

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

PEDRO HIDALGO

**A INFLUÊNCIA DA RESOLUÇÃO ESPACIAL EM MODELOS DE
PREVISÃO EM MESOESCALA NA PROGRAMAÇÃO DE
DESPACHO DA PRODUÇÃO DE USINAS EÓLICAS**

Alegrete
2014

PEDRO HIDALGO

**A INFLUÊNCIA DA RESOLUÇÃO ESPACIAL EM MODELOS DE
PREVISÃO EM MESOESCALA NA PROGRAMAÇÃO DE
DESPACHO DA PRODUÇÃO DE USINAS EÓLICAS**

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação *Stricto Sensu* da Universidade Federal do Pampa como requisito para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Mauricio Sperandio

Co-orientador: Marcelo Romero de Moraes

Alegrete
2014

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

H372i Hidalgo, Pedro da Silva
INFLUÊNCIA DA RESOLUÇÃO ESPACIAL EM MODELOS DE PREVISÃO EM
MESOESCALA NA PROGRAMAÇÃO DE DESPACHO DA PRODUÇÃO DE USINAS
EÓLICAS / Pedro da Silva Hidalgo.

89 p.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do Pampa,
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2014.

"Orientação: Maurício Sperandio".

1. Energia eólica. 2. Previsão de geração de energia. 3.
Operação do sistema elétrico. I. Título.

PEDRO DA SILVA HIDALGO

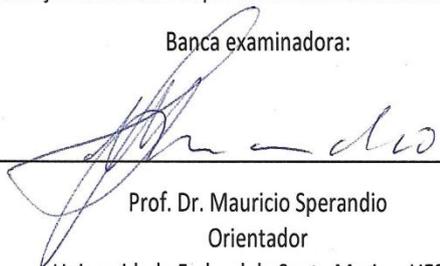
**A INFLUÊNCIA DA RESOLUÇÃO ESPACIAL EM MODELOS DE
PREVISÃO EM MESOESCALA NA PROGRAMAÇÃO DE
DESPACHO DA PRODUÇÃO DE USINAS EÓLICAS**

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação *Stricto Sensu* da Universidade Federal do Pampa como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

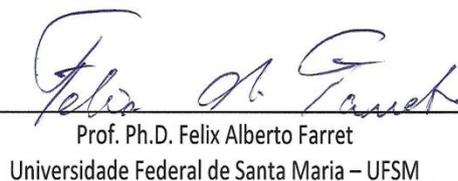
Área de concentração: Sistemas de Energia

Dissertação defendida e aprovada em 12 de dezembro de 2014.

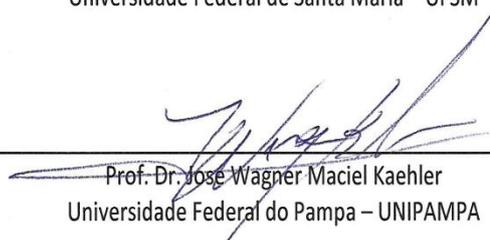
Banca examinadora:



Prof. Dr. Mauricio Sperandio
Orientador
Universidade Federal de Santa Maria – UFSM



Prof. Ph.D. Felix Alberto Farret
Universidade Federal de Santa Maria – UFSM



Prof. Dr. Jose Wagner Maciel Kaehler
Universidade Federal do Pampa – UNIPAMPA

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Deus por me dar saúde física e mental para correr atrás de meus objetivos.

À minha família, minha mãe Susana, que dedicou sua vida a mim e minha irmã, e à minha irmã que sempre foi paciente nos momentos de estress.

Aos meu pai Valdenir Mozart, que não está mais entre nós, espero que estejas orgulhoso do teu filho.

Aos meus orientadores, Dr. Mauricio Sperandio e Dr. Marcelo Romero que me deram a oportunidade de desenvolver este trabalho e estiveram sempre ao meu lado, me ajudando e meu direcionando.

Ao Everton de Almeida Lucas, meu ex-colega de graduação e amigo que foi meu braço direito durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor José Wagner Kaehler, que me passou parte de seu conhecimento que será sempre muito importante para mim enquanto profissional.

Aos colegas de mestrado Raul Kuhn, Marnoon Poltozi e Maurício Mallmann que tornaram meus dias mais fáceis e com companheirismo.

Aos amigos do “Baita Chão” Mario do Couto, Jairton Dorneles, André Pereira, Marcelo Penner, Lucas Dorneles. Nathalie Lunardi, Douglas Adolpho, Sergio Dias, Conrado Fleck, Naiane Stochero e Priscila Ebert.

A todos aqui não citados por falta de espaço mas que também fizeram parte da minha vida durante esse período. Muito Obrigado!

"Si vis pacem, para bellum"
Publius Flavius Vegetius Renatus

RESUMO

O uso da energia eólica para produção de eletricidade tem crescido em todo o mundo. De acordo com o PDE 2023 (Plano Decenal de Expansão Energia) disponibilizado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) a capacidade instalada provinda de energia eólica em 2013 foi de 2,2 GW, cerca de 1,8% da matriz energética brasileira. A perspectiva de aumento para 22,4 GW, que em 2023 representará cerca de 11,8% da matriz energética brasileira. Com isso, a necessidade de se ter uma programação da disponibilidade de energia de parques eólicos se torna extremamente importante na operação do sistema elétrico brasileiro. Usando os dados de velocidade de vento gerados pelo modelo WRF com resoluções espaciais de 15 km e 5 km a 100 m de altura fez-se a estimativa de geração de energia para os complexos eólicos de Cerro Chato e Osório no período de 9 de agosto de 2014 a 29 de agosto de 2014. Então comparou-se com os dados de programação diária de produção de energia feitos pelas usinas, pelo modelo ETA e com os de geração real, do mesmo período, fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema em seus boletins semanais. No período de estudo deste trabalho os erros médios percentuais absolutos da previsão de geração no complexo eólico de Cerro Chato foram de 18,42% do PDP da Usina, 15,97% do modelo ETA, 20,96% e 20,30% do modelo WRF com resolução espacial de 15 km desconsiderando e considerando a influência da variação da temperatura, respectivamente, e de 7,55% e 6,89% do modelo WRF com resolução espacial de 5 km desconsiderando e considerando a influência da variação da temperatura, respectivamente. Os erros médios percentuais absolutos das programações de geração de energia do complexo eólico de Osório foram de 16,29% do PDP da usina, 19,19% do modelo ETA, 9,38% e 8,78% do modelo WRF com resolução espacial de 15 km desconsiderando e considerando a influência da variação da temperatura, respectivamente, e de 5,94% e 5,09% do modelo WRF com resolução espacial de 5 km desconsiderando e considerando a influência da variação da temperatura, respectivamente.

Palavras-chave: Energia eólica, previsão de geração de energia, operação do sistema elétrico.

ABSTRACT

The use of wind energy for electricity production has increased worldwide. According to the PDE 2022 (Ten Year Plan for Energy Expansion) provided by EPE (Energy Research Company) installed capacity of wind power stemmed in 2013 was 2,2 GW, about 1.8% of the Brazilian. The energy matrix, with perspective increase to 22.4 GW, which in 2023 represent about 11.8% of the Brazilian energy matrix. Thus the need to have a schedule of availability of power wind farms is extremely important in the operation of the Brazilian electrical system. Using the wind speed data generated by the WRF model with spatial resolution of 15 km and 5 km 100 m long made up an estimated power generation for wind complex of Cerro Chato and Osorio from 9 August 2014 to 29 August 2014. Then compared with the daily schedule of data for energy production made by plants, by ETA model and the actual generation of the same period, provided by the National System Operator in its weekly newsletters. During the study period of this study, the absolute percentage mean errors of prediction in wind generation complex of Cerro Chato were 18.42% of the Plant PDP, 15.97% of the ETA model, 20.96% and 20.30% of the WRF model with spatial resolution of 15 km disregarding and considering the influence of temperature variation, respectively, and 7.55% and 6.89% of the WRF model with spatial resolution of 5 km disregarding and considering the influence of temperature variation, respectively. The absolute percentage mean errors schedules of the wind farm of Osório power generation were 16.29% of the plant's PDP, 19.19% of the ETA model, 9.38% and 8.78% of the WRF model with spatial resolution 15 km disregarding and considering the influence of temperature variation, respectively, and 5.94% and 5.09% of the WRF model with spatial resolution of 5 km disregarding and considering the influence of temperature variation, respectively.

