

Energia Solar e Eólica

Paulo Jayme Pereira Abdala
(Organizador)

 **Atena**
Editora

Ano 2019

Paulo Jayme Pereira Abdala
(Organizador)

Energia Solar e Eólica

Atena Editora
2019

2019 by Atena Editora

Copyright © da Atena Editora

Editora Chefe: Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Diagramação e Edição de Arte: Geraldo Alves e Karine de Lima

Revisão: Os autores

Conselho Editorial

Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas
Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília
Profª Drª Cristina Gaio – Universidade de Lisboa
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná
Prof. Dr. Darllan Collins da Cunha e Silva – Universidade Estadual Paulista
Profª Drª Deusilene Souza Vieira Dall’Acqua – Universidade Federal de Rondônia
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Profª Drª Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice
Profª Drª Juliane Sant’Ana Bento – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Profª Drª Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande
Profª Drª Vanessa Lima Gonçalves – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)

E56 Energia solar e eólica [recurso eletrônico] / Organizador Paulo Jayme Pereira Abdala. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2019. – (Energia Solar e Eólica; v. 1)

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

Inclui bibliografia

ISBN 978-85-7247-066-7

DOI 10.22533/at.ed.667192201

1. Energia – Fontes alternativas. 2. Energia eólica. 3. Energia solar. I. Abdala, Paulo Jayme Pereira.

CDD 621.042

Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores.

2019

Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

www.atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

As chamadas energias renováveis, também conhecidas como energias alternativas ou ainda energias limpas são três denominações possíveis para qualquer forma de energia obtida por meio de fontes renováveis, e que não produzem grandes impactos ambientais negativos. Atualmente, com a grande preocupação mundial em compensar as emissões de CO₂, o consumo deste tipo de energia tem sido o foco de governos e empresas em todo globo.

Neste sentido, o Brasil possui uma matriz energética bastante limpa, onde predomina o uso de hidrelétricas, apesar do crescimento do uso de termelétricas, as quais são abastecidas por combustível fóssil. No Brasil, o setor energético é responsável por grande parte das emissões de CO₂, ficando atrás somente do setor agrícola que reapresenta a maior contribuição para o efeito estufa brasileiro.

A energia proveniente do sol é a alternativa renovável mais promissora para o futuro e, por este motivo tem recebido maior atenção e também mais investimentos. A radiação solar gratuita fornecida pelo sol pode ser captada por placas fotovoltaicas e ser posteriormente convertida em energia elétrica. Esses painéis usualmente estão localizados em construções, como indústrias e casas, o que proporciona impactos ambientais mínimos. Esse tipo de energia é uma das mais fáceis de ser implantada em larga escala. Além de beneficiar os consumidores com a redução na conta de energia elétrica reduzem as emissões de CO₂.

Com relação à energia eólica, o Brasil faz parte do grupo dos dez países mais importantes do mundo para investimentos no setor. As emissões de CO₂ requeridas para operar esta fonte de energia alternativa são extremamente baixas e é uma opção atrativa para o país não ser dependente apenas das hidrelétricas. Os investimentos em parques eólicos vem se tornando uma ótima opção para neutralização de carbono emitidos por empresas, indústrias e etc.

Neste contexto, este EBOOK apresenta uma importante contribuição no sentido de atualizar os profissionais que trabalham no setor energético com informações extremamente relevantes. Ele está dividido em dois volumes contendo artigos práticos e teóricos importantes para quem deseja informações sobre o estado da arte acerca do assunto.

Paulo Jayme Pereira Abdala

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	10
UMA REVISÃO SOBRE AS TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS ATUAIS	
Alexandre José Bühler Ivan Jorge Gabe Fernando Hoefling dos Santos	
DOI 10.22533/at.ed.6671922011	
CAPÍTULO 2	26
VALIDAÇÃO DE MODELOS DE COMPORTAMENTO TÉRMICO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS PARA O SEMIÁRIDO BRASILEIRO	
Bruna de Oliveira Busson Pedro Henrique Fonteles Dias Ivonne Montero Dupont Pedro Hassan Martins Campos Paulo Cesar Marques de Carvalho Edylla Andressa Queiroz Barroso	
DOI 10.22533/at.ed.6671922012	
CAPÍTULO 3	41
A GERAÇÃO SOLAR DE CALOR DE PROCESSOS INDUSTRIAIS NA PRODUÇÃO DE GESSO BETA DO POLO GESSEIRO DO ARARIPE	
André Vitor de Albuquerque Santos Kenia Carvalho Mendes	
DOI 10.22533/at.ed.6671922013	
CAPÍTULO 4	58
A UTILIZAÇÃO DO SILÍCIO NACIONAL PARA A FABRICAÇÃO DE PLACAS SOLARES: UMA REFLEXÃO DAS DIFICULDADES TECNOLÓGICA E FINANCEIRA	
Felipe Souza Davies Gustavo Luiz Frisso Matheus Vinícius Brandão	
DOI 10.22533/at.ed.6671922014	
CAPÍTULO 5	72
AEROPORTO DE VITÓRIA/ES: ESTUDO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
Ana Luiza Guimarães Valory Sidney Schaeffer Warley Teixeira Guimarães	
DOI 10.22533/at.ed.6671922015	
CAPÍTULO 6	87
ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO E POLICRISTALINO	
Suellen Caroline Silva Costa Janaína de Oliveira Castro Silva Cristiana Brasil Maia Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz	
DOI 10.22533/at.ed.6671922016	

CAPÍTULO 7	1043
ANÁLISE HARMÔNICA NOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE UMA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA	
Alessandro Bogila	
Joel Rocha Pinto	
Thales Prini Franchi	
Thiago Prini Franchi	
DOI 10.22533/at.ed.6671922017	
CAPÍTULO 8	120
ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NO MODELO DE UMA ÁRVORE NA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA	
Bárbara de Luca De Franciscis Gouveia	
DOI 10.22533/at.ed.6671922018	
CAPÍTULO 9	139
ANÁLISE FINANCEIRA DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA FINANCIADOS EM PALMAS - TO	
Brunno Henrique Brito	
Maria Lúcia Feitosa Gomes de Melo	
DOI 10.22533/at.ed.6671922019	
CAPÍTULO 10	152
APLICAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESCOLAS MUNICIPAIS DA CIDADE DE CRUZ ALTA/RS: ANÁLISE DE IMPLANTAÇÃO E POTENCIAL DE ENERGIA GERADA	
Alessandra Haas	
Franciele Rohr	
Ísis Portolan dos Santos	
DOI 10.22533/at.ed.66719220110	
CAPÍTULO 11	165
APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT) EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Augusto Hafemeister	
João Batista Dias	
Leonel Augusto Calliari Poltosi	
DOI 10.22533/at.ed.66719220111	
CAPÍTULO 12	181
AR CONDICIONADO SOLAR – CICLO DE ADSORÇÃO	
Rafael de Oliveira Barreto	
Pollyanne de Oliveira Carvalho Malaquias	
Matheus de Mendonça Herzog	
Luciana Carvalho Penha	
Lucio Cesar de Souza Mesquita	
Elizabeth Marques Duarte Pereira	
DOI 10.22533/at.ed.66719220112	
CAPÍTULO 13	194
AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DO COLETOR SOLAR PLANO ACOPLADO EM SECADOR HÍBRIDO	
Raphaela Soares da Silva Camelo	

