser suficientemente leve para minimizar as cargas inerciais e giroscópicas que contribuem para a fadiga do material e atender os requisitos de rigidez e resistência mecânica.

2.2 Simulação da Esteira em Parques Eólicos

Saraiva (2007) denomina efeito de esteira como a “sombra” gerada pela interferência sobre o vento que atravessa o aerogerador, reduzindo o fluxo de massa e a velocidade do ar. Assim, turbinas posicionadas adiante, na mesma direção do vento, acabam produzindo menos energia. As propriedades e o desenvolvimento do efeito de esteira dependem de inúmeros fatores incluindo as condições do vento, a topologia do local e as condições de operação da turbina a montante (Adaramola e Krogstad, 2011).

A viabilidade técnica e econômica de um empreendimento para geração de energia a partir dos ventos tem como peça fundamental a correta avaliação do potencial eólico da localidade (Petry e Mattuella, 2007). Este fato é realmente importante porque o agrupamento de aerogeradores em parques eólicos faz com que surjam efeitos interativos (Ainslie, 1988). Esse agrupamento apresenta duas questões importantes: turbinas eólicas operando no efeito de esteira de outra turbina têm uma produção de energia reduzida e encurtamento da vida útil dos rotores devido ao aumento da intensidade da turbulência (Sanderse, 2009).

Koch *et al.* (2005) cita que existem 4 possibilidades distintas de sombreamento: completo, Quasi, parcial e sem sombreamento. O primeiro ocorre quando a área varrida pela pá da turbina está totalmente inserida na área do cone de sombra do aerogerador à montante. O sombreamento Quasi ocorre apenas quando a esteira não envolve completamente a área percorrida pela pá da turbina à jusante. O terceiro acontece quando parte do sombreamento atinge a área de rotação da pá e, a quarta possibilidade ocorre quando toda a área incidente é atingida pelo vento livre.

A Figura 2.5 mostra dois tipos de sombreamentos possíveis: parcial e completo, respectivamente. O sombreamento Quasi pode ser exemplificado utilizando a imagem correspondente ao sombreamento completo, apenas considerando que a área do rotor é a circunferência externa enquanto a esteira seria a área menor (em verde).

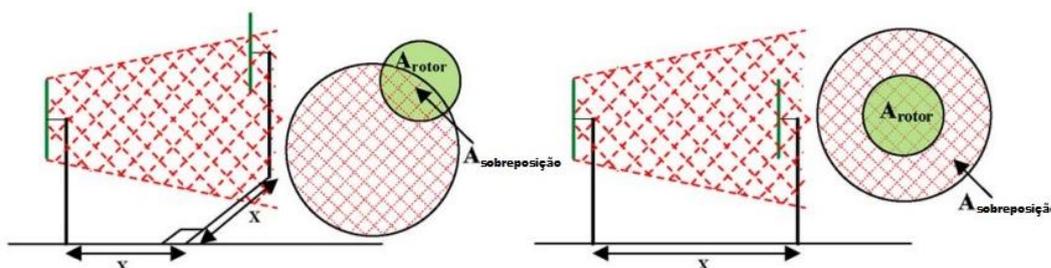


Figura 2.5 – Representação de dois tipos de sombreamento: parcial (esquerda) e completo (direita).

Adaptado de Wu, Y.-K. *et al.* (2014).

Koch *et al.* (2005) propõem uma simulação dinâmica simplificada para o efeito de esteira utilizando apenas os parâmetros normalmente disponibilizados pelas fabricantes das turbinas e dados do parque eólico. Os algoritmos para o cálculo do efeito de esteira foram ligados com o pacote de simulação PSD (*Dynamics Power System*) e, por fim, o algoritmo leva em conta os efeitos de sombreamentos múltiplos e da direção do vento. O autor conclui que o impacto do efeito de esteira na potência final está fortemente relacionado com a direção do vento. Para algumas direções, contudo, a razão entre a potência do parque com as perdas e a potência do parque ideal é igual a 1. Observando a variação da velocidade do vento para uma mesma direção, Koch *et al.* (2005) conclui que o efeito de esteira de fato diminui a potência final do parque eólico e esta redução pode ser quantificada a partir da velocidade e da direção do vento incidente.

Adaramola e Krogstad (2011) apresentam um estudo de túnel de vento das características de um aerogerador operando na esteira de outra turbina, em várias condições. Os estudos foram focados nos efeitos de desempenho em termos da distância entre as turbinas e da quantidade de energia extraída do aerogerador à jusante. Utilizaram-se duas turbinas com 3 pás de diâmetros de 900 mm, nascele a 820 mm de altura do solo, e a energia pôde ser medida diretamente usando sensores de torque montados nos eixos, assim como dispositivos ópticos de medição da velocidade de rotação também fixado no eixo do rotor. Os autores concluem que as perdas de potência para uma turbina que opera na esteira de outra são significativas, variando de 20% a 45%, dependendo da distância entre elas e suas condições de funcionamento. A redução da potência para a turbina à jusante é um resultado do déficit de velocidade devido à esteira formada pela turbina à montante. Todavia, com um ajuste da velocidade na extremidade da pá, denominada de “*tip speed ratio*”, da turbina a montante, pode-se aumentar substancialmente a saída de energia.

Husien, El-Osta e Dekam (2013) apresentam um estudo para estimar o efeito de esteira na energia extraída de um parque eólico. Eles utilizam um modelo matemático para tal efeito, que utiliza apenas os parâmetros normalmente disponíveis pelas fabricantes das turbinas e dados do parque eólico. Nesse estudo, foram considerados dois tipos de turbinas: uma de 3 pás com 100 m de diâmetro e 2500 kW de potência nominal; e outra de 3 pás com 62 m de diâmetro e 1012 kW de potência nominal. Foram utilizados três diferentes *layouts* de parque eólico: 3x3 (9 turbinas), 4x4 (16), 6x6 (36), e diferentes espaçamentos entre os aerogeradores: 4D, 7D e 10D, sendo D o diâmetro do rotor. Os autores concluem que a energia anual extraída aumenta com a velocidade do vento incidente, desde que esta esteja dentro do intervalo entre as velocidade para início da geração de energia, velocidade de *cut-in*, e de limite operacional, velocidade de *cut-off*, e com o

distanciamento entre as turbinas a jusante e a montante, pela redução do efeito de esteira. Finalmente, modificando as distribuições no parque eólico para o caso de 16 turbinas, os autores concluem que o *layout* em células retangulares não é recomendado, pois a queda da energia extraída é de aproximadamente 35% devido ao efeito de esteira.

2.3 Otimização do Posicionamento de Aeroogeradores

Segundo Tesauro, Réthoré e Larsen (2012), as funções objetivo mais utilizadas em algoritmos de otimização de parques eólicos são: geração de energia total, custo da energia, lucro, valor presente líquido, ou uma combinação das anteriores. Ademais, os autores citam que, para a construção destas funções objetivo, são necessários sub-modelos (esteira, custo, etc) dependentes do nível de fidelidade e dos recursos disponíveis, impactando diretamente na precisão destes.

A otimização pode ser matematicamente descrita como uma busca por um máximo ou mínimo da função objetivo. Segundo Lee e Hajela (1995), incluir variáveis discretas nestes métodos tradicionais requer a utilização de técnicas especializadas, tais como branch-and-bound, que é somente eficaz para problemas de tamanho moderado. Demirel, Demirel e Kahraman (2010) dizem que os métodos heurísticos mais comuns para resolução de problemas de posicionamento das torres são: busca tabu, recozimento simulado e algoritmos genéticos.

Algoritmos genéticos são capazes de encontrar, de forma eficiente, uma solução para problemas complexos, necessitando apenas das informações da função objetivo (Emami e Nogreh, 2009). Segundo Mosetti *et al.* (1994), a ideia básica do processo é a de emular a evolução biológica através de simples transformação de uma configuração codificada. Tal como no processo natural de reprodução, a informação genética armazenada numa cadeia cromossômica de dois indivíduos é utilizada para criar o código genético de um novo. Evolução e adaptação da espécie, no caso as soluções do parque eólico, estão garantidas porque os melhores indivíduos têm a maior probabilidade de sobreviver e se reproduzir.

O modelo de esteira mais utilizado na literatura foi proposto primeiramente por Mosetti *et al.* (1994) (apud Saavedra-Moreno *et al.*, 2011). Estes autores apresentam uma metodologia dividida em duas partes: uma para a avaliação do desempenho do parque eólico e outra para a otimização do posicionamento dos aeroogeradores, baseada em algoritmo genético. Neste estudo, eles otimizam o total de energia extraída e custo de investimento assumindo uma relação simples entre o custo de uma turbina e o número de máquinas instaladas. O modelo de decaimento do efeito de esteira usado é similar ao desenvolvido por Jensen (1984), que tem

como base a conservação do momento dentro da esteira. Em 2005, Grady *et al.* (2005) propuseram um estudo semelhante ao de Mosetti *et al.* (1994) e concluem que algoritmos genéticos podem prever a configuração ótima de um parque eólico.

Vermeer *et al.* (2003) propõem que a região de esteira pode ser dividida em duas partes: o *near wake*, região da esteira exatamente atrás da turbina, onde a influência do rotor do aerogerador pode ser estudada, e o *far wake*, região após o *near wake*, onde o regime turbulento é plenamente desenvolvido. Segundo Gómez-Elvira *et al.* (2005), quando o vento ultrapassa o rotor da turbina, há uma súbita queda da pressão e da velocidade axial, que gradualmente retorna ao valor inicial, com o distanciamento a jusante (Figura 2.6). A partir da posição imediatamente atrás da turbina, a camada de turbulência gerada pela ponta da pá interfere cada vez mais na disposição da esteira (regime turbulento parcialmente desenvolvido) até o momento em que as camadas geradas externamente se cruzam. Nesta posição é definida a alteração do *near wake* para o *far wake*, com o regime dentro da esteira tornando-se completamente desenvolvido, sendo este distanciamento a jusante entre 2 e 5 vezes o diâmetro da pá da turbina.

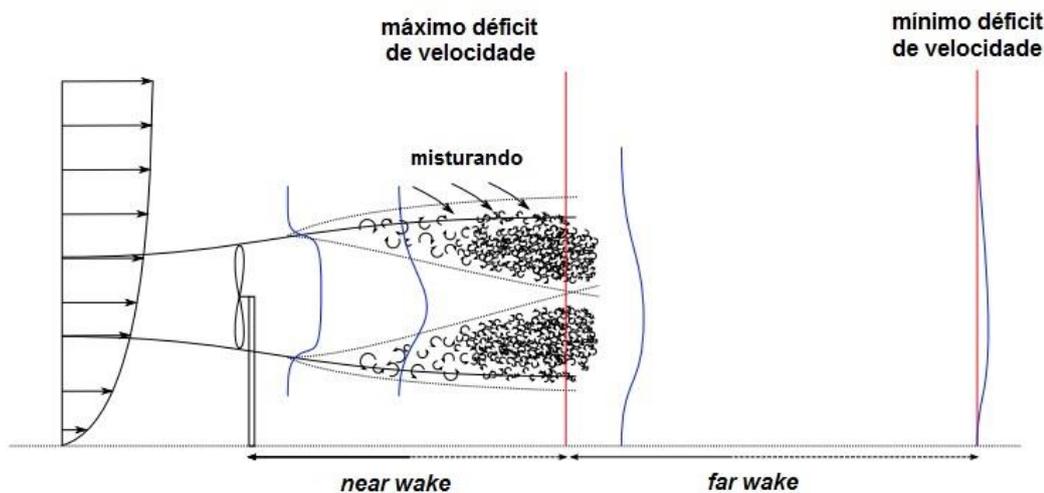


Figura 2.6 – Representação da variação da velocidade axial à jusante via influência da turbulência gerada pela ponta da pá da turbina.

Adaptado de Sanderse (2009).

VanLuvanee (2006) apresenta um estudo comparando, no software WindPRO, diferentes modelos de esteira, propostos por Jensen (1984), Ainslie (1988) e Larsen (1988) para os efeitos de esteira no parque eólico de Horns Rev. A comparação se baseia em três fatores principais: direção das esteiras, comparativo da geração de energia em relação à direção do vento e comparativo da geração anual de energia de uma turbina em relação ao parque eólico como um todo. O resultado mostrou que o modelo proposto por Jensen (1984) é o melhor para predições de energia,

pois os valores encontrados foram os que mais se aproximaram da energia anual produzida no parque eólico.

Emami e Noghreh (2009) utilizaram os modelos propostos por Mosetti *et al.* (1994) e Grady *et al.* (2005) como base para uma nova metodologia. Esta consiste em delimitar o parque eólico em matrizes 10x10, de forma que no código do cromossomo 1 significaria existência da turbina e 0 não existência. Além disso, eles formulam a função objetivo de modo a também considerar o investimento do parque eólico, bem como o posicionamento das turbinas eólicas. Emami e Noghreh (2009) afirmam que esta alteração impacta principalmente na redução do tempo de cálculo e na otimização dos resultados. Em comparação com os resultados de Grady, Hussaini e Abdullah (2005), Emami e Noghreh (2009) alcançaram uma eficiência de extração de energia levemente menor, porém, principalmente para o caso de múltiplas direções do vento a velocidades variáveis, o número de aerogeradores instalados é maior.

Para Kusiak e Song (2010), Mosetti, Poloni e Diviacco (1994) e Grady, Hussaini e Abdullah (2005) calcularam a energia extraída sem se basearem na curva de potência e as direções do vento não foram consideradas em seus modelos de otimização. Kusiak e Song (2010) propõem então uma aproximação do modelo proposto por Lackner e Elkinton (2007), desenvolvendo um modelo matemático específico para calcular o efeito de esteira, além de realizar a otimização com algoritmo evolutivo de duplo objetivo (um maximizando a energia extraída e outro específico para o distanciamento dos aerogeradores visando minimizar o efeito de esteira). Os resultados foram apresentados para diferentes cenários, que se diferenciavam pela probabilidade da incidência do vento em diferentes direções (cenário 1 tinha uma variação de incidência de 75° até 105°, enquanto o cenário 2 tinha de 120° à 225°). Devido a isso, o cenário com maior intervalo apresentou uma perda pelo efeito de esteira maior. Kusiak e Song (2010) concluem que a adição de turbinas irá aumentar significativamente o valor da perda pela esteira e que o algoritmo não gera uma solução física viável para o problema considerado quando o número de turbinas é de 7 ou mais, uma vez que a distância mínima setada entre cada aerogerador é violada.

Sood *et al.* (2010) apresentaram um processo de otimização do tipo Monte Carlo de busca exaustiva, que envolve um grande número de cálculos com parâmetros aleatórios. Assim, para reduzir o esforço computacional e simplificar a modelagem, apenas a velocidade e a direção do vento são consideradas na metodologia. O algoritmo proposto divide o terreno do parque em regiões retangulares e, apesar do esforço computacional, segundo o autor, apresenta garantias que alcançará o ótimo. O teste do algoritmo foi feito usando 4 turbinas e

dados de ventos coletados durante um ano. O resultado ótimo mostrou uma distribuição onde nenhum dos aerogeradores foi posicionado na esteira do outro. Sood *et al.* (2010) concluem que, apesar da implementação menos complexa para encontrar a solução ótima, fatores como a localização do parque eólico, aerodinâmica das pás das turbinas e turbulência do vento não são considerados, resultando em uma resposta sub-ótima quanto ao posicionamento das turbinas.

González *et al.* (2011) usa um modelo mais realista e complexo quando comparado aos modelos propostos por Mosetti, Poloni e Diviacco (1994) e Grady, Hussaini e Abdullah (2005), envolvendo o custo projetado com uma abordagem semelhante à do estudo econômico de um anteprojeto, utilizando um algoritmo evolutivo. O algoritmo proposto considera não apenas os custos iniciais, mas também as perdas de produção (efeito de esteira e efeito Joule na infraestrutura elétrica) durante o período de vida do parque eólico. O algoritmo de otimização é dividido em dois algoritmos do tipo genético. O algoritmo principal leva em conta posição, tipo e altura da turbina, assim como o layout das rodovias e a infraestrutura civil, e o seu objetivo é maximizar o valor presente líquido. Já o algoritmo secundário considera a infraestrutura elétrica e as perdas de energia devido ao efeito Joule. González *et al.* (2011) estuda também a influência do tempo computacional gerando dois modelos: um com a infraestrutura elétrica considerada desde o início e outra que a analisa após transcorridas 75% da convergência do algoritmo primário. A redução do custo computacional foi de 88,4% tendo sido repetido o procedimento 50 vezes alcançando 41 vezes a solução ótima, 2 vezes a segunda melhor solução e 7 vezes a terceira melhor solução.

Saavedra-Moreno *et al.* (2011) apresentam um problema mais realista adicionando, principalmente, um modelo de forma para o parque eólico, um modelo de orografia e uma função objetivo que não apenas busca a melhor conformação das turbinas como também é limitada pelo custo do parque eólico. Os autores afirmam que os modelos de Mosetti, Poloni e Diviacco (1994) e Grady, Hussaini e Abdullah (2005) não levam em conta a orografia do terreno e foram feitos dividindo o mesmo em bases-quadradas, o que foge de uma situação real. A ideia proposta foi atribuir uma variável binária para a posição no terreno, gerando uma matriz binária que limita o terreno do parque. Inicialmente, Saavedra-Moreno *et al.* (2011) utilizam uma aproximação via resolução de heurísticas (GHWTP) de modo a explorar os melhores pontos para maximizar a função objetivo. Nesta, o primeiro ponto é aquele avaliado na maior velocidade do vento e os demais são selecionados de modo a maximizar a função objetivo com a maior velocidade incidente possível e o menor valor para cabeamento entre as torres e, então, aplica-se um algoritmo evolutivo. Então, compararam-se os resultados entre a aproximação realizada (GHWTP), um algoritmo genético iniciado randomicamente

(EA), e outro algoritmo genético iniciado com soluções heurísticas como ótimas para os problemas (SEA). Para 15 diferentes cenários, observou-se que os valores da função objetivo do SEA tiveram valores superiores aos demais em todos os cenários, concluindo que o desempenho do algoritmo, mesmo considerando a orografia, é melhor quando uma inicialização adequada é feita.

Wagner, Day e Neumann (2013) afirmam que, em geral, os modelos utilizados na literatura para o efeito de esteira e para os cenários possíveis de vento são totalmente simplificados. Assim, eles propõem um algoritmo de busca local randômica rápida e efetivo para atuar como uma ferramenta para determinar um arranjo otimizado de parque eólico. Para verificação, o modelo foi comparado à abordagem CMA-ES (*"Covariance Matrix Adaptation - Evolutionary Strategy"*) proposta por Wagner *et al.* (2011) e uma abordagem de busca local usando a ferramenta industrial AWS OpenWind, com designs iniciais idênticos e com diferentes números de turbinas a posicionar. Os resultados mostram que o algoritmo gerado é mais veloz que o CMA-ES, porém mais lento que o OpenWind. Todavia, os valores alcançados neste novo algoritmo foram melhores que os apresentados pelo OpenWind. Assim, os autores concluem que o novo algoritmo supera ambas as abordagens em termos de qualidade dos resultados e tempo de execução.

Son *et al.* (2014) afirmam que o modelo de viscosidade de Ainslie (1988), usado por Mosetti *et al.* (1994) e Grady, Hussaini e Abdullah (2005), não pode prever modificações na intensidade da turbulência dentro da esteira e, assim, subestima a velocidade do vento, gerando um maior espaçamento entre as turbinas. Como proposta, Son *et al.* (2014) utilizam um modelo baseado nos estudos de Ainslie (1988) para predição da velocidade do vento para uma posição bem à jusante da turbina geradora da esteira (*far wake*) e, para as proximidades, usam uma combinação da teoria de momento das pás do rotor e modelo dinâmico a fim de estimar o desempenho da turbina. Como resultado, os autores apresentam uma disposição para 6 aerogeradores posicionados um atrás do outro. Para a função objetivo proposta por Mosetti *et al.* (1994), eles alcançaram uma relação de custo e energia total produzida melhor para distanciamentos ótimos entre as turbinas em comparação a um cenário com separações idênticas. Por fim, é mostrado que o incremento do espaço entre a primeira e a segunda turbina é menos eficiente do que o distanciamento entre o quarto e o quinto aerogerador, em relação ao total de energia extraída.

Song *et al.* (2015) estudou a geração de energia de um parque eólico analisando diversos casos para terrenos planos e complexos. Eles utilizam, primeiramente, dinâmica de fluidos computacional e simulação via partículas para simular a esteira

e calcular a potência do parque com determinado *layout* via otimização com algoritmos genéticos. Todavia, verifica-se que a variação na energia gerada de acordo com a direção do vento é considerável. Assim, é proposta uma otimização de posicionamento das turbinas via enxame de partículas e o resultado mostra uma maior uniformidade na obtenção da potência para as direções do vento, tanto para os terrenos planos quanto para os complexos.

2.4 Algoritmos de Otimização

O algoritmo DIRECT (“*dividing rectangles*”) é um otimizador global determinístico de rápida convergência para ótimo global quando a função objetivo é contínua (Jones et al., 1993). Sua inicialização é feita transformando todo o domínio em um hiper-cubo e então o dividindo em determinadas regiões e avaliando a função objetivo no centro das divisões (Björkman e Holmström, 1999). A Figura 2.7 mostra diversas iterações do algoritmo DIRECT onde cada “linha” representa uma nova iteração e as colunas representam para cada iteração, respectivamente, avaliação, identificação e divisão.

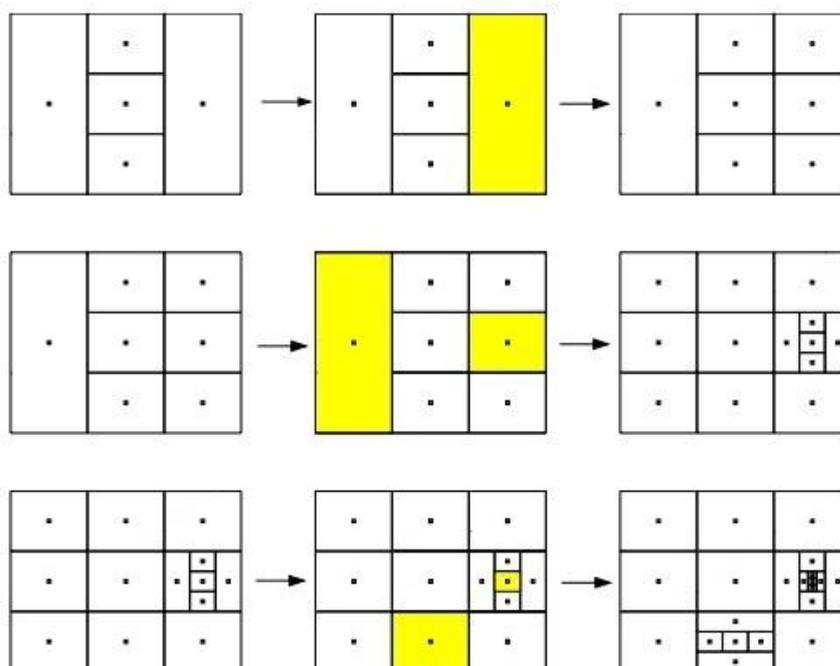


Figura 2.7 – Diversas iterações do DIRECT.

Fonte: Finkel (2003).

Kennedy e Eberhart (1995) afirma que a otimização via enxame de partículas (PSO) é extremamente simples e eficaz para uma ampla gama de funções, exigindo operadores matemáticos simplificados e computacionalmente barata em termos de requisitos de memória e velocidade. O procedimento é estocástico e utiliza a

memória de cada partícula, e do enxame como um todo, visando alcançar a região mais viável (Venter e Sobieski, 2002). Chen e Li (2006) (apud Rahmani *et al.*, 2010) apresenta as Equações 2.1 e 2.2 como, respectivamente, as relações da velocidade e posição de cada partícula em determinado instante de tempo.

$$v_{t+1} = w \cdot v_t + cs_1(p_{i,t} - x_t) + cs_2(p_{g,t} - x_t) \quad (2.1)$$

$$x_{t+1} = x_t + v_{t+1} \quad (2.2)$$

onde v_t é a velocidade da partícula no instante de tempo t , x_t é a posição da partícula no instante de tempo t , v_{t+1} é a velocidade da partícula em um instante de tempo adiante de t (ou seja, $t + 1$), x_{t+1} é a posição da partícula em um instante de tempo adiante de t (ou seja, $t + 1$), $p_{i,t}$ representa a melhor posição individual da partícula até o instante de tempo t e $p_{g,t}$ representa a melhor posição de uma partícula no enxame até o instante de tempo t . Já w , cs_1 e cs_2 são parâmetros que representam, respectivamente, a ponderação da partícula em permanecer na sua trajetória até o instante de tempo t , ponderação da partícula quanto a sua melhor posição até o instante de tempo t e a ponderação da partícula quanto a melhor posição de uma partícula do enxame até o instante de tempo t .

Capítulo 3 - Modelagem

Neste capítulo é abordada a representação do campo de velocidades e a potência gerada pelo parque eólico, assim como a estratégia de simulação do mesmo no software matemático MATLAB. O capítulo se divide em duas partes: aspectos teóricos e implementação. A primeira faz referência às teorias em que se baseia o modelo desenvolvido, principalmente em relação ao efeito de esteira. A segunda trata da sua aplicação e as equações utilizadas no modelo.

3.1 Aspectos Teóricos

O modelo de esteira utilizado como base para formulação do trabalho é o proposto por Jensen (1984) e aperfeiçoado por Katic *et al.* (1986). Jensen (1984) baseia seu modelo na premissa de que o regime turbulento imediatamente à jusante da turbina eólica é parcialmente desenvolvido e, devido a isto, trata-se de uma região de difícil análise e, conseqüentemente, modelagem do mesmo. Assim, assume-se, seguindo a teoria clássica, que a velocidade atrás do rotor é exatamente 33,3% da velocidade incidente no aerogerador. Além disso, para múltiplas esteiras, ele considera um somatório de efeitos das turbinas à montante nos aerogeradores à jusante.

Posteriormente, a abordagem implementada por Katic *et al.* (1986) visa, principalmente, o aperfeiçoamento do modelo de esteira proposto por Jensen (1984). Deste modo, a velocidade à jusante do rotor seria calculada a partir do coeficiente de empuxo, dado característico de cada turbina eólica. Além disso, dentro da esteira, considera que a variação da velocidade em função do raio seria praticamente nula, o que é bastante plausível quando o objetivo da modelagem é uma estimativa da potência gerada, e não uma descrição detalhada do campo de velocidades.

Além da escolha do modelo, outros fatores devem ser considerados quando se trabalha com geração de energia via turbinas eólicas. O aerogerador funciona como um limitador da velocidade do vento, transformando a energia cinética do mesmo em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica. A Figura 3.1 mostra as velocidades (U_1 , U_2 , U_3 e U_4) e as pressões (P_1 , P_2 , P_3 e P_4) que são usadas no balanço de massa do sistema. Aplicando este para os quatros pontos mostrados, combinando-se as equações e derivando-as de modo a se determinar o patamar máximo da energia cinética, encontra-se o valor de 59,3% para a conversão da energia cinética em elétrica (Custódio, 2009). Este valor é denominado de limite de Betz e é a máxima conversão possível de uma turbina eólica em energia elétrica.

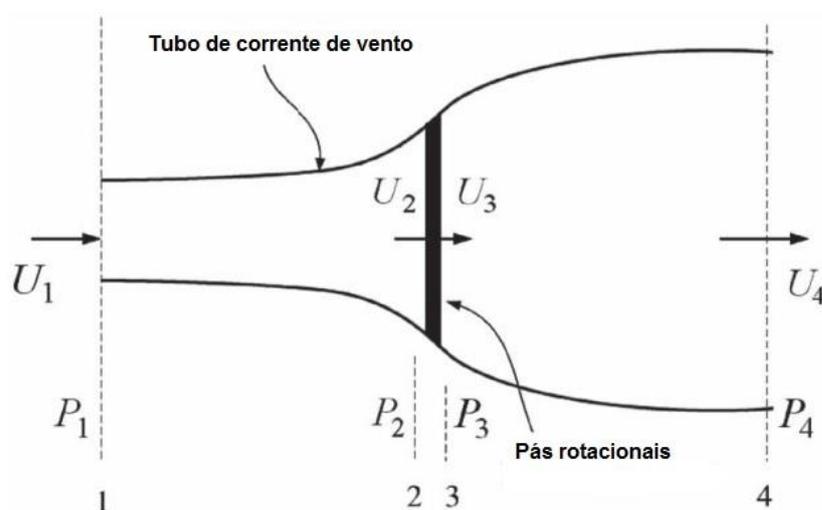


Figura 3.1 – Regiões avaliadas no balanço de massa do modelo
Adaptado de Wu, Y.-K. *et al* (2014).