Keywords: Wind power, forecasting energy generation, operation of the electric system.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 – Mapa do potencial eólico brasileiro | 17 |
| Figura 2 – Participação das fontes de energia no Brasil em 2012 | 18 |
| Figura 3 - Participação das fontes de energia no Brasil em 2022..... | 19 |
| Figura 4 – Fluxo de ar em uma área transversal circular | 25 |
| Figura 5 – Curvas de potência e de coeficientes de potencias típicas de aerogeradores | 30 |
| Figura 6 - Distâncias para arranjo de aerogeradores em parques eólicos. | |
| Figura 7 – Pontos da curva de potência de um aerogerador | 31 |
| Figura 8 – Configuração de sistema coletor e conexão de parques eólicos | 33 |
| Figura 9 - Limites de tensões por nível de tensão | 34 |
| Figura 10 - Determinação da modalidade das usinas eólicas por tipo..... | 37 |
| Figura 11 – Ilustração de diferentes resoluções espaciais | 40 |
| Figura 12 – Fluxograma de funcionamento de modelos físicos | 41 |
| Figura 13 - Tipo de grade horizontal do modelo ETA..... | 42 |
| Figura 14 - Coordenada vertical do modelo WRF..... | 43 |
| Figura 15 - Grades aninhadas..... | 46 |
| Figura 16 – Fluxograma de funcionamento de modelos estatísticos..... | 47 |
| Figura 17 – Fluxograma de funcionamento de modelos híbridos | 49 |
| Figura 18 - Metodologia de trabalho..... | 52 |
| Figura 19 - Aninhamento da grade de 5km na grade de 25km..... | 53 |
| Figura 20 - Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato em Santana do Livramento-RS..... | 55 |
| Figura 21 - Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato na grade com resolução de 25km, a 75km de altura..... | 57 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 22 - Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato na grade com resolução de 15km, a 30km de altura..... | 57 |
| Figura 23 - Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato na grade com resolução de 5km, a 75km de altura..... | 58 |
| Figura 24 - Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato na grade com resolução de 5km, a 30km de altura..... | 59 |
| Figura 25 - Curva de potência do aerogerador E-82 2000..... | 61 |
| Figura 26 - Curvas de potência paralelas do aerogerador Enercon E-82 2000..... | 62 |
| Figura 27 - Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do Complexo Eólico de Osório em Osório-RS..... | 63 |
| Figura 28 - Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do complexo Eólico de Osório, na grade com resolução de 15km, a 75km de altura..... | 65 |
| Figura 29 - Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do complexo Eólico de Osório, na grade com resolução de 15km, a 30km de altura..... | 65 |
| Figura 30 - Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do complexo Eólico de Osório, na grade com resolução de 5km, a 75km de altura..... | 66 |
| Figura 31 - Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do complexo Eólico de Osório, na grade com resolução de 5km, a 30km de altura..... | 67 |
| Figura 32 - Curva de potência do aerogerador E70-2000..... | 69 |
| Figura 33 - Curvas de potência paralelas do aerogerador Enercon E70-2000..... | 70 |
| Figura 34 - Curvas de programação de geração de energia dos 21 dias de diferentes modelos para Cerro Chato..... | 75 |
| Figura 35 - Curvas de programação de geração de energia e da geração de energia dos 21 dias para Cerro Chato..... | 76 |
| Figura 36 - Desvios semanais de previsão de geração por modelo..... | 77 |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 37 - Erro médio percentual absoluto das 3 semanas analisadas em Cerro Chato..... | 78 |
| Figura 38 - Curvas de programação de geração de energia dos 21 dias de diferentes modelos para Osório..... | 82 |
| Figura 39 - Desvio semanal da programação da geração de energia de Osório..... | 83 |
| Figura 40 - Erro médio percentual absoluto da programação por modelo das três semanas de Osório..... | 84 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil..... | 18 |
| Tabela 2 – Escalas de fenômenos atmosféricos..... | 24 |
| Tabela 3 – Cronograma de elaboração do PDP..... | 35 |
| Tabela 4 – Coordenadas Geográficas dos aerogeradores do complexo eólico de Cerro Chato, na cidade de Santana do Livramento-RS..... | 56 |
| Tabela 5. Divisão dos aerogeradores de Cerro Chato por quadrante com resolução espacial de 5km..... | 59 |
| Tabela 6 – Dados da curva de potência do aerogerador E-82 2000..... | 60 |
| Tabela 7 - Dados de projeções das curvas de potência do aerogerador E-82 2000..... | 62 |
| Tabela 8 - Coordenadas Geográficas dos aerogeradores dos parques eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do Complexo Eólico de Osório em Osório - RS..... | 64 |
| Tabela 9 - Divisão dos aerogeradores de Osório por quadrante com resolução espacial de 5km..... | 66 |
| Tabela 10 - Divisão dos aerogeradores de Osório por quadrante com resolução espacial de 5km..... | 67 |
| Tabela 11 - Dados da curva de potência do aerogerador E70-2000..... | 68 |
| Tabela 12 - Dados de projeção das curvas de potência do aerogerador E70-2000..... | 70 |
| Tabela 13 - Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 9 a 16 de agosto de 2014 de Cerro Chato..... | 72 |
| Tabela 14 - Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 16 a 22 de agosto de 2014 de Cerro Chato..... | 73 |
| Tabela 15 - Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 23 a 29 de agosto de 2014 de Cerro Chato..... | 74 |
| Tabela 16 - Erro médio percentual absoluto da programação por modelo das três semanas de Cerro Chato..... | 77 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 17 - Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 9 a 16 de agosto de 2014 de Osório..... | 79 |
| Tabela 18 - Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 16 a 22 de agosto de 2014 de Osório..... | 80 |
| Tabela 19. Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 23 a 29 de agosto de 2014 de Osório..... | 81 |
| Tabela 20. Erro médio percentual absoluto da programação por modelo das três semanas de Osório..... | 84 |

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AG – Aerogeradores

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AR – Auto Regressivos

ARIMA - Autoregressive Integrated Moving Average

ARMA – Auto Regressivo de Média Móvel

ARW – Advanced Research WRF

CALMET – California Meteorological Model

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CVNN- Complex-Valued Neural Network

CVU – Custo Variável Unitário

ECMWF - European Centre for Medium-Range Weather Forecasts

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPREV – Previsão da Produção de Eletricidade de Base Eólica

ETA 15 – Modelo ETA com resolução espacial de 15 km

FAA – Federation Aviation Administration

FC – Fator de capacidade

GrADS – Grid Analysis and Display System

I – Integrador

IMM – Informatics and Mathematic Modeling

LMSC – Laboratório de Modelagem e Simulação Computacional

MA – Média Móvel

MMM – Mesoscale & Microscale Meteorology

MOS – Model Output Statistics

MWMed – Megawatt médio

NCAR – National Center for Atmospheric Research

NCEP – National Center for Environmental Prediction

NOOA – National Oceanic and Atmospheric Administration

NRL – Naval Research Laboratory

NWP - Numerical Weather Prediction

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PDP – Programação Diária de Produção

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

SARIMA – Sazonal Auto Regressivo Integrador de Média Móvel

SIN – Sistema Interligado Nacional

WEPROG – Weather and Wind Energy PROGnosis

WPPT – Wind Power Prediction Tool

WPS – WRF Pre-processing system

WRF – Weather Research and Forecast

WRF 15 – WRF Model Com resolução de 15 km

WRF 15 T – WRF Model Com resolução de 15 km considerando temperatura

WRF 5 – WRF Model Com resolução de 5 km

WRF 5 T - WRF Model Com resolução de 5 km considerando temperatura

SUMÁRIO

| | |
|----------------------------------------------------------|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 16 |
| 1.1 Hipóteses | 20 |
| 1.2 Métodos de Trabalho..... | 20 |
| 1.3 Objetivos | 21 |
| 1.4 Estrutura do Trabalho | 21 |
| 2 REFERENCIAL TEÓRICO | 24 |
| 2.1 O vento e o Potencial Eólico..... | 24 |
| 2.2 Sistemas Eólicos de Geração de Energia..... | 31 |
| 2.3 Operação do Sistema Elétrico..... | 34 |
| 2.3.1 Despacho das Usinas Eólicas..... | 36 |
| 2.4 Previsões de Disponibilidade de Energia Eólica..... | 38 |
| 2.5 Modelos de Previsão de Ventos..... | 39 |
| 2.5.1 Modelos Físicos..... | 39 |
| 2.5.1.1 WRF Model..... | 43 |
| 2.5.2 Modelos Estatísticos..... | 46 |
| 2.5.3 Modelos Híbridos..... | 49 |
| 3 METODOLOGIA | 52 |
| 3.1 Estudo de Caso – Complexo Eólico de Cerro Chato..... | 55 |
| 3.2 Estudo de Caso – Complexo eólico de Osório..... | 63 |
| 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES | 72 |
| 4.1 Programação de Cerro Chato..... | 72 |
| 4.2 Programação de Osório..... | 78 |
| 4.3 Avaliação dos Resultados..... | 85 |

| | |
|-----------------------------------------|-----------|
| 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 86 |
| 5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros..... | 87 |
| Referências..... | 88 |