Ícaro da Silva Misquita
Thais Andrade de Paula Lovisi
Lizandra da Conceição Teixeira Gomes de Oliveira
Juliana Lobo Paes
Camila Lucas Guimarães

DOI 10.22533/at.ed.66719220113

CAPÍTULO 14 212

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE NOVO PROTÓTIPO DE FOTOBIORREATOR NÃO TRANSPARENTE PARA CULTIVO DE MICROALGAS COM ILUMINAÇÃO INTERNA ATRAVÉS DE POFS QUE RECEBEM A LUZ DE LENTES MONTADAS EM SISTEMA DE RASTREAMENTO SOLAR

Gisel Chenard Díaz
Yordanka Reyes Cruz
Rene Gonzalez Carliz
Fabio Toshio Dino
Maurílio Novais da Paixão
Donato A. Gomes Aranda
Marina Galindo Chenard

DOI 10.22533/at.ed.66719220114

CAPÍTULO 15 225

AVALIAÇÃO DE WEBSITES BRASILEIROS PARA SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE: PARÂMETROS DE ENTRADA E RESULTADOS

Marina Calcagnotto Mascarello
Letícia Jenisch Rodrigues

DOI 10.22533/at.ed.66719220115

CAPÍTULO 16 241

AVALIAÇÕES DE CUSTO E DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TIPO SIGFI COM DIFERENTES PERÍODOS DE AUTONOMIA

Marta Maria de Almeida Olivieri
Leonardo dos Santos Reis Vieira
Marco Antonio Galdino
Márcia da Rocha Ramos

DOI 10.22533/at.ed.66719220116

CAPÍTULO 17 257

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO CONSIDERANDO O EFEITO DA ESTEIRA AERODINÂMICA DE TURBINAS ATRAVÉS DO MODELO DO DISCO ATUADOR

Luiz Fernando Pezzi
Adriane Prisco Petry

DOI 10.22533/at.ed.66719220117

CAPÍTULO 18 272

COMPARAÇÃO DE RESULTADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE DIFERENTES BASES DE DADOS DE IRRADIAÇÃO - ESTUDO DE CASO EM CURITIBA

Danilo Carvalho de Gouveia
Jeanne Moro
Muza Iwanow
Rebecca Avença
Jair Urbanetz Junior

DOI 10.22533/at.ed.66719220118

CAPÍTULO 19	284
DESENVOLVIMENTO DE SUPERFÍCIES SUPERHIDROFÓBICAS COM EFEITO AUTOLIMPANTE PARA APLICAÇÕES EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Lucélio Oliveira Lemos Magnum Augusto Moraes Lopes de Jesus Aline Geice Vitor Silva Angela de Mello Ferreira	
DOI 10.22533/at.ed.66719220119	
CAPÍTULO 20	297
DESENVOLVIMENTO DE UM APLICATIVO PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	
Stéphane Rodrigues da Silva Érica Tiemi Anabuki Luis Cláudio Gambôa Lopes	
DOI 10.22533/at.ed.66719220120	
CAPÍTULO 21	312
DO PETRÓLEO À ENERGIA FOTOVOLTAICA: A INSERÇÃO DO BRASIL NESTE NOVO MERCADO	
Emilia Ribeiro Gobbo Maria Antonia Tavares Fernandes da Silva Rosemarie Bröker Bone	
DOI 10.22533/at.ed.66719220121	
CAPÍTULO 22	330
EFEITO DO SOMBREAMENTO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
José Rafael Cápua Proveti Daniel José Custódio Coura Carlos Roberto Coutinho Adriano Fazolo Nardoto	
DOI 10.22533/at.ed.66719220122	
CAPÍTULO 23	342
ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA E DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO AO COMPLEXO AQUÁTICO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA	
Helena Flávia Napolini Gustavo Xavier de Andrade Pinto Julio Boing Neto Ricardo Rütther	
DOI 10.22533/at.ed.66719220123	
CAPÍTULO 24	354
ESTUDO DA SECAGEM INTERMITENTE DA MANGA UTILIZANDO SECADOR HÍBRIDO SOLAR-ELÉTRICO	
Camila Lucas Guimarães Juliana Lobo Paes Raphaela Soares da Silva Camelo Madelon Rodrigues Sá Braz Ícaro da Silva Misquita Lizandra da Conceição Teixeira Gomes de Oliveira	
DOI 10.22533/at.ed.66719220124	

CAPÍTULO 25	367
ANÁLISE PRÉVIA DO VALOR DA DEPENDÊNCIA DO SOLO PARA AS ATIVIDADES AGRÍCOLAS COM A POSSÍVEL IMPLANTAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DA SERRA, EM SÃO FRANCISCO DE PAULA, RS	
Antonio Robson Oliveira da Rosa Leonardo Beroldt Rafael Haag	
DOI 10.22533/at.ed.66719220125	
CAPÍTULO 26	379
APLICAÇÃO DE UM DVR EM AEROGERADORES SCIG E DFIG PARA AUMENTO DE SUORTABILIDADE FRENTE A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	
Edmar Ferreira Cota Renato Amorim Torres Victor Flores Mendes	
DOI 10.22533/at.ed.66719220126	
CAPÍTULO 27	398
AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DE UMA REGIÃO COM TOPOGRAFIA COMPLEXA UTILIZANDO DINÂMICA DOS FLUIDOS COMPUTACIONAL	
William Corrêa Radünz Alexandre Vagtinski de Paula Adriane Prisco Petry	
DOI 10.22533/at.ed.66719220127	
CAPÍTULO 28	410
EDIFICAÇÃO DE ENERGIA POSITIVA: ANÁLISE DE GERAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESCRITÓRIO VERDE DA UTFPR EM CURITIBA	
Larissa Barbosa Krasnhak Elis Almeida Medeiros de Mello Jair Urbanetz Junior Eloy Casagrande Junior	
DOI 10.22533/at.ed.66719220128	
CAPÍTULO 29	422
ESTAÇÃO METEOROLÓGICA WIFI DE BAIXO CUSTO BASEADO EM THINGSPEAK	
Renan Tavares Figueiredo Odélsia Leonor Sanchez de Alsina Diego Lopes Coriolano Eurípes Lopes de Almeida Neto Ladjane Coelho dos Santos Iraí Tadeu Ferreira de Resende Ana Claudia de Melo Oliveira	
DOI 10.22533/at.ed.66719220129	
SOBRE O ORGANIZADOR	431

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO CONSIDERANDO O EFEITO DA ESTEIRA AERODINÂMICA DE TURBINAS ATRAVÉS DO MODELO DO DISCO ATUADOR

Luiz Fernando Pezzi

Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Departamento de Engenharia Mecânica
Porto Alegre – Rio Grande do Sul

Adriane Prisco Petry

Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Departamento de Engenharia Mecânica
Porto Alegre – Rio Grande do Sul

RESUMO: Ao extrair energia cinética do vento, uma turbina eólica deixa à jusante uma região caracterizada por déficits de velocidade e elevados níveis de turbulência. Esta região é denominada região de esteira. Em parques eólicos de grande escala, parte dos aerogeradores operam na região de esteira de máquinas vizinhas, resultando em considerável redução na energia gerada por estas máquinas. Este estudo tem como objetivo avaliar a influência do efeito de esteira no campo de velocidades e na EAG (Energia Anual Gerada) por um conjunto de turbinas localizadas em um terreno real, através da utilização do modelo do Disco Atuador e do código comercial de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) STAR-CCM+. O conjunto de equações que constitui o modelamento numérico é formado pelas equações RANS combinadas ao modelo de turbulência $k-\epsilon$ de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos. Condições

de contorno baseadas no regime de ventos local, topografia e vegetação do terreno são utilizadas para representação do escoamento atmosférico sobre a região de interesse. A EAG pelos aerogeradores quando consideradas as regiões de esteira é comparada com a EAG se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. A redução na EAG pelas turbinas que de fato operam na região de esteira é de 1,124 GWh e 1,559 GWh, representando perdas energéticas de 21,3% e 31,2% respectivamente. No que diz respeito à EAG pelo conjunto de turbinas, as perdas equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre.