3.2 Campo de Velocidade para um Aerogerador

A modelagem do parque eólico utilizada neste trabalho tem como objetivo representar de forma adequada a velocidade do vento na esteira para posteriormente se obter a potência, tanto de uma turbina, como a do parque eólico como um todo. Assim, matematicamente, a velocidade pode ser descrita como uma função da velocidade v_∞ do vento incidente (vento livre), ou seja, aquele que chega exatamente no centro da superfície gerada pelas pás da turbina eólica, bem como dos déficits causados pelo regime turbulento.

Inicialmente, será feita a descrição da velocidade $V(x, y, z)$ do campo de escoamento na direção do vento incidente (v_∞) em termos da distância à jusante (x), da distância lateral (y) e da distância vertical (z) medidas de forma relativa ao centro do aerogerador, conforme ilustrado na Figura 3.2. Além disso, a distância à

jusante (x) será sempre no mesmo sentido do vento incidente. Posteriormente será descrita a rotação deste sistema de coordenadas em relação a eixos fixos que representam o parque eólico. O campo de velocidades, por sua vez, será decomposto num termo dependente apenas do distanciamento à jusante (velocidade na esteira calculada a partir do modelo de Katic *et al.*, 1986), e outro termo dependente da distância em relação ao centro da turbina (r):

$$r = \sqrt{y^2 + z^2} \quad (3.1)$$

As contribuições laterais e de profundidade do campo de velocidade são descritas, respectivamente, nas seções 3.2.1 e 3.2.2.

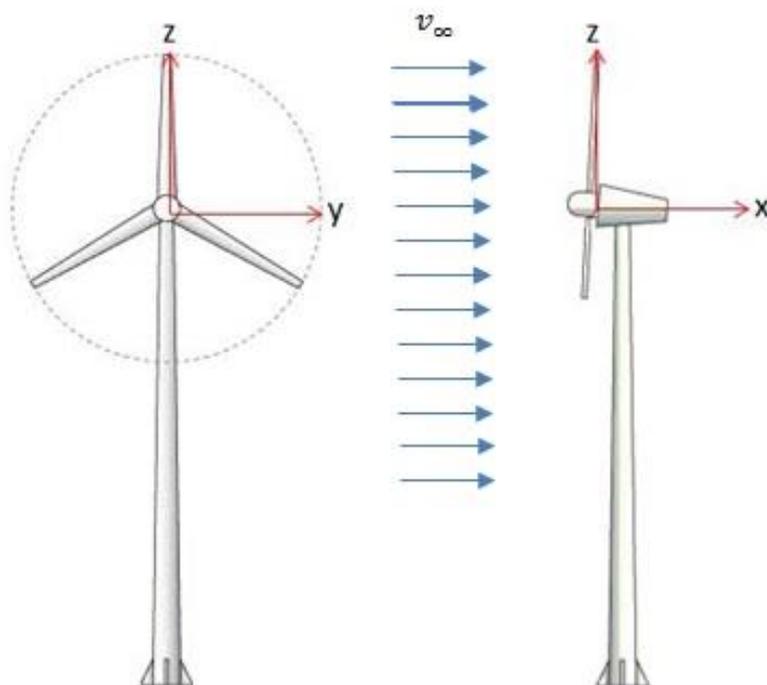


Figura 3.2 – Sistema de coordenadas (x, y, z) locais em relação à turbina e ao parque eólico.

3.2.1 Perfil de Velocidade na Direção do Vento Incidente

A esteira foi modelada em termos da velocidade normalizada em relação à velocidade do vento incidente (v_∞). Assim, primeiramente avaliou-se a variação da velocidade do vento (v) atrás da turbina considerando-se que o valor mínimo da mesma ocorre imediatamente à jusante do rotor do aerogerador, o que será denominado aqui de *velocidade mínima absoluta* (v_{min}^*). Para descrever a variação da velocidade ao longo da direção do vento (x), foi utilizado o perfil de velocidade para a esteira proposto por Katic *et al.* (1986), mostrado na Eq. 3.2, referente ao

déficit de velocidade com o distanciamento à jusante da turbina até a recuperação da velocidade incidente, caracterizando o final da esteira:

$$\frac{v(x)}{v_{\infty}} = 1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{\left(1 + \frac{2kx}{D}\right)^2} \quad (3.2)$$

onde C_T é o coeficiente de empuxo da turbina eólica, D é o diâmetro da turbina eólica e k é o fator de decaimento que descreve o crescimento da esteira, ou coeficiente de esteira, de acordo com a seguinte relação (Custódio, 2007):

$$k = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{h_{aero}}{h_{solo}}\right)} \quad (3.3)$$

onde h_{solo} é a altura característica da rugosidade do terreno e h_{aero} é a altura do rotor do aerogerador. A Tabela 3.1 traz valores típicos de altura de terrenos e suas características.

Tabela 3.1 – Valores típicos de altura do terreno em relação ao nível do mar.
(GL WindFarmer Theory Manual, 2012)

Classe	h_{solo} (m)	Descrição
0,0	0,0002	Superfície da Água
0,5	0,0024	Terrenos completamente abertos com superfície lisa, tais como: Pistas de aeroportos, grama ceifada, etc.
1,0	0,030	Áreas rurais abertas, sem cercas, sem sebes, com edificações bastante espaçadas e colinas suaves.
1,5	0,055	Áreas rurais com algumas casas, com sebes de até 8m a uma distância de aproximadamente 1250m.
2,0	0,1	Áreas rurais com algumas casas, com sebes de até 8m a uma distância de aproximadamente 500m.
2,5	0,2	Áreas rurais com algumas casas, com arbustos ou sebes de até 8m a uma distância de aproximadamente 250m.
3,0	0,4	Pequenas cidades, vilas, áreas rurais com muitas sebes, vegetação nativa, sebes muito altas, terreno muito acidentado
3,5	0,8	Grandes cidades com prédios altos.
4,0	1,6	Cidades muito grandes com prédios muito altos.

O coeficiente C_T , por sua vez, é obtido a partir das Eqs. 3.4 e 3.5, que o relacionam com o coeficiente de potência (C_P) da máquina eólica e o fator de

indução da turbina (a), que representa a perda da velocidade do vento ao passar pela turbina.

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (3.4)$$

$$C_T = C_p / (1 - a) \quad (3.5)$$

A Figura 3.3 apresenta uma curva típica para o C_p em função da velocidade do vento incidente.

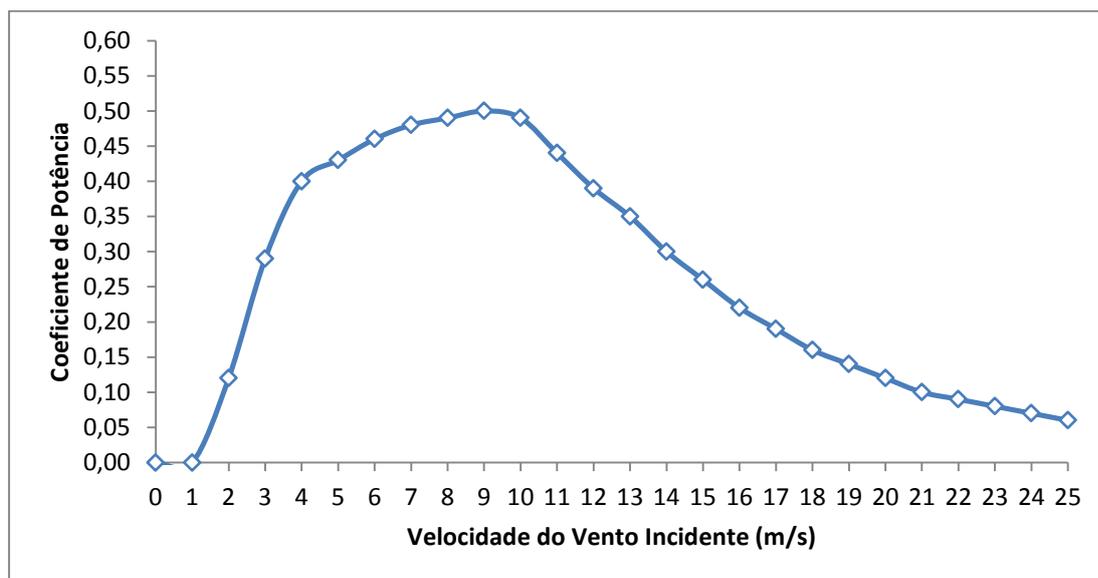


Figura 3.3 – Curva do coeficiente de potência em função da velocidade incidente do vento para a turbina eólica ENERCON E82 – 3000kW.

A Eq. 3.6 apresenta o valor de v_{min}^* conforme o modelo de Katic *et al.* (1986):

$$v_{min}^* = \frac{v(x=0)}{v_{\infty}} = \sqrt{1 - C_T} \quad (3.6)$$

A Eq. 3.2 determina o perfil de velocidades do vento dentro esteira na direção do vento x à jusante da turbina eólica através do modelo de Katic *et al.* (1986). Todavia, conforme mostrado na Figura 2.6, é necessário conhecer o limite das regiões de esteira onde o regime turbulento é parcialmente ou completamente desenvolvido (respectivamente, *near wake* e *far wake*). Neste trabalho, foi utilizada a distância de três vezes o diâmetro da turbina como faixa de separação entre os dois regimes. Visando garantir também que durante a otimização o algoritmo evite ao máximo a colocação de turbinas dentro desta faixa, considerou-se que no *near wake* a velocidade será zero e, conseqüentemente, também a potência gerada por algum aerogerador em tal posição.

A Figura 3.4 exemplifica o perfil de velocidade normalizado na direção do vento, $v(x)/v_\infty$. Neste caso, a turbina é posicionada a uma distância de $2D$ da origem para facilitar a visualização do perfil. Os valores dos parâmetros utilizados são apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Valores utilizados para geração do perfil de velocidade da Figura 3.4.

Parâmetro	Valor
v_∞	8,09m/s
h_{aero}	78m
h_{solo}	0,03m
D	82m

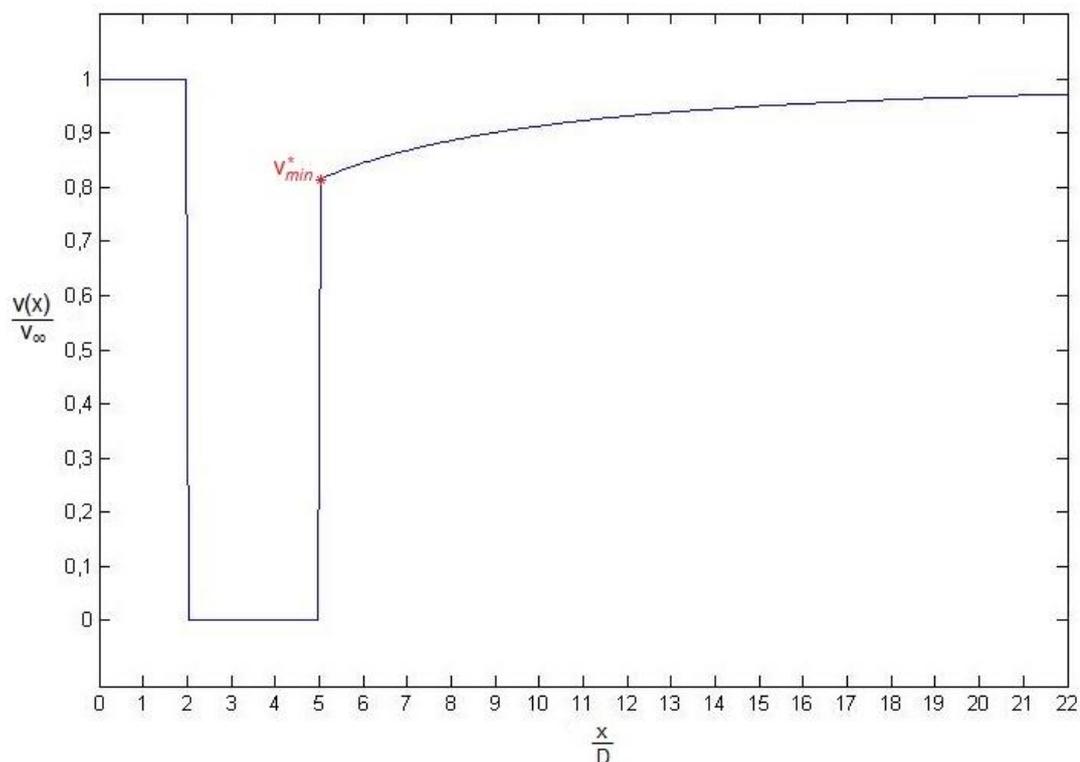


Figura 3.4 – Perfil de velocidade a jusante de uma turbina eólica.

A Figura 3.4 apresenta uma região onde a razão $v(x)/v_\infty$ é igual a zero e esta é a faixa do *near wake*. Ultrapassando o limiar desta, tem-se a v_{min}^* e, a partir dela, o desenvolvimento do perfil até o momento em que a velocidade na esteira será idêntica à velocidade incidente, ou seja, $\frac{v(x)}{v_\infty} = 1$.

3.2.2 Perfil de Velocidade Perpendicular à Direção do Vento Incidente

A dependência da velocidade V com relação à distância radial em relação ao centro do aerogerador foi representada por meio de uma função em forma de “U”, com valor inferior correspondente a v_{min}^* e valor máximo de 1 (correspondendo à velocidade normalizada do vento incidente no aerogerador). Isto foi obtido por meio de uma função do tipo tangente hiperbólica contendo parâmetros dependentes de dados característicos do sistema, ou seja, informações obtidas quanto ao terreno e ao tipo de turbina, Eq. 3.7:

$$u(r, x) = p_1 \cdot \tanh(p_2(r^* - p_3)) + p_4 \quad (3.7)$$

onde r^* é o raio normalizado a partir do raio do cone de sombra (esteira) gerado pela turbina:

$$r^*(r, x) = \frac{r}{r_{cone}(x)} \quad (3.8)$$

onde r_{cone} , por sua vez, é a raio do cone de sombra, dado em função do distanciamento a jusante da turbina, do diâmetro da pá do aerogerador (D) e do coeficiente de esteira (k):

$$r_{cone}(x) = \frac{D}{2} + kx \quad (3.9)$$

A Eq. 3.8 é uma relação normalizada para a posição radial r , de modo que valores de r^* acima de 1 indicam que não há mais influência da esteira.

Os parâmetros p_1, p_2, p_3, p_4 da Eq. 3.7 foram determinados a fim de se obter o perfil de velocidades desejado. Uma das condições consideradas é que para a posição $r^* = 0,8$, o valor da velocidade normalizada deve ser a metade entre v_{min}^* e 1, o que fixa o valor de p_3 em 0,8.

As demais condições são mostradas na Tabela 3.3. As condições 1 e 2 decorrem do fato de que o patamar mínimo da curva deve ser a velocidade mínima absoluta e o valor máximo deve ser 1.

Tabela 3.3 – Condições aplicadas para a Equação 3.7

	r^*	$u(r^*, x)$
Condição 1	0	v_{min}^*
Condição 2	1	Conforme Tabela 3.4
Condição 3	0,8	$\frac{(1 - v_{min}^*)}{2} + v_{min}^*$

Contudo, o valor referente à Condição 2 na Tabela 3.3 não pode ser exatamente 1 pois isto não permite uma solução com raízes reais para p_1 , p_2 e p_4 , sendo usada uma aproximação desta valor. Deste modo, foram gerados cinco conjuntos de condições para se determinar tais parâmetros, cada uma referente a uma faixa de valor da velocidade mínima absoluta, conforme mostrado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Valores para $u(r^*, x)$ que garantam a convergência da Equação 3.7

	Condição 2
$v_{min}^* \geq 0,7741$	0,9990
$0,7741 > v_{min}^* \geq 0,5481$	0,9980
$0,5481 > v_{min}^* \geq 0,3221$	0,9970
$0,3221 > v_{min}^* \geq 0,3149$	0,9965
$0,3149 > v_{min}^* \geq 0,0961$	0,9960

Os valores de p_1 , p_2 e p_4 são mostrados no Apêndice A para cada valor da Condição 2 na Tabela 3.4. A característica final do perfil de velocidades $u(r^*, x)$ (Eq. 3.7) é mostrado na Figura 3.5.

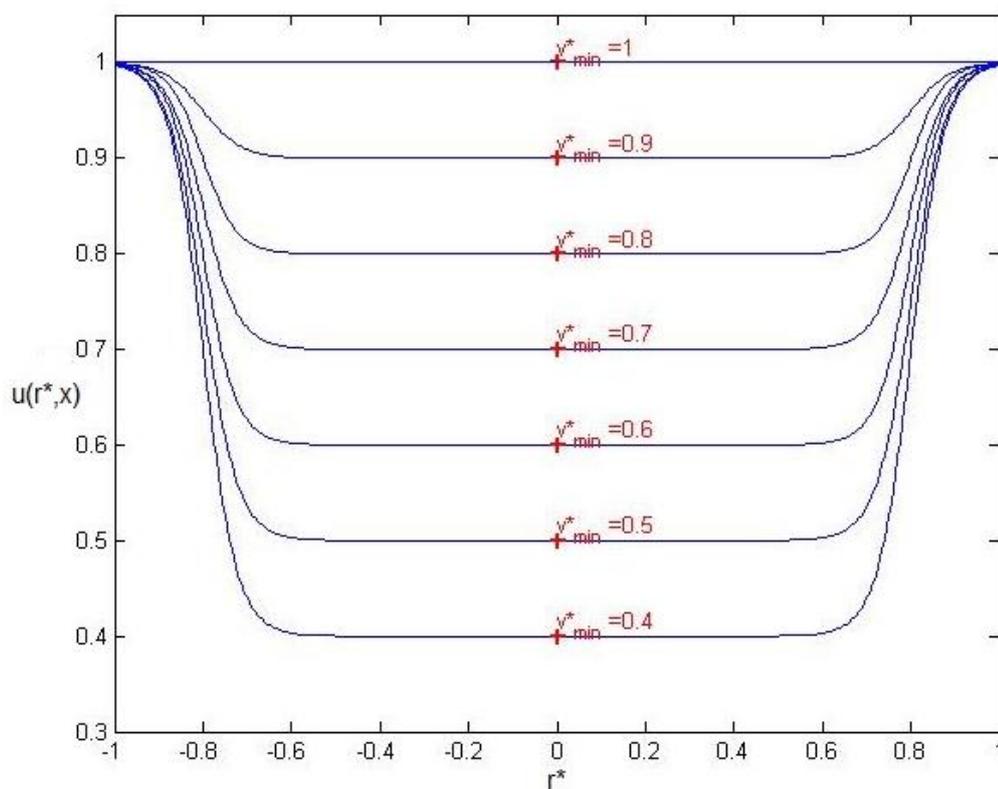


Figura 3.5 – Perfil da velocidade mínima ao longo do raio normalizado para diferentes valores de v_{min}^* .

3.2.3 Representação Final do Campo de Velocidades na Direção do Vento

Considerando que u na Eq. 3.7 representa a velocidade mínima do vento em qualquer ponto (r, x) , o resultado da modelagem proposta a velocidades na direção do vento é dada por:

$$\frac{V(r, x)}{v_{\infty}} = 1 - \frac{(1 - u(r, x))}{\left(1 + \frac{2k(x - 3D)}{D}\right)^2} \quad (3.10)$$

Além disso, a fim de representar aerogeradores em qualquer ponto dentro do parque eólico, as coordenadas x , y e z , correspondem às diferenças de uma dada posição (x^*, y^*, z^*) num sistema de coordenadas fixo em relação ao parque eólico e a respectiva posição do centro do aerogerador (x_c, y_c, z_c) , ou seja:

$$x = x^* - x_c \quad (3.11)$$

$$y = y^* - y_c \quad (3.12)$$

$$z = z^* - z_c \quad (3.13)$$

A Figura 3.6 representa no plano $x - y$ a intensidade do vento para uma turbina cujo centro está posicionado no ponto $(2D, 2D)$ com raio da pá de 40 m. Nota-se que até o distanciamento à jusante de três vezes o diâmetro, a velocidade normalizada dentro da esteira (normalização feita com a velocidade incidente do vento na turbina) é zero. A partir do momento que se cruza totalmente a região do *near wake*, a velocidade começa a crescer gradativamente até retomar o valor da velocidade incidente.

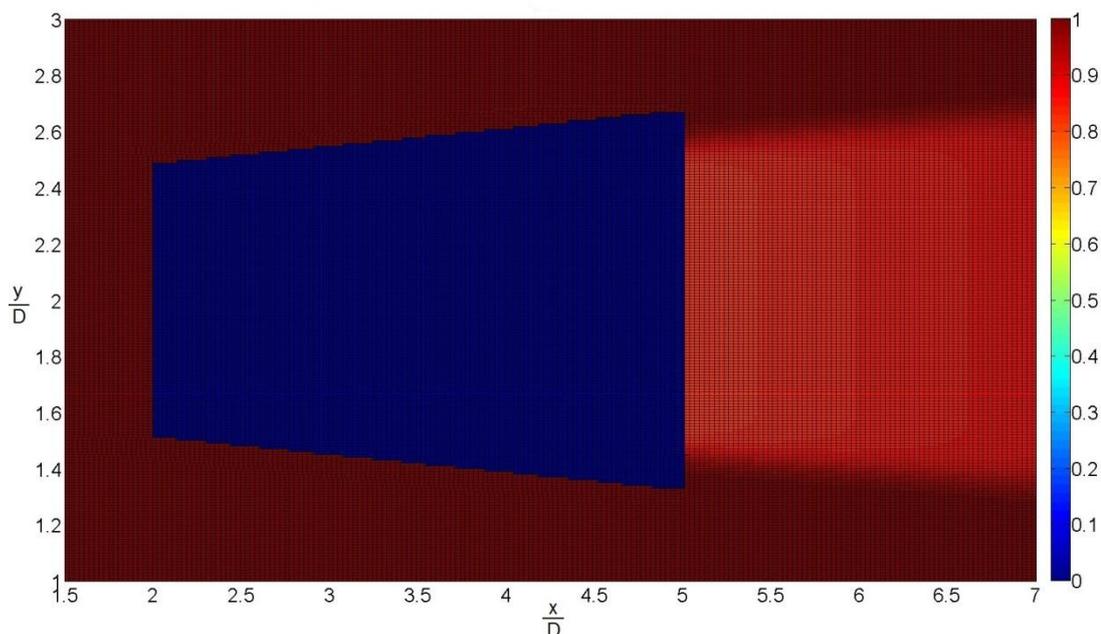


Figura 3.6 – Perfil de velocidade à jusante de uma turbina eólica conforme a modelagem proposta.

As figuras 3.7 e 3.8 trazem a relação entre as variações de r e x no modelo proposto. Na Figura 3.7, constata-se, assim como mostrado na Figura 3.6, que o cone de sombra aumenta com o distanciamento ao longo de x enquanto a velocidade tende ao valor incidente da turbina geradora do sombreamento. Além disso, não foram adicionados os valores de distância menores que $3D$, pois, trata-se da região de *near wake* e, como definido anteriormente, a velocidade dentro da mesma é nula. Já na Figura 3.8, posicionou-se a turbina a uma distância de $@D$ da origem a fim de se observar completamente o perfil da velocidade normalizada e percebe-se que as curvas para $r = 0D$ e $r = 0,25D$ estão praticamente sobrepostas. Por fim, percebe-se que a velocidade para os valores de r maior que $0,5$ decaem apenas quando o cone de sombra aumenta o suficiente para alcançar aquele valor de r .

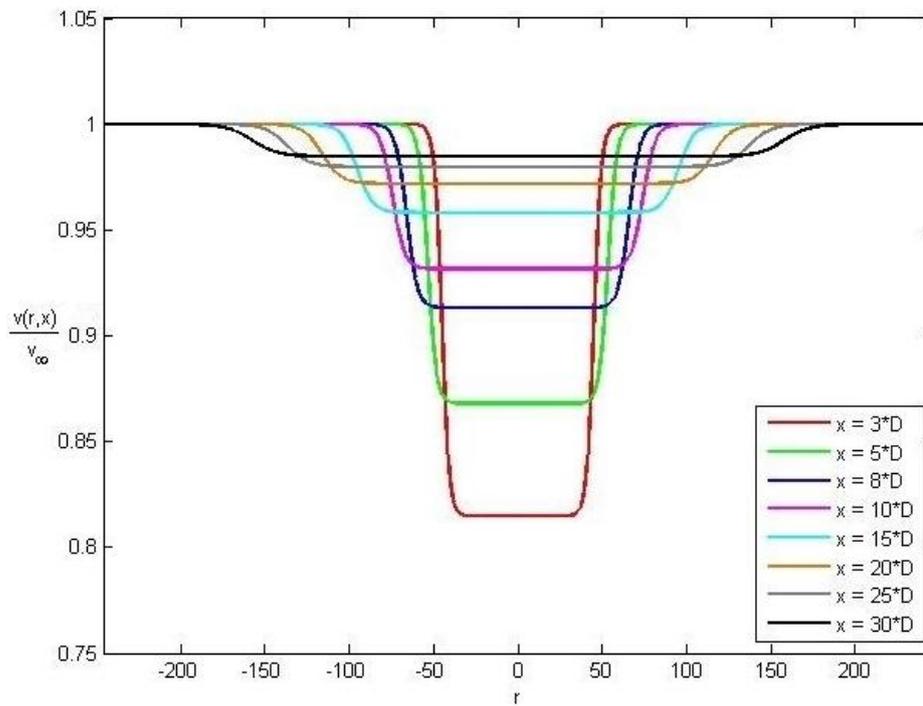


Figura 3.7 – Velocidade normalizada na esteira para diferentes distanciamentos em x ao longo de r .

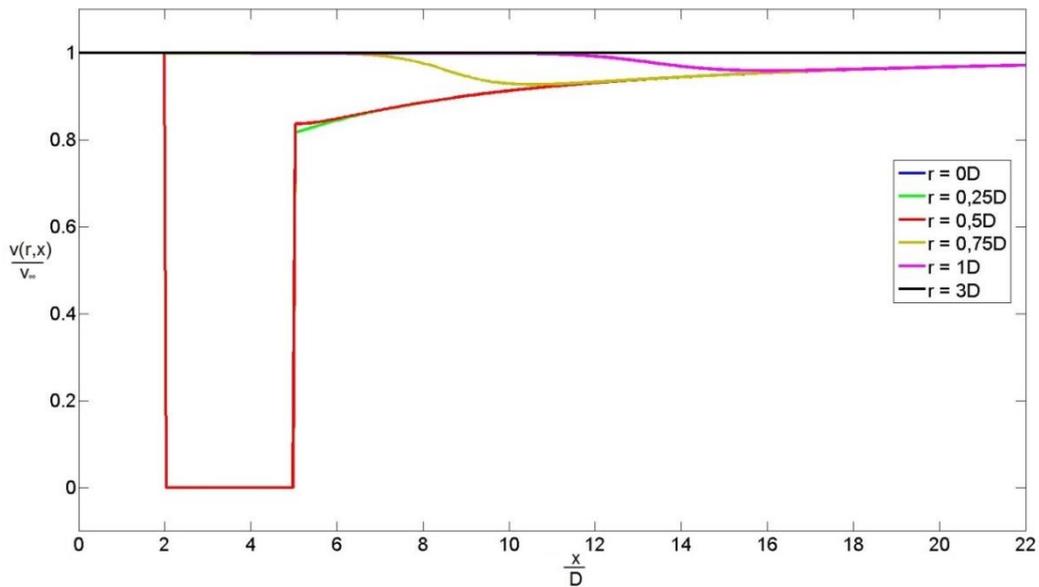


Figura 3.8 – Velocidade normalizada na esteira para diferentes distanciamentos em r ao longo de x .