1. INTRODUÇÃO

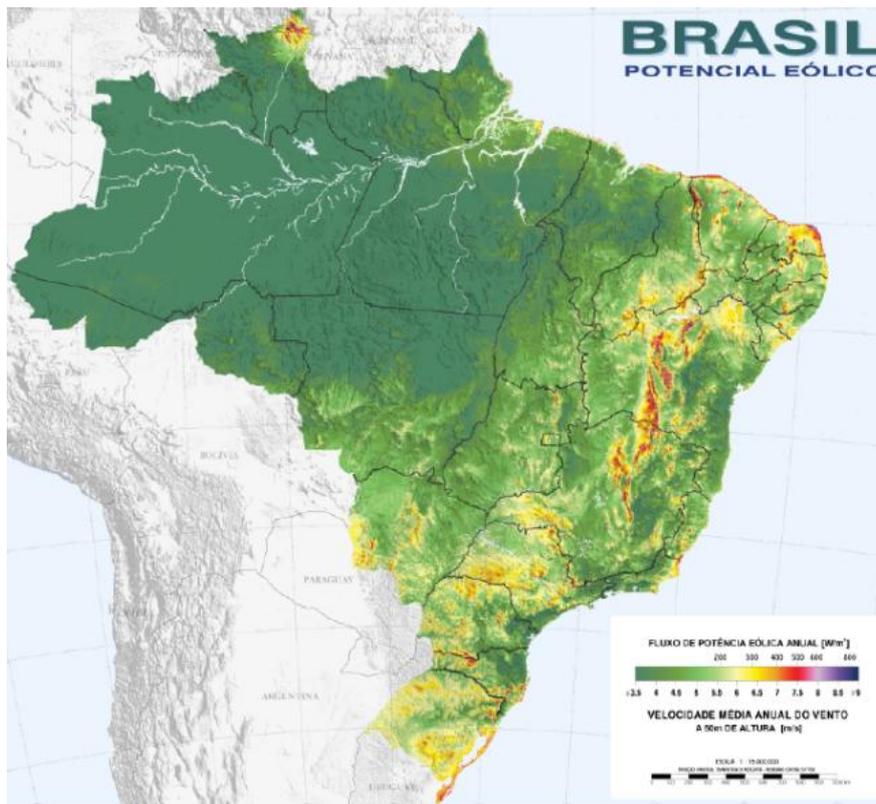
A energia eólica tem sua origem na formação de ventos pelo movimento de rotação do planeta associado a diferentes níveis de radiação incidentes na atmosfera, causando diferenças de temperatura entre diferentes pontos [1].

A energia cinética do vento é convertida em energia elétrica pelos aerogeradores, que podem ser dos mais variados tipos, tamanhos e potências. A geração de energia através de aerogeradores também varia em escala de produção, podendo ser usada para suprir cargas pequenas como de residências, de médio porte em uma instalação rural com uso de geração distribuída ou em usinas eólicas com dezenas ou centenas de megawatts instalados [2].

O uso da energia eólica para geração de energia elétrica vem crescendo de forma acelerada no mundo todo. Isso acontece pelo fato de se ter altos custos na geração de energia termelétrica e em função da energia eólica ser uma energia renovável, limpa e amplamente disponível. Segundo a Associação Mundial de Energia Eólica, 86 países faziam uso da energia eólica no ano de 2011. Os países com maior capacidade instalada são China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia. Neste contexto, o Brasil ocupa a 15ª posição. Entretanto, em 2012 o Brasil foi o 8º país que mais cresceu em capacidade instalada de geração de energia provindas de parques eólicos, crescendo 2,4% [3].

O Brasil possui regiões com grandes potenciais eólicos e estes vêm sendo explorados cada vez mais. A figura 1 mostra o atlas eólico com as velocidades médias anuais do país todo, onde ficam evidentes os grandes potenciais presentes nos altos da região sudeste e nas regiões sul e nordeste [1].

Figura 1. Mapa do potencial eólico brasileiro.



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

No Brasil, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a capacidade total instalada do sistema elétrico brasileiro em dezembro de 2012 era em torno de 120,7 GW, incluindo o Sistema Interligado Nacional (SIN), sistemas isolados e autoprodução, e descartando a parcela importada da usina hidrelétrica Itaipu. No Sistema Interligado Nacional (SIN) a capacidade instalada em dezembro de 2012 era de 118,3 GW, incluindo a importação do 7GW de Itaipu [4].

De acordo com o PDE 2023 (Plano Decenal de Energia) disponibilizado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) a capacidade instalada provinda de energia eólica em 2014 foi de 5,4 GW. A tabela 1 mostra a perspectiva de evolução da capacidade instalada em usinas eólicas até 2023 [5].

Tabela1. Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil.

| Ano | Capacidade instalada (MW) |
|------|---------------------------|
| 2013 | 2191 |
| 2014 | 5452 |
| 2015 | 9019 |
| 2016 | 10816 |
| 2017 | 14099 |
| 2018 | 17439 |
| 2019 | 18439 |
| 2020 | 19439 |
| 2021 | 20439 |
| 2022 | 21439 |
| 2023 | 22439 |

Fonte: PDE 2022, 2014.

Segundo o PDE 2023, em 2013 a matriz energética brasileira era composta em 68,8% por usinas hidrelétricas, 15,6% por usinas termelétricas, 7,8% por usinas termelétricas que utilizam biomassa como combustível, 4,3% por PCHs 1,6% por usinas termonucleares e apenas 1,8% por usinas eólicas como mostra a figura 2 [5].

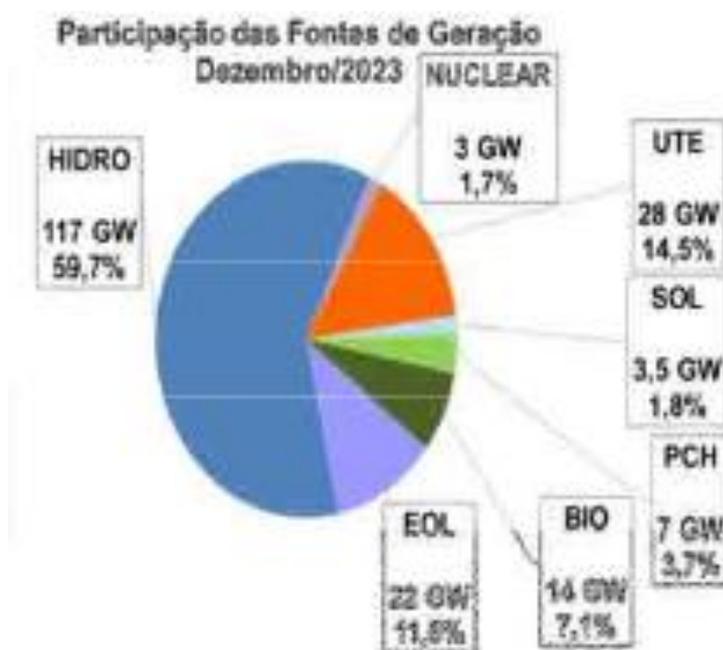
Figura 2. Participação das fontes de energia no Brasil em 2013.



Fonte: PDE 2023.

A projeção para 2023 é que as hidrelétricas continuem predominantes na matriz energética brasileira. A participação das usinas eólicas na matriz energética brasileira que hoje é de pouco mais de 1,5% do total instalado aumentará para 11,8% em 2022, com mais de 22,4 GW de potência instalada. Assim, a energia eólica ultrapassará em potência instalada fontes como nuclear, PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), e usinas de biomassa, se tornando a terceira fonte com maior participação em potência instalada no Brasil, como mostra a figura 3 [5].

Figura 3. Participação das fontes de energia no Brasil em 2023.



Fonte: PDE 2023.

Diante deste cenário e da constituição do sistema elétrico brasileiro que opera com diferentes fontes de geração de energia e com a característica de falta de constância de velocidade de vento e, conseqüentemente, de geração de energia dos parques eólicos, a necessidade de se desenvolver métodos de previsão meteorológica que possam ajudar na previsão de geração de energia se tornam essenciais para uma melhor operação do sistema elétrico como um todo.