PALAVRAS-CHAVE: Esteira Aerodinâmica, CFD, Potencial Eólico.

ABSTRACT: At the same time that a wind turbine extracts energy from the wind, it leaves a downstream wake region characterized by low wind speeds and increased turbulence levels. In large-scale wind farms, wind turbines are exposed to upstream wakes. At this configuration, there is a considerable reduction of the energy generated by these machines. Thus, the wake effect is a factor that must be considered in the accurate prediction of wind power in order to maximize power production. The aim of this study is to evaluate

the influence of wind turbine wakes over the velocity field and in the annual energy output by a set of turbines located in a real terrain based on the disk actuator approach through the commercial code of CFD STAR-CCM+. The set of equations used for numerical modeling of the problem is formed by the RANS equations combined with the $k-\varepsilon$ turbulence model of modified constants for atmospheric flow modeling. For a more realistic representation of the real atmospheric flow on the local site, it is used a set of boundary conditions based on the local wind anemometry data and the terrain topography. For the two most affected turbines, it was found that the wakes accounted for a 21.3% (1.124 GWh) and 31.2% (1.559 GWh) reduction in energy production compared to the wakeless scenario. Regarding the total power production, it was found a deficit of 3.190 GWh, which represents a reduction of 14% when compared to the wind potential of the free flow.

KEYWORDS: Wind Turbine Wake, CFD, Wind Energy Assessment.

1 | INTRODUÇÃO

Conforme dados do Global Wind Energy Council (GWEC, 2017), durante o ano de 2016, a capacidade acumulada de energia eólica mundial cresceu 12,6% em relação ao ano anterior, alcançando um total de 486,79 GW. Ainda segundo GWEC (2017), o potencial de energia eólica instalada no continente europeu em 2016 superou o de qualquer outra fonte de energia, equivalendo a 51% de toda a capacidade energética instalada. Com uma capacidade total instalada de 153,7 GW, a energia eólica superou o carvão e tornou-se a segunda maior fonte de geração de energia na União Europeia. Estima-se que este mercado continue em expansão nos próximos anos, de modo que em 2021, a capacidade mundial acumulada total seja equivalente a 817 GW.

No que diz respeito ao cenário nacional, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2017), a energia eólica é a segunda maior fonte de geração de energia do país, representando aproximadamente 27% da capacidade energética brasileira. Ao longo do ano de 2016, foram adicionados 2 GW de energia eólica à matriz elétrica brasileira, de modo que ao final deste período, com aproximadamente 10 GW de capacidade instalada, o país passou a ocupar a nona posição no ranking mundial de capacidade instalada de energia eólica.

Enquanto uma turbina eólica extrai energia cinética do vento, verifica-se a formação de uma região de esteira à jusante da máquina. Esta região, também denominada de região de sombra, tem como principais características elevados níveis de turbulência e déficits de velocidade. Segundo Lissman (1979), o layout de posicionamento das turbinas e os níveis de turbulência são os dois fatores de maior influência na eficiência de um conjunto de turbinas eólicas, ou seja, na energia gerada por um determinado número de aerogeradores operando na região de esteira em relação à energia gerada se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Diante destas premissas, visto que em parques eólicos de grande escala

a maior parte dos aerogeradores operam na região de esteira de máquinas vizinhas, segundo Sanderse et al. (2011), as perdas energéticas por esteira podem alcançar valores de até 40%.

Apesar do crescimento do setor, o custo da eletricidade gerada por fontes como carvão e gás natural é menor se comparado ao custo da energia eólica. Através da avaliação precisa do recurso eólico e da implementação de mais fazendas eólicas é possível otimizar a produção de energia e, conseqüentemente, reduzir os custos de produção. Diante disso, compreender a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e na energia gerada por um conjunto de turbinas é determinante para maximização da produção através do posicionamento ótimo dos aerogeradores.

Diversos modelos de equações analíticas baseados em experimentos realizados em túneis de vento ou medições em tamanho real são utilizados com o objetivo de avaliar o potencial eólico. Estes modelos apresentam bons resultados no modelamento de terrenos planos, entretanto possuem limitações devido à complexidade do escoamento em terrenos reais, complexos e de rugosidade variável, de modo que não são capazes de modelar fenômenos como descolamento e recirculação, por exemplo. Devido ao fato de que modestas variações da produção energética aumentam consideravelmente a receita de um parque eólico, a busca por metodologias mais acuradas para a estimação da EAG, a complexidade do problema e os grandes avanços computacionais dos últimos anos, fazem da análise numérica CFD uma ferramenta amplamente utilizada pela comunidade de energia eólica.

A reprodução computacional da porção inferior da Camada Limite Atmosférica (CLA), região de operação das turbinas eólicas, e a resolução do escoamento médio, são geralmente obtidas em CFD através do método RANS (Reynolds-Averaged Navier-Stokes) combinados a modelos de turbulência. A fim de modelar a região de esteira sem exigir um elevado custo computacional, o modelo do disco atuador é amplamente utilizado (Norris et al., 2010, Masson e Smaili, 2006). Entretanto, Cabezón et al. (2008) mostra que o método do disco atuador juntamente com o modelo de turbulência k- ϵ padrão não representa com precisão o déficit de velocidades na região da esteira, subestimando-o quando comparado com medições reais. Mandas et al. (2004), propôs a modificação das constantes do modelo de turbulência k- ϵ padrão a fim de representar com maior precisão os casos envolvendo especificamente o escoamento da CLA neutra em terrenos complexos.

Este trabalho tem como objetivo avaliar a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e na EAG por um conjunto de turbinas localizadas em um terreno real através da utilização do modelo do disco atuador e do código comercial de CFD STAR-CCM+.

2 | METODOLOGIA

A fim de avaliar a influência do efeito de esteira no campo de velocidade e na EAG por um determinado conjunto de turbinas, os dois casos descritos na Tab. 1 são simulados computacionalmente. Através dos resultados obtidos nas simulações, a energia gerada pelo conjunto de aerogeradores quando consideradas as regiões de esteira é comparada com a energia gerada se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. A metodologia utilizada para realização da modelagem computacional e avaliação do potencial eólico é detalhada nas seções subsequentes.

Caso	Finalidade
I	Utiliza-se o modelo do disco atuador para modelagem da esteira aerodinâmica dos aerogeradores. A EAG pelo conjunto de turbinas proposto e a EAG de cada uma delas é estimada levando-se em consideração os efeitos de esteira de turbinas vizinhas. Avalia-se também, o perfil de velocidades na região de esteira.
II	Modelagem do escoamento livre sobre a topografia do terreno. Os efeitos de esteira não são considerados. Estima-se o potencial eólico disponível na região e a EAG por cada turbina quando estas operam em condições de escoamento livre.

Tabela 1 – Casos simulados computacionalmente e suas finalidades.