3.3 Campo de Velocidades para o Parque Eólico

A extensão do modelo proposto para o parque eólico considera a interação entre as esteiras de diversas turbinas. Em função da forma como as funções de

velocidade são definidas, é possível utilizar o conceito de “*blending functions*”, artifício matemático para poder estimar, com base na função efeito de esteira de uma turbina eólica, o campo efetivo de velocidade total no parque. Trata-se de um método estimativo, porém computacionalmente veloz, capaz de viabilizar a otimização. Deste modo, o campo de velocidades efetivo pode ser definido, em relação ao sistema de coordenadas do parque, como:

$$\frac{V^*(x^*, y^*, z^*)}{v_\infty} = \prod_{k=1}^{N_{aero}} V(x^* - x_{c,k}, y^* - y_{c,k}, z^* - z_{c,k}) \quad (3.14)$$

O sombreamento, como explicado anteriormente, pode ocorrer de quatro formas (completo, quasi, parcial e sem sombreamento), mas, para este trabalho, serão consideradas apenas duas possibilidades em termos de cálculo: completo ou sem sombreamento. A explicação para tal consideração se deve ao fato de que a avaliação da velocidade incidente ocorre apenas no centro da turbina. Além disso, como serão posicionadas turbinas idênticas, é impossível que ocorra o sombreamento quasi, uma vez que o raio do cone de sombra, via Eq. 3.9, será igual ou maior que o raio da turbina.

A Figura 3.9 apresenta o perfil de velocidade do parque para o vento na direção oeste para leste. Observa-se que a velocidade dentro do cone de sombra é menor quando há a interação entre os sombreamentos de duas ou mais turbinas.

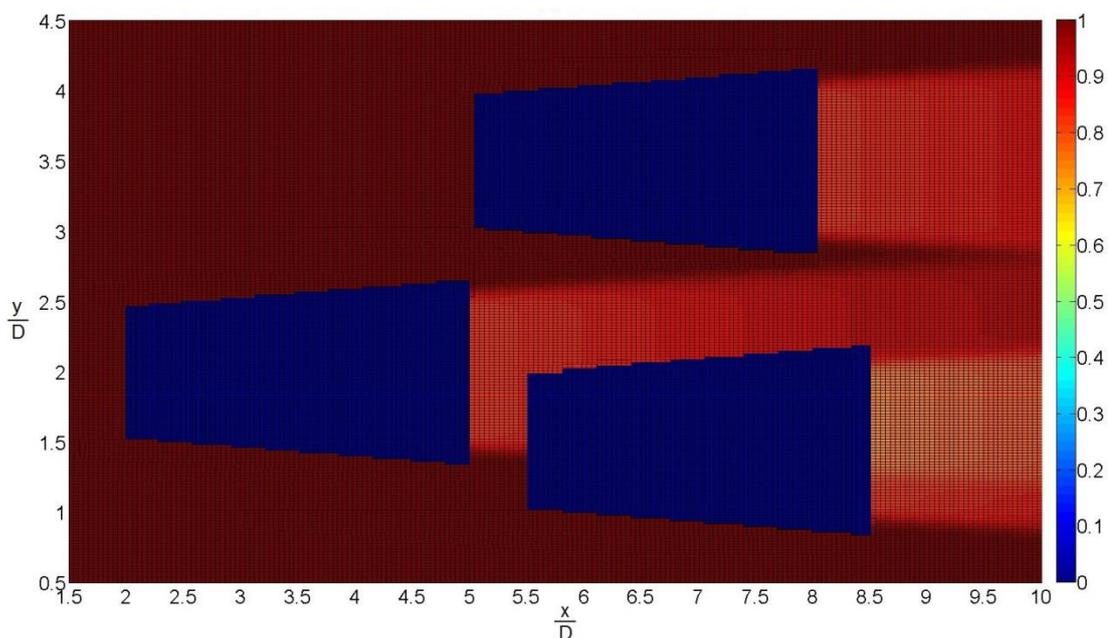


Figura 3.9 – Perfil de velocidades para aerogeradores à jusante.

3.4 Cálculo da Potência do Parque

A velocidade incidente no aerogerador determina a potência que o mesmo vai gerar. A Figura 3.10 mostra esta relação para a turbina eólica Enercon E82, retirada do catálogo da empresa. Nota-se que a turbina começa a gerar energia apenas quando a velocidade incidente supera 2 m/s, sendo esta chamada de velocidade de *cut-in*. Por outro lado, quando a velocidade do vento alcança 27 m/s, a turbina é programada para a energia gerada vá a zero, pois uma velocidade de rotação exagerada desgastará o material ao ponto de gerar risco a integridade física do mesmo. Para tanto, o sistema de controle da turbina rotaciona as pás contra o vento incidente de tal modo que as mesmas freiam até a parada total. A velocidade que gera essa ação de parada é denominada de *cut-off*.

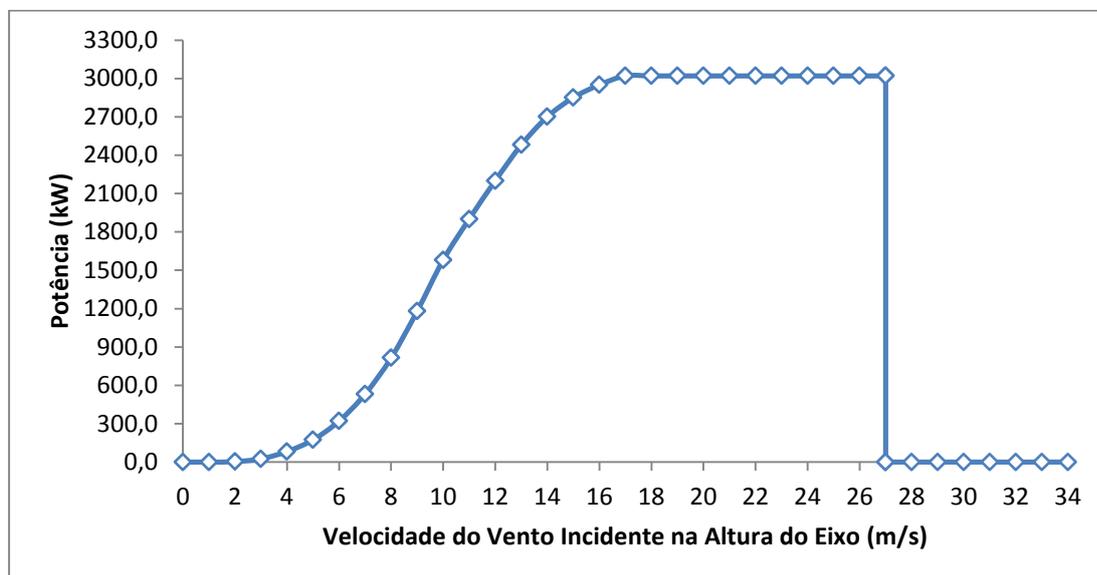


Figura 3.10 – Curva de Potência para a turbina Enercon E82 – 3000kW.

Para a determinação da potência de cada aerogerador, calcula-se sua velocidade incidente, em função da posição deste em relação às demais turbinas eólicas:

$$\frac{V^*(x_{c,i}^*, y_{c,i}^*, z_{c,i}^*)}{v_{\infty}} = \prod_{k=1, k \neq i}^{N_{aero}} V(x_{c,i}^* - x_{c,k}, y_{c,i}^* - y_{c,k}, z_{c,i}^* - z_{c,k}) \quad (3.15)$$

onde $(x_{c,i}^*, y_{c,i}^*, z_{c,i}^*)$ é a posição da turbina i em relação ao sistema de coordenadas do parque e N_{aero} é o número total de aerogeradores no parque. Posteriormente, com a velocidade incidente conhecida e utilizando a curva da potência representada na Figura 3.8, sabe-se o quanto de energia cada turbina irá gerar ($Pot_{aero,i}$). A potência do parque é a soma da potência gerada por cada aerogeradores.

A Eq. 3.16 apresenta o cálculo da potência para uma turbina considerando-se diversas direções do vento. Além disso, as velocidades incidentes de cada direção são médias anuais e, devido a isso, a potência calculada também será uma média anual.

$$Pot_{aero,i} = \sum_{j=1}^{N_{dir}} Pot_{aero,i,j} \cdot freq_j \quad (3.16)$$

onde N_{dir} é o número de direções do vento consideradas, $Pot_{aero,i,j}$ é a potência devida ao vento na direção j e $freq_j$ é a sua frequência.

3.4.1 Representação em Relação ao Sistema de Coordenadas do Parque

Neste projeto são utilizadas turbinas de mesmas especificações e sem alteração na altura característica da rugosidade do terreno e, assim, não há variação da velocidade ao longo do eixo z . Deste modo, pode-se desconsiderar a existência deste e a Equação 3.1 pode ser reescrita como apenas função do eixo y :

$$r = \sqrt{y^2} \quad (3.17)$$

Devido às diferentes direções a serem consideradas e a capacidade das turbinas em rotacionar visando à incidência do vento, utilizou-se o conceito de matriz rotacional como artifício para esta problemática. A Eq. 3.18 mostra a matriz que deve ser multiplicada aos valores do eixo de coordenadas considerado (x, y e z) para a rotação do eixo (Eq. 3.19). Os valores da terceira coluna e terceira linha são zerados, pois não há variação da velocidade ao longo do eixo z . O ângulo θ é calculado para todas as direções seguindo o mostrado na Tabela 2.4 e sua rotação é feita no sentido anti-horário partindo da orientação Oeste-Leste.

$$A = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$(x, y, z) = A \cdot (x^*, y^*, z^*) \quad (3.19)$$

As turbinas utilizadas são do tipo *upwind* e, devido a isso, sempre rotacionam de modo que o vento incida primeiramente no rotor. Assim, a Figura 3.11 mostra a rotação do sistema de coordenadas em relação ao sentido do vento livre e, assim, a coordenada x sempre será no mesmo sentido do vento livre v_{∞} .

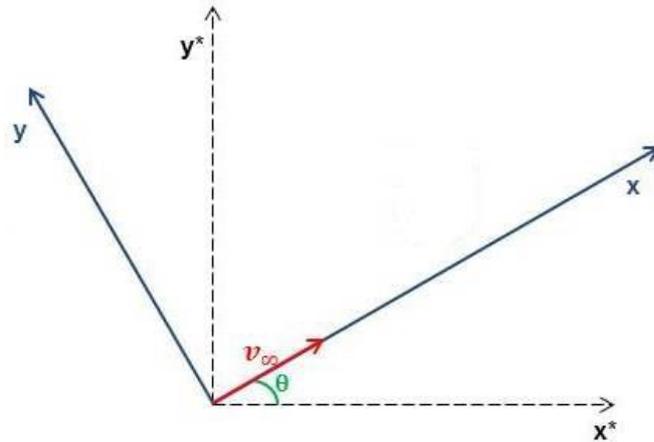


Figura 3.11 – Rotação do sistema de coordenadas (x, y) de acordo com o ângulo θ de incidência vento livre v_{∞} .

3.5 Função Objetivo

O uso de uma função penalidade foi um artifício utilizado neste trabalho para não permitir que a otimização resulte em respostas matematicamente possíveis, porém inviáveis fisicamente. Para que isto não ocorra, adiciona-se um valor positivo extremamente elevado (10^4) à função objetivo para cada turbina eólica na região denominada de proibida, considerada como sendo a região à jusante a menos de três diâmetros de outra turbina (distância correspondente ao *near wake*) para o eixo x e de dois diâmetros para o eixo y . A Eq. 3.20 apresenta a função final da modelagem, ou seja, a função objetivo do problema.

$$Fobj = pen - \sum_{i=1}^{N_{aero}} Pot_{aero,i} \quad (3.20)$$

onde o problema a ser solucionado na otimização é:

$$\min_{x_{c,i}, y_{c,i}} Fobj \quad (3.21)$$

A potência final do parque eólico (Pot_{parq}) é função da penalidade que pode ocorrer no posicionamento (pen) e do somatório das potências de cada turbina ($Pot_{aero,i}$) presente no parque eólico. As variáveis de decisão são os posicionamentos de cada torre, ou seja, as coordenadas (x, y) e as restrições utilizadas são as premissas usadas para aplicação da penalidade: distanciamento menor que $3D$ na direção x e inferior à $2D$ na direção y . Este espaço no qual haverá penalidade se posicionada uma turbina será denominado de região proibida.

3.6 Algoritmos de Otimização

A partir da modelagem apresentada e tendo como função objetivo a Eq. 3.20, serão usadas duas técnicas de otimização buscando a geração da máxima potência pelo parque eólico para todas as direções do vento: *dividing rectangles* (DIRECT) e enxame de partículas (PSO). Tais metodologias serão descritas separadamente nas seções a seguir.

3.6.1 DIRECT

Otimizador determinístico, o algoritmo DIRECT utilizado foi o elaborado por Finkel (2003). A quantidade de avaliações da função objetivo foi utilizada neste trabalho como critério de parada do método e as variáveis de decisão são as referentes ao posicionamento das torres no parque eólico (x, y) e o valor mínimo corresponde à potência do parque eólico.

3.6.2 Enxame de Partículas (PSO)

Otimizador originalmente estocástico, o algoritmo PSO teve seus testes repetidos, no intuito de alcançar soluções mais confiáveis. A inicialização do enxame de partículas é randômica dentro dos limites propostos para as variáveis de decisão e sua limitação de operação é feito pelo número de iterações. Tendo em vista que o algoritmo PSO é função dos parâmetros w , cs_1 e cs_2 conforme mostrado na Equação 2.1, foram utilizados, respectivamente, os valores de 0,90, 0,50 e 0,50.

A rotina enxame de partículas está mostrada na Figura 3.12 e, nela, observa-se a necessidade de informar duas vezes a quantidade de aerogeradores. A isso se deve o fato do *script* do PSO necessitar que o tamanho do vetor de entrada das variáveis de decisão (x e y) seja o mesmo do número de dimensões do problema, no caso a quantidade de turbinas eólicas.

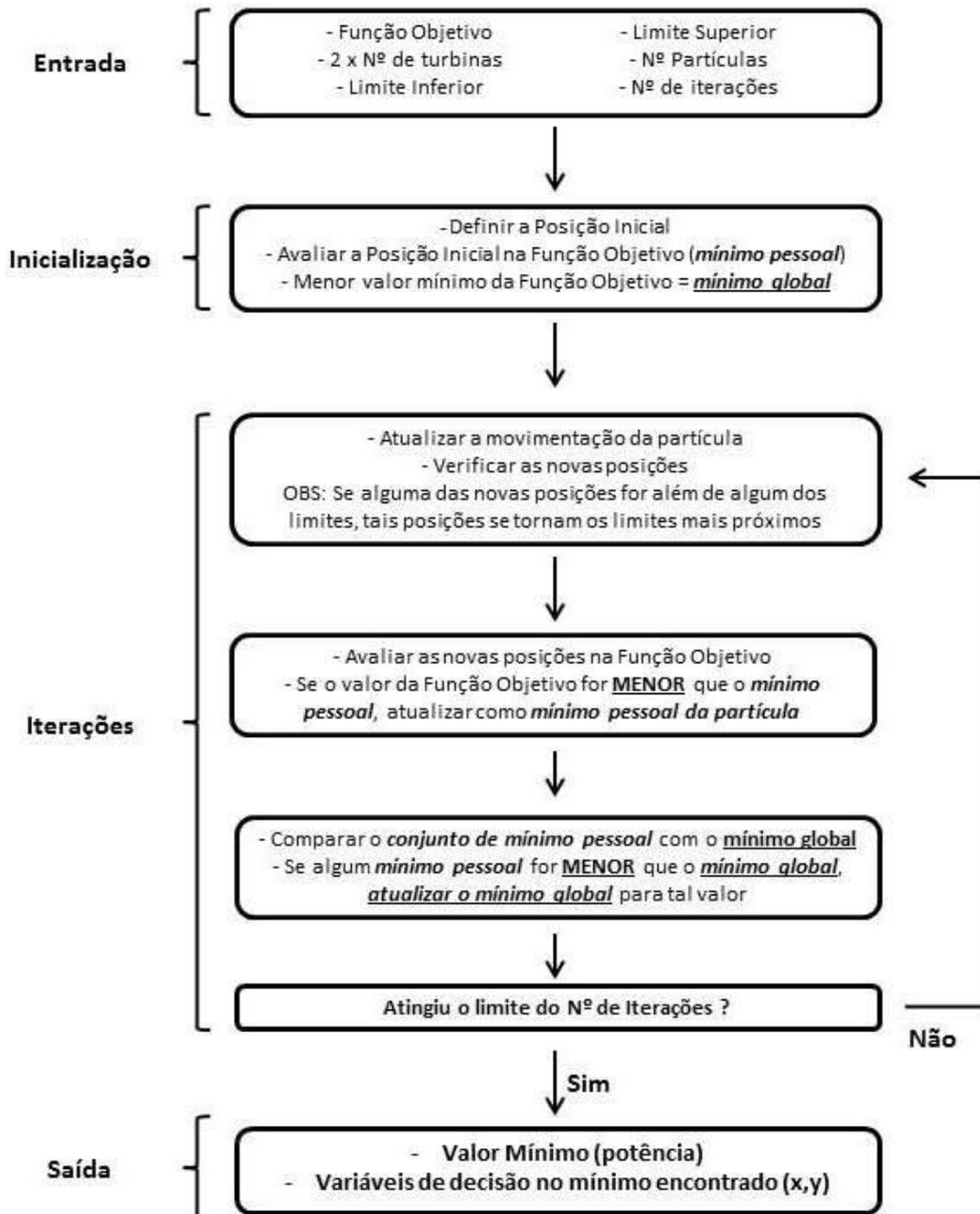


Figura 3.12 – Rotina da Otimização via Enxame de Partículas (PSO).

3.7 Dados Reais

Os dados deste trabalho foram obtidos junto à empresa Ventos do Atlântico S.A. que projeta um parque eólico no Rio Grande do Sul, Brasil. O conjunto de valores compreende médias mensais das velocidades e das frequências do vento considerando 12 direções. A Figura 3.13 mostra as direções avaliadas, a Tabela 3.5 evidencia o valor médio anual calculado a partir dos dados médios mensais obtidos

durante um ano e as figuras 3.14 e 3.15 apresentam, respectivamente, as velocidades médias e frequência do vento, para cada direção, no formato de rosa-dos-ventos.

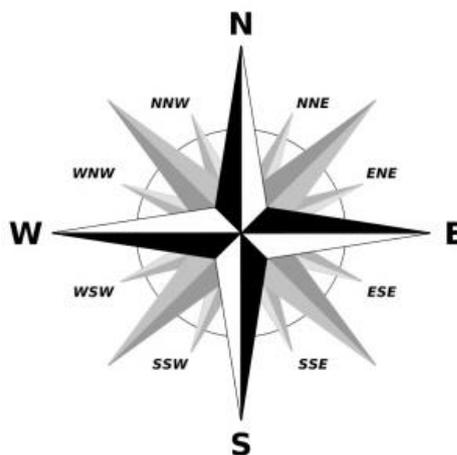


Figura 3.13 – Coordenadas cardeais e subcolaterais da rosa dos ventos considerados para o trabalho.

Tabela 3.5 – Valores típicos de altura do terreno em relação ao nível do mar.

Origem	Direções		Velocidade Média (m/s)	Frequência (%)
	Destino	Ângulo Θ		
Oeste	Leste	0°	6,95	5,50
Oeste-Sudoeste	Leste-Nordeste	30°	7,82	8,97
Sul-Sudoeste	Norte-Nordeste	60°	7,76	6,97
Sul	Norte	90°	7,57	8,91
Sul-Sudeste	Norte-Noroeste	120°	6,45	7,95
Leste-Sudeste	Oeste-Noroeste	150°	6,35	7,68
Leste	Oeste	180°	8,09	13,46
Leste-Nordeste	Oeste-Sudoeste	210°	8,49	15,19
Norte-Nordeste	Sul-Sudoeste	240°	7,99	14,22
Norte	Sul	270°	6,27	5,79
Norte-Noroeste	Sul-Sudeste	300°	5,91	3,28
Oeste-Noroeste	Leste-Sudeste	330°	5,48	2,09

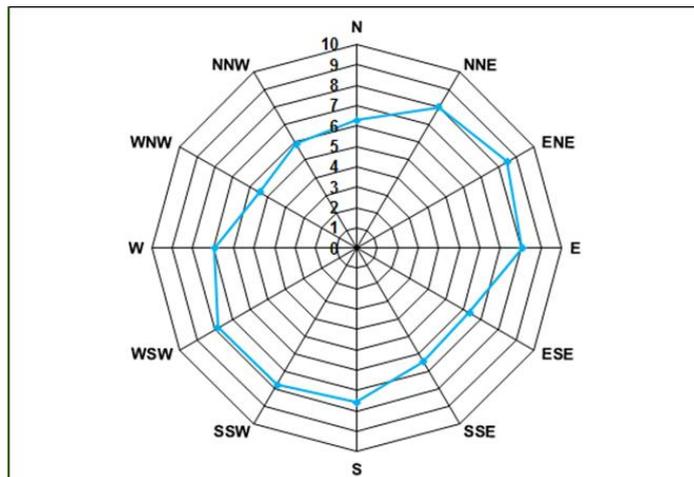


Figura 3.14 – Rosa-dos-ventos da velocidade média anual dos ventos.

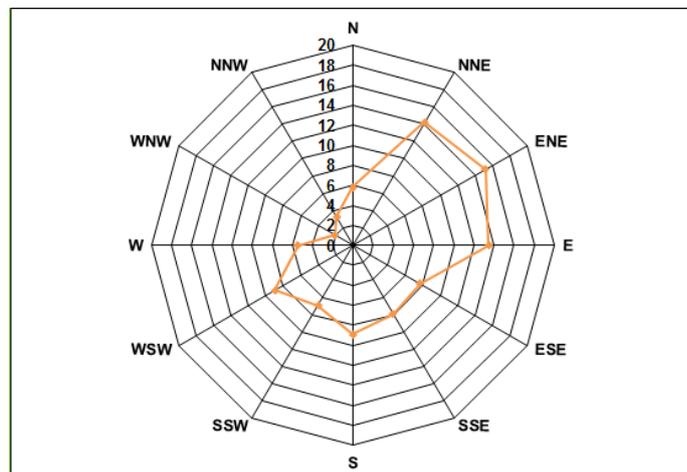


Figura 3.15 – Rosa-dos-ventos da frequência incidente média anual dos ventos.

Assim, a potência de um aerogerador é calculada a partir da soma da potência da turbina para cada direção j do vento multiplicada pela frequência de incidência do vento nesta direção, conforme mencionado anteriormente.

A instalação de uma turbina eólica ou a construção de um parque eólico depende, também, das condições do terreno. Neste trabalho considerou-se um terreno de classe 1, tipicamente plano e bem espaçado, comum a regiões ao nível do mar e nas proximidades de lagos ou mares.

As velocidades incidentes do vento foram obtidas em altura próxima ao tamanho da turbina (80m) não sendo necessária, assim, a utilização de uma relação para aproximar os valores das velocidades para uma altura diferente.

Capítulo 4 - Resultados

Este capítulo é dividido de acordo com a seguinte ordem: a primeira seção corresponde ao cálculo efetuado para o dimensionamento do parque eólico e a segunda seção é destinada à comparação das metodologias de otimização utilizando, primeiramente, uma modelagem simplificada buscando saber quais destes métodos obtinham as melhores respostas, e, em seguida, utilizando-os na modelagem completa. Posteriormente, fez-se um estudo de desempenho computacional.

A turbina eólica utilizada foi a ENERCON E82 – 3000kW cujas características são mostradas na Tabela 4.1. As curvas de potência e do coeficiente de potência são apresentadas, respectivamente, nas Figuras 3.8 e 3.3. A partir da Eq. 3.5 obtêm-se os valores dos coeficientes de empuxo (C_T) para as velocidades do vento incidente (Apêndice B).

Tabela 4.1 – Dados da turbina eólica ENERCON E82 – 3000kW.

Altura do Nacele (m)	Diâmetro da Pá (m)	Potência Nominal (kW)	Velocidade de cut-in (m/s)	Velocidade de cut-off (m/s)
78,0	82,0	3000,0	2,0	27,0

4.1 Dimensionamento do Parque Eólico

As perdas de energia devido ao sombreamento em um parque eólico variam entre 5% e 15% (Schlez *et al.*, 2006). Então, visando conhecer o espaçamento do parque, foram realizadas simulações posicionando uma torre exatamente a jusante de outra para várias distâncias (variações apenas na direção do vento) no intuito de se avaliar as perdas na potência até que a mesma alcançasse uma faixa intermediária da encontrada na literatura, ou seja, aproximadamente 10%. As

dimensões determinadas por este modo serão empregadas na otimização, que, então, pode agir para aquele espaçamento buscando minimizar as perdas.

As simulações foram realizadas apenas para dois sentidos (Oeste-Leste e Leste-Oeste, vide Tabela 3.4), pois qualquer outra direção não sofreria perdas devido ao sombreamento para o posicionamento das torres escolhido neste teste. A Tabela 4.2 mostra os valores encontrados de perdas devido ao sombreamento, com frequência de 100% nas respectivas direções avaliadas, nos distanciamentos de 3D, 6D, 9D, 10D e 12D.

Tabela 4.2 – Dados da turbina eólica ENERCON E82 – 3000kW.

		v_{∞} (m/s)	3D	6D	9D	10D	12D
Oeste	Leste	6,95	24,56%	16,32%	11,47%	10,31%	8,45%
Leste	Oeste	8,09	25,07%	16,70%	11,78%	10,60%	8,70%
Média			24,82%	16,51%	11,62%	10,45%	8,58%

Os resultados da Tabela 4.2 mostram que, para a faixa de perdas de aproximadamente 10%, o distanciamento que deve ser escolhido é 10D. Assim, o terreno do parque eólico hipotético foi definido como 10Dx10D.

4.2 Comparação dos Métodos de Otimização

4.2.1 Influência da quantidade de turbinas no valor da função objetivo

Inicialmente foi realizado um estudo visando determinar o intervalo de número de aerogeradores que seriam considerados para a posterior otimização. Para tanto, o algoritmo DIRECT foi aplicado para diversos testes de parque com as dimensões mencionadas. Tais testes, ou cenários, foram realizados alterando a quantidade de turbinas a posicionar, iniciando-se com duas, e considerou-se como critério de seleção o número máximo de torres sem haver sobreposição. O incremento permite analisar o desempenho deste algoritmo para avaliação com critérios de parada maiores, bem como confrontá-lo com o algoritmo estocástico.

Neste estudo foi utilizado um modelo simplificado com o vento sendo unidirecional (100% de frequência) e com penalidade reduzida. Primeiramente, utilizou-se 10000 avaliações da função objetivo para cada cenário (diferentes quantidades de turbinas para posicionar) e o DIRECT não alcançou solução fisicamente possível a partir do problema com 11 aerogeradores. A solução fisicamente impossível ocorre quando o otimizador posiciona turbinas próximas entre elas, região proibida, gerando uma penalidade na função objetivo. Assim, para a posterior comparação dos algoritmos de otimização, escolheu-se a faixa entre 9 a 12 turbinas, ou cenários 9 ao 12.

4.2.2 Comparação dos Algoritmos

O objetivo deste teste era a comparação preliminar dos métodos de otimização para uma modelagem simplificada. O vento é considerado unidirecional, com frequência de 100%, e a penalidade foi reduzida em 10 vezes. Além disso, devido à incapacidade do DIRECT em alcançar um posicionamento viável para os cenários com 11 e 12 aerogeradores, realizou-se também um comparativo para determinar quantas avaliações da função objetivo seriam necessárias para este algoritmo solucionar o problema. Deste modo, para cada cenário estudado, o DIRECT obteria cinco resoluções, uma para cada quantidade de avaliações da função objetivo (100, 1000, 10000, 100000, 1000000).

Os algoritmos de PSO foram configurados modificando o número de partículas e iterações, e conseqüentemente a quantidade de avaliações da função objetivo, e são geradas 20 soluções para cada cenário a fim de se obter respostas confiáveis apesar do caráter estocástico da metodologia. Após, avaliou-se os métodos a partir da quantidade de respostas negativas para a função objetivo, ou seja, soluções para o parque eólico sem que houvesse sobreposição de turbinas eólicas. A Tabela 4.3 apresenta a quantidade de testes realizados (TR) para o problema simplificado com 9, 10, 11 e 12 turbinas a posicionar, as respostas negativas da minimização ($Resp^-$) e o cálculo de um índice de desempenho (ID) para cada método:

$$ID = \frac{Resp^-}{TR} \quad (4.1)$$

Tabela 4.3 – Valores comparativos dos métodos utilizados.