1.1 Hipóteses

Na operação do sistema elétrico brasileiro é feito um Programa Diário de Produção de energia, o PDP, que tem horizontes de 24 horas de terça a sábado, 48 horas para o domingo e 72 horas para segunda. O Operador Nacional do Sistema (ONS), que coordena a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), divulga um boletim semanal em que é comparada a produção programada (PDP) com a verificada, por usina. No caso das eólicas, o erro médio verificado tem sido superior a 35% em um ano, atingindo desvios superiores a 100%. Com o constante crescimento da participação da energia eólica no cenário eletroenergético brasileiro e os desvios de previsão de disponibilidade de geração de usinas eólicas ocorridos nos Programas Diários de Produção de energia, procuram-se formas de aumentar a precisão na previsão da geração de usinas eólicas em horizontes de curto prazo, de 24 a 72 duas horas à frente. Um dos possíveis motivos do erro na previsão pode ser o uso de resoluções espaciais inadequadas para as áreas ocupadas por parques eólicos. Resoluções espaciais acima de 10 km, que contemplam áreas de 100 km² ou mais, desconsideram fenômenos de micrometeorologia passíveis de ocorrência dentro dos parques eólicos, causando erros na previsão da geração de energia. Outro possível motivo é a amplitude térmica (variação da temperatura ambiente) dos parques eólicos que interfere na densidade do ar e conseqüentemente na projeção da conversão de energia pelos aerogeradores, que normalmente tem curvas padronizadas de potência determinadas para nível do mar e 15°C, com densidade do ar de 1,225 kg/m³.

1.2 Método de Trabalho

Para analisar a influência da resolução espacial dos modelos físicos de previsão meteorológica na precisão da previsão de disponibilidade de geração de energia de parques eólicos, a curto prazo, usou-se o modelo WRF (*Weather Research and Forecast*), variando a resolução espacial. Na busca de um detalhamento maior na conversão da energia do vento em energia elétrica, considerou-se curvas de potências paralelas dos aerogeradores de acordo com diferentes densidades do ar em função da variação da temperatura ambiente.

Determinou-se um período de 3 semanas, coincidentes com boletins semanais de geração do ONS, e fez-se previsões para os complexos eólicos de Cerro Chato e Osório. Usou-se um domínio base com resolução espacial de 15 km e fez-se um aninhamento de uma grade de 5 km. As previsões feitas com o modelo WRF então são comparadas com as previsões feitas pelos parques eólicos e pelo modelo ETA, com resolução espacial de 15km.

1.3 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia para diminuir os desvios nos programas diários de produção de energia em parques eólicos. Para isso, busca-se provar que ao usar resoluções espaciais maiores, com grades menores, contemplando maiores detalhes do terreno de áreas extensas como de um complexo eólico, e ao considerar a variação da densidade do ar em função da amplitude térmica tem-se ganhos de precisão na previsão da geração dos parques eólicos.

1.4 Estrutura do Trabalho

Além desta introdução, este trabalho está estruturado com um capítulo de revisão bibliográfica, um de metodologia, um de análise de resultados e um com considerações finais.

A revisão bibliográfica apresenta informações referentes à conversão da energia eólica em energia elétrica, tipos de sistemas eólicos de geração de energia, operação do sistema elétrico e métodos de previsão de disponibilidade de vento.

Na metodologia são apresentadas as formas com que é desenvolvido o trabalho, desde a determinação das áreas a serem analisadas até a previsão da geração de energia.

No capítulo de resultados e discussões são apresentados os resultados da pesquisa e analisados usando como parâmetro dados reais de geração dos boletins semanais de geração disponibilizados pelo ONS.

Nas considerações finais são feitas conclusões do trabalho em cima dos resultados obtidos, e também são apresentadas perspectivas de continuidade do trabalho.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo são abordados os temas relacionados com a previsão de geração de energia eólica aplicadas à operação do sistema eletroenergético.

Esta revisão bibliográfica apresenta aspectos conceituais do vento, da sua conversão em energia elétrica, de sistemas de energia eólica e sua disponibilidade de geração de energia, e também da operação do sistema elétrico.

2.1 O Vento e o Potencial Eólico

O vento é o ar em movimento, que ocorre principalmente em função do aquecimento desigual do planeta [1]. Estes movimentos são divididos em quatro escalas de comprimento: microescala, mesoescala, escala sinóptica e circulação geral. Cada uma dessas quatro escalas tem dimensões e durações definidas de acordo com a tabela 2 [2].

Tabela 2. Escalas de fenômenos atmosféricos.

| Escala | Tempo | Comprimento (km) |
|------------------|-----------------|-------------------------|
| Circulação geral | Meses a anos | 1000 a 40000 |
| Escala Sinóptica | Semanas a meses | 100 a 5000 |
| Mesoescala | Dias a semanas | 1 a 100 |
| Microescala | Segundos a dias | <1 |

Fonte: Custódio, 2009.

Para cada uma das quatro escalas pode-se citar alguns exemplos: para a circulação geral ventos de movimento, correntes de vento. Para a escala sinóptica pode-se citar os ciclones, anticiclones e furações. Em meso escala tem-se como exemplo tornados e brisas. Para as microescalas tem-se brisas e turbulências [2].

O aquecimento diferenciado da atmosfera gera gradientes de pressão que resultam em movimentos de massa de ar. A diferença de pressão entre em um determinado comprimento juntamente com a densidade do ar causam uma força resultante por unidade de massa, conforme a equação 1 [2].

$$F_x = -\left(\frac{\Delta P}{\rho \Delta x}\right) \quad (1)$$

onde:

ρ = Massa específica do ar [kg/m³];

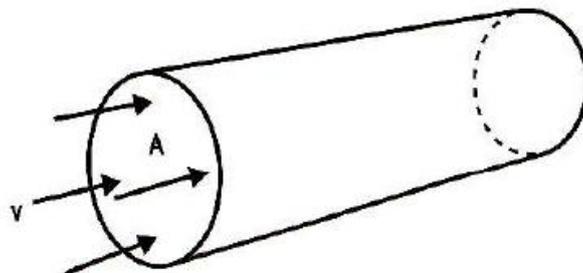
ΔP = Diferença de pressão [N/m²];

Δx = Comprimento do volume de ar [m].

O sinal negativo na equação significa que a força atua movendo a massa de ar do ponto de alta pressão em direção ao ponto de baixa pressão [2].

Este movimento do ar na horizontal, o vento, é a energia cinética necessária para que haja a transformação em energia mecânica em uma turbina eólica que acionará um gerador elétrico. Vejamos esta explicação explicitada em equações: consideremos inicialmente um fluxo de ar com determinada massa e determinada velocidade incidindo em uma seção transversal circular com determinado comprimento, configurando um cilindro, como mostra a figura 4 [6].

Figura 4. Fluxo de ar em uma área transversal circular.



Fonte: autor.

Desta forma tem-se que a energia cinética presente nesta situação seja dada pela equação 2.

$$E = \frac{mV^2}{2} \quad (2)$$

onde:

E = Energia cinética [J]

m = Massa de ar [kg]

V = Velocidade do vento [m/s]

Desta forma, sabendo que a potência é a derivada da energia no tempo, tem-se a equação 3:

$$P = \dot{E} = \frac{dE}{dt} = \frac{\dot{m}V^2}{2} \quad (3)$$

onde:

P = Potência disponível no vento [W];

E = Energia Cinética do vento [J];

\dot{E} = Fluxo de energia [J/s];

t = Tempo [s];

\dot{m} = Fluxo mássico do ar [kg/s];

V = Velocidade do vento [m/s].

A densidade é dada pela equação 4.

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (4)$$

onde:

ρ = Massa específica do ar [kg/m³];

P = Pressão atmosférica [Pa];

R = Constante do ar [287 J/kg.K];

T = Temperatura ambiente [K].

O fluxo mássico é dado pela equação 5.

$$\dot{m} = \rho VA \quad (5)$$

onde:

\dot{m} = Fluxo mássico do ar [kg/s];

ρ = Massa específica do ar [kg/m³];

V = Velocidade do vento na entrada da turbina [m/s];

A = Área = (πr^2) [m²].

Desta forma a disponibilidade de potência por metro quadrado no vento é calculada através da equação 6.

$$\frac{P}{A} = 0,5 * \rho * V^3 * C_p \quad (6)$$

onde:

P/A = Potência disponível por unidade de área [W/m²];

ρ = Densidade do ar [kg/m³];

V = Velocidade [m/s];

C_p = Coeficiente de potência.

Esta equação significa que a potência extraída por um aerogerador depende de quatro variáveis: a área de varredura das pás do aerogerador, a densidade do ar que varia de acordo com a altitude do local onde a máquina é instalada, com o cubo da velocidade do vento e o coeficiente de potência. Ressalta-se que parte da energia cinética do vento é absorvida pelas pás do aerogerador e com isso a velocidade do vento após o aerogerador é inferior a de entrada [2].