SELEÇÃO E DETALHAMENTO DA MICRORREGIÃO

A seleção e detalhamento do terreno são etapas iniciais em estudos de avaliação do potencial energético de parques eólicos. Fatores como regime de ventos local, vegetação da região, orografia do terreno, aspectos ambientais e proximidade com subestações elétricas, rodovias e comunidades locais são analisados. O terreno em análise neste estudo está localizado na região norte do estado do Rio Grande do Sul entre as cidades de Palmeiras das Missões, Nova Ramada e Panambi. A microrregião de interesse corresponde a uma área retangular de 5,5 km x 5,5 km e é centralizada em uma torre de medições. O layout de posicionamento das turbinas é obtido através de estudo de micro-siting realizado por Rocca (2015) e é ilustrado na Fig. 1.

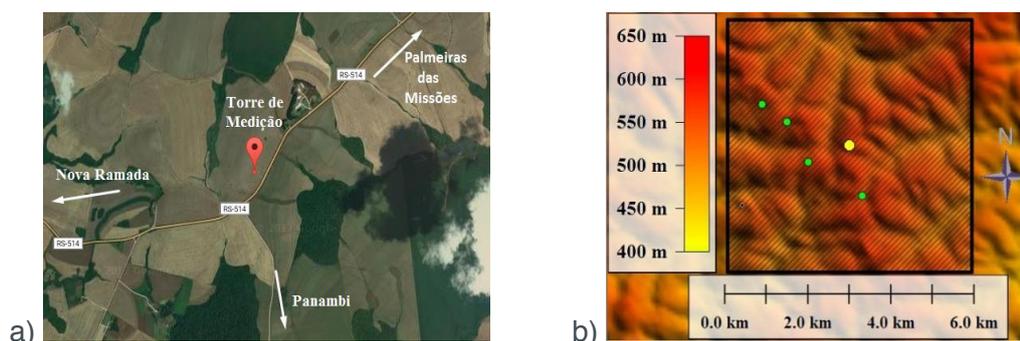


Figura 1 - (a) Localização do terreno, imagem de satélite adaptada de *Google Earth* e (b) representação em escala de cores do relevo da microrregião de interesse através do *software Global Mapper*. Pontos verdes representam as turbinas eólicas e ponto amarelo representa a torre de medições.

O terreno é localizado em média a 550 m acima do nível do mar e possui elevação variável. Conforme Rocca (2015), a vegetação é predominantemente ocupada por gramíneas, porém, verifica-se também a presença de plantações de eucaliptos em determinados pontos. Tanto os diferentes tipos de vegetação quanto a elevação variável de altura do terreno são fatores que influenciam diretamente o perfil de vento local, e devem, portanto, ser considerados no modelo computacional.

A torre de medições localizada no centro do terreno foi instalada pela empresa HIDROPAN em agosto de 2013 e é equipada com anemômetros fixados a 60, 80 e 100 metros de altura, medidores de direção do vento instalados a 78 e 98 metros de altura e um medidor de temperatura localizado a 95 metros de altura. Estes equipamentos realizam medições em intervalos de 10 minutos e registram o valor médio no período. Tem-se então, um conjunto de dados anemométricos compostos por data, hora, temperatura local, direção e velocidade do vento.

Os dados anemométricos utilizados para a realização deste trabalho foram obtidos através de medições realizadas durante um período de tempo longo o suficiente para caracterização do regime de ventos da região. Por motivos de sigilo de dados, estes não serão apresentados neste trabalho. Entretanto, o regime de ventos local é ilustrado através da rosa dos ventos da Fig. 2.

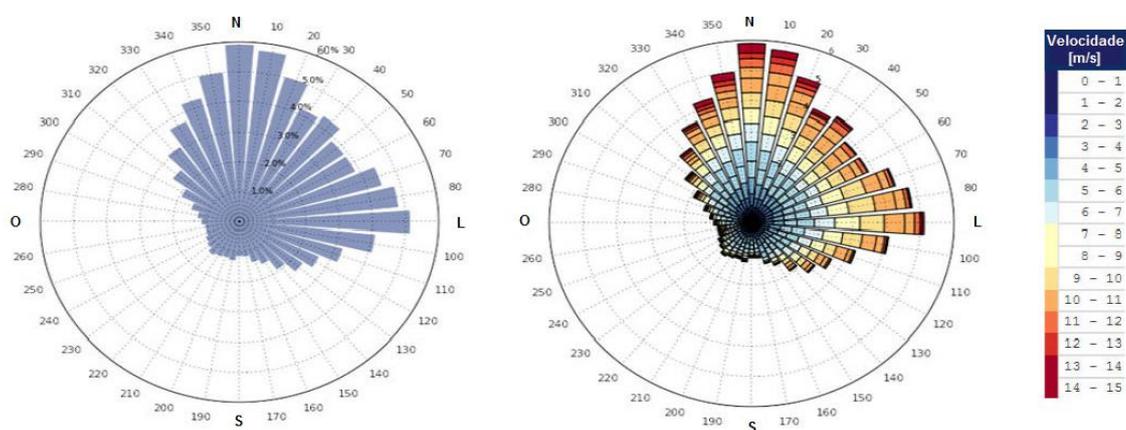


Figura 2 – Rosa dos ventos de frequência referente aos dados anemométricos adquiridos ao longo do período de medições e a uma altura de 80 m em relação ao solo. Adaptado de Rocca (2015).

MODELAGEM COMPUTACIONAL

O modelamento numérico é realizado através do plug-in EnviroWizard disponível no software CFD STAR-CCM+. Este plug-in é uma interface gráfica específica para o modelamento de parques eólicos. Permite a importação da geometria do terreno através de um modelo CAD, configuração dos principais parâmetros para

criação da malha computacional e a determinação de características e informações pertinentes ao modelamento numérico de parques eólicos, tais como: direção do vento, altura de rugosidade aerodinâmica, localização das turbinas, características dos aerogeradores (curva de potência e curva de coeficiente de empuxo), definição do perfil vertical de velocidades do vento e demais condições iniciais e de contorno.

Sendo o caso estudado neste trabalho estacionário e adiabático, assume-se que a CLA é estável e neutra, de modo que os efeitos de empuxo por efeitos térmicos são desconsiderados e a equação de conservação de energia é negligenciada. Assim, o conjunto de equações utilizado para modelamento numérico do problema é formado pelas equações RANS combinadas ao modelo de turbulência k-ε de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos proposto por Mandas et al. (2004). A fim de solucionar estas equações na região da esteira, as turbinas eólicas são modeladas através de discos atuadores discretizados através de volumes de controle, de modo que cada volume atua como um sumidouro de momentum, adicionando às equações de quantidade de movimento um termo fonte relacionado à força axial de empuxo atuante no disco dada por

$$T = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^2 C_T A \quad (1)$$

onde T é a força de empuxo axial [N], ρ a massa específica do fluido [kg/m^3], U_{∞} a velocidade de corrente livre [m/s], A a área do plano rotor [m^2] e C_T o coeficiente de empuxo adimensional.

Segundo CD-Adapco (2017), o STAR-CCM+ estima a velocidade de corrente livre U_{∞} através da média de velocidades incidentes sobre a área superficial de um disco virtual geometricamente semelhante ao disco atuador denominado inflow velocity plane e posicionado um diâmetro (1D) à montante do disco atuador. Visto que o coeficiente de empuxo C_T é função da velocidade de escoamento livre e que esta é a velocidade média no inflow velocity plane, a estimativa de C_T é realizada através da curva do coeficiente de empuxo da turbina utilizada. O detalhamento completo de como o STAR-CCM+ soluciona as equações em cada volume de controle pode ser verificado em CD-Adapco (2017).