Métodos	TR	$Resp^-$	ID
DIRECT 100	4	0	0,000
DIRECT 1.000	4	0	0,000
DIRECT 10.000	4	2	0,500
DIRECT 100.000	4	2	0,500
DIRECT 1.000.000	4	2	0,500
PSO 10/10	80	4	0,050
PSO 10/30	80	9	0,113
PSO 20/50	80	24	0,300
PSO 40/50	80	31	0,388
PSO 80/50	80	43	0,538
PSO 20/100	80	20	0,250
PSO 40/100	80	40	0,500
PSO 80/100	80	43	0,538
PSO 100/200	80	56	0,700

Definiu-se, a partir dos resultados presentes na Tabela 4.3, que a metodologia PSO100/200, com a maior quantidade de soluções viáveis, seria utilizada na otimização do modelo completo. Além disso, o método DIRECT também seria empregado, pois, também se busca comparar as soluções entre os diferentes tipos de otimizadores. Entretanto, observou-se que o DIRECT não alcançou nenhuma solução viável, neste modelo, para 100 e 1000 avaliações da função objetivo e, para as demais (10000, 100000 e 1000000), os valores alcançados foram os mesmos. Deste modo, escolheu-se o DIRECT 100000 para comparativo com os PSO utilizando o modelo completo.

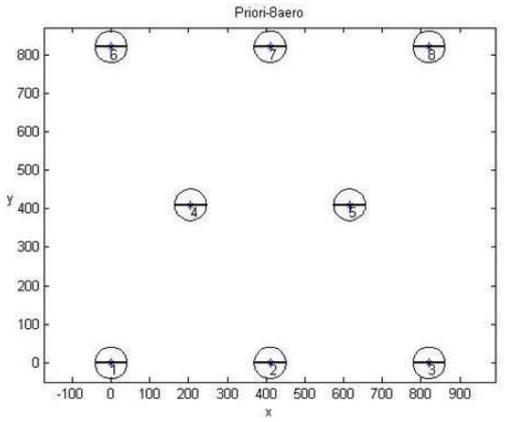
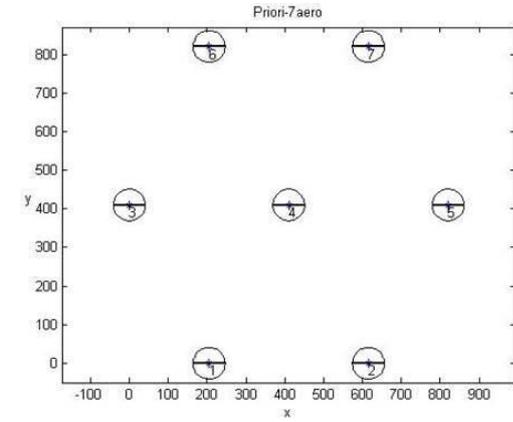
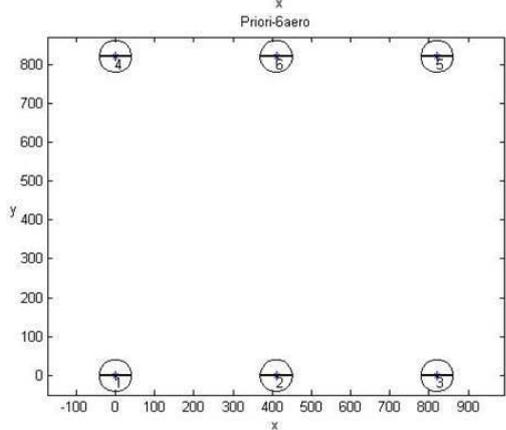
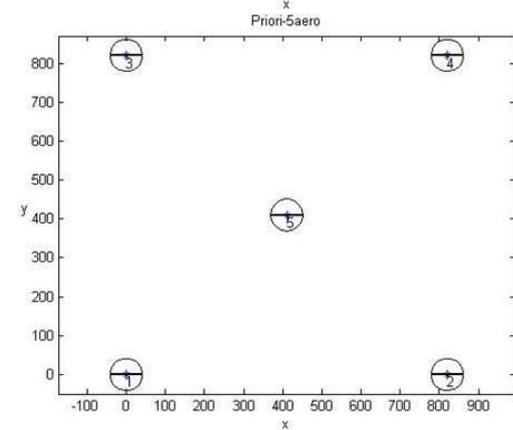
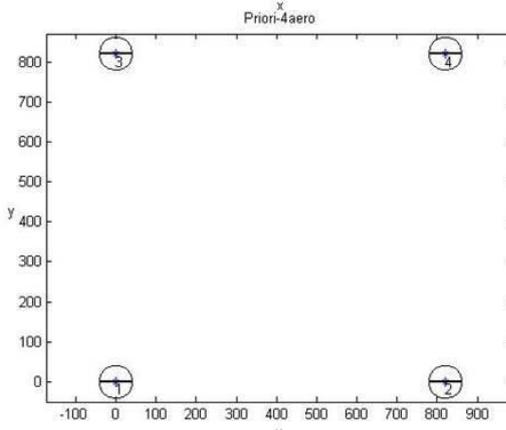
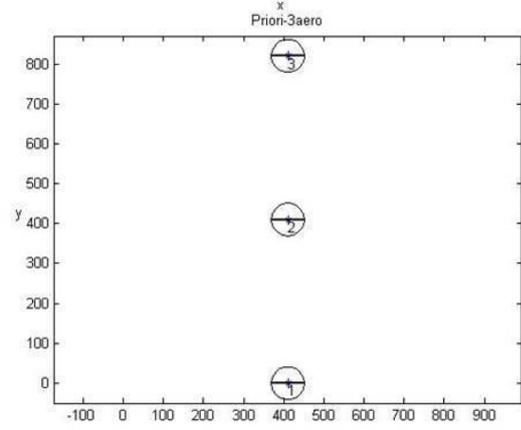
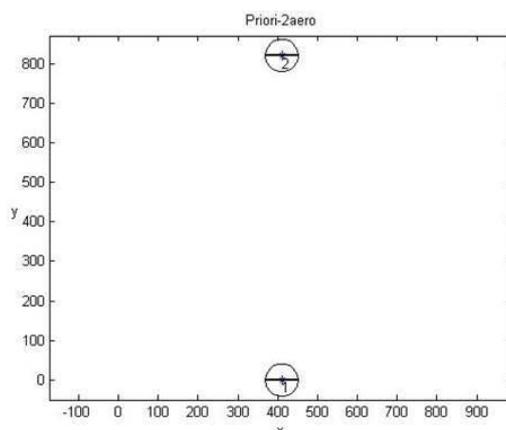
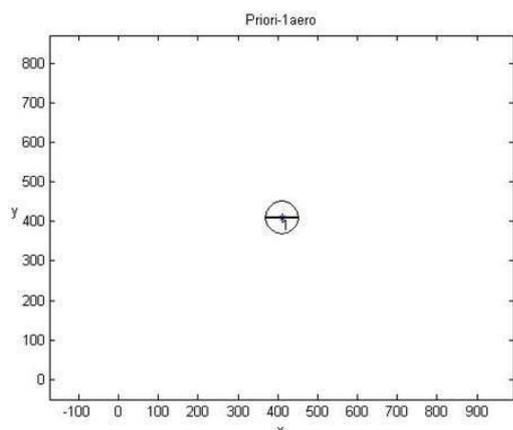
Buscando comparar os resultados finais dentro da própria metodologia PSO, utilizou-se os métodos PSO80/100 e PSO40/50 por serem mais rápidos que o PSO100/200.

4.2.3 Comparação dos Métodos Escolhidos

Nesta avaliação é utilizado o modelo completo para as 12 direções do vento, com suas respectivas velocidades e frequências médias, e a penalidade com valor de 10^4 . Este valor proporcionaria uma resposta positiva da função objetivo e, assim, ficaria evidente a solução fisicamente impossível alcançada. Foram realizadas 20 repetições para cada PSO em cada cenário.

Além dos modelos previamente escolhidos, foi proposto um posicionamento “a priori” para cada cenário (quantidade de aerogeradores) de modo que este também pudesse ser usado nesse comparativo. O posicionamento foi determinado utilizando como premissa o sistema de gradeamento e fileiras, evitando a colocação de torres na região proibida.

A Figura 4.1 mostra os cenários a priori para a variação da quantidade de turbinas eólicas de 1 até 12. As turbinas estão dispostas com um círculo a sua volta devido ao fato das mesmas rotacionarem buscando o vento incidente. Não foram propostos cenários para maiores quantidades de aerogeradores porque certamente haveria a sobreposição entre torres e/ou potência zerada para todas as direções do vento (região do *near wake*), o que tornaria esse cenário inviável economicamente.



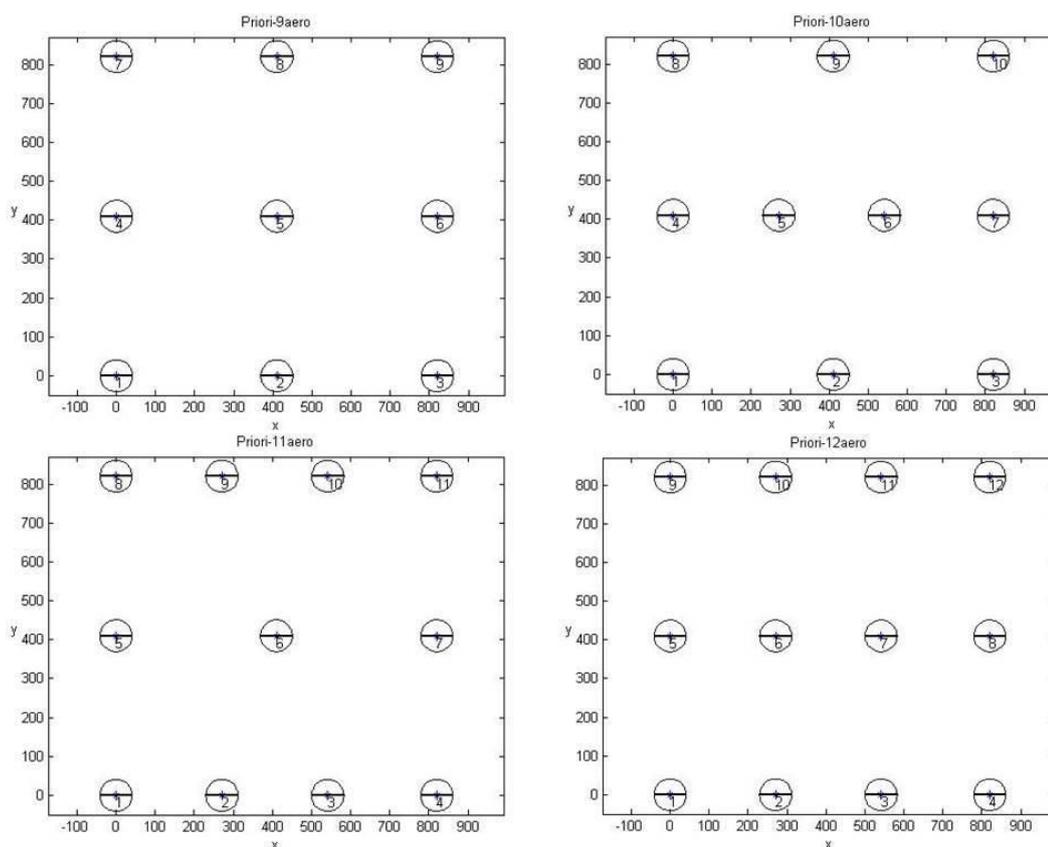


Figura 4.1 – Posicionamento a priori para comparação dos cenários de 1 até 12 aerogeradores.

A potência ideal do parque (Pot_{ideal}) é função do número de aerogeradores (N_{aero}) e do somatório da potência ideal de uma turbina eólica ($Pot_{ideal-1aero}$), ou seja, potência gerada a partir do vento incidente livre para todas as direções (N_{dir}) com suas respectivas frequências de incidência ($freq_j$).

$$Pot_{ideal} = N_{aero} \cdot \sum_{j=1}^{N_{dir}} Pot_{ideal-1aero} \cdot freq_j \quad (4.2)$$

As perdas ($Perd$) devido ao sombreamento relacionam a potência ideal (Pot_{ideal}) com a potência real calculada (Pot_{real}).

$$Perd(\%) = 100 \cdot \frac{Pot_{ideal} - Pot_{real}}{Pot_{ideal}} \quad (4.3)$$

As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam os resultados obtidos com os métodos de otimização utilizados e as perdas respectivas para os diferentes cenários com soluções viáveis. Os resultados das otimizações estão mostrados no Apêndice C onde os valores positivos de potência real encontrados denotam que a solução é fisicamente impossível, ou seja, há posicionamento de aerogeradores na região

proibida e, conseqüentemente, é aplicada uma penalidade cuja de 10^4 vezes o número de torres ali presentes.

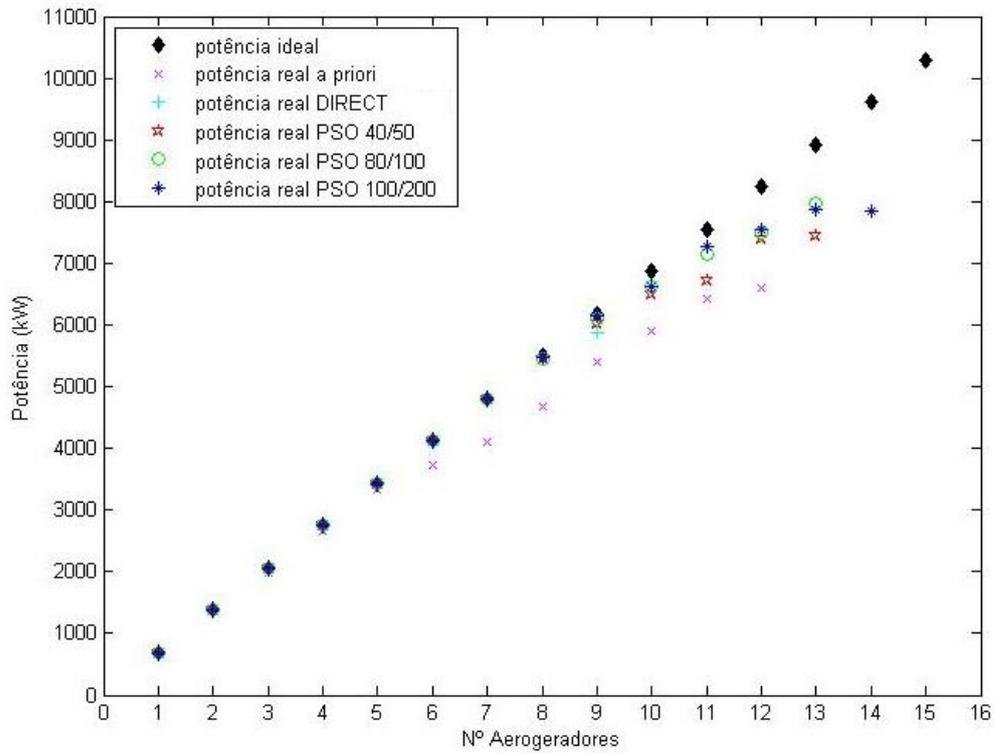


Figura 4.2 – Potência do parque eólico (kW) para os métodos nos diferentes cenários.

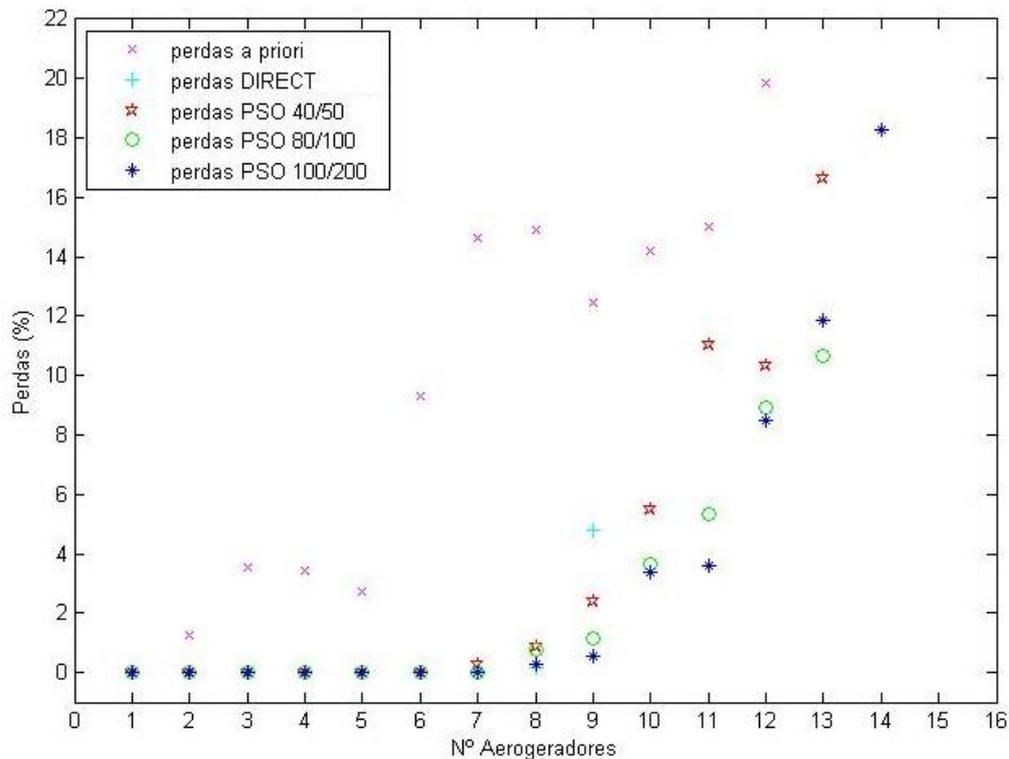


Figura 4.3 – Perdas (%) para os métodos nos diferentes cenários.

As Figuras 4.2 e 4.3 mostram que o posicionamento “a priori” utilizado apresenta perdas desde o segundo cenário que crescem de acordo com a adição de aerogeradores. Todavia, nota-se que há uma redução da perda para as quantidades de 5 e 9 turbinas em relação às imediatamente anteriores. Explica-se isto pelo fato de que a potência gerada por aquela turbina adicionada é superior à perda do sombreamento sofrida e causada pela mesma, tornando tais cenários viáveis economicamente quando comparado aos adjacentes.

O método DIRECT foi utilizado com 100000 avaliações da função objetivo e apresenta resultados com perdas quase nulas para os cenários com até 8 turbinas. A partir disso, a metodologia não mais alcança o mínimo global com a quantidade de iterações proposta (9 turbinas) ou sequer alcança uma solução viável (10 turbinas em diante).

As três variações do método PSO alcançaram suas melhores soluções com valores semelhantes até o cenário com 8 aerogeradores. A partir desta quantidade de turbinas, nota-se que o PSO 40/50 apresenta perdas cada vez maiores quando comparado com os outros dois (80/100 e 100/200). Todavia, a inesperada melhora entre os cenários 11 e 12 pode ser explicada devido ao seu caráter estocástico. Repetiu-se a otimização para os cenários 11 ao 15, alcançando os mesmos resultados.

PSO 80/100 e 100/200 obtiveram valores próximos para a função objetivo e, por consequência, para as perdas. A pequena diferença a favor do PSO 100/200 somente não ocorre para o cenário 13, sendo esta atribuída, provavelmente, ao caráter estocástico da metodologia. Além disso, o PSO 100/200 é o único que obtém uma solução viável para o cenário 14, todavia trata-se de uma resposta fora da faixa de perdas esperada (acima dos 15%). Assim, pode-se dizer que os métodos PSO 80/100 e 100/200 apresentaram resultados praticamente idênticos.

4.2.4 Melhores Posicionamentos

Nesta seção são analisadas as respostas dos métodos de otimização para alguns cenários. Como método DIRECT alcança valores próximos de 0% de perdas até o cenário 8 (8 turbinas a posicionar) e, apesar de possuir perdas no cenário 9, as mesmas estão dentro da faixa aceitável, deste modo ambos os cenários serão escolhidos para comparação dos melhores posicionamentos entre os otimizadores. Além deles, serão escolhidos os cenários 12 e 13, sendo o 12 devido ao fato das três variações do PSO estarem dentro da faixa viável de perdas. O cenário 13 será avaliado, uma vez que foi o único onde o PSO 100/200 foi superado pelo PSO

80/100. Os demais posicionamentos com maiores gerações de energia, ou menores perdas, de cada otimizador para cada cenário, estão apresentados no Apêndice C.

4.2.4.1 Cenário 8

A Figura 4.4 mostra o resultado da otimização com DIRECT para o cenário 8. Nota-se que o posicionamento entre a maioria das turbinas é entre 30° e 45° . Como as variações entre os ângulos de vento avaliados são de 30° e 60° e o cone de sombra não cresce perpendicularmente à direção do vento de modo a interferir as turbinas ao lado, as perdas se dão basicamente no sentido Oeste-Sudoeste para Leste-Nordeste, e vice-versa. O sentido Leste-Nordeste para Oeste-Sudoeste apresenta a maior velocidade média (Tabela 3.4), o que justifica tal alocação gerada pelo otimizador. Possuindo maior velocidade incidente, significa maior velocidade mínima absoluta (v_{min}^*) e, conseqüentemente, a maior velocidade de início da região do far wake.

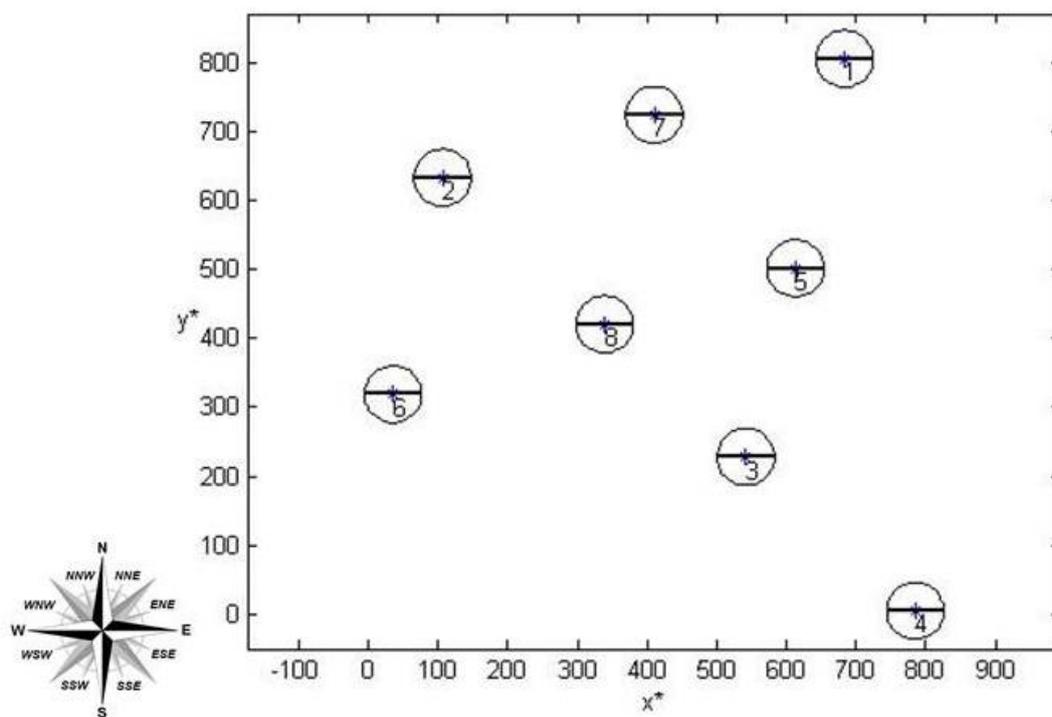


Figura 4.4 – Posicionamento DIRECT para o cenário 8.

A Figura 4.5 mostra o resultado da otimização PSO 40/50 para o cenário 8. Apesar do posicionamento ser diferente do mostrado para o DIRECT, o padrão da solução é semelhante, tanto no posicionamento entre 30° e 45° como para o sombreamento no sentido onde o vento incide com maior velocidade. Os

resultados evidenciados no Apêndice C e mostrados nas Figuras 4.2 e 4.3 mostram que a otimização ainda encontra o ótimo rapidamente.

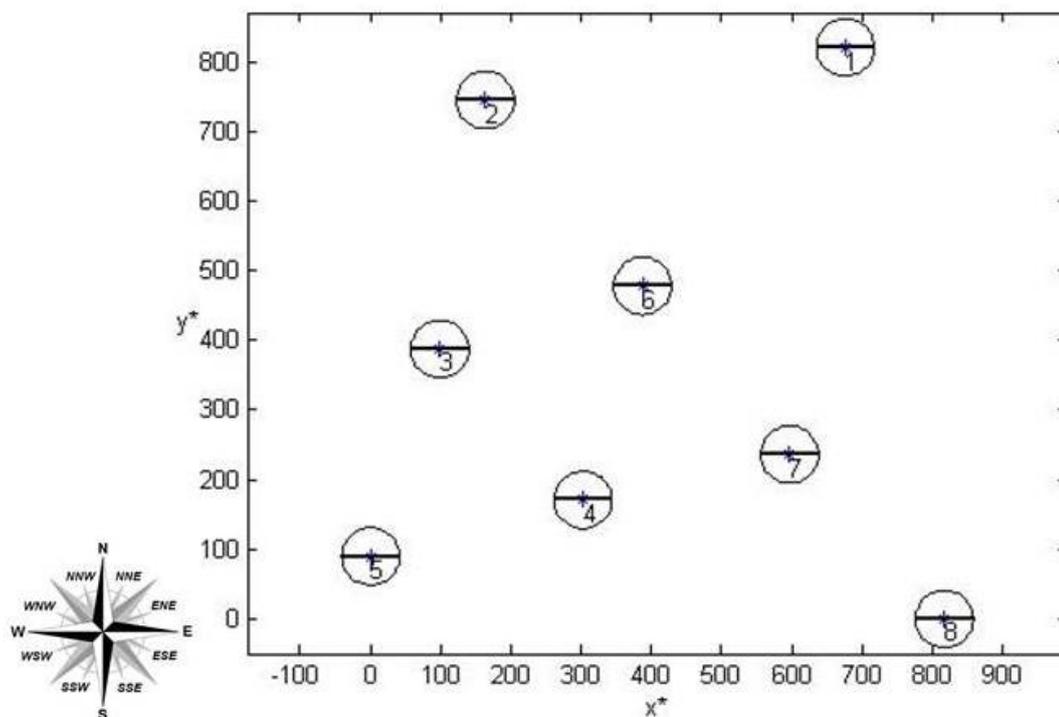


Figura 4.5 – Posicionamento PSO 40/50 para o cenário 8.

As Figuras 4.6 e 4.7 mostram o posicionamento para a maior potência alcançada pelo PSO 80/100 e PSO 100/200, respectivamente. Nelas, observa-se que a tendência anterior é alterada. Na Figura 4.6, observa-se que o sombreamento vai ser percebido principalmente na direção Leste-Sudeste para Oeste-Noroeste, e vice-versa. Segundo a Tabela 3.4, trata-se de um sentido com baixa incidência e velocidade de vento. Já na Figura 4.7, a priorização é de posicionar as torres nas demais direções colaterais onde não há vento incidente. Alguns aerogeradores, no entanto, são posicionados de modo semelhante ao mostrado na Figura 4.6.

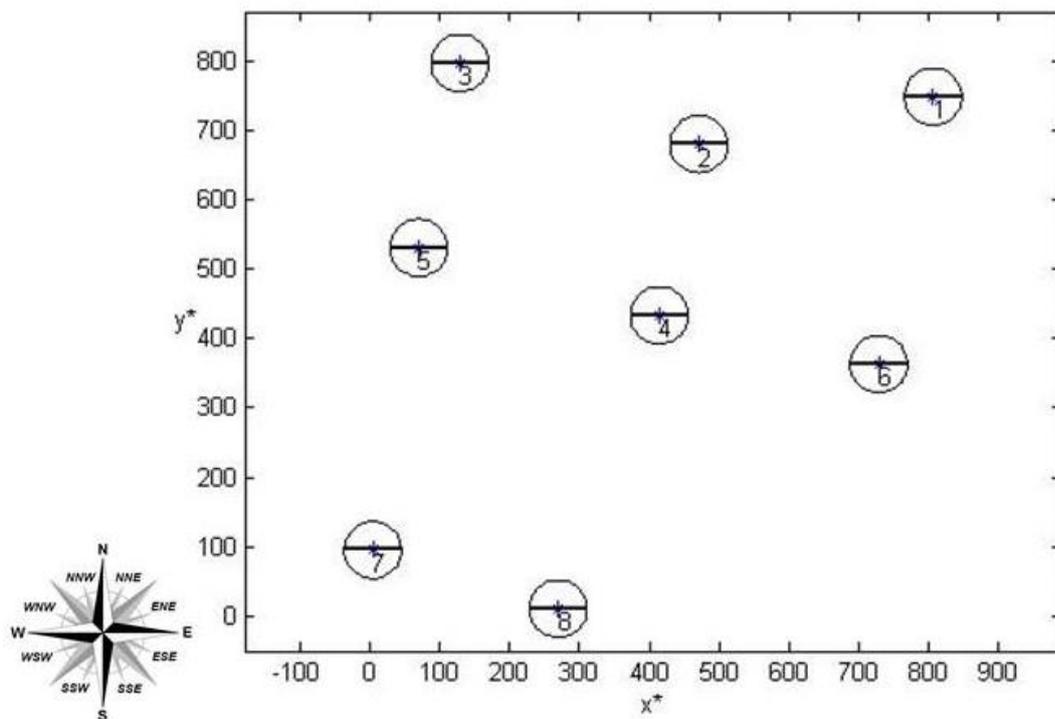


Figura 4.6 – Posicionamento PSO 80/100 para o cenário 8.