O coeficiente de potência tem seu valor máximo igual a 0,59, também conhecido como limite de Betz, onde há a máxima potência extraída do vento na área de varredura da máquina. Para este coeficiente máximo ser alcançado, é necessário que a velocidade do vento após o rotor de um aerogerador seja

de 1/3 da velocidade de entrada. As equações 7, 8, 9, 10 e 11 mostram o cálculo do C_p máximo [2].

$$P_e = \frac{\dot{m}V^2}{2} \quad (7)$$

onde:

P_e = Potência disponível no vento na entrada do rotor eólico [W];

\dot{m} = Fluxo mássico do ar [kg/s];

V = Velocidade do vento [m/s].

Partindo da equação 5, que descreve as variáveis do fluxo de massa, aplica-se a condição potência no vento na entrada e na saída do rotor da turbina, 2/3 na entrada e 1/3 na saída. A equação 7 demonstra a potência na entrada da turbina.

$$P = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} V_e \right) V^2 \quad (8)$$

onde:

P = Potência disponível no vento [W];

V = Velocidade do vento [m/s];

V_e = Velocidade do vento na entrada do rotor [m/s];

A = Área [m²];

ρ = Densidade do ar [kg/m³].

A equação 9 demonstra a potência na saída da turbina.

$$P = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} V_s \right) \left(\frac{1}{3} V \right)^2 \quad (9)$$

onde:

P = Potência disponível no vento [W];

V = Velocidade do vento [m/s];

V_s = Velocidade do vento na saída do rotor [m/s];

$A = \text{Área [m}^2\text{];}$

$\rho = \text{Densidade do ar [kg/m}^3\text{].}$

Sabendo que a máxima potência possível de ser extraída do vento é calculada pela subtração da potência de entrada pela potência de saída, tem-se que:

$$P_{max} = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} V_e \right) V^2 - \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} V_s \right) \left(\frac{1}{3} V \right)^2 \quad (10)$$

$$P_{max} = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A V^2 \right) = \frac{16}{27} P = 0,593P \quad (11)$$

onde:

$P_{max} = \text{Potência máxima disponível no vento [W];}$

$V = \text{Velocidade do vento [m/s];}$

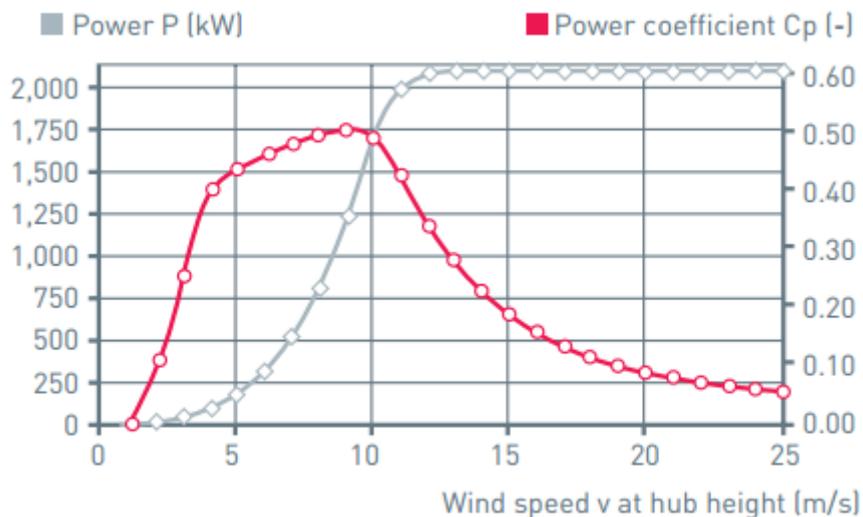
$V_e = \text{Velocidade do vento na entrada do rotor [m/s];}$

$V_s = \text{Velocidade do vento na saída do rotor [m/s];}$

$\rho = \text{Densidade do ar [kg/m}^3\text{].}$

Na prática este limite não é alcançado, pois a potência nominal das máquinas é atingida com coeficientes inferiores aos mais altos alcançados nas suas curvas de desempenho, como ilustra a figura 5 [2].

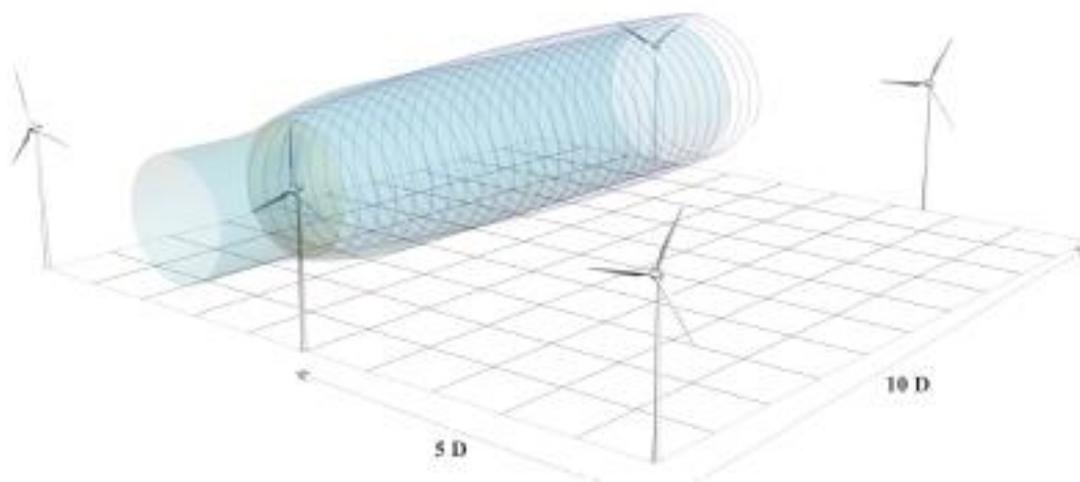
Figura 5. Curvas de potência e de coeficientes de potências típicas de aerogeradores.



Fonte: Enercon, 2012.

As condições originais de vento se recuperam após alguma distância a jusante da turbina e por esse motivo orienta-se que a distância de um aerogerador para outro em um parque eólico seja de dez vezes o diâmetro da área de varredura de suas pás se colocado atrás, considerando-se a direção do vento em que se tem o maior montante de energia disponível e de cinco vezes o diâmetro se colocado ao lado [1]. A figura 6 ilustra esta situação.

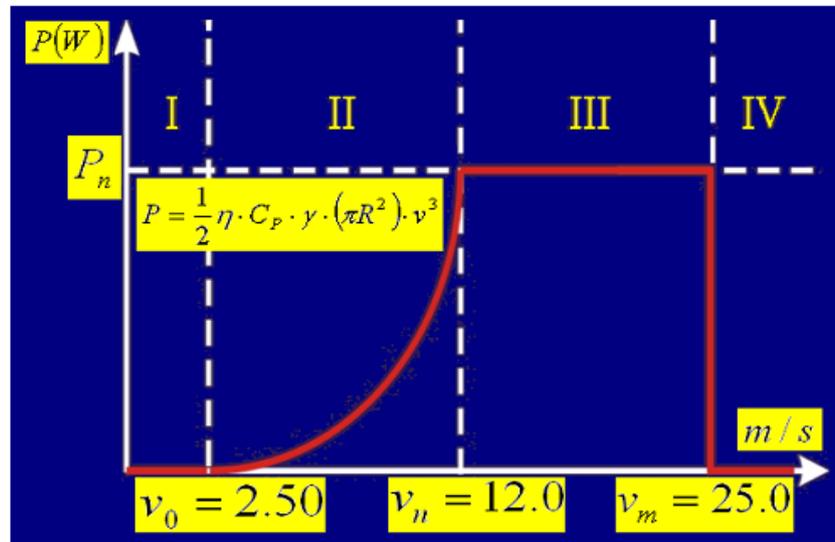
Figura 6. Distâncias para arranjo de aerogeradores em parques eólicos.



Fonte: Atlas eólico.

A potência nominal das máquinas é extraída geralmente com velocidades de 12 m/s. A figura 7 mostra uma típica curva de potência de aerogeradores [2].

Figura 7. Pontos da curva de potência de um aerogerador.



Fonte: Custódio, 2012.

Em geral as curvas de potência de aerogeradores possuem quatro faixas de operação: a primeira de 0 m/s a 3 m/s, onde não há geração, a turbina não opera por que não atingiu sua velocidade de partida; de 4 m/s a 12 m/s, a potência gerada varia de acordo o aumento da velocidade do vento; dos 12 m/s aos 25 m/s o aerogerador opera na sua potência nominal; e acima de 25 m/s o aerogerador é freado por medida de segurança. Geralmente os mecanismos de frenagem são o redirecionamento da nacele e o ajuste do ângulo de ataque das pás de uma forma com que fiquem em estol [2].