DOMÍNIO COMPUTACIONAL

Através de dados da SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) retirados de Jarvis (2008), é possível realizar o modelamento digital de alta resolução do relevo da região de Panambi. Através do software *Global Mapper*, exportam-se estes dados como um ficheiro CAD, importado para o STAR-CCM+ através do plug-in *EnviroWizard*.

O domínio computacional é ilustrado na Fig. 3 e corresponde a uma área retangular de 5,5 km x 5,5 km (61,1D x 61,1D), centralizada na torre de medições. A escolha de 1 km (11,1D) para a altura do domínio é baseada nos estudos numéricos

do mesmo terreno realizados por Radunz (2016).

Por motivo de sigilo, as coordenadas geográficas respectivas ao posicionamento exato das turbinas não são apresentadas. Entretanto, a Tab. 2 exhibe o posicionamento das turbinas com relação ao centro de coordenadas fixado na torre de medições da Fig. 3.

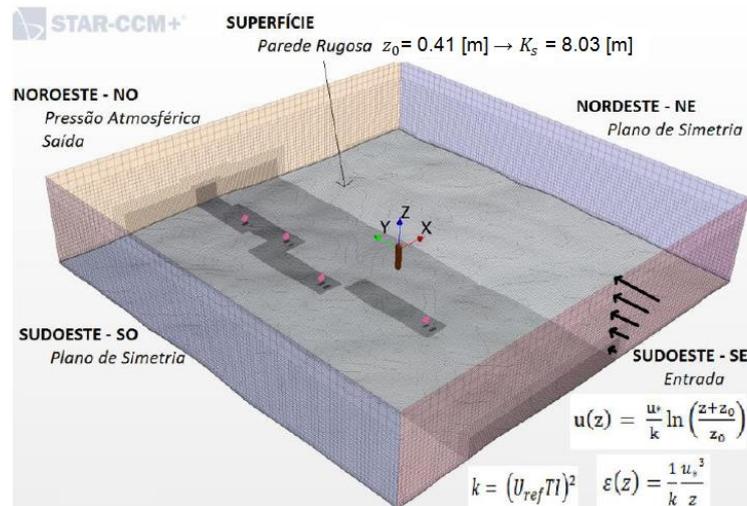


Figura 3 - Domínio e malha computacional. Os discos de cor rosa representam as turbinas e a linha vertical central representa a torre de medições na define-se e fixa-se o eixo de coordenadas.

	T1	T2	T3	T4
Δx	-6,8D	-9,9D	-6,4D	-7,5D
Δy	-11,5D	3,6D	14,6D	22D

Tabela 2 – Posicionamento e distância das turbinas eólicas T1, T2, T3 e T4 em função do diâmetro do rotor (D) e em relação ao eixo de coordenadas fixo à torre de medições.

CONDIÇÕES DE CONTORNO

Conforme Barthelmie *et al.* (2007), a maior redução no potencial gerado devido aos efeitos de esteira (perdas por esteira) acontece quando as turbinas estão posicionadas umas à jusante das outras de modo que seu alinhamento é paralelo à direção do vento incidente. Para o *layout* utilizado neste estudo, espera-se que as maiores perdas por esteira ocorram para escoamentos na direção do eixo y da Fig. 3. Diante disso, optou-se como região de entrada do domínio a face sudeste, de modo que a direção do vento é no sentido positivo do eixo y do sistema de coordenadas.

À face de entrada é imposta condição de velocidade prescrita por perfil logarítmico, o qual é amplamente aceito para representação de escoamentos atmosféricos neutros sobre terrenos complexos e rugosos. As demais condições de entrada são baseadas em Castro *et al.* (2003) de modo que a energia cinética turbulenta k [m^2/s^2] é considerada constante e a taxa de dissipação de energia cinética turbulenta ϵ [m^2/s^3] é inversamente proporcional à altura. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre a região de interesse, foram utilizadas condições

de contorno baseadas no regime de ventos local, topografia e vegetação do terreno. Através da análise dos dados anemométricos, tem-se que a velocidade do vento na face de entrada assume o valor de 6,47 m/s a 80 m de altura. A face noroeste é definida como região de saída do domínio e tem como condição de contorno pressão atmosférica constante.

Conforme recomendado por CD-Adapco (2017), define-se a face superior e os lados do domínio como planos de simetria e mantêm-se um afastamento mínimo entre a região de interesse e as fronteiras do domínio. A distância entre a primeira turbina T1 e a região de entrada é de 19D. Lateralmente, a distância entre as turbinas e as fronteiras do domínio é de, no mínimo, 20,6D. Visto que a completa recuperação da esteira da turbina T4 não é de significante importância neste trabalho, a fim de reduzir custos computacionais, optou-se por posicionar a região de saída a uma distância de 8,5D à jusante de T4.

No que diz respeito à condição de parede rugosa da superfície do terreno, o parâmetro utilizado pelo *STAR-CCM+* é o *sand-grain roughness* K [m]. CD-Adapco (2010) recomenda que k varie entre 10 a 40 vezes o valor de z_0 . Os valores da rugosidade aerodinâmica e da velocidade de fricção u_* [m/s] são obtidos através da análise dos dados anemométricos e equivalem a 0,41 m e 0,515 m/s, respectivamente. As condições de contorno são mostradas em detalhes na Fig. 3.

QUALIDADE DE MALHA

A fim de tornar os erros de discretização do domínio desprezíveis e garantir que o refinamento da malha não interfira no resultado das simulações numéricas, faz-se necessário a realização de um estudo de qualidade de malha.

Neste trabalho, o estudo de independência de malha é baseado no método GCI (Grid Convergence Index). Três malhas com grau de refinamento diferentes nas regiões de esteira e do disco atuador são analisadas. A variável de referência selecionada neste trabalho é a velocidade média registrada pelo inflow velocity plane da primeira turbina [m/s]. A Tab. 3 exhibe os resultados obtidos através do método GCI.

Percebe-se que o resultado obtido pela malha M1 (6,5831 m/s) se aproxima significativamente do valor assintótico (exato) previsto pelo método ($f_{xato} = 6,5834$ m/s) de modo que um novo refinamento seja desvantajoso devido ao aumento do custo computacional.

Malha	Volumes de Controle	[m/s]	Razão de Refinamento	Erro Relativo [%]	GCI [%]	[m/s]
M1	3868591	6,5831	$r = 1,37$	$\xi_{12} = 0,0615$ $\xi_{23} = 0,7367$	GCI ₁₂ = 0,007 GCI ₂₃ = 0,089	6,5834
M2	1486532	6,5791				
M3	584350	6,5306				

Tabela 3 – Parâmetros GCI

Optou-se pela utilização de malha hexaédrica devido ao fato de esta poder ser construída de tal forma que os volumes de controle estão alinhados em relação ao escoamento. Para a região próxima à superfície do terreno, as células são prismáticas e ortogonais a este, crescendo através de um fator de 1,1 até a altura de 15 m, acima da qual tem início a discretização da malha hexaédrica.