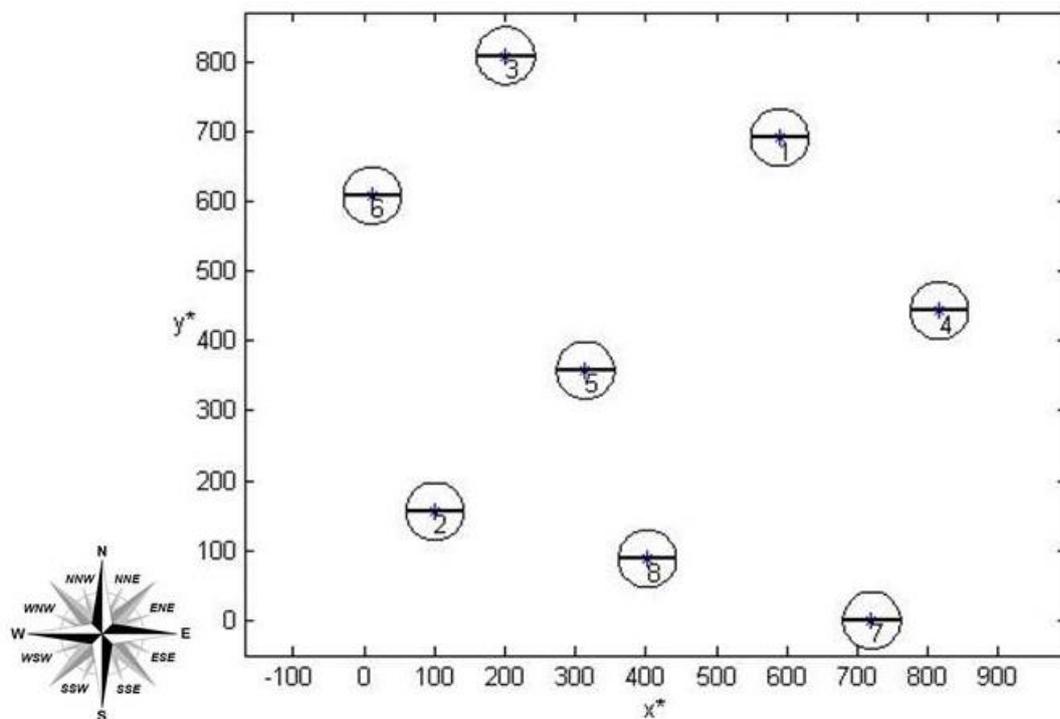


Figura 4.7 – Posicionamento PSO 100/200 para o cenário 8.

4.2.4.2 Cenário 9

A Figura 4.8 mostra o resultado da otimização DIRECT para o cenário 9. Diferentemente do apresentado no cenário anterior, nota-se que a conformação aqui possui uma tendência de fazer o sombreamento para mais direções do que a resposta do cenário 8. Apesar das turbinas 2, 5, 9 e 4 estarem posicionadas em um ângulo de aproximadamente 45° em relação às demais, as outras 5 turbinas influenciam entre si nos sentidos Norte para Sul, Leste para Oeste e vice-versa. Ressalta-se que o DIRECT não alcançou o ótimo neste caso e, por isso, esta resposta provavelmente seria melhor caso fossem permitidas mais iterações.

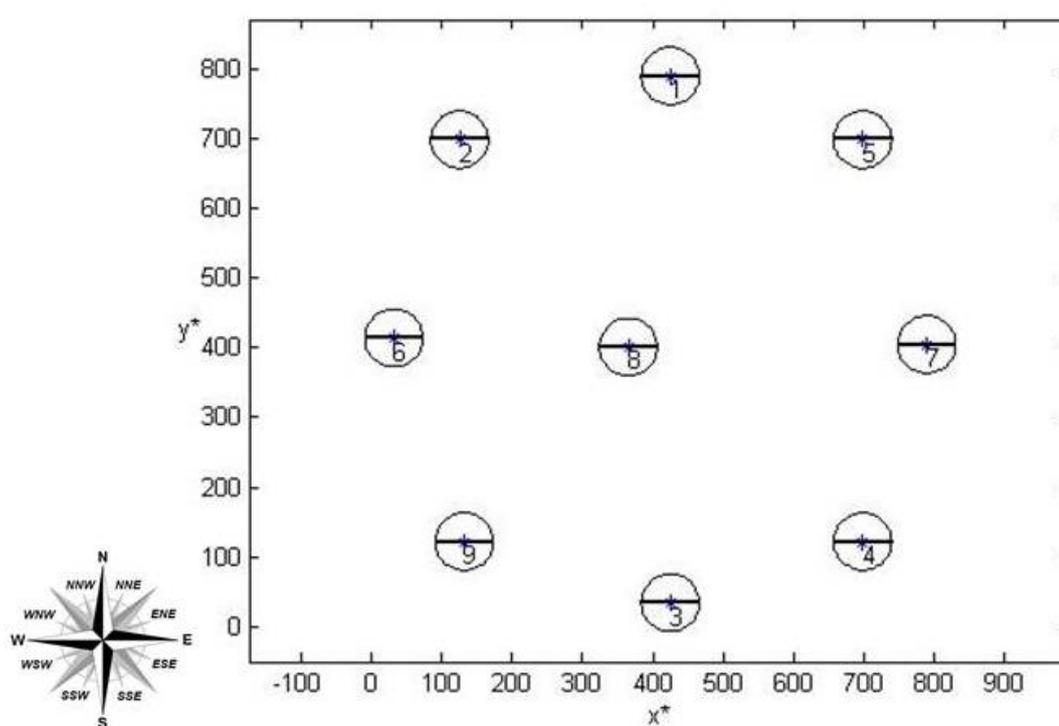


Figura 4.8 – Posicionamento DIRECT para o cenário 9.

As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam as configurações do cenário 9 para os PSO 40/50 e 80/100, respectivamente. Ambos mostram uma tendência semelhante à observada no cenário 8 para o DIRECT. Os posicionamentos ótimos atribuem a perda via sombreamento para a direção preferencial, de modo a obter a maior velocidade mínima absoluta. Além disso, observa-se, na Figura 4.10, que o algoritmo busca posicionar as torres também no sentido do ponto colateral noroeste, sentido no qual não há vento incidente e, por consequência, sem perdas.

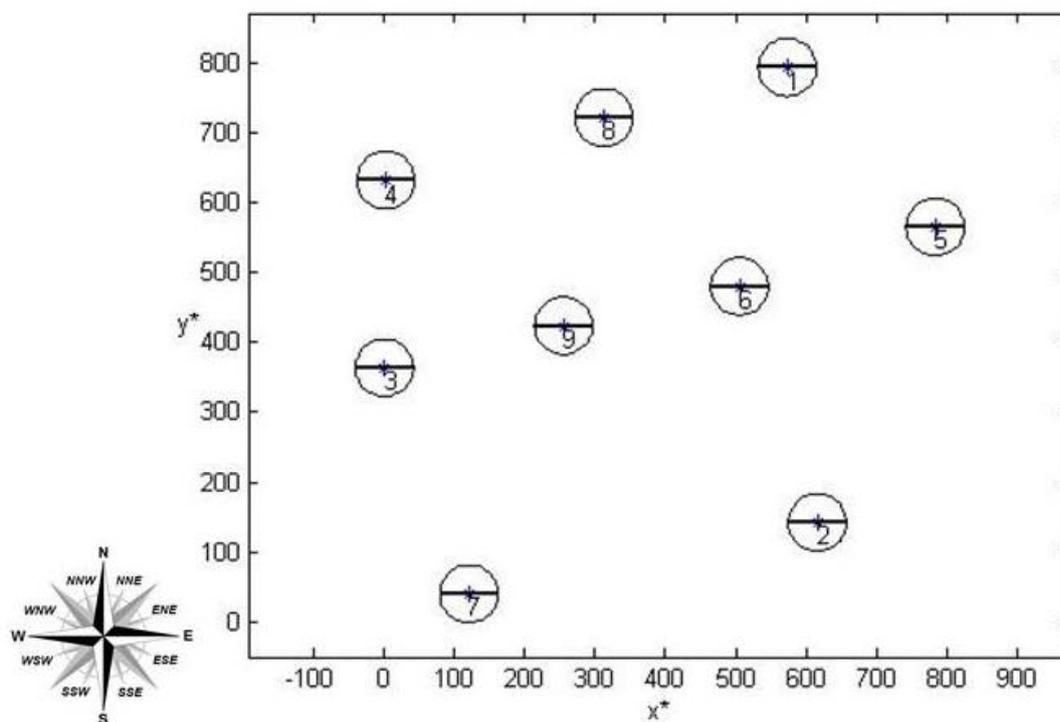


Figura 4.9 – Posicionamento PSO 40/50 para o cenário 9.

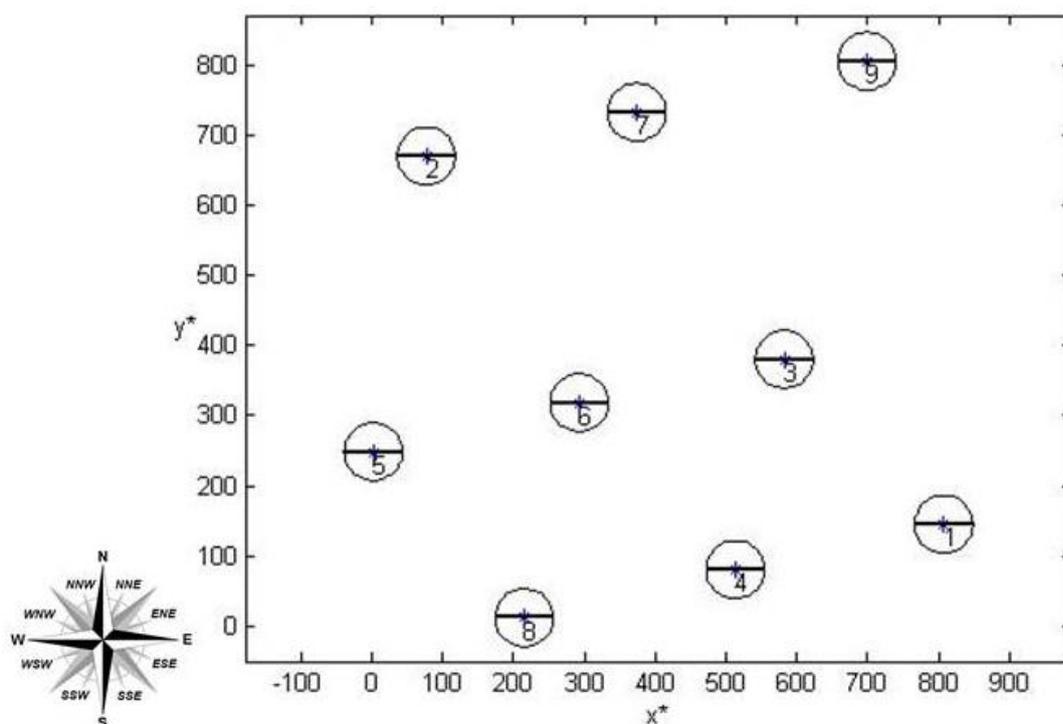


Figura 4.10 – Posicionamento PSO 80/100 para o cenário 9.

A Figura 4.11 apresenta o posicionamento do PSO 100/200. A tendência sugere o mesmo arranjo apresentado para esse método no cenário 8. Apesar de haver

influência em outras direções de vento incidente (principalmente no sentido norte-noroeste e sul-sudeste, e vice-versa), a variação é extremamente pequena, levando a uma perda de apenas 0,56% da potência ideal.

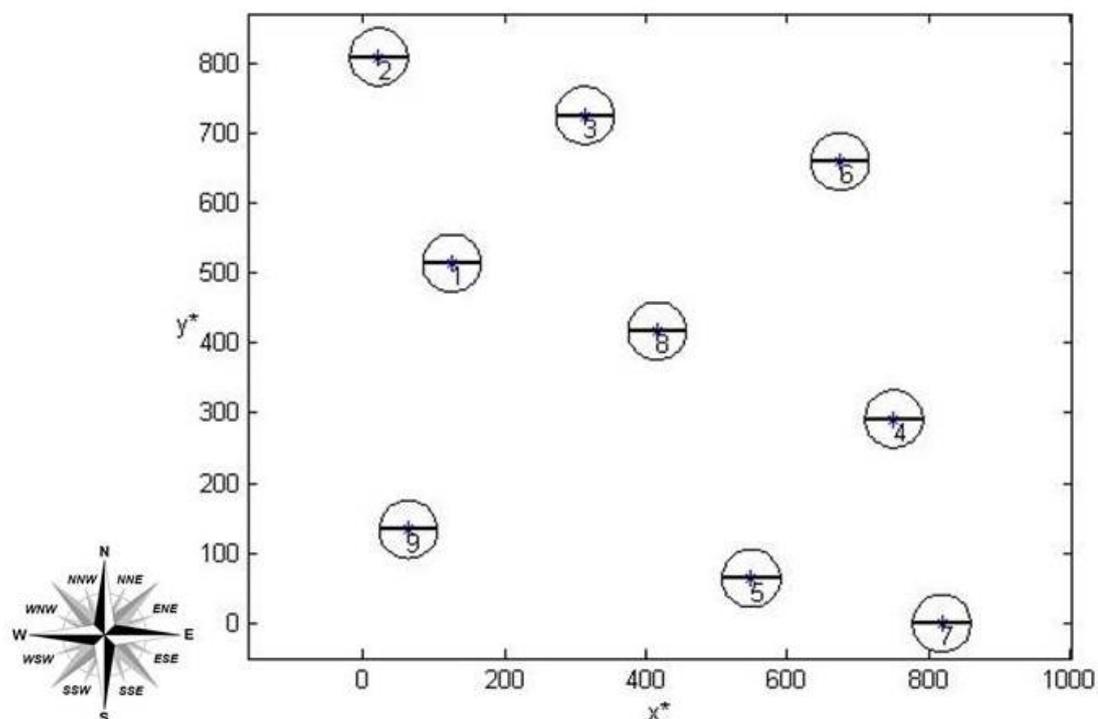


Figura 4.11 – Posicionamento PSO 100/200 para o cenário 9.

4.2.4.3 Cenário 12

Para o cenário 12, não é apresentada a configuração do método DIRECT por ser fisicamente inviável. O algoritmo apresentou valor positivo para a função objetivo que, segundo a Eq. 3.19, representa a aplicação de penalidades (violação da região proibida).

A Figura 4.12 apresenta o posicionamento do PSO 40/50 para o cenário 12. Ao contrário do evidenciado nos cenários 8 e 9 para os PSOs, agora o algoritmo não mais consegue manter as perdas inferiores a 5%. A necessidade de colocação de 12 turbinas faz com que seja mais complicado de haver uma tendência na resposta, pois, não mais há a “folga” para a otimização como citada nos cenários 8 e 9. Ainda sim, percebe-se que o PSO 40/50 posiciona 7 dos 12 aerogeradores próximos aos limites inferior e superior (eixo y^*), buscando uma incidência livre para 10 das 12 direções do vento avaliadas (exclui-se as direções Oeste para Leste e Leste para Oeste).

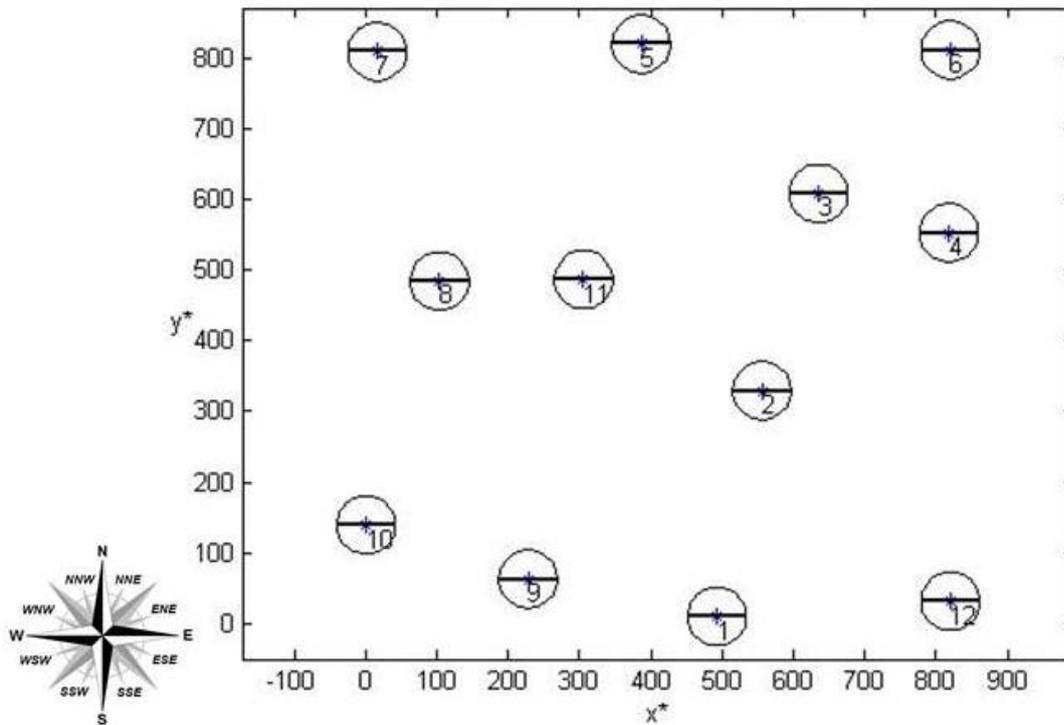


Figura 4.12 – Posicionamento PSO 40/50 para o cenário 12.

A Figura 4.13 mostra o posicionamento do PSO 80/100. O resultado revela que o método buscou atribuir o sombreamento para todas as direções, espaçando as turbinas de tal modo que não ficassem posicionadas no *near wake*. Novamente nota-se a colocação de aerogeradores no limite inferior (eixo y^*), priorizando os ventos incidentes livres de 10 das 12 direções do vento avaliadas.

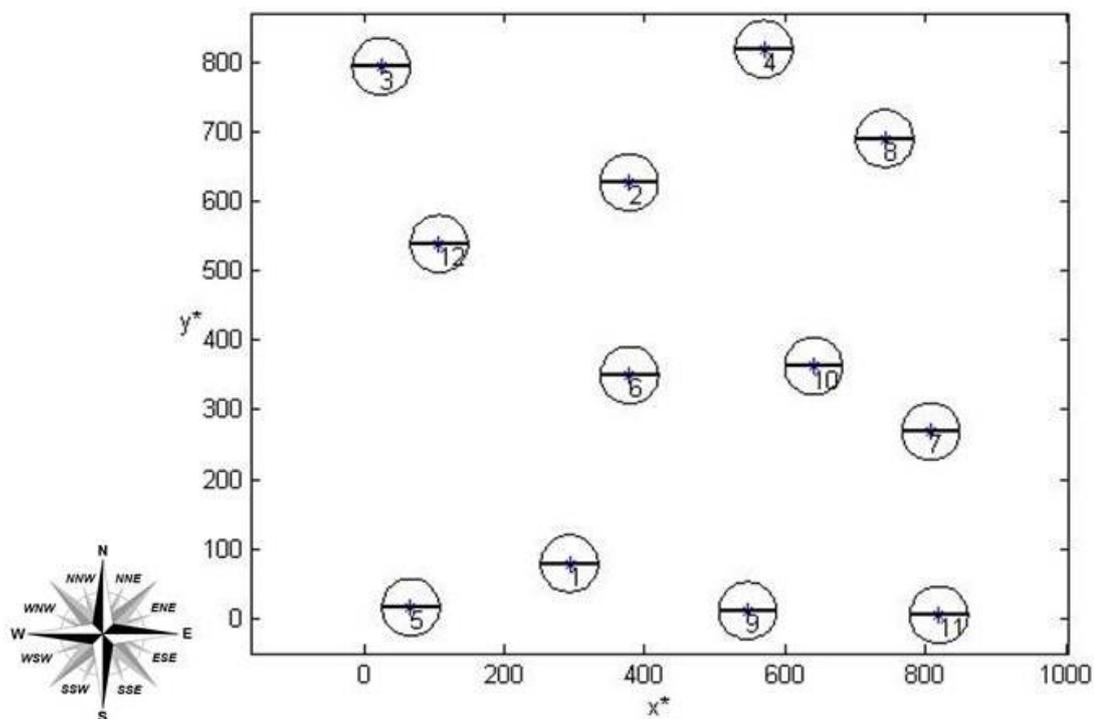


Figura 4.13 – Posicionamento PSO 80/100 para o cenário 12.

A Figura 4.14 mostra que o posicionamento para o PSO 100/200 apresenta uma conformação que coloca as turbinas no limite superior (eixo y^*), mas também faz o sombreamento atuar mais nas direções Norte para Sul. Observando a Figura 4.14, percebe-se que as turbinas 1 e 8 certamente sofrerão influência da turbina 10 quando o vento for no sentido Norte para Sul, assim como a turbina 6 será influenciada pela 5. Todavia, quando o sentido for Sul para Norte, a turbina 7 não influenciará a 1 nem a 10.

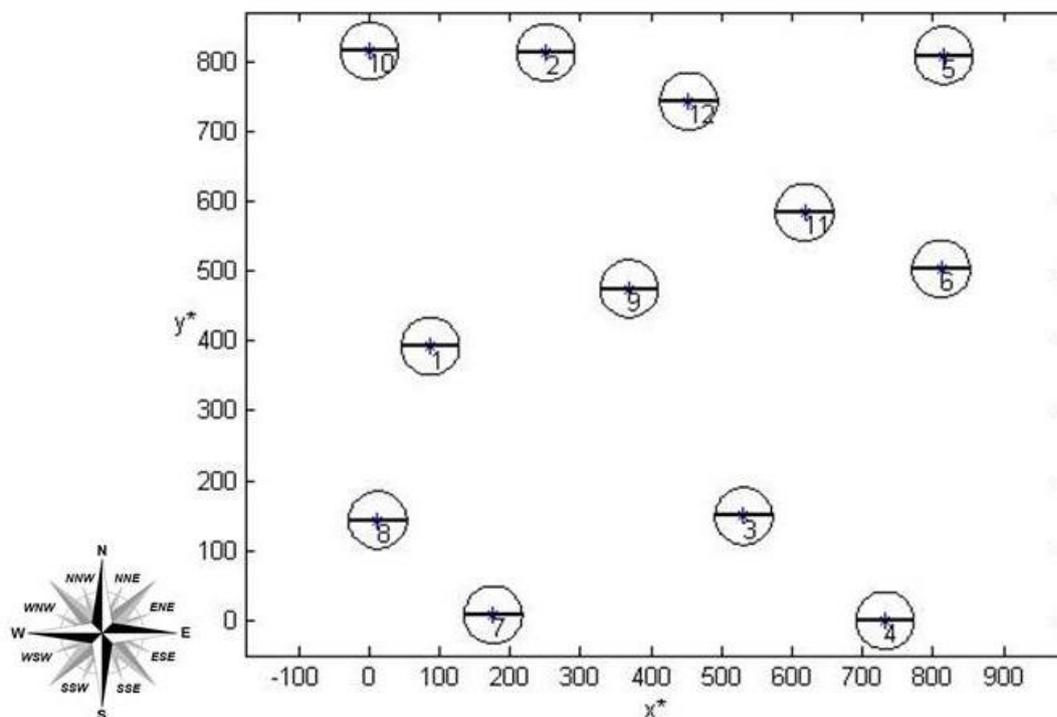


Figura 4.14 – Posicionamento PSO 100/200 para o cenário 12.

4.2.4.4 Cenário 13

As Figuras 4.15, 4.16 e 4.17 mostram os posicionamentos dos PSO 40/50, 80/100 e 100/200, respectivamente, para o cenário 13. Devido à grande quantidade de turbinas em relação ao tamanho do parque eólico (10Dx10D), observa-se, pela Figura 4.3, que as perdas de todos os métodos ultrapassam os 10%. Além disso, devido à possibilidade de alocação das torres gerarem penalidade (região proibida), a tendência dos métodos fica ainda mais atrelada ao caráter estocástico e, assim, há uma maior possibilidade dos métodos com menos avaliações da função objetivo alcançarem um posicionamento mais viável que os demais. Idem ao cenário 12, o algoritmo DIRECT não apresentou solução viável para o posicionamento de 13 turbinas.

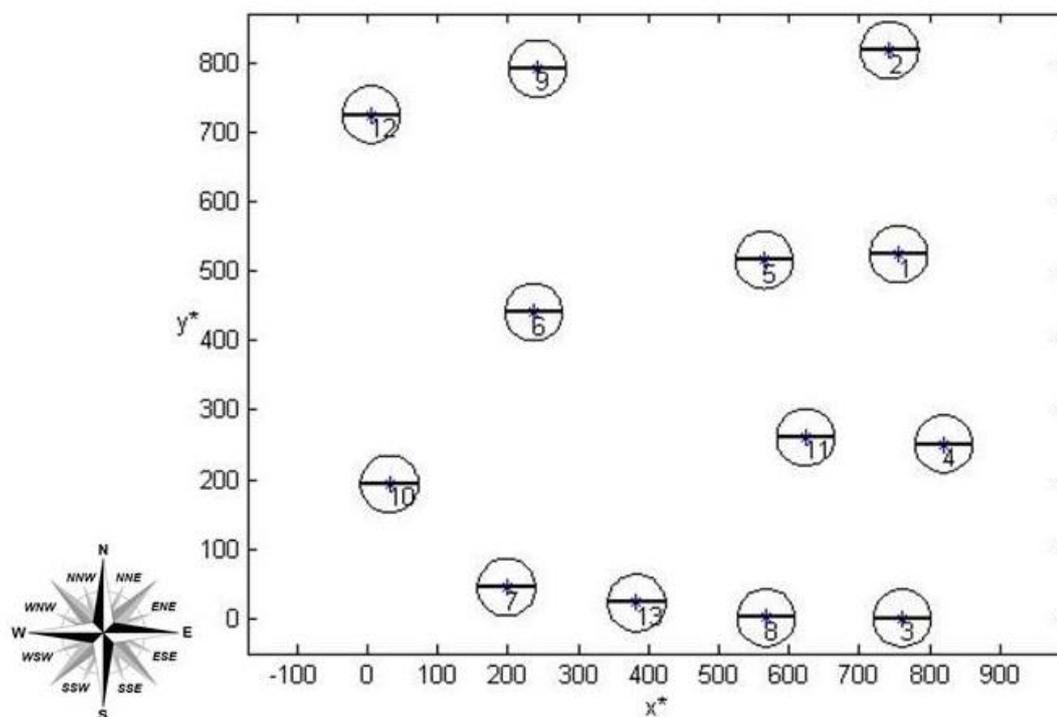


Figura 4.15 – Posicionamento PSO 40/50 para o cenário 13.