2.2 Sistemas Eólicos de Geração de Energia

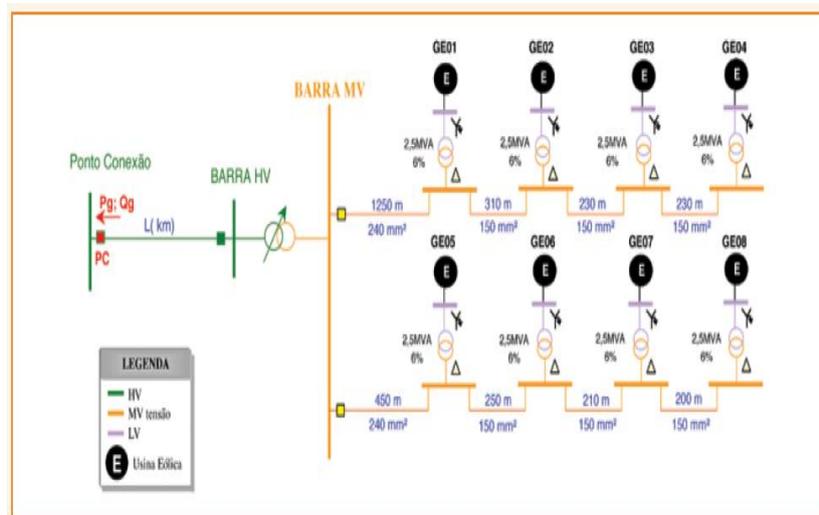
O uso da energia eólica é bastante abrangente, pode ser de apenas alguns quilowatts em sistemas residenciais, em escala intermediária de alguns megawatts em sistemas de geração distribuída ou em grande escala com capacidade de gerar dezenas ou centenas de megawatts. As condições para

que se estabeleçam os padrões de geração dependem da demanda localizada ou do sistema como um todo [6].

Na matriz energética brasileira, a energia eólica passou a ter uma maior notabilidade de participação a partir do ano de 2005, com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), quando também houve a necessidade de uma engenharia de projeto, estudo e operação de centrais eólicas. Com o Proinfa, a engenharia brasileira passou a dedicar esforços para captação de tecnologia nos mais variados sentidos para um uso mais eficiente e com maior qualidade da energia eólica. Então criou-se um grupo envolvendo CEPEL, Eletrobras, Chesf, Eletrosul e outras instituições com o objetivo de implementar nos programas do CEPEL formas de modelar os diferentes tipos de aerogeradores que estavam por ser instalados no sistema elétrico brasileiro. Em meio a isso, o ONS (Operador Nacional do Sistema) agia no estabelecimento de requisitos de conexão dos parques eólicos nos procedimentos de rede [7].

Em geral os aerogeradores de parques eólicos possuem um transformador elevador de baixa tensão para média tensão. Os secundários dos transformadores dos aerogeradores se interligam através de cabos subterrâneos que transmitem a energia gerada em média tensão, 13,8 kV ou 34,5 kV, até a subestação elevadora, onde o nível de tensão é elevado para 69 kV, 138 kV ou 230 kV para haver conexão com as linhas de transmissão. A figura 8 ilustra esse tipo de conexão [8]

Figura 8. Configuração de sistema coletor e conexão de parques eólicos.

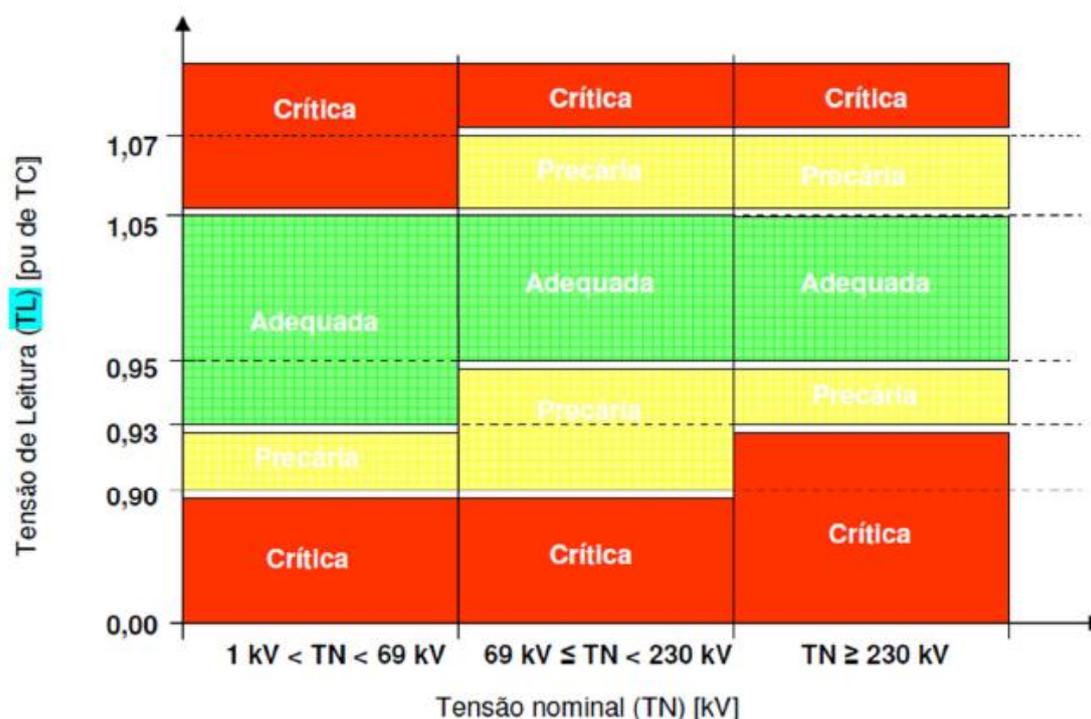


Fonte: Ramos, 2012.

A figura 8 apresenta um esquemático onde há duas linhas subterrâneas com quatro pontos de conexão cada, totalizando 8 aerogeradores. De cada aerogerador até o ponto de conexão com a linha de média tensão há um transformador elevador. Da barra de média tensão, o esquemático passa pela subestação elevadora, onde haverá a transformação para o nível de alta tensão e em seguida será conectada à rede e assim transmitida [2].

O escoamento da energia gerada pelos parques eólicos através das linhas de transmissão deve respeitar limites térmicos destas e dos transformadores sob qualquer condição de operação, seja variação de carga, fluxo ou contingências. Tão importante quanto estes aspectos, é a análise da capacidade de transmissão da energia gerada pelo ponto de vista de estabilidade de tensão. Em linhas longas de sistemas fracos, os limites de tensão por estabilidade de tensão podem ser inferiores aos limites térmicos [7]. Os limites de tensão impostos são mostrados na figura 9.

Figura 9. Limites de tensões por nível de tensão.



Fonte: ONS.

Nas situações em que as linhas de transmissão chegam próximas ao seu limite, o controle de tensão se torna mais difícil. Quanto mais próximo do colapso, mais sensíveis estarão as tensões do sistema para as variações de potência [7].

2.3 Operação do Sistema Elétrico

O ONS (Operador Nacional do Sistema) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional) sob a fiscalização e regulação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [9].

O Brasil com um sistema de energia, geração e transmissão de energia elétrica, de tamanho e características a considerá-lo único em âmbito mundial, é formado por empresas de todas as regiões do país, desta forma compondo o SIN [9]. O sistema é predominantemente hidrelétrico, com suporte de usinas termelétricas, porém o crescimento da participação da energia eólica nesse

contexto implica em impactos na operação. Este sistema opera de forma interligada, fazendo importações e exportações de energia de região para região. Com isso, para uma otimização da operação do sistema, existem normas e regras como o PDP (Programação Diária de Produção). É de responsabilidade do ONS aprovar e estabelecer os programas finais de geração decorrentes dos processos de compatibilização dos programas de geração, após interação com os agentes de geração, transmissão e distribuição. É de responsabilidade dos agentes de geração fornecer os dados necessários para a composição do PDP. O cronograma para elaboração da programação diária da operação é mostrado na tabela 3 [10].

Tabela 3. Cronograma de elaboração do PDP.

| Dia de elaboração da programação | Dia(s) a ser(em) programado(s) | Dia a ser antecipado |
|----------------------------------|--------------------------------|----------------------|
| 2ª feira | 3ª feira | 4ª feira |
| 3ª feira | 4ª feira | 5ª feira |
| 4ª feira | 5ª feira | 6ª feira |
| 5ª feira | 6ª feira e sábado | Domingo |
| 6ª feira | Domingo e 2ª feira | 3ª feira |

Fonte: ONS.