ENERGIA ANUAL GERADA (EAG)

A distribuição de Weibull é um método estatístico comumente utilizado na literatura para representar o regime de ventos de uma determinada região e é dado pela seguinte função densidade de probabilidade

$$f(U) = \frac{k_w}{c_w} \left(\frac{U}{c_w}\right)^{k_w-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c_w}\right)^{k_w}\right] \quad (2)$$

$$\frac{\overline{U^3}}{(\overline{U})^3} = \frac{\Gamma(1+3/k_w)}{\Gamma^3(1+1/k_w)} \quad (3)$$

$$c_w = \frac{U}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k_w}\right)} \quad (4)$$

onde f é a função de Weibull, k_w o fator de forma da distribuição de Weibull, c_w o fator de escala da distribuição de Weibull [m/s], Γ a função gama e U a velocidade no centro do rotor [m/s].

A velocidade U utilizada na Eq. (2) referente ao cálculo da distribuição de Weibull para uma determinada turbina, tanto para o caso I, quanto para o caso II, é a velocidade obtida em pontos localizados 1D à montante das turbinas e a 80 m de altura em relação ao solo. Os parâmetros de Weibull são calculados através dos dados anemométricos e da Eq. (3) e Eq. (4). Com o auxílio da curva de potência do aerogerador dada pela Fig. 4, a EAG por cada turbina é estimada através da seguinte equação

$$EAG = 8760 \sum_N P(U) f(U) \quad (5)$$

onde $P(U)$ é a potência gerada para velocidade U na curva de potência da turbina eólica [kW], a constante 8760 representa o número total de horas anuais e N o número total de faixas de velocidade.

A turbina eólica selecionada neste estudo é o modelo Vestas 90/2.0MW. Este aerogerador possui potência nominal de 2,0 MW, diâmetro do rotor equivalente a 90 m e altura de operação de 80 m. As curvas de potência e do coeficiente de empuxo podem ser visualizadas na Fig. 4.

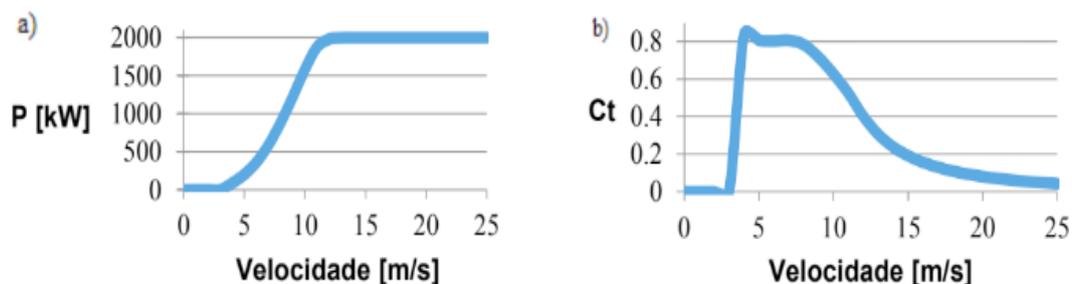


Figura 4 – (a) Curva de potência da turbina eólica modelo Vestas 90/2MW e (b) curva do coeficiente de empuxo da turbina eólica modelo Vestas 90/2MW (Vestas, 2010).

3 | RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através da metodologia detalhada no Capítulo 2. Para compreensão dos resultados exibidos nas seguintes seções, é importante observar através da Fig. 3 e Tab. 2, que, embora as turbinas não estejam perfeitamente alinhadas em relação à direção do escoamento, pode-se assumir que a turbina T4 opera na região de esteira da turbina T3, e que ambas operam na região de esteira da turbina T1.

INFLUÊNCIA DA ESTEIRA AERODINÂMICA NO CAMPO DE VELOCIDADES

Na Fig. 5 são apresentados valores para a velocidade do vento ao longo de uma linha horizontal que passa pelo eixo de rotação de cada turbina. Estes valores são normalizados com relação à velocidade do perfil logarítmico de entrada a 80 m de altura [m/s].

Verifica-se que, à medida que o escoamento se aproxima do rotor da turbina ($y/D = 0$), a velocidade é gradualmente reduzida. Esta redução é consequência da força exercida pela turbina ao escoamento, a qual é a reação da força axial de empuxo exercida pelo escoamento no plano rotor. Percebe-se que a alteração do escoamento à montante de todas as turbinas, inicia-se a uma distância de aproximadamente $4D$. Ainda através da análise das curvas da Fig. 5, pode-se observar a brusca redução na velocidade do vento entre as regiões imediatamente à montante e imediatamente à jusante do rotor, consequência da extração de energia cinética.

O fenômeno de recuperação da esteira também é ilustrado nas curvas da Fig. 5. Verifica-se que o déficit de velocidade é minimizado em torno de $10D$ à jusante dos aerogeradores. Constata-se ainda, que a não recuperação completa da esteira referente à turbina T1 impacta diretamente nas velocidades incidentes nas turbinas T3 e T4, uma vez que estas operam na região de esteira da turbina T1. A influência deste déficit de velocidade na EAG pelas turbinas T3 e T4 pode ser observada na Fig. 9 e Tab. 4.

Outro fenômeno também presente na Fig. 5 é a influência da orografia do terreno na velocidade do vento. Visto que a velocidade do vento à montante da turbina T1 é cerca de 10% maior que a velocidade imposta na entrada do domínio, e cerca de 5% maior para a turbina T2, e levando-se em consideração o fato de que estas máquinas estão livres de efeitos de esteira, pode-se dizer que esta aceleração do escoamento é consequência da orografia do terreno.

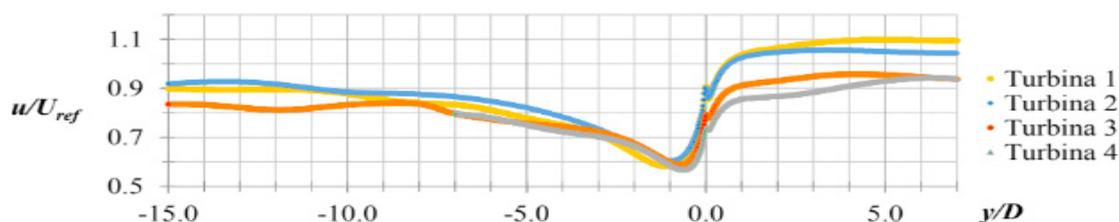


Figura 5 – Velocidade normalizada do vento com relação à U_{ref} ao longo de uma linha horizontal que passa pelo eixo de rotação de cada turbina.

A Fig. 6 exhibe o campo de velocidades obtido para os casos I e II, respectivamente, à altura relativa de 80 m.

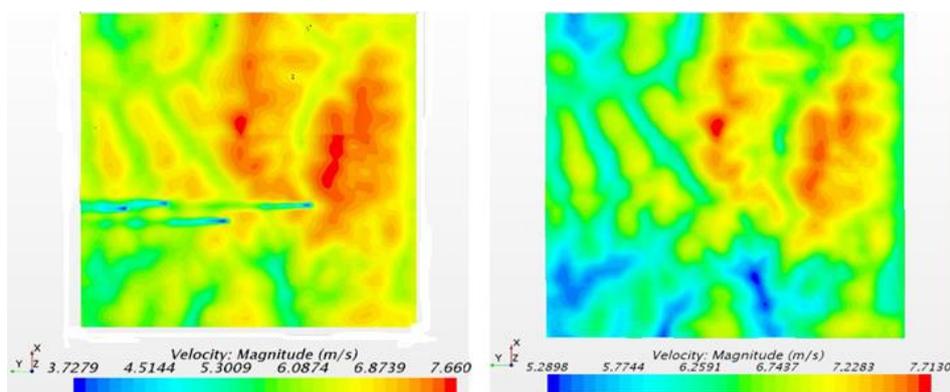


Figura 6 – (a) Campo de velocidades obtido para o caso I à altura relativa de 80 m e (b) campo de velocidades obtido para o caso II à altura relativa de 80 m.