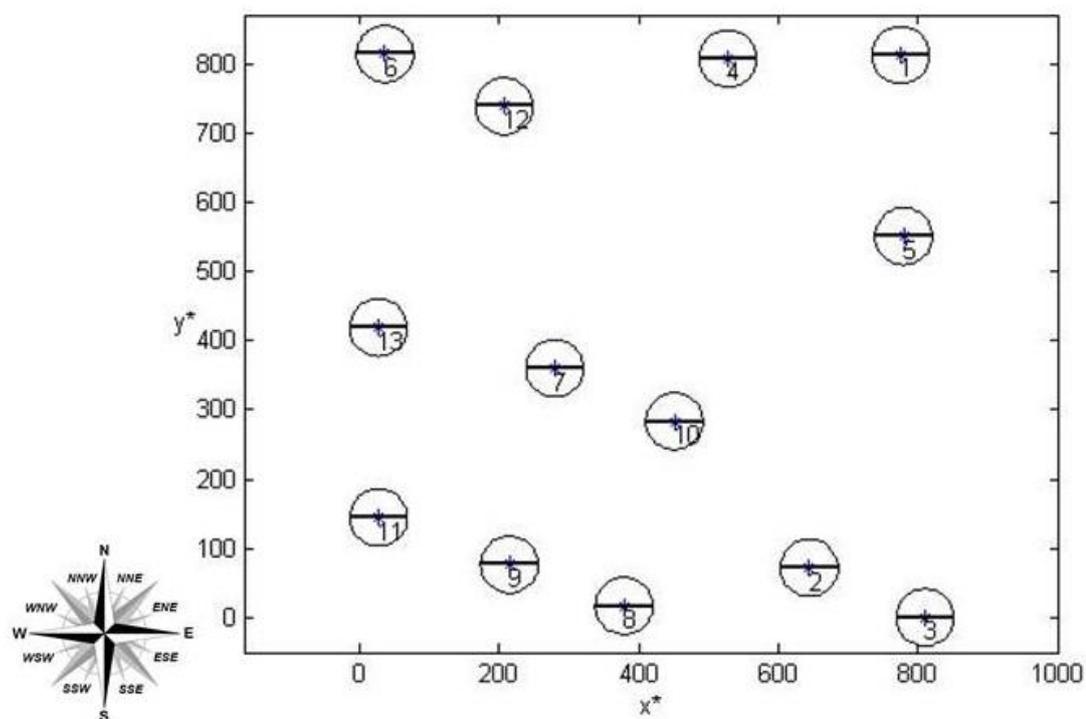


Figura 4.16 – Posicionamento PSO 80/100 para o cenário 13.

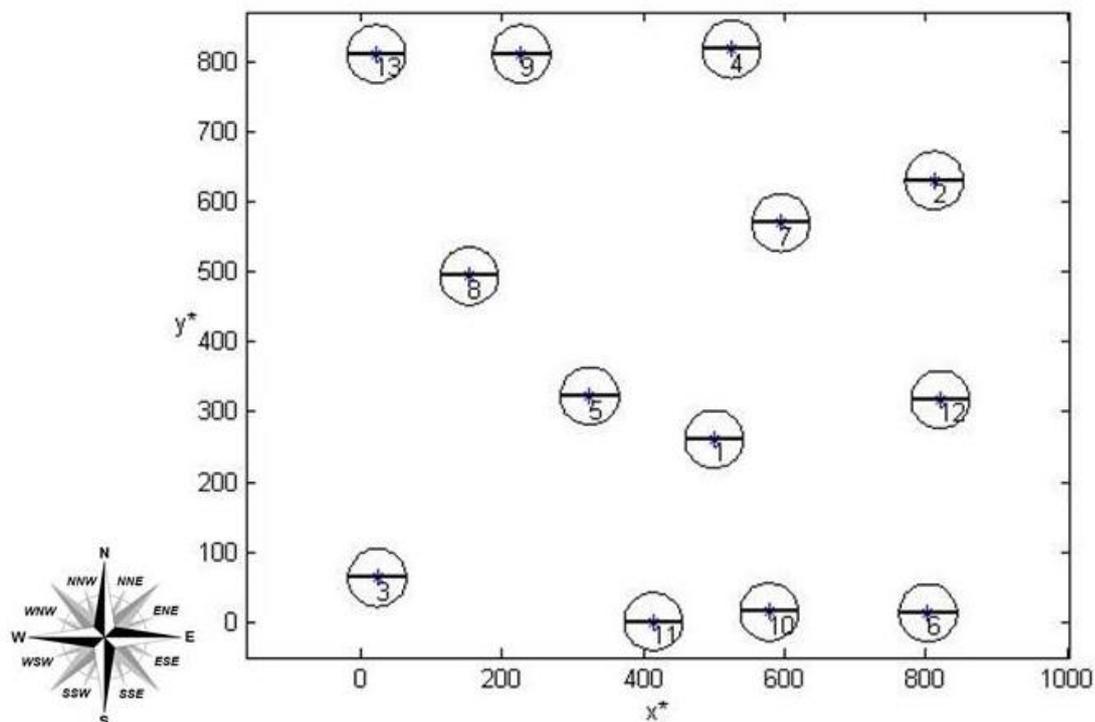


Figura 4.17 – Posicionamento PSO 100/200 para o cenário 13.

4.2.5 Comparativo com a Literatura

Devido a alteração do modelo de Katic *et al.* (1986) para variações ao longo do eixo y e utilização de *blending functions* para agregar os efeitos de esteira de cada turbina para determinada direção do vento, a comparação dos algoritmos utilizados torna-se complexa. Assim, buscando entender se o modelo e a otimização possuem resultados aceitáveis, compara-se os mesmos com os encontrados por Mosetti *et al.* (1994) pois além de deter o mesmo modelo original de Jensen (1984), aquele também utilizou algoritmo tipo estocástico na otimização.

A Tabela 4.4 mostra o estudo comparativo tendo base no tamanho do parque proposto, na quantidade de turbinas posicionadas e nas perdas calculadas para este problema específico. No intuito de comparar, foi feita uma simples avaliação da área total do parque dividida pela quantidade de turbinas. Assim, busca-se observar qual a área destinado para cada aerogerador que os modelos alcançaram. Por fim, utiliza-se o PSO 80/100 para 13 turbinas por ser, dentre aqueles avaliados neste trabalho, o que mais se aproximou à quantidade de 15 turbinas com perdas inferiores aos 15%.

Tabela 4.4 – Comparativo dos resultados do modelo proposto com o modelo de Mosetti *et al.* (1994)

	Mosetti <i>et al.</i> (1994)	Modelo Proposto (PSO 80/100)
Área Total	2000m x 2000m	820m x 820m
Nº de Turbinas	15	13
Perdas	16,00%	10,66%
Área/Turbina	26,67 x 10 ⁴ m ²	5,18 x 10 ⁴ m ²

Os resultados apresentados na Tabela 4.4 remetem que a área para cada turbina do modelo proposto é cerca de 5 vezes menor que o terreno necessário para Mosetti *et al.* (1994). Conseqüentemente, tendo em vista a viabilidade do projeto, esta redução de espaço viabilizaria a colocação de mais aerogeradores, ou uma menor área do parque eólico.

4.2.6 Estudo do Desempenho Computacional

Os resultados apresentados nas Figuras 4.2 e 4.3 mostram que os melhores métodos, considerando todos os cenários avaliados, são os PSO 80/100 e PSO 100/200. Sendo assim, com o intuito de melhor avaliar as metodologias, foi realizado um comparativo do desempenho computacional tendo como base os valores alcançados para a função objetivo e o tempo propriamente. A partir do explicado na seção anterior, a fim de considerar o método DIRECT, foi necessário realizar esse comparativo com os cenários em que o mesmo alcançasse uma solução viável. Novamente, o método DIRECT foi empregado com 100000 avaliações da função objetivo.

A Tabela 4.5 mostra o comparativo dos métodos para os cenários 7, 8 e 9 (quantidade de aerogeradores no terreno 10Dx10D). Para este estudo foi utilizado um computador Intel(R) Core™ i5-3470 CPU @ 3.20 GHz, apenas com o programa MATLAB (versão R2009a) em uso.

Tabela 4.5 – Tempo computacional e melhores resultados dos métodos para os cenários de 7 à 9 turbinas no parque.

		Ideal	DIRECT	PSO40/50	PSO80/100	PSO100/200
7 turbinas	Fun. Objetivo	-4804,0	-4802,1	-4784,6	-4800,4	-4804,0
	Tempo (h)	-	3,19	1,27	5,05	12,52
8 turbinas	Fun. Objetivo	-5490,2	-5481,2	-5418,3	-5490,2	-5489,9
	Tempo (h)	-	4,10	1,64	6,51	16,28
9 turbinas	Fun. Objetivo	-6176,5	-5880,3	-5993,4	-6070,1	-6036,6
	Tempo (h)	-	5,21	2,06	8,16	20,33

A Tabela 4.5 traz duas conclusões importantes acerca dos métodos utilizados. A primeira diz respeito ao método DIRECT, o qual é mais lento quando comparado ao PSO 40/50, porém é mais rápido em relação aos outros dois PSO (80/100 e 100/200). Todavia, a incapacidade do mesmo em alcançar soluções melhores para os cenários 9 ao 15, e já sendo mais lento que o PSO 40/50 para os cenários 7 a 9, levam à conclusão que, mesmo adicionando avaliações da função objetivo, ficaria em desvantagem quando comparado ao PSO 40/50.

O método PSO 40/50 mostrou-se o mais veloz. Apesar de já apresentar uma perda no primeiro cenário avaliado, e a mesma aumentar para os demais cenários, trata-se de uma alternativa interessante no que diz respeito à rapidez na obtenção das respostas. Todavia, a Figura 4.3 mostra que as perdas desse método a partir do cenário 10 são consideráveis (aproximadamente 10%). Assim, para uma condição mais criteriosa de parque, essa metodologia não é recomendada.

O PSO 80/100 apresentou um tempo computacional considerável para os cenários 7 a 9. Todavia, como discutido anteriormente, seus resultados quanto à função objetivo pouco diferem do PSO 100/200, o que pode ser constatado no cenário 13, uma vez que o PSO 80/100 supera o PSO 100/200. Além disso, todos os resultados fisicamente possíveis do PSO 80/100 estão dentro do limite de perda estipulado no dimensionamento do parque (aproximadamente 10%).

O PSO 100/200, por sua vez, mostrou-se o mais lento dentre os algoritmos considerados. Apesar do maior número de partículas (soluções de parque) e iterações, os resultados não tiveram diferença considerável para o PSO 80/100. Além disso, o elevado tempo computacional do mesmo torna inviável a realização de repetições para melhor avaliação.

4.2.7 *Influência dos parâmetros w , cs_1 e cs_2 no PSO40/50*

A avaliação comparativa dos PSO foi feita, nas seções anteriores, alterando-se os valores do número de partículas e número de iterações que, conseqüentemente, modificam a quantidade de avaliações da função objetivo. Esta pode ser facilmente obtida multiplicando as partículas e as iterações. Deste modo, os PSO 40/50, 80/100 e 100/200 possuem, respectivamente, 2000, 8000 e 20000 avaliações da função objetivo.

Todavia, nos algoritmos foram empregados os valores de w , cs_1 e cs_2 previamente fixados (respectivamente 0,90, 0,50 e 0,50) e tais não necessariamente são aqueles que vão apresentar os melhores resultados para cada caso. O estudo comparativo até então é viável uma vez que se busca comparar as respostas modificando os parâmetros externos (número de partículas e iterações), porém,

buscando avaliar valores, se faz necessário estudar qual a melhor configuração de cada PSO internamente (w , cs_1 e cs_2).

Assim, utilizou-se o PSO40/50 como meta para esta avaliação. Além disso, é necessário que o cenário não seja simples demais, o que levaria a uma resolução muito veloz, nem muito complexa, pois o algoritmo poderia não alcançar a melhor solução até o término das avaliações da função objetivo. Deste modo, foram utilizados os cenários 7, 8, 9 e 10. A avaliação foi feita variando os parâmetros w , cs_1 e cs_2 de acordo com o mostrado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Variação dos parâmetros w , cs_1 e cs_2 no estudo comparativo do PSO40/50

	Mínimo	Varição	Máximo
Parâmetro w	0,70	+0,05	0,90
Parâmetro cs_1	0,50	+0,50	2,00
Parâmetro cs_2	0,50	+0,50	2,00

A Tabela 4.6 mostra que serão avaliados 5 valores de w (0,70, 0,75, 0,80, 0,85 e 0,90) e 4 valores de cs_1 e cs_2 (0,50, 1,00, 1,50 e 2,00) de tal modo que todas as configurações entre eles sejam consideradas. Assim, serão realizadas 80 diferentes configurações entre tais parâmetros para cada cenário. Por fim, como o método é estocástico, cada configuração foi repetida 10 vezes.

Primeiramente observou-se a quantidade de resoluções fisicamente possíveis (valores negativos para a função objetivo) seriam alcançadas por cada configuração em cada cenário. Posteriormente, comparou-se os valores encontrados nestes testes com aquele alcançado pelo PSO 40/50 na avaliação feita na seção 4.2.3. Para uma melhor avaliação das novas configurações, também foi estipulado que as duas melhores resoluções (menores valores de perda em relação à potência ideal) deveriam estar abaixo da perda encontrada pelo PSO 40/50 na seção 4.2.3. Deste modo, a Figura 4.18 traz a comparação das 2 únicas configurações que alcançaram este critério.

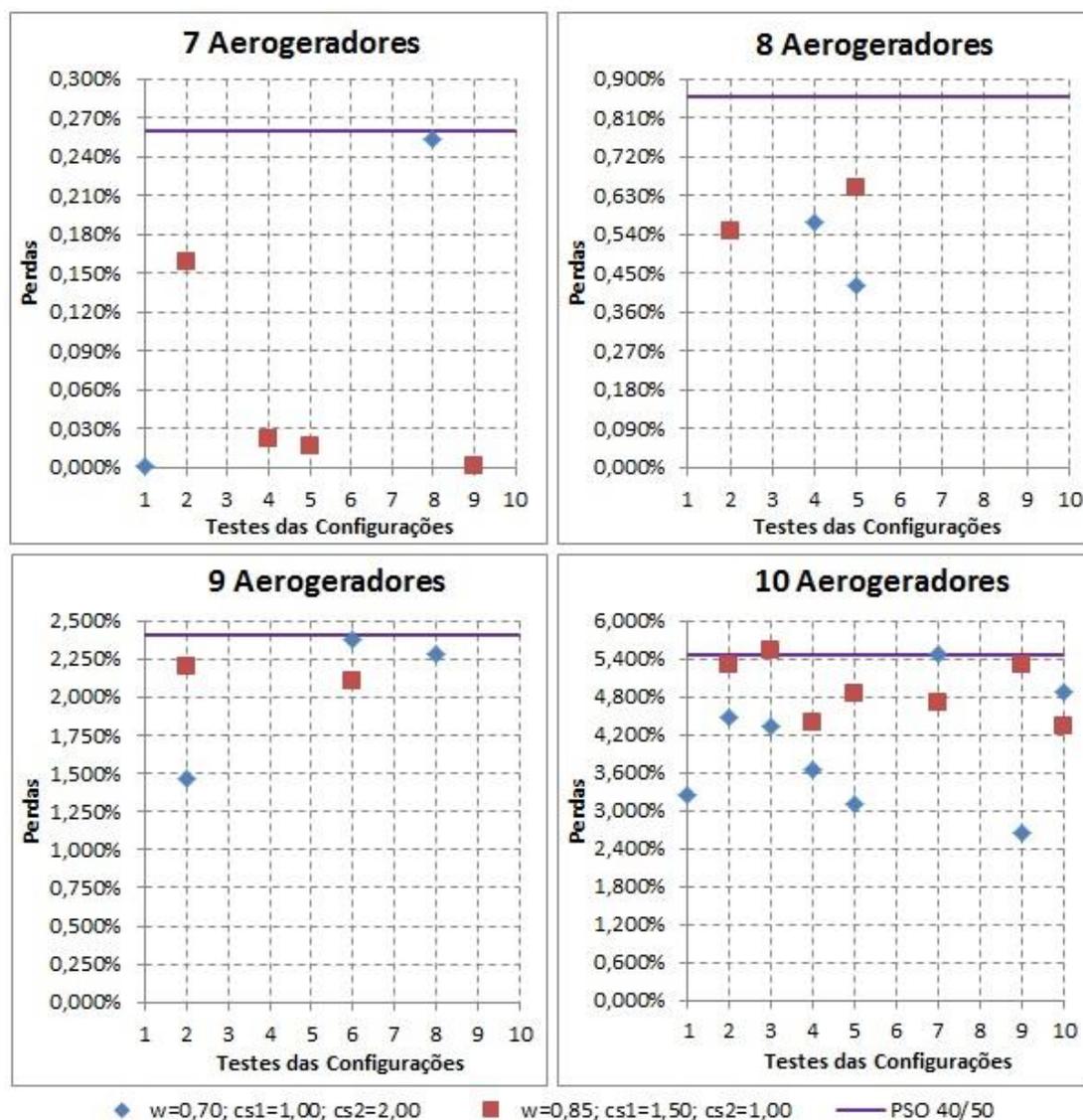


Figura 4.18 – Perdas das configurações testadas para as 10 repetições.

Na Figura 4.18, o PSO 40/50 da seção 4.2.3 está representado como uma reta em cada cenário. Assim, os resultados das configurações que importam são apenas aquelas abaixo da linha do PSO 40/50 da seção 4.2.3. Também é visível que a configuração $w = 0,85$, $cs_1 = 1,50$ e $cs_2 = 1,00$ detém mais soluções na faixa de avaliação que a configuração $w = 0,70$, $cs_1 = 1,00$ e $cs_2 = 2,00$.

4.2.8 Influência do número de partículas e iterações nos PSO

Como ressaltado anteriormente, os PSO até então avaliados diferem quanto ao número de partículas e iterações e, conseqüentemente, apresentam diferentes valores avaliativos da função objetivo. Buscando comparar a influência da quantidade de partículas e iterações, definiu-se que serão feitos novos testes para

os cenários 13 e 14 fixando a quantidade de avaliações da função objetivo em 2000. Assim, serão avaliados 4 tipos diferentes de PSO cujas multiplicações do número de partículas e iterações seja 2000: 20/100, 40/50, 50/40 e 100/20.

Tendo como referência o PSO 40/50 mostrado na seção 4.2.3, viu-se que este solucionou o problema para o cenário 13 com perda de 16,66% e não alcançou soluções viáveis para o cenário 14. Deste modo, não apenas serão alterados os valores de partículas e iterações, como serão utilizadas as configurações da seção 4.2.6 e a configuração utilizada na seção 4.2.3, em função do caráter estocástico do método.

A Figura 4.19 apresenta a quantidade de soluções fisicamente possíveis encontradas pelas configurações testadas para cada PSO em cada cenário avaliado. Cada configuração teve 20 repetições, ou seja, poderia alcançar no máximo 20 soluções viáveis. A maior quantidade de soluções para 13 aerogeradores é esperada por se tratar de um cenário menos complexo.

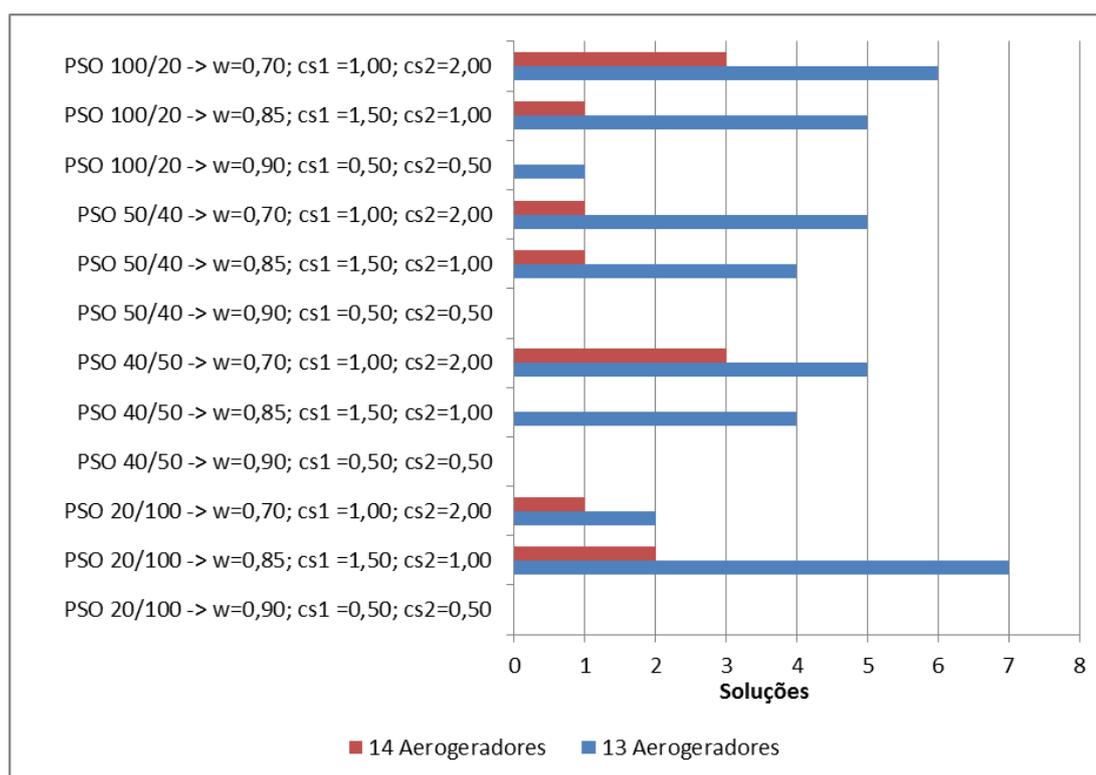


Figura 4.19 – Soluções fisicamente viáveis dos PSO para 13 e 14 aerogeradores

A Figura 4.19 mostra que a configuração usada na seção 4.2.3 ($w = 0,90$, $cs_1 = 0,50$ e $cs_2 = 0,50$) novamente não obteve nenhuma resposta fisicamente possível para o cenário 14 e apenas uma solução para o cenário 13 (quando usado o PSO 100/20). Já as demais configurações obtiveram respostas viáveis para todos os

cenários, à exceção do PSO 40/50 com $w = 0,85$, $cs_1 = 1,50$ e $cs_2 = 1,00$ que não encontrou solução para o cenário com 14 aerogeradores nas 20 repetições.

Por fim, fez-se uma avaliação do impacto das soluções viáveis em relação ao limite estipulado de 15% de perdas. Assim, a Figura 4.20 evidencia a quantidade de soluções viáveis que apresentam perdas iguais ou mais baixas que o limite. Nota-se que cerca de metade das soluções viáveis são acima do limite estipulado, mas, assim mesmo, a modificação dos parâmetros internos do PSO (w , cs_1 e cs_2) acarreta em soluções viáveis, e dentro do limite, para os cenários 13 e 14, o que não ocorreu na seção 4.2.3.

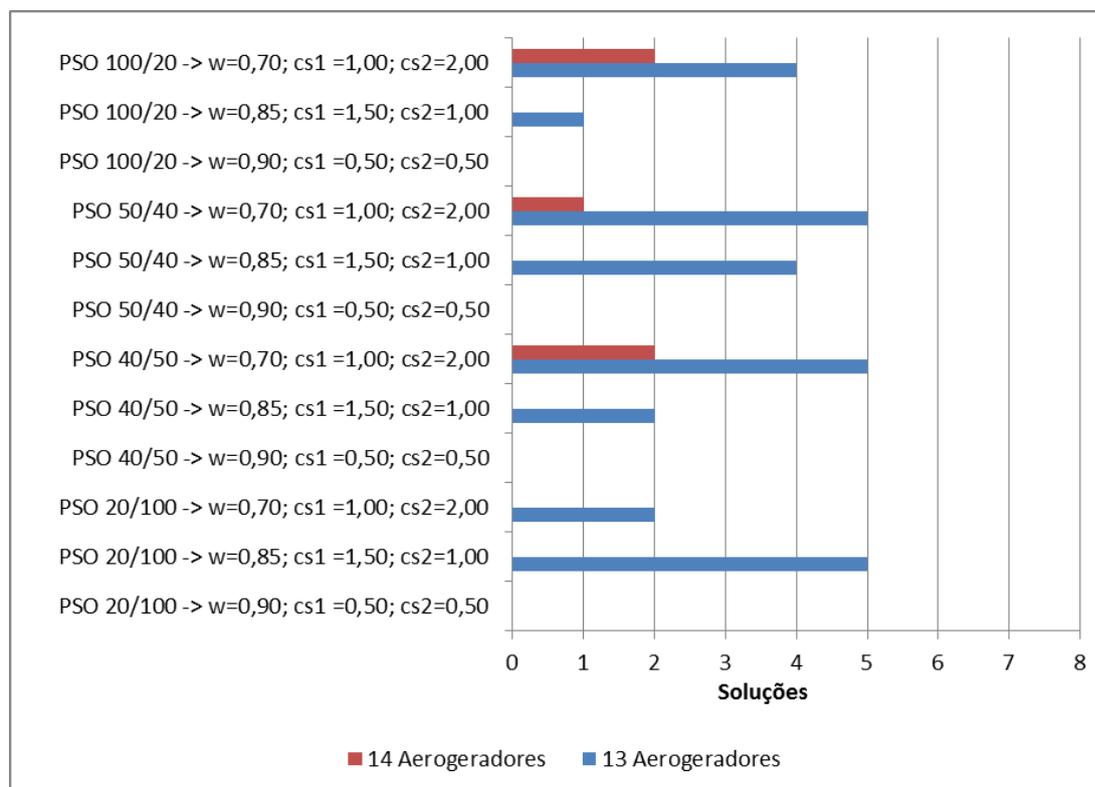


Figura 4.20 – Soluções fisicamente viáveis com perdas iguais ou menores à 15%.

Capítulo 5 – Conclusões e Trabalhos Futuros

A comparação entre as metodologias de otimização se mostrou extremamente válida no âmbito do posicionamento de torres eólicas em um ambiente hipotético de parque. A viabilidade do estudo pode ser observada no comparativo das técnicas para com a configuração a priori. Em todos os cenários comparados (a exceção do cenário 1), as soluções advindas dos algoritmos de otimização apresentaram valores melhores que a simulação dos posicionamentos a priori que, por sua vez, se mostrou ineficaz a partir do cenário 7, quando sua perda ultrapassou o estipulado no dimensionamento do parque.

O modelo utilizando *blending functions* mostrou-se veloz nas simulações e com resultados satisfatórios. A velocidade do mesmo é crucial no intuito de utilizar otimizadores mais complexos no intuito de se almejar soluções para cenários mais complicados.

A avaliação dos modelos de otimização foi realizada em um parque eólico hipotético com dimensionamento definido a partir da variação de perdas devido ao sombreamento evidenciadas na literatura. Assim, definiu-se que a melhor extensão do parque para que a otimização pudesse atuar de forma a produzir resoluções ótimas seria a 10Dx10D.

Os resultados para o modelo real mostraram que apesar do método DIRECT determinar um mínimo global, a incapacidade do mesmo, para a quantidade de avaliações da função objetivo propostas, em convergir para alguns cenários e, principalmente, o tempo computacional elevado quando comparado ao enxame de partículas mais simples (PSO 40/50), o torna recomendado apenas para cenários com até 8 turbinas.

Por outro lado, a técnica via enxame de partículas resultou em uma alternativa válida em termos de resultados e tempo computacional. As alternativas propostas para o PSO foram alterando a quantidade de partículas, soluções para o parque

eólico, e a iteração das mesmas. Assim, verificou-se que quanto mais partículas e iterações, maior o tempo computacional necessário para resolução. Além disso, este tempo também cresce quanto mais complexo for o cenário a otimizar, ou seja, quanto mais aerogeradores forem adicionados ao problema. Ainda sim, seguindo a margem de perdas citada por Schlez *et al.* (2006), os resultados evidenciam que esta ferramenta alcançou o posicionamento de 13 torres eólicas com 82m de diâmetro em um terreno de 10Dx10D.

Posteriormente, comparou-se o resultado alcançado no cenário mais complexo, dentro do limite de 15% de perda, com a solução proposta por Masetti *et al.* (1994). Devido aos diferentes métodos de otimização e modelos utilizados, foi utilizada para a comparação uma relação que envolvia a metragem do terreno e a quantidade de turbinas posicionadas. O resultado mostrou que o modelo proposto necessita de aproximadamente 5 vezes menos área para as turbinas, o que impacta diretamente no investimento do parque eólico.

Por fim, observando que os algoritmos do tipo PSO não alcançaram soluções viáveis dentro do limite estipulado ou mesmo não chegaram a configurações viáveis, realizou-se um teste alterando os parâmetros internos do enxame (w , cs_1 e cs_2) e, posteriormente, alterando o número de partículas e iterações mantendo fixa a quantidade de avaliações da função objetivo. Observou-se que o número de soluções viáveis aumentaram para os cenários 13 e 14.

5.1 Trabalhos Futuros

O modelo utilizado é baseado no mostrado por Katic *et al.* (1986) que, apesar de ser o precursor das diversas pesquisas realizadas no âmbito de otimização de posicionamento de torres eólicas, possui considerações simplificadas, principalmente em relação ao sombreamento. Um exemplo disso é a consideração de que a velocidade a ser considerada para geração de energia é aquela que incide exatamente no nacele quando, na verdade, seria necessário levar em consideração toda a faixa varrida pelas pás da turbina. Com esta consideração, seria possível a existência dos outros dois tipos de sombreamento (Quasi e parcial), tornando a modelagem mais complexa.