Fontes como a hidráulica e a térmica trabalham com garantia física de disponibilidade de geração. As hidrelétricas usam como base desta garantia os níveis de reservatórios, enquanto as termelétrica usam a disponibilidade de seus combustíveis, como o carvão, gás e óleo [11].

As classificações das modalidades de operação das usinas subdividem-se em três tipos: Tipo I – programação e despacho centralizados; Tipo II – programação centralizada e despacho não centralizado; Tipo III – programação e despacho não centralizados [12].

Serão consideradas usinas do Tipo I aquelas que estão conectadas na rede básica, independente da potência injetada no SIN e da fonte primária, as usinas ou conjunto de usinas que estão conectadas fora da rede básica mas que impactam a segurança da rede de operação e também as usinas cuja

operação hidráulica possa afetar a operação de outras usinas programadas e despachadas centralizadamente [12].

Classificadas como Tipo II serão as usinas ou conjunto de usinas não classificadas como Tipo I com injeção líquida acima de 30MW, no caso das termelétricas e hidrelétricas, usinas eólicas com potência líquida injetada superior a 20MW e termelétricas com potência líquida injetada inferior a 30MW que tem CVU (Custo Variável Unitário) declarado.

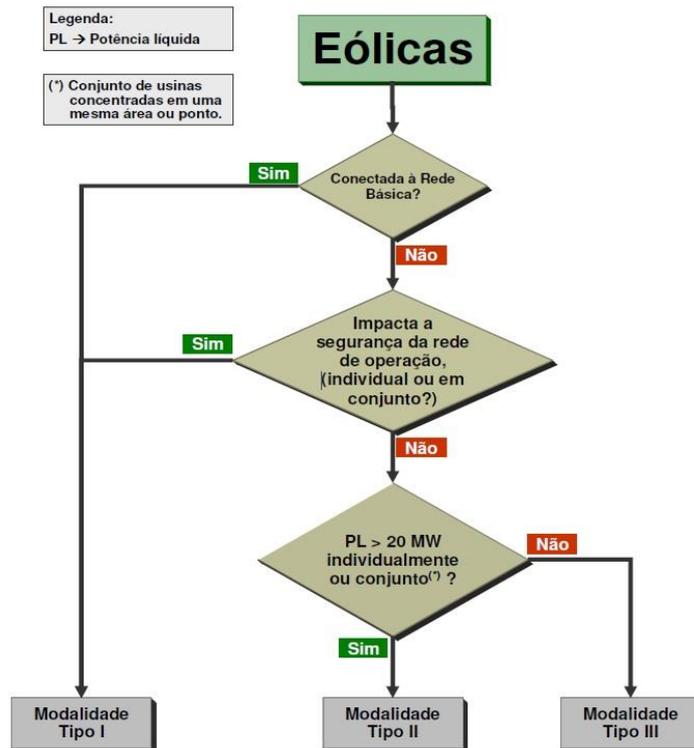
As usinas que não se enquadram nos critérios das modalidades do Tipo I e Tipo II, serão classificadas como Tipo III [12].

2.3.1. Despacho das Usinas Eólicas

No caso particular da energia eólica, não há como ter garantia física de disponibilidade de geração em função do comportamento variável do vento. Entretanto, há um PDP que é feito em cima de previsões de disponibilidade de ventos, usando modelos de previsão atmosférica, que informam velocidade e direção do vento na altura do centro do rotor dos aerogeradores. Segundo o ONS, as informações utilizadas para o PDP são da previsão com 24 horas de antecedência, respeitando o cronograma exposto na tabela 3, sendo assim feitas as previsões para domingo e segunda com 48 e 72 horas de antecedência, respectivamente, fornecidas na sexta-feira de cada semana. Nos dias de hoje, os estudos de pré-operação do sistema elétrico brasileiro consideram a geração eólica como uma carga negativa, sem capacidade de suporte reativo ou controle de tensão [9].

A classificação por modalidade de tipo das usinas ou conjunto de usinas eólicas segue a regra disposta no submódulo 26.2 dos procedimentos de rede do ONS, mostrados no item 2.3 desta dissertação. A figura 10 mostra o fluxograma da classificação das usinas por modalidade de tipo [12].

Figura 10. Determinação da modalidade das usinas eólicas por tipo.



Fonte: ONS

Vale ressaltar que na classificação das usinas eólicas como Tipo II, o valor referencial de 20 MW é atribuído com o objetivo de que se possa possibilitar uma precisão na previsão de geração com nível aceitável, nível este não citado nos documentos do ONS, para programação da operação [12].

Na Europa os mercados eletroenergéticos que fechavam suas operações no mercado diário, definido com 24 horas de antecedência, começaram a contar com a participação de plantas de geração de energia que não tem a capacidade de oferecer precisão para este horizonte temporal. Devido aos grandes erros de previsão de ventos em curto prazo, os agentes geradores limitaram-se a fazer ofertas aproximadas e num segundo momento correções com previsões de curtíssimo prazo. Em função da crescente participação das eólicas, há uma tendência de deslocamento do mercado para horizontes cada vez mais curtos. Porém, isto não se torna uma solução diante da inflexibilidade de operação de usinas térmicas, por exemplo, que não

conseguem dar uma resposta operacional num horizonte temporal de curtíssimo prazo. Isso ocasiona impactos financeiros, além dos operacionais [10].

Na Alemanha, que é uma referência da geração eólica, os agentes geradores têm a responsabilidade de manter a operação segura e confiável tanto em frequência como em tensão. E em função de a energia eólica ter como uma de suas características a flutuação devido ao comportamento do vento, ela precisa ser compensada de alguma forma para garantir a estabilidade e segurança na alimentação do sistema. Esta compensação é feita através de um mercado livre de energia, que possui preços altos, o que torna a geração eólica menos competitiva. Por isso, o governo alemão permitiu o ajuste de suas unidades geradoras relevantes, assim como a de transferência de carga. Assim, todas as unidades geradoras que quiserem se conectar a rede serão obrigadas por lei a instalar unidades de controle remoto diretamente ligadas à operação do sistema de transmissão [13].

2.4 Previsões de Disponibilidade de Energia Eólica

A previsão da disponibilidade de geração de energia eólica é de fundamental importância. Uma previsão precisa apoia diretamente a operação do sistema elétrico em questões como congestionamento de rede, gestão de grupos de reserva de outras fontes de acordo com a variação da disponibilidade de vento, armazenamento de energia e a gestão de parques eólicos. De acordo com o horizonte de tempo, as previsões são classificadas como de curtíssimo prazo, curto prazo, médio prazo e longo prazo [14].

Previsões de curtíssimo prazo são as compreendidas no espaço de tempo de alguns segundos até 6 horas à frente, e são utilizadas para controle dos aerogeradores e operação de curto prazo de sistemas elétricos. Previsões de curto prazo são as que têm um horizonte de tempo de até 72 horas e são usadas para a confecção do PDP (Programa Diário de Produção), gestão da rede elétrica e definição do despacho de unidades geradoras em geral. Previsões de médio prazo são as que têm um horizonte de tempo de até 10

dias e são utilizadas, principalmente, para definição de estratégias de operação e manutenção dos parques eólicos. As previsões de longo prazo são feitas para alguns anos com a finalidade de estimar recursos eólicos para projetos de parques eólicos [14].

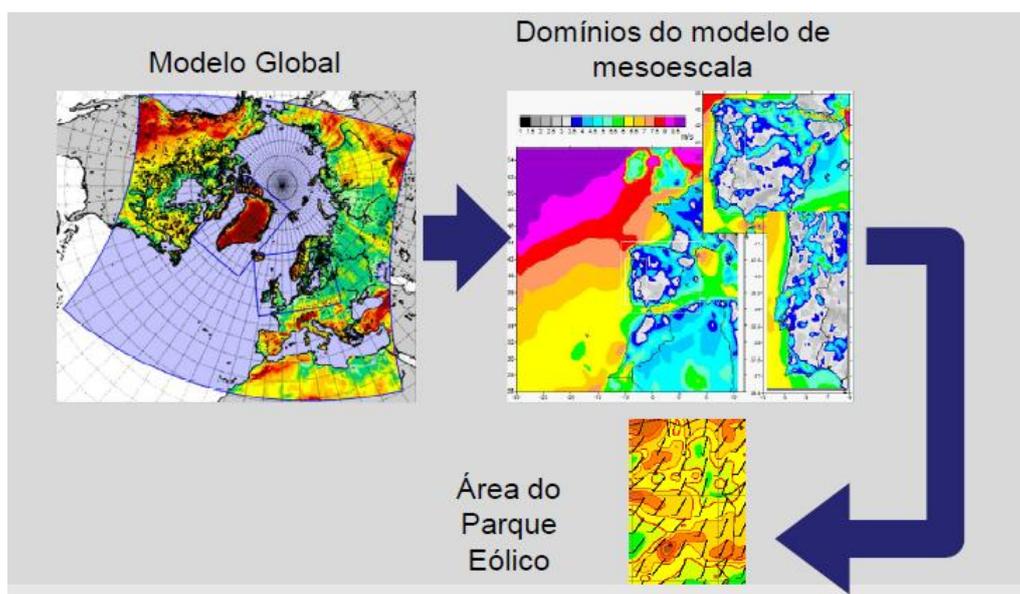
2.5 Modelos de Previsão de Ventos

Os modelos de previsão de ventos são utilizados por centros de meteorologia com diversas aplicações. No setor energético, estes modelos são usados para planejamento e projeto de parques eólicos, bem como para suas operações e se dividem em três categorias: físicos, estatísticos e híbridos [14].