As curvas da Fig. 7 apresentam valores para a velocidade normalizada com respeito à U_{ref} ao longo de linhas horizontais perpendiculares ao eixo de rotação da turbina T1 e posicionadas 3D, 5D, 7D, 10D e 15D à jusante desta máquina. Estas curvas representam o perfil lateral da velocidade normalizada ao longo da região de esteira. Verifica-se que estas curvas aproximam-se de Gaussianas e sua amplitude representa o déficit de velocidade. Assim, através da redução na amplitude das curvas da Fig. 7 à medida que o escoamento se afasta da turbina, fica evidenciada a recuperação da velocidade na região de esteira. Concomitante à redução na amplitude das curvas, verifica-se o achatamento das mesmas, representando a expansão da esteira à jusante da turbina. O comportamento das curvas apresentadas na Fig. 7 vai ao encontro de resultados obtidos por estudos experimentais e numéricos realizados por diversos autores (Rados et al., 2001; Réthoré et al., 2009).

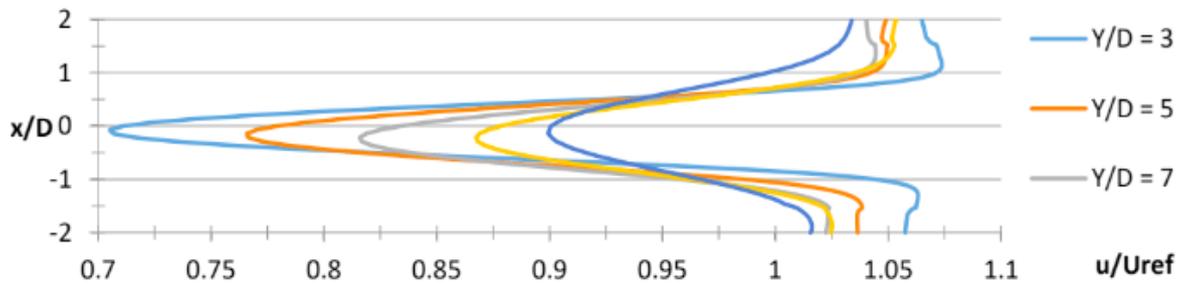


Figura 7 – Perfil lateral de velocidades normalizadas com relação à ao longo de linhas horizontais perpendiculares à linha de centro da turbina ao longo da região de esteira.

Através da Fig. 8 pode-se verificar a influência do efeito de esteira na velocidade pontual 1D à montante de cada turbina e a 80 m de altura. Comparando os resultados obtidos nas simulações dos casos I e II, observa-se uma variação de 8,9% na velocidade incidente na turbina T3 e de 12,9% para a turbina T4. Estas variações quantificam o déficit de velocidades a qual cada turbina está submetida devido ao fato de estarem operando na região de esteira de T1. Adicionalmente, percebe-se que a variação para turbina T4 é ainda maior que a variação para a turbina T3. Este padrão já era esperado visto que T4 opera na região de esteira de T3 e T1. Verifica-se também que não há variação significativa para as velocidades referentes às turbinas T1 e T2, evidenciando o fato de que estas máquinas operam livre do efeito de esteira de turbinas vizinhas.

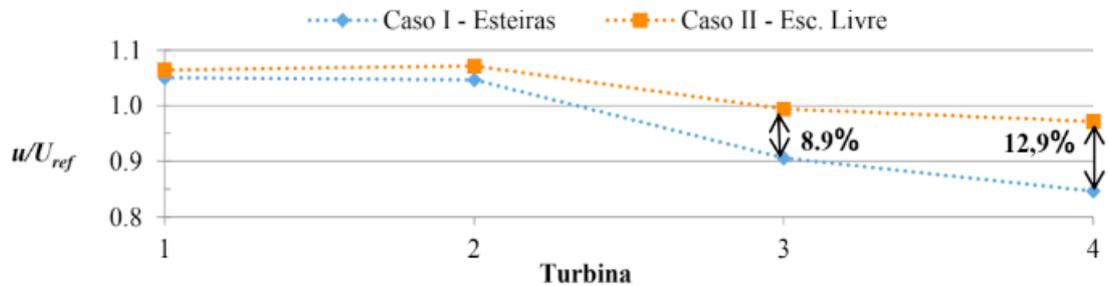


Figura 8 - Velocidade pontual a 80 m de altura e 1D à montante de cada turbina. Valores normalizados com relação à U_{ref} .

ENERGIA ANUAL GERADA

Os valores presentes na Fig. 9 e na Tab. 4 para a EAG de cada turbina são consequência dos déficits de velocidade apresentados na Fig. 8

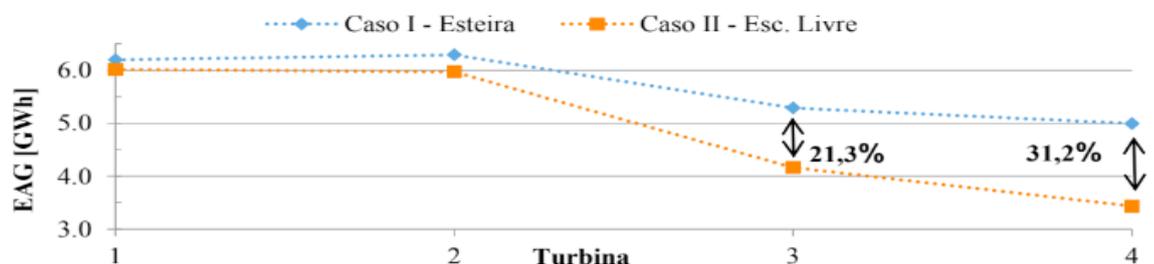


Figura 9 – EAG por cada turbina para os casos I e II.

	Energia Anual Gerada [GWh]		Perdas por Esteira	
	Caso I - Esteira	Caso II - Esc. Livre		
Turbina 1	6,014	6,199	0,185 GWh	3,0%
Turbina 2	5,968	6,290	0,322 GWh	5,1%
Turbina 3	4,162	5,286	1,124 GWh	21,3%
Turbina 4	3,435	4,995	1,559 GWh	31,2%
Total	19,579	22,769	3,190 GWh	14,0%

Tabela 4 – EAG por cada turbina e EAG total para os casos I e II.

Para o *layout* de posicionamento das turbinas proposto neste estudo e considerando escoamento proveniente da face sudeste do domínio computacional, observa-se através da Fig. 9 e Tab. 4 uma significativa redução na EAG pelas turbinas T3 e T4. Visto que operam na região de esteira da turbina T1, estas máquinas apresentam as maiores perdas energéticas, consequência direta do déficit de velocidades característico das regiões de esteira. Para T3, as perdas por esteira equivalem a 1,124 GWh e representam uma variação de 21,3% se comparado a EAG por esta turbina caso estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Para T4, a redução na EAG equivale a 1,559 GWh e representa uma variação de 31,2% em relação ao caso livre do efeito de esteira. Fica claro, portanto, o impacto que as esteiras aerodinâmicas e o déficit de velocidade existente nesta região provocam na EAG de um conjunto de turbinas eólicas.