Além disso, o terreno utilizado para este estudo foi plano e ao nível do mar. Todavia, seria necessária a realização de um estudo prévio acerca das condições do mesmo e a variação da rugosidade do mesmo de modo real, avaliando para cada posição possível de se colocar um aerogerador. Essa alternativa também se relaciona com a anteriormente citada, pois uma variação mais brusca poderia

também causar complicações no estudo do sombreamento e, também, alterar a disposição da camada limite do vento.

O posicionamento de torres eólicas em parque também deve levar em consideração o cabeamento necessário para as centrais elétricas e, conseqüentemente, o impacto econômico gerado. A viabilidade econômica em grande parte determina o distanciamento das turbinas e o tamanho do parque sendo uma variável importante para estipular os limites do mesmo. Além disso, seria importante considerar que as perdas não se devem apenas ao sombreamento, mas também ao fato elétrico da rede e das partes mecânicas.

Quanto aos otimizadores, destaca-se a necessidade de um estudo mais aprofundado da influência dos parâmetros do PSO (w , cs_1 e cs_2) nas soluções dos cenários. Um estudo estatístico seria interessante para saber qual a melhor configuração desses parâmetros para cada tipo de PSO (diferentes valores para partículas e iterações), de preferência mantendo a quantidade de avaliações da função objetivo fixa.

Referências

ADARAMOLA, M.S.; KROGSTAD, P.Å. Experimental investigation of wake effects on wind turbine performance. *Renewable Energy*, v. 36, n. 8, p. 2078-2086, 2011. ISSN 0960-1481.

AINSLIE, J.F. Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v.27; 213-224, 1988.

ANNONI, J.; SEILER, P.; JOHNSON, K.; FLEMING, P.; GEBRAAD, P. An Experimental Investigation on the Effect of Individual Turbine Control on Wind Farm Dynamics. Submitted to *Wind Energy*. 2014.

BANDEIRA JUNIOR, E. Geração eólica: análise de investimentos. 2010. 64 (Graduação). Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

BARTHELMIE, R.J.; FRANDSEN, S.T.; RATHMANN, O.; HANSEN, K.; POLITIS, E.; PROSPATHOPOULOS, J.; SCHEPERS, J.G.; RADOS, K.; CABEZÓN, D.; SCHLEZ, W.; HEUBERT, A.; HEATH, M. Flow and wakes in large wind farms: Final report for UpWind WP8, Risø-R-1765(EN). 2011.

BJÖRKMAN, M.; HOLMSTRÖM, K. Global optimization using the DIRECT algorithm in Matlab. **AMO - Advanced Modeling and Optimization**, vol. 1 no. 2. 1999.

CARVALHO, P. **Geração Eólica**. Imprensa Universitária, 2003. 146 ISBN 85-7485-039-X.

CASTRO, R. **Energias renováveis e produção descentralizada: Introdução à Energia Eólica**. Lisboa: Instituto Superior Técnico. 2007.

CRESESB. Componentes de um Aerogerador. 2006. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php>>.

CRESESB. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2001. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>>.

CUSTÓDIO, R.D.S. Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica. ELETROBRAS. 2007. 280 ISBN 978-85-87083-09-8.

DEMIREL, T.; DEMIREL, N.Ç.; KAHRAMAN, C. Multi-criteria warehouse location selection using Choquet integral. *Expert Systems with Applications*, v. 37, n. 5, p. 3943-3952, 2010.

EMAMI, A.; NOGHREH, P. New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms. *Renewable Energy*, v. 35, n. 7, p. 1559–1564, 2010.

FINKEL, D.E. **DIRECT Optimization Algorithm User Guide**. 2003.

GAVRONSKI, J.D. Carvão mineral e as energias renováveis no Brasil. 2007. 291 (Doutorado). Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report**. p.25 e 26. 2011.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report**. p.35. 2012.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Statistics**. 2013.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report**. 2014.

GONZÁLEZ, J.S.; RODRÍGUEZ, Á.G.G.; MORA, J.C.; PAYÁN, M.B.; SANTOS, J.R. Overall design optimization of wind farms. *Renewable Energy*, v. 36, n. 7, p. 1973-1982, 2011. ISSN 0960-1481.

GRADY, S. A.; HUSSAINI, M. Y.; ABDULLAH, M. M. Placement of wind turbines using genetic algorithms. *Renewable Energy*, v. 30, n. 2, p. 259-270, 2005. ISSN 0960-1481.

HUSIEN, W.; EL-OSTA, W.; DEKAM, E. Effect of the wake behind wind rotor on optimum energy output of wind farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 49, p. 128–132, 2013. ISSN 0960-1481.

KATIC, I.; HOJSTRUP, J.; JENSEN, N.O. A simple model for cluster efficiency. *Proceedings of EWEA, Rome, Italy*. 1986.

KENNEDY, J.; EBERHART, R.C. Particle Swarm Optimization. **Proceedings of the 1995 IEEE International Conference on Neural Networks**, Vol. 4, Perth, Australia, IEEE Service Center, Piscataway, NJ, pp. 1942–1948. 1995.

KOCH, F.; GRESCH, M.; SHEWAREGA, F.; ERLICH, I.; and BACHMANN, U. Consideration of Wind Farm Wake Effect in Power System Dynamic Simulation. **Anais do PowerTech Conference Proceedings**, St. Petersburg, Russia. 2005.

KOTO, S. M. Fontes Renováveis para a Produção de Energia Elétrica no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso de Duas Fontes - Eólica e Fotovoltaica. 2009. 60 (Especialização). Gestão Ambiental e Negócios no Setor Energético, Instituto de Eletrotécnica e Energia - Universidade de São Paulo.

KRUMMENAUER, L. Fontes Alternativas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica. 2009. 76 (Graduação). Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

KUSIAK, A.; SONG, Z. Design of wind farm layout for maximum wind energy capture. **Renewable Energy**, v. 35, n. 3, p. 685-694, 2010.

JENSEN, N.O. A Note on Wind Generator Interaction. Risø-M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1984.

JONES, D.R.; PERTTUNEN, C.D.; STUCKMAN, B.E. Lipschitzian optimization without the Lipschitz constant. *J. Optim. Theory Appl*, vol. 79, pp. 157–181. 1993.

LACKNER, M.A.; ELKINTON, C.N. An analytical framework for offshore wind farm layout optimization. *Wind Engineering*, v. 31, n. 1, p. 17-31, 2007.

LARSEN, G. C. A Simple Wake Calculation Procedure. Risø-M-2760, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1988.

LEE, J.; HAJELA, P. Parallel Genetic Algorithm Implementation in Multidisciplinary Rotor Blade Design. *Journal of Aircraft*, v. 33, n. 5, p. 962-969, 1996.

LUDWIG, D.E. Análise numérica da influência de fatores atmosféricos na esteira aerodinâmica de turbinas eólicas. 2011. 98 (Mestrado). Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

MARQUES, J. Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação. 2004. 158 (Mestrado). Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria.

MOSETTI, G.; POLONI, C.; DIVIACCO, B. Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 51, n. 1, p. 105-116, // 1994.

OLIVEIRA, L.D.S.D. Regras e Boas Práticas para Instalação de Torres Anemométricas Voltadas para Estudo de Potencial Eólico. 2011. 115 (Mestrado). Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PATEL, M.R. **Wind and Solar Power Systems**. CRC Press, Florida. 1999.

PETRY, A.P; MATTUELLA, J.M.L. Análise do potencial eólico e estimativa da geração de energia empregando o "software" livre Alwin. 2007. 43

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL. Centro de Energia Eólica. Disponível em < <http://www.pucrs.br/ce-eolica/index.htm> >.

RAHMANI, R.; KHAIRUDDIN, A.; CHERATI, S.M.; PESARAN, H.A.M. A novel method for optimal placing wind turbines in a wind farm using particle swarm optimization (PSO). In Proceedings of the 9th International Power & Energy Conference, Singapore, Singapore, 27–29 October 2010; pp. 134–139.

SAAVEDRA-MORENO, B.; SALCEDO-SANZ, S.; PANIAGUA-TINEO, A.; PRIETO, L.; PORTILLA-FIGUERAS, A. Seeding evolutionary algorithms with heuristics for optimal wind turbines positioning in wind farms. *Renewable Energy*, v. 36, n. 11, p. 2838-2844, 2011. ISSN 0960-1481.

SALINO, P.J. Energia Eólica no Brasil: Uma comparação do PROINFA e dos Novos Leilões. 2011. 120 (Graduação). Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SAMORANI, M. The Wind Farm Layout Optimization Problem. Technical Report, Leeds School of Business, University of Colorado at Boulder. 2010.

SANDERSE, B. Aerodynamics of wind turbine wakes, Energy research Centre of the Netherlands, ECNE-09-016, 2009.

SARAIVA, R.V. Localização óptima dos conversores de um parque eólico para minimização de custos totais. 2007. 68 (Mestrado). Engenharia Electrónica e de Computadores, Universidade Técnica de Lisboa.

SCHLEZ, W.; HASSAN, G. New Developments in Precision Wind Farm Modelling, Presentation given at the German Wind Energy Conference 2006, Bremen.

SILVA, N.F.D. Fontes de energia renováveis complementares na expansão do setor elétrico brasileiro: o caso da energia eólica. 2006. 267 (Doutorado). Ciências em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SON, E.; LEE, S.; HWANG, B.; LEE, S. Characteristics of turbine spacing in a wind farm using an optimal design process. *Renewable Energy*, v. 65, n. 0, p. 245-249, 2014. ISSN 0960-1481.

SOOD, P.; WINSTEAD, V.; STEEVENS, P. Optimal placement of wind turbines: A Monte Carlo approach with large historical data set. *Electro/Information Technology (EIT)*, 2010 IEEE International Conference on, 2010, 20-22 May 2010. p.1-5.

SONG, M.; CHEN, K.; ZHANG, X.; WANG, J. Optimization of wind turbine micro-siting for reducing the sensitivity of power generation to wind direction. *Renewable Energy*, v. 85, p. 57-65, 2015. ISSN 0960-1481.

TESAURO, A.; RÉTHORÉ, P.E.; LARSEN, G.C. State of the art of wind farm optimization. European Wind Energy Conference and Exhibition 2012, EWEC 2012, 2012. p.2020-2030.

VANLUVANEE, D.R. Investigation of Observed and Modeled Wake Effects at Horns Rev using WindPRO. 2006. 116 (Mestrado). Department of Mechanical Engineering, Fluid Mechanics Section, Technical University of Denmark.

VENTER, G.; SOBIESKI, J. Particle Swarm Optimization. AIAA 2002-1235, 43rd AIAA/ASME/ASCE/ AHS/ASC Structures, Structural Dynamics, and Materials Conference, Denver, CO. 2002.

VERGARA, R.F. Análise Estrutural de Torres Anemométricas e de Sustentação de Turbinas Eólicas. 2005. 161 (Mestrado). Engenharia Oceânica, Fundação Universidade do Rio Grande.

VERMEER, L.J.; SØRENSEN, J.N.; CRESPO, A. Wind Turbine Aerodynamics. Progress in Aerospace Sciences 2003; 39:467-510

WAGNER, M.; DAY, J.; NEUMANN, F. A fast and effective local search algorithm for optimizing the placement of wind turbines. Renewable Energy, v. 51, n. 0, p. 64-70, 2013. ISSN 0960-1481.

WAGNER, M.; VEERAMACHANENI, K.; NEUMANN, F.; O'REILLY, U.-M. Optimizing the layout of 1000 wind turbines. In. European wind energy association annual event; 2011.

WU, Y.-K.; LEE, C.-Y.; CHEN, C.-R.; HSU, K.-W.; TSENG, H.-T. Optimization of the Wind Turbine Layout and Transmission System Planning for a Large-Scale Offshore Wind Farm by AI Technology. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 50, Nº3. 2014.

Apêndice A

Os valores de p_1 , p_2 e p_4 para a Equação 3.8 são:

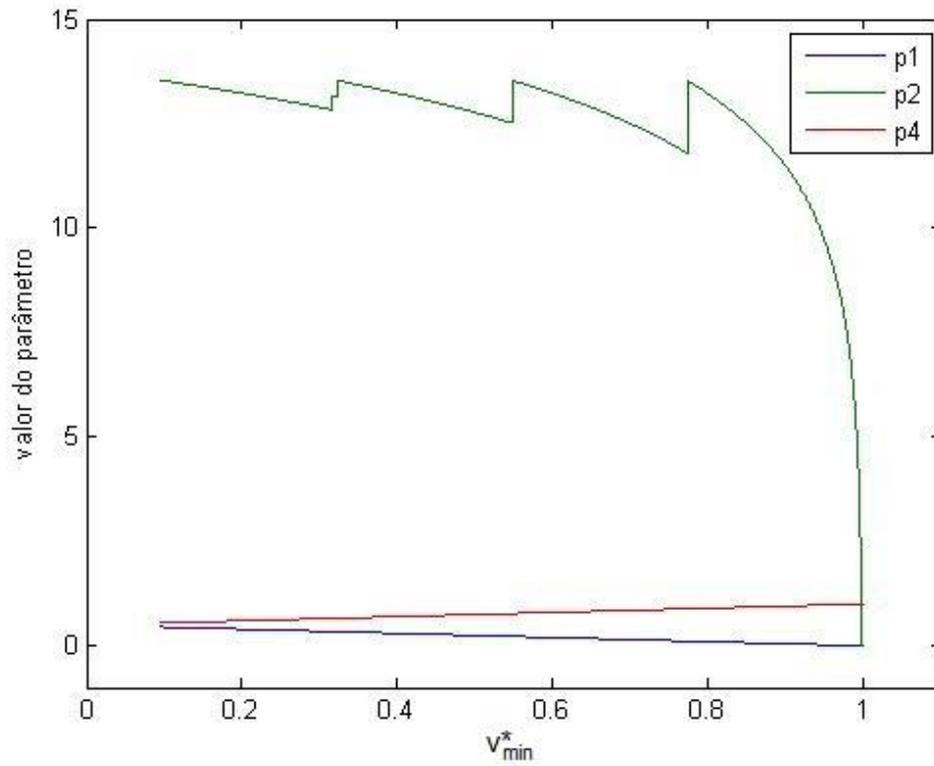


Figura A.1 – Valores dos parâmetros p_1 , p_2 e p_4 para diferentes valores de v_{min}^* .

Apêndice B

A curva do coeficiente de empuxo é:

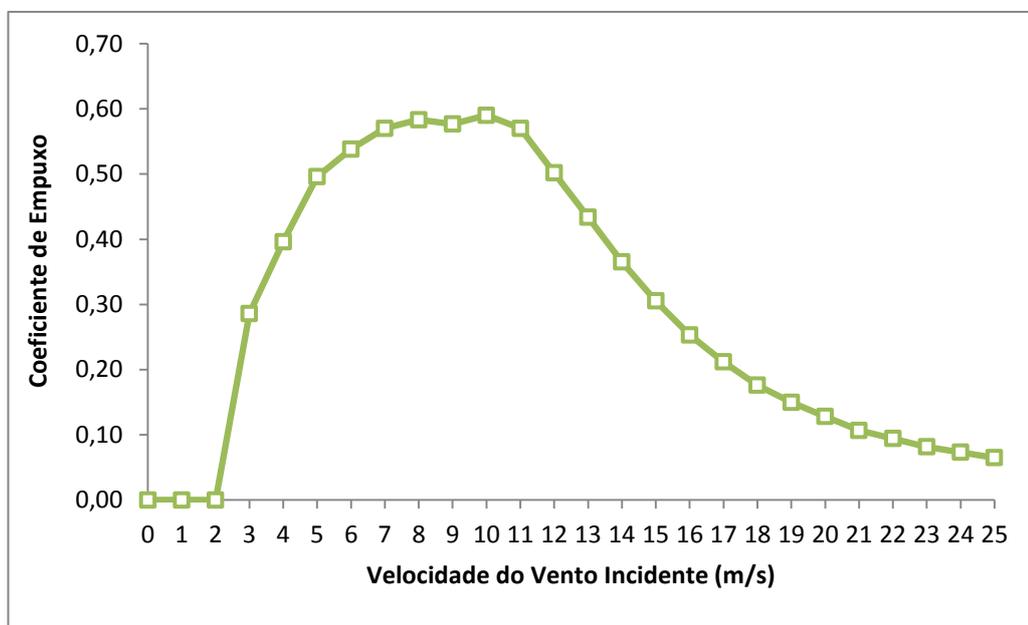


Figura B.1 – Curva do Coeficiente de Empuxo para a turbina eólica ENERCON E82 – 3000kW.

Apêndice C

As otimizações apresentaram os seguintes resultados:

Tabela C.2– Resultados das funções objetivo dos métodos para os diferentes cenários.

Cenários	Ideal	A Priori	DIRECT	PSO40/50	PSO80/100	PSO100/200
01	-686,3	-686,3	-686,3	-686,3	-686,3	-686,3
02	-1372,6	-1355,5	-1372,6	-1372,6	-1372,6	-1372,6
03	-2058,8	-1986,5	-2058,8	-2058,8	-2058,8	-2058,8
04	-2745,1	-2651,0	-2745,1	-2745,1	-2745,1	-2745,1
05	-3431,4	-3337,3	-3431,4	-3431,4	-3431,4	-3431,4
06	-4117,7	-3735,4	-4117,7	-4117,7	-4117,7	-4117,7
07	-4804,0	-4099,9	-4802,1	-4791,7	-4803,8	-4804,0
08	-5490,2	-4670,5	-5481,2	-5442,8	-5449,6	-5474,4
09	-6176,5	-5407,1	-5880,3	-6027,4	-6104,0	-6142,2
10	-6862,8	-5886,9	13215,1	-6487,2	-6613,2	-6630,6
11	-7549,1	-6415,5	*	-6717,2	-7146,2	-7276,0
12	-8235,4	-6601,4	*	-7386,2	-7502,1	-7536,7
13	-8921,6	-	*	-7435,4	-7970,2	-7862,2
14	-9607,9	-	*	22274,0	12400,0	-7851,5
15	-10294,2	-	*	31658,0	21908,0	11563,2

* Simulação não convergiu após 100.000 avaliações da função objetivo

Tabela C.3– Perdas (em %) da potência total dos métodos em relação ao ideal para os diferentes cenários.

Cenários	A Priori	DIRECT	PSO40/50	PSO80/100	PSO100/200
01	0	0	0	0	0
02	1,24	0	0	0	0
03	3,52	0	0	0	0
04	3,43	0	0	0	0
05	2,74	0	0	0	0
06	9,28	0	0	0	0
07	14,66	0,04	0,26	0	0
08	14,93	0,16	0,86	0,74	0,29
09	12,46	4,80	2,41	1,17	0,56
10	14,22	-	5,47	3,63	3,38
11	15,02	-	11,02	5,34	3,62
12	19,84	-	10,31	8,90	8,48
13	-	-	16,66	10,66	11,87
14	-	-	-	-	18,28
15	-	-	-	-	-

Apêndice D

Os melhores posicionamentos de cada algoritmo para cada cenário foram:

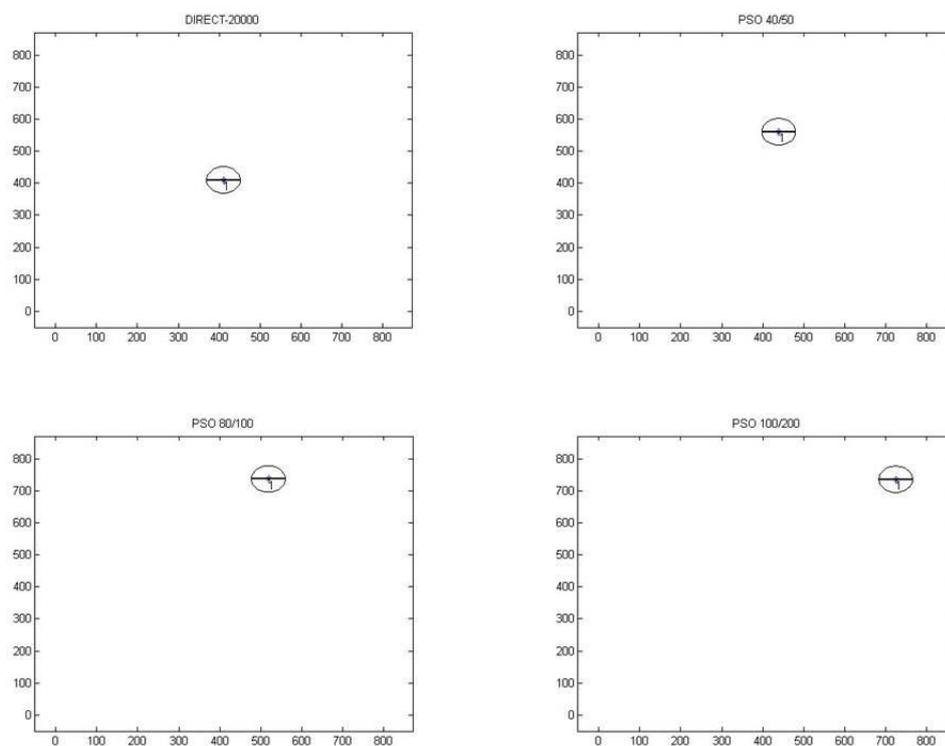


Figura D.1 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 1.

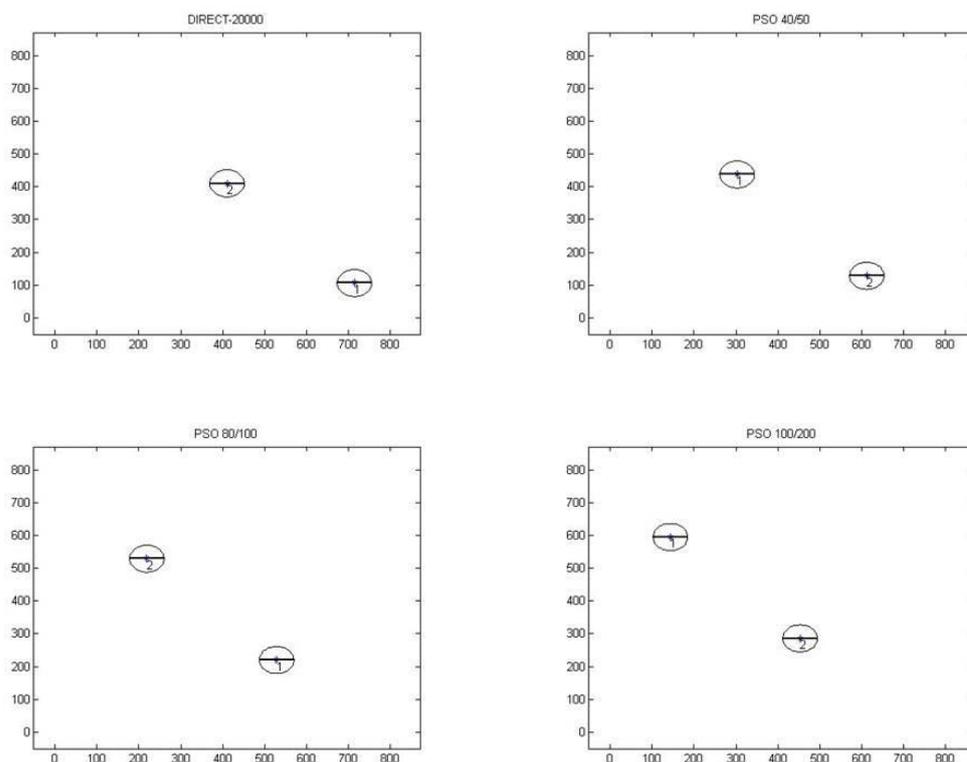


Figura D.2 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 2.

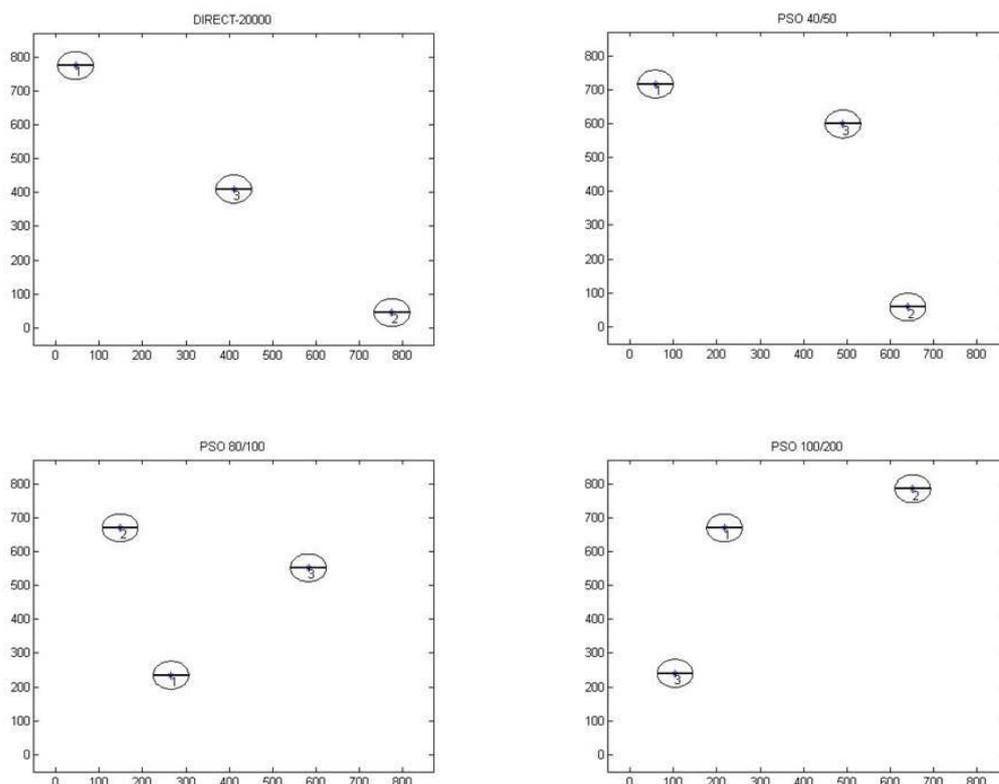


Figura D.3 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 3.

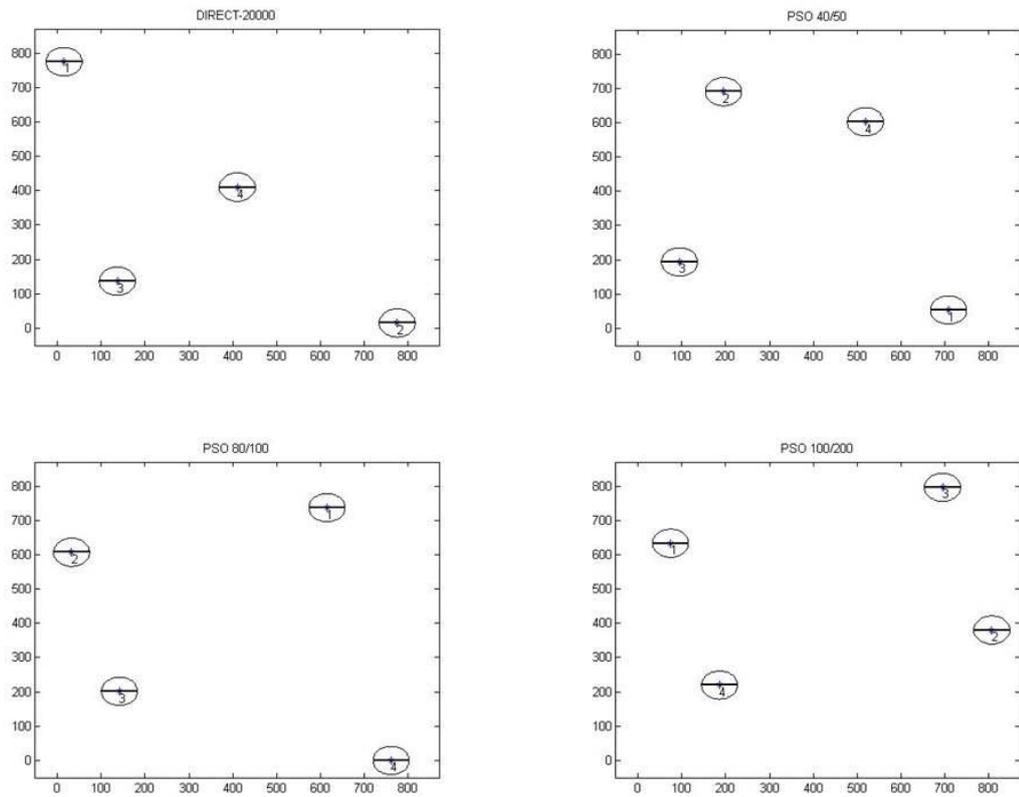


Figura D.4 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 4.