2.5.1 Modelos Físicos

Os modelos físicos fornecem previsões de velocidade e direção de ventos com base em informações meteorológicas de pressão, temperatura, radiação solar, entre outros, e físicas como orografia do terreno e altura. Estes modelos usam métodos físicos/matemáticos para previsão climática e necessitam de dados de modelos globais, de mesoescala ou microescala meteorológica para diferentes resoluções espaciais para previsões de determinadas regiões, como mostra a figura 11 [14].

Figura 11. Ilustração de diferentes resoluções espaciais.



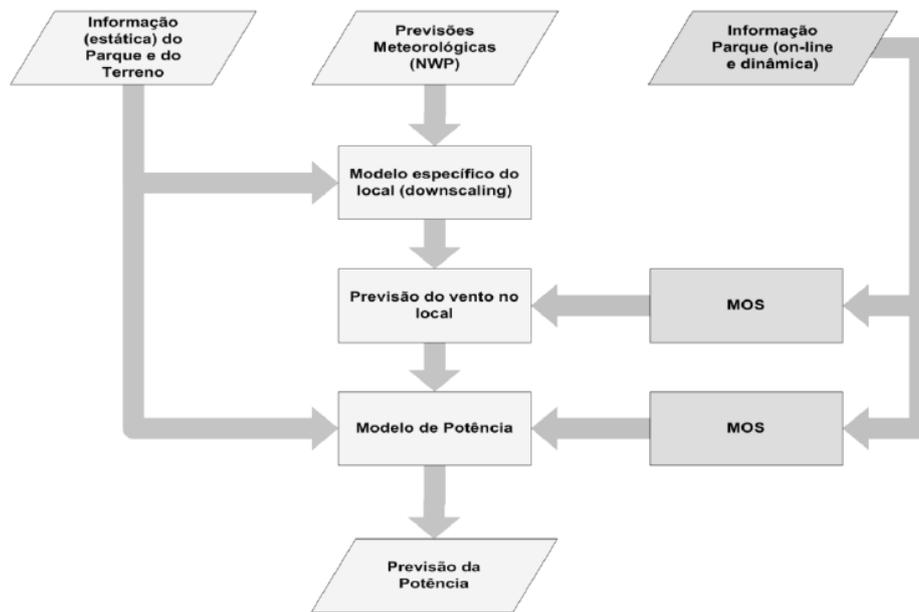
Fonte: Sousa, 2013.

Percebe-se na figura 11 que quanto maior a resolução espacial, maiores são os detalhes a serem contemplados pela previsão. Modelos com menores resoluções desprezam ou simplificam fenômenos e micrometeorologia, o que acaba diminuindo a precisão da previsão. Quanto menor a escala, teoricamente, maior é a precisão da previsão da geração de energia em função de que em grandes áreas, como as de parques eólicos, pode haver variações localizadas de comportamento do vento [15].

No Brasil utilizam-se modelos com resoluções espaciais superiores a 15 km, ou seja, áreas superiores a 225 km². Como a maioria dos parques eólicos do Brasil possui uma área inferior a esta, perde-se muito em precisão de previsão. A figura 11 ilustra os diferentes níveis de resolução espacial [15].

Pelo fato de os modelos físicos necessitarem de uma entrada de dados, demandam um esforço computacional bastante elevado e isso faz com que se tornem adequados para horizontes de previsão superiores a 6 horas. Os modelos físicos necessitam de informações de entrada vindas de algum modelo global como o NCEP (*National Center Environmental Prediction*), por exemplo, possibilitando a incorporação de informações meteorológicas. A figura 12 ilustra o funcionamento de um modelo físico [16].

Figura 12. Fluxograma de funcionamento de modelos físicos



Fonte: Sousa, 2013.

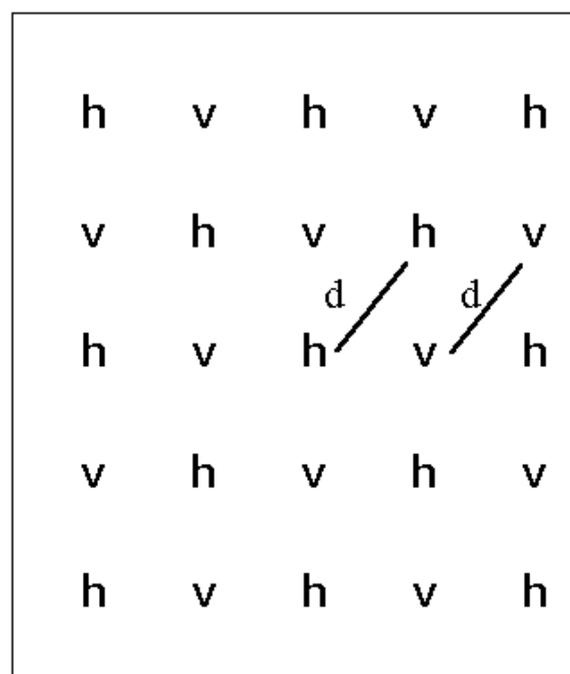
É importante também lembrar que além de monitoramentos e simulações atmosféricas, os modelos meteorológicos incluem de forma gradual informações de terreno como fatores de forma e de escala. Nos últimos anos ainda tem-se notado o crescimento da metodologia de previsão por *ensemble*, a qual recorre a uma aproximação estatística para gerar perturbações no estado inicial da atmosfera, que permite fazer previsões de comportamentos futuros e também da incerteza na previsão [16].

Como vantagens, os modelos físicos apresentam a precisão na previsão em um horizonte temporal de curto prazo, a possibilidade de poder ser usado em qualquer ponto do planeta Terra e seus procedimentos são bem estabelecidos. Como desvantagens pode-se citar a complexidade para operação, a baixa precisão para horizontes de curtíssimo prazo e o grande esforço computacional [17].

O Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza para testes o modelo ETA com resolução espacial de 15 km, ou seja, área de 225 km². Este modelo utiliza como variáveis de prognósticos a pressão de superfície, componentes horizontais do vento, temperatura, umidade específica, energia cinética

turbulenta, e hidrometeoros em nuvens [20]. A grade horizontal utilizada é do tipo E de Arakawa, com pontos “v” onde são calculadas as componentes de vento horizontal e outros pontos “h” onde são calculadas as outras componentes como temperatura, umidade, velocidade vertical do vento, entre outras. A distância (d) entre dois pontos “v” ou “h” é o que determina a resolução espacial do modelo, como mostra a figura 13.

Figura 13. Tipo de grade horizontal do modelo ETA



Fonte: Gonçalves, 2011

A principal característica do modelo ETA é a introdução da coordenada vertical eta (η) no lugar da coordenada sigma (σ) visando a redução de erros em função de terrenos de características físicas mais variadas [18].

O modelo Prediktor, desenvolvido na Dinamarca por L. Landberg, é outro modelo físico, porém este não utiliza previsões de NWP (*Numerical Weather Prediction*) e sim relações físicas para fazer a previsão do vento. Por este motivo o modelo perde muito em precisão. Este modelo, além da

Dinamarca, também é utilizado em países como Espanha, Irlanda do Norte, França, Alemanha, Estados Unidos, Escócia e Japão [19-20].

O modelo MM5, desenvolvido pela Penn State University e o NCAR (*National Center for Atmospheric Research*), é um modelo físico utilizado para fazer simulações de padrões atmosféricos que utiliza como entrada dados vindos do modelo global NCEP e utiliza coordenadas verticais sigma (σ), que acompanham o terreno e também é baseado em equações de termodinâmica e mecânica dos fluidos [21-22].

2.5.1.1 WRF Model

O WRF é um modelo de mesoescala de previsão numérica do tempo desenvolvido nos Estado Unidos pela NCAR