No que diz respeito à EAG pelo conjunto de turbinas, as perdas por esteira equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre. Conforme estudos realizados por Barthelmie *et al.* (2007), as perdas energéticas considerando somente o efeito de esteira assumem, em média, valores próximos a 10%. Segundo Sandersen *et al.* (2011), estas perdas podem atingir 40% para turbinas operando em regiões de esteiras completamente desenvolvidas.

4 | CONCLUSÃO

Através do software CFD *STAR-CCM+*, este trabalho investigou a influência do déficit de velocidades presente nas regiões de esteiras aerodinâmicas de turbinas no potencial eólico de um determinado conjunto de aerogeradores localizados em um terreno real através do modelo do disco atuador. As turbinas eólicas são

modeladas a partir do modelo do disco atuador, os quais atuam como um sumidouro de momentum, adicionando às equações de quantidade de movimento um termo fonte relacionado à força axial de empuxo atuante no disco. A utilização das equações RANS juntamente com o modelo de turbulência $k-\varepsilon$ de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos formam o conjunto de equações do modelamento numérico. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre a microrregião de interesse, utilizaram-se condições de contorno baseadas na topografia, vegetação e regime de ventos local. Dados anemométricos obtidos por uma torre de medições localizada no terreno são utilizados para determinação do perfil logarítmico de velocidades imposto na região de entrada. Estes dados também são utilizados para determinação da rugosidade aerodinâmica do terreno, de modo que a formulação de função de parede seja consistente com a rugosidade real. No que diz respeito à malha computacional, um estudo de qualidade de malha baseado no método GCI foi realizado a fim de alcançar a independência de malha.

Através da comparação de dois casos numéricos, um deles considerando o modelamento das esteiras e outro considerando somente o escoamento livre sobre a superfície do terreno, mostrou-se que, de fato, a EAG por turbinas operando na região de esteira é significativamente menor se comparado a EAG caso cada turbina operasse livre dos efeitos de esteira. No que diz respeito à microrregião e *layout* de posicionamento das turbinas analisados neste trabalho, a redução na EAG pelas turbinas que operam na região de esteira de turbinas vizinhas assume valores de 1,124 GWh e 1,559 GWh, representando perdas energéticas de 21,3% e 31,2% respectivamente. Se levados em consideração o conjunto de turbinas, as perdas por esteira equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre.

A utilização do modelo do disco atuador para representação das turbinas eólicas e avaliação do déficit de velocidades na região de esteira produz resultados que vão ao encontro de resultados existentes na literatura. Demonstra-se assim, a adequação da metodologia utilizada neste trabalho, possibilitando a sua utilização em estudos mais aprofundados.

No que diz respeito às recomendações para trabalhos futuros, sugere-se:

- Investigação da influência de diferentes valores de intensidade de turbulência do escoamento livre, bem como de rugosidade do terreno, na estrutura e recuperação da esteira aerodinâmica;
- Avaliação dos efeitos de esteira na EAG para escoamento proveniente de outras direções, respeitando o regime de ventos local;

5 | REFERÊNCIAS

- ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Brasil é o maior gerador de energia eólica da América Latina**. 2017. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2017/03/brasil-e-o-maior-gerador-de-energia-eolica-da-america-latina>. Acesso em 02/07/2017.
- Barthelmie, R. J.; Pryor, S. C.; Réthoré, P. E.; Jorgensen, H. E. **Modelling and Measurements of Power Losses and Turbulence Intensity in Wind Turbine Wakes at Middellarunden Offshore Wind Farm**. *Wind Energy*, vol. 10, pp. 217-228, 2007.
- Cabezón, D.; Sanz, J.; Marti, J.; Crespo, A. **CFD Modelling of the Interaction between the Surface Boundary Layer and Rotor Wake. Comparison of results obtained with different turbulence models and mesh strategies**. European Wind Energy Conference, Marseille, 2008.
- Castro, F. A.; Palma, J. M. L. M.; Silva L. A. **Simulation of the Askervein flow. Part 1: Reynolds Averaged Navier–Stokes equations (k-ε turbulence model)**. *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 107, pp. 501-530, 2003.
- CD-Adapco. **Windpark Siting Training CFD for Windpark Designers**. Training Resources, 2010.
- CD-Adapco. **STAR-CCM+ v12.04.010 User Guide**. Technical Report, 2017.
- GWEC – Global Wind Energy Council. **Wind in Numbers**. 2017. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2017/05/Global-Status-2016.pdf>. Acesso em 02/07/2017.
- Jarvis, A. **Hole-filled SRTM for the globe Version 4**. 2008. Disponível em www.cgiar-csi.org/data/srtm-90mdigital-elevation-database-v4-1. Acesso em 08/05/2017
- Lissman, P. B. S. **Energy effectiveness of arbitrary arrays of wind turbines**. *Journal of Energy*, vol. 3, n. 6, pp. 323-328, 1979.
- Mandas, N.; Cambuli, F.; Crasto, G.; Cau, G. **Numerical simulation of the Atmospheric Boundary Layer (ABL) over complex terrains**. European Wind Energy Conference, Londres, 2004.
- Masson, C.; Smaili, A. **Numerical study of turbulent flow around a wind turbine nacelle**. *Wind Energy*, vol. 9, pp. 281-298, 2006.
- Norris, S. E.; Cater, J. E.; Stol, K. A.; Unsworth, C. P. **Wind Turbine Wake Modelling using Large Eddy Simulation**. 17th Australian Fluid Mechanics Conference, Auckland, 2010.
- Radunz, W. C.; Petry, A. P.; Paula, A. V. **Numerical Modelling of the Multi-Directional Neutrally-Stratified Atmospheric Boundary Layer Flow Over Real Terrain Through CFD for Wind Energy Assessment**. 16 ENCIT – 16 Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, Vitória, 2016.
- Rocca, W. B. **Dimensionamento de um Parque Eólico e sua Subestação, Comparando Ferramentas de CFD e Atlas Eólicos**. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRGS, Porto Alegre, 2015.
- Sanderse, B.; Van der Pij, S. P.; Koren, B. **Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics**. *Wind Energy*, vol. 14, pp. 799-819, 2011.
- Vestas. **General Specification V90-1.8/2.0 MW 50Hz VCS**. Technical Report, 2010.

SOBRE O ORGANIZADOR:

Paulo Jayme Pereira Abdala possui graduação em Engenharia Eletrônica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca - RJ (1988), mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005) e pós-graduação em Gestão de Aviação Civil pela Universidade de Brasília (2003). Entre 1989 e 2008 foi Chefe do Laboratório de Ruído Aeronáutico e Emissões de Motores do DAC/ANAC, tendo desenvolvido centenas de estudos sobre poluição sonora e atmosférica oriundas da atividade aeronáutica. Foi representante oficial do Brasil em diversos Fóruns Internacionais sobre meio ambiente promovidos pela Organização de Aviação Civil Internacional OACI - Agência da ONU. Foi Coordenador dos Cursos de Engenharia de Produção, Elétrica, Civil e Mecânica na UNOPAR/PG entre 2013 e 2018. Atualmente é Consultor Independente para a AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL, OACI e INFRAERO. Tem experiência na área de Engenharia Eletrônica, atuando principalmente nos seguintes temas: acústica, meio ambiente e pedagogia (metodologia TRAINAIR/OACI).

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-7247-066-7