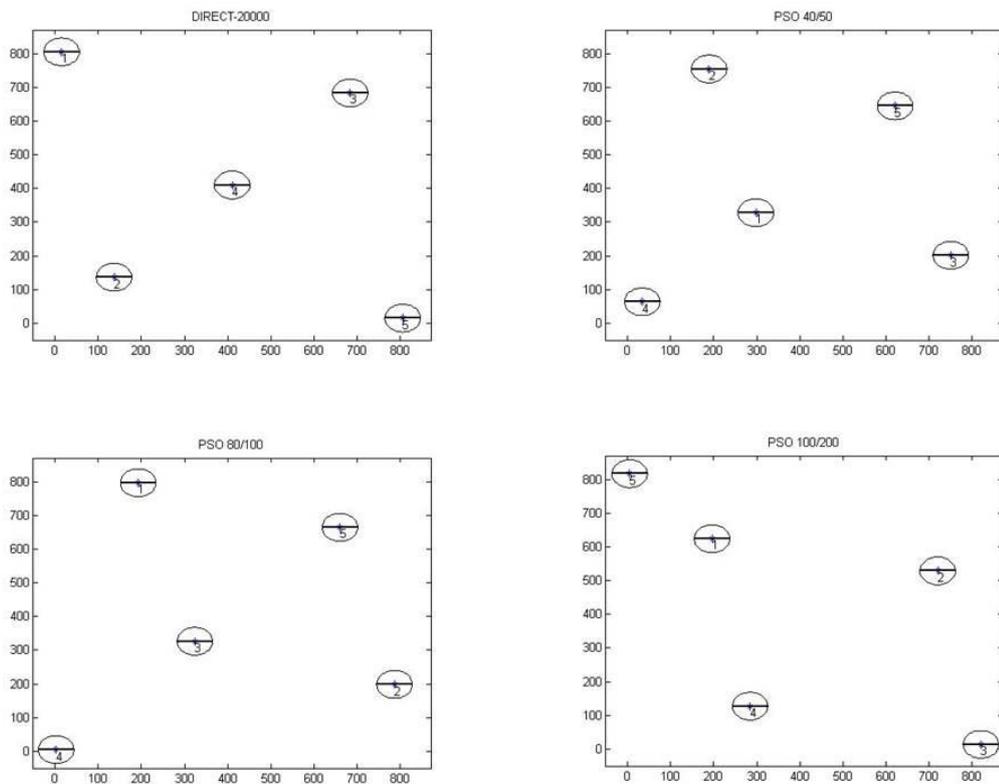


Figura D.5 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 5.

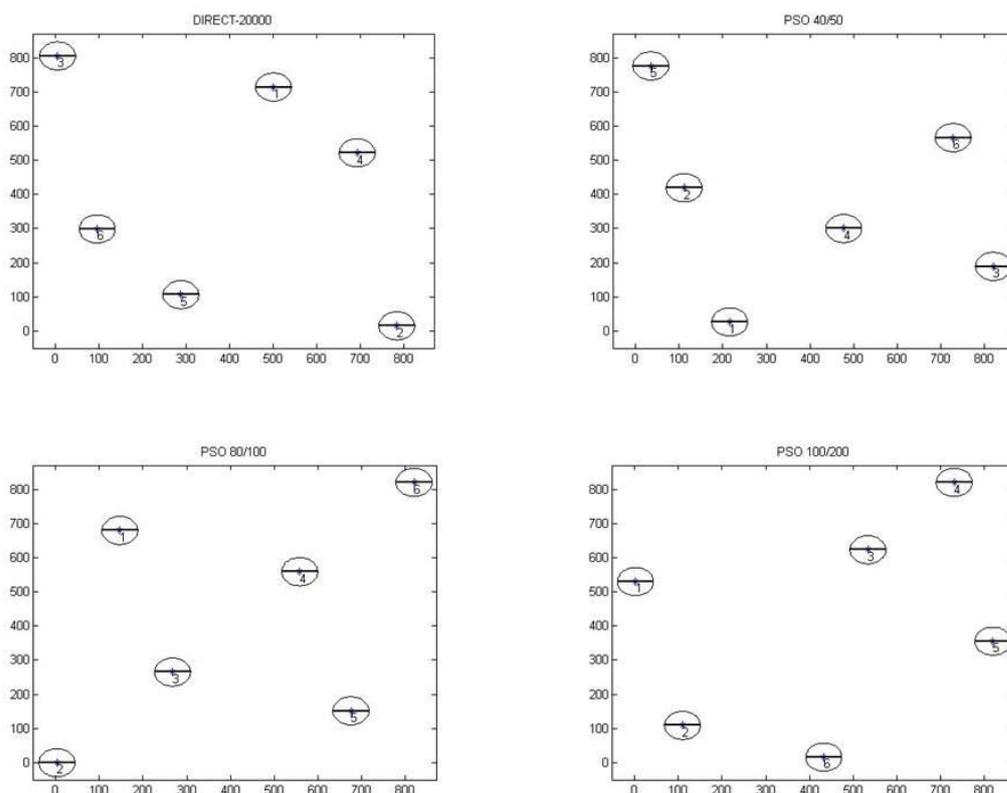


Figura D.6 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 6.

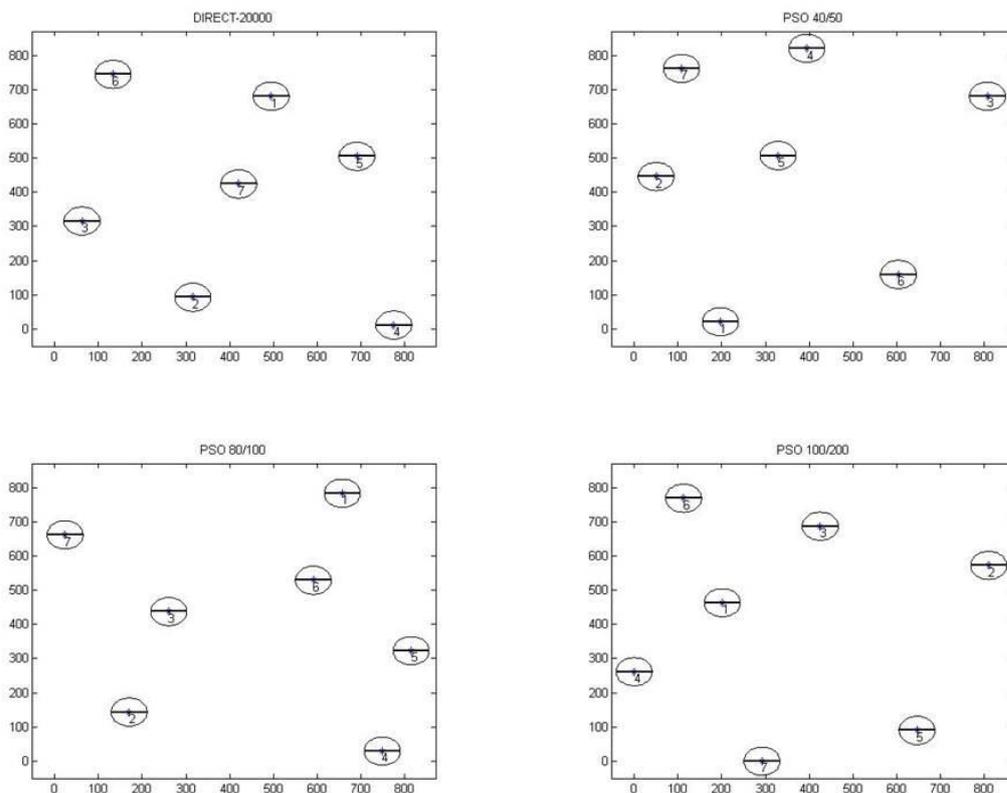


Figura D.7 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 7.

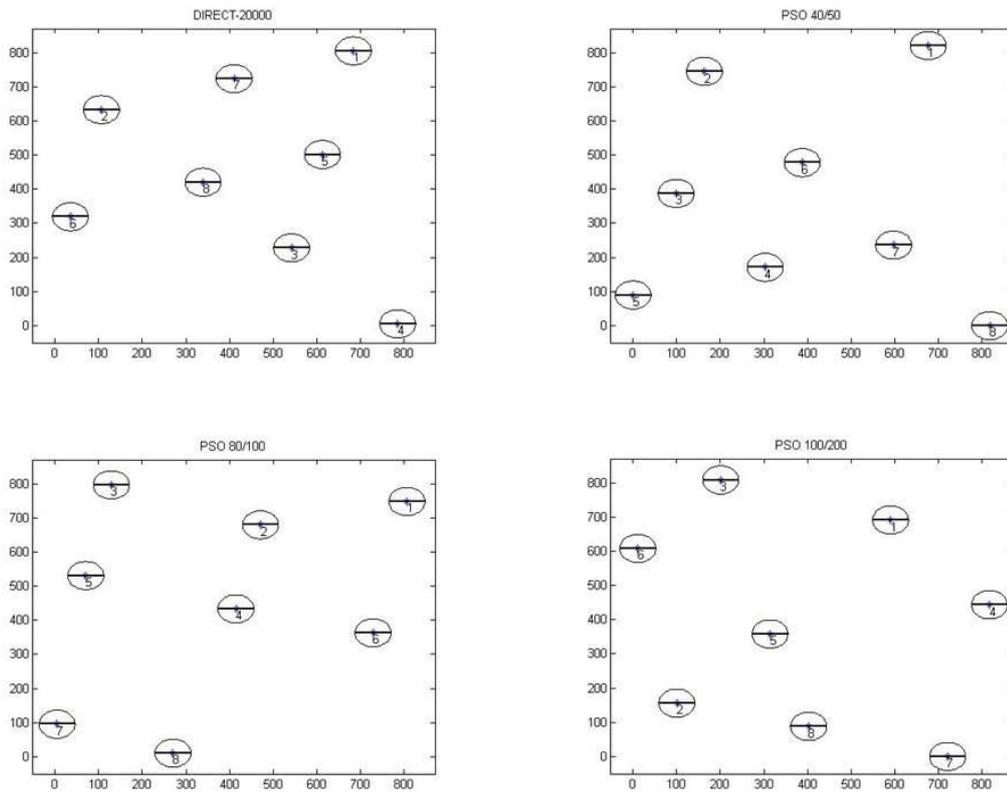


Figura D.8 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 8.

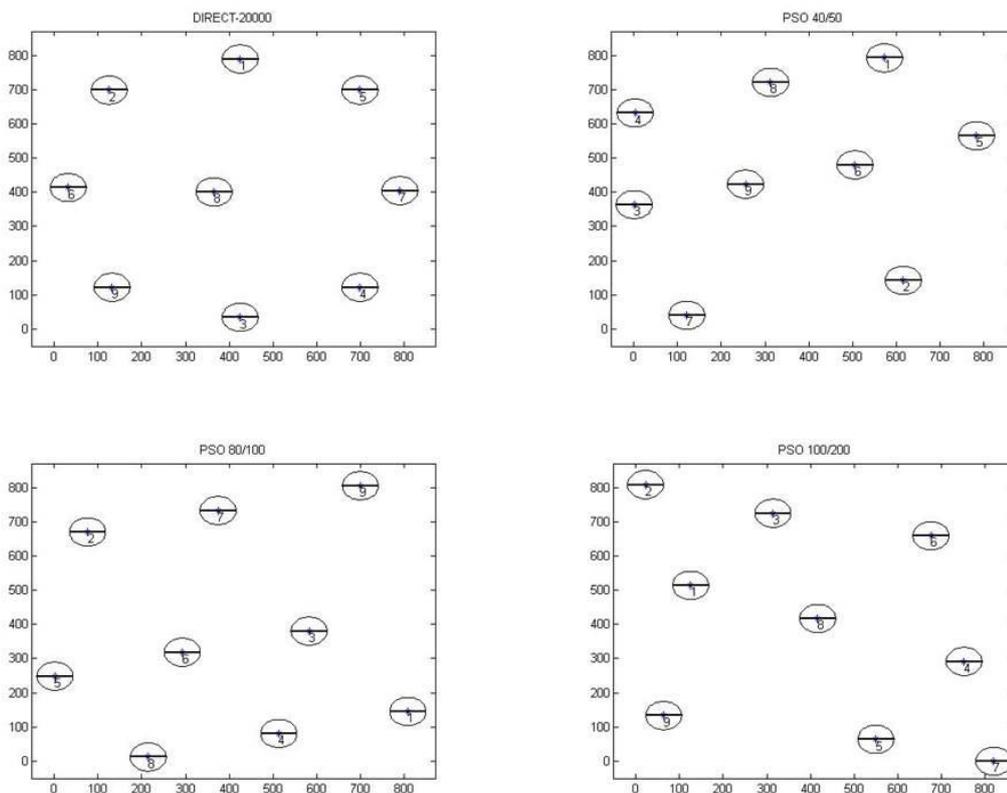


Figura D.9 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 9.

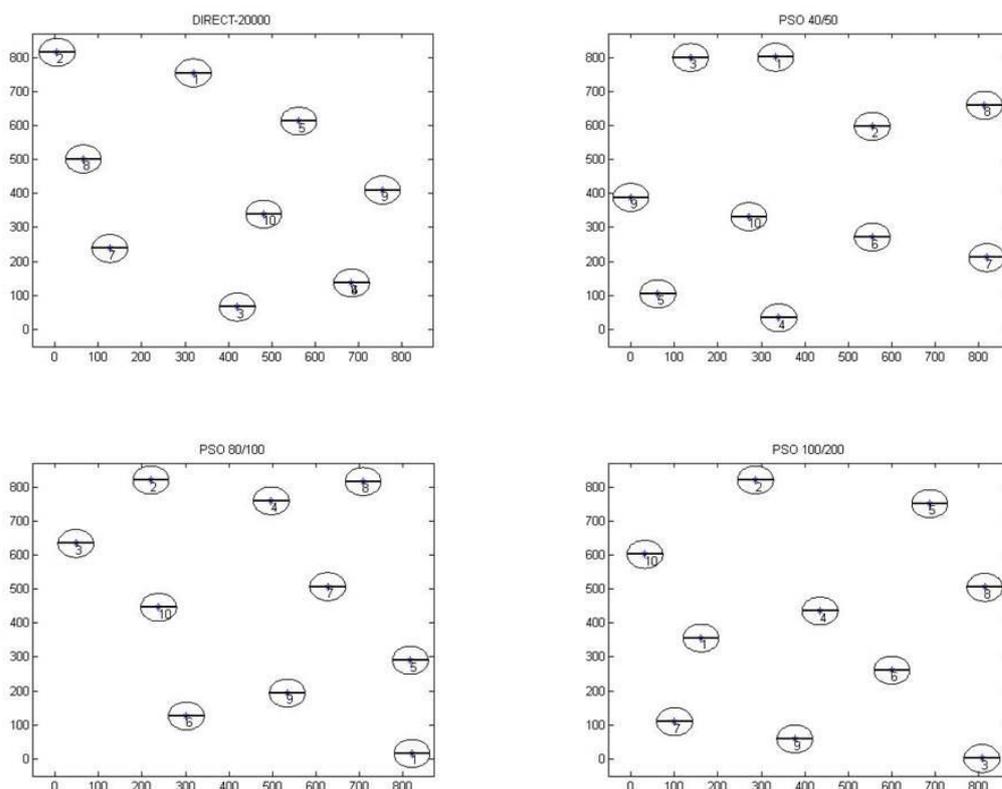


Figura D.10 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 10.

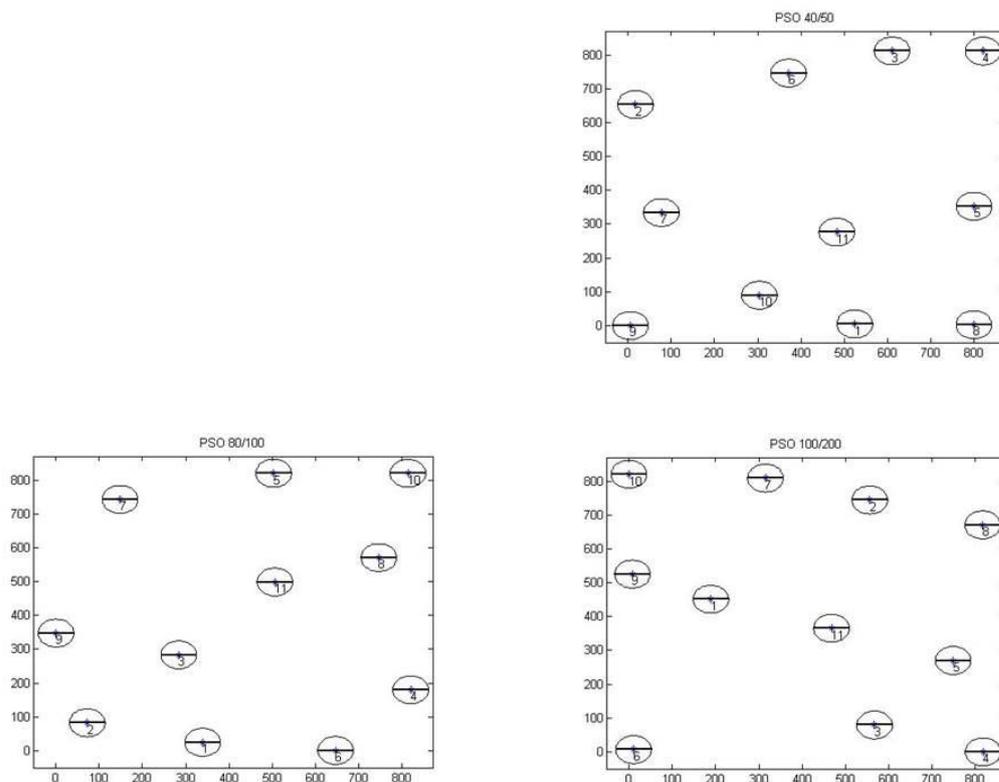


Figura D.11 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 11.

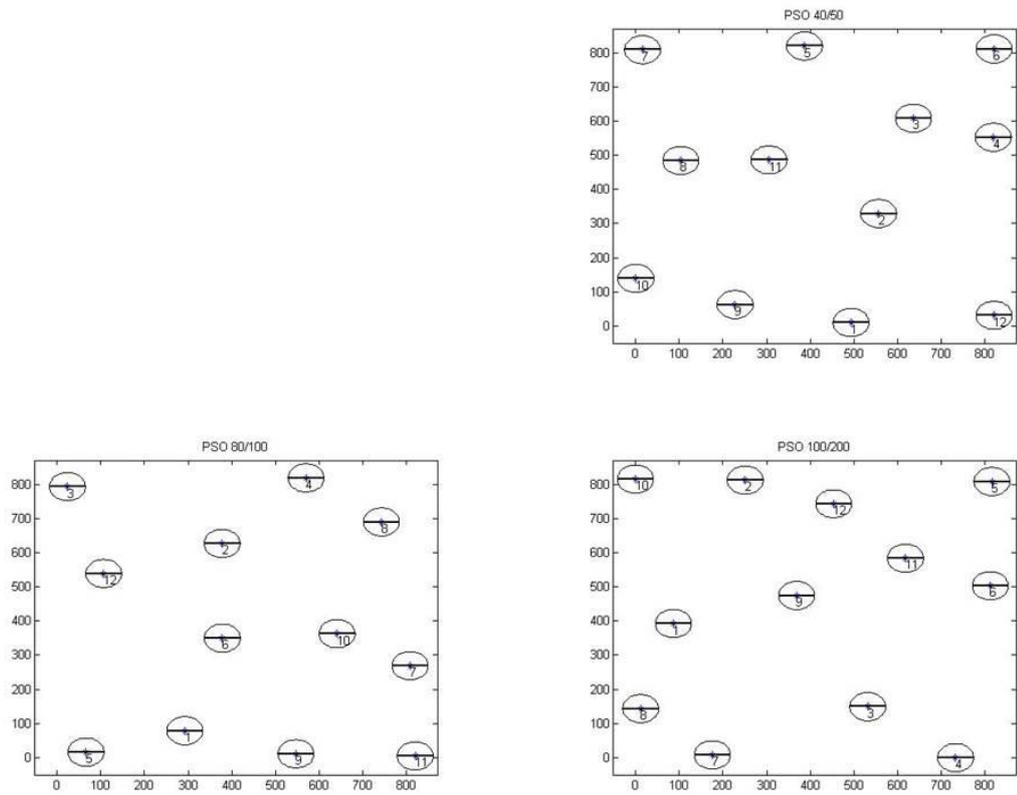


Figura D.12 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 12.

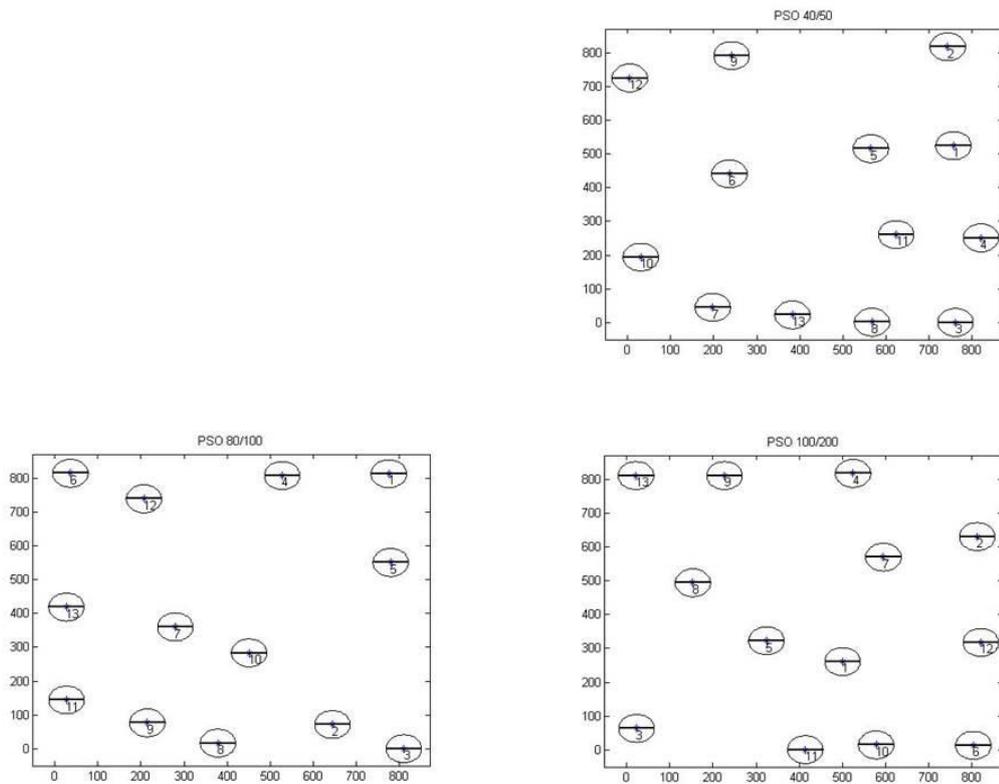


Figura D.13 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 13.

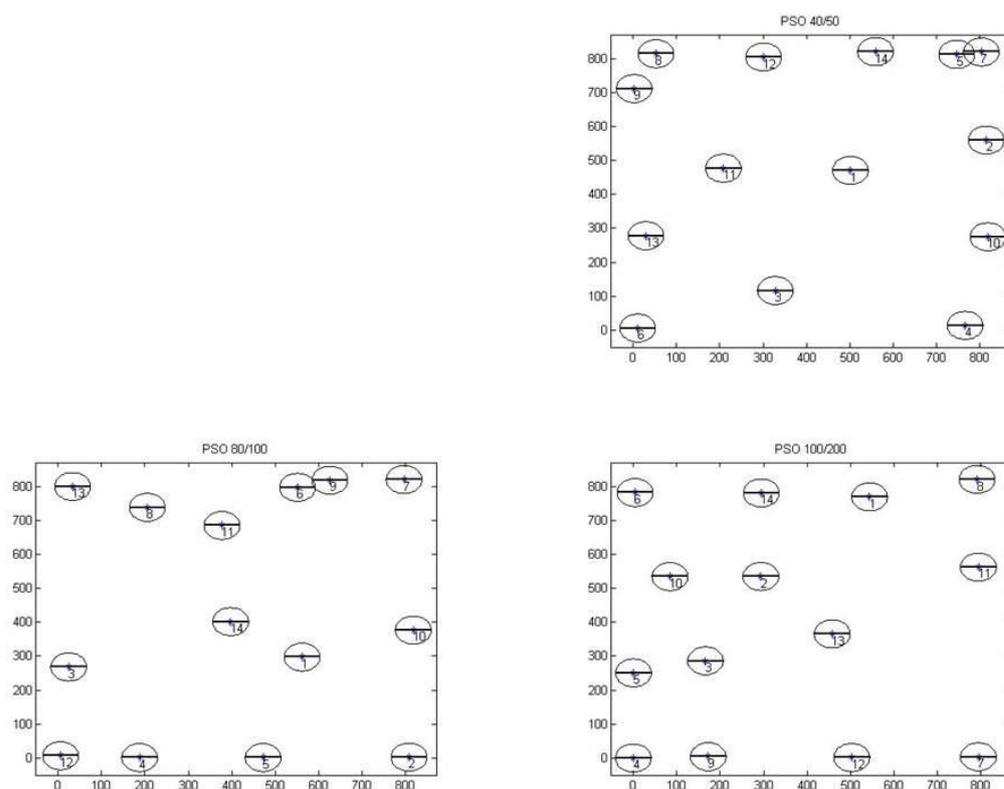


Figura D.14 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 14.

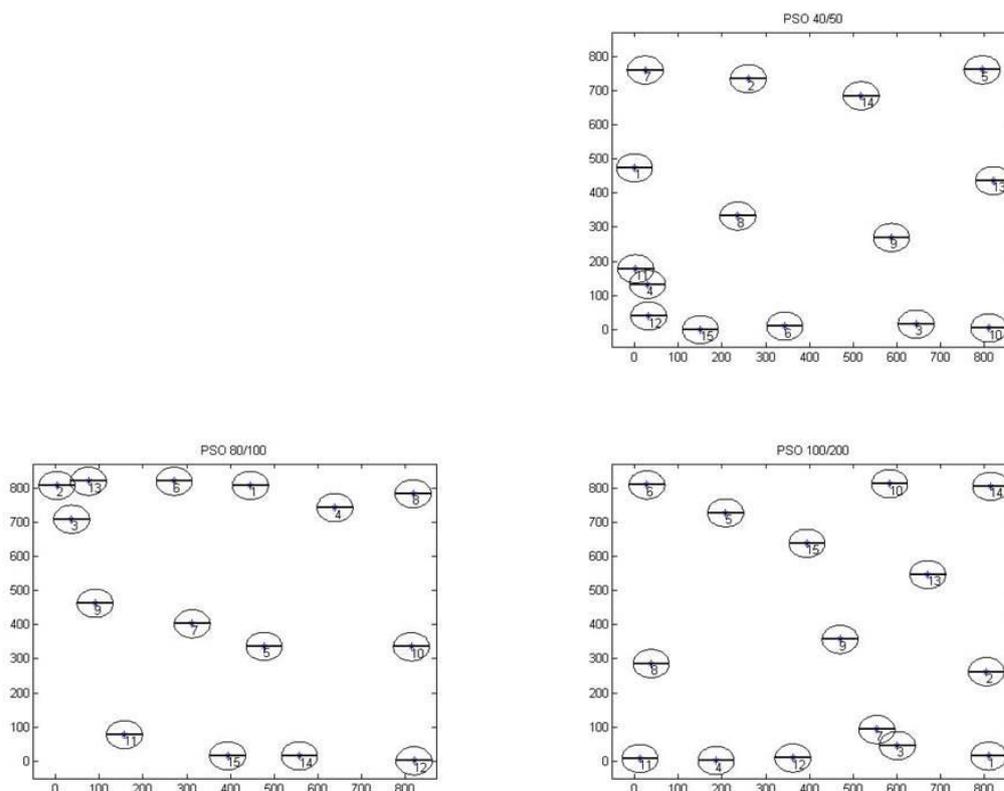


Figura D.15 – Configurações resultantes dos métodos para o cenário 15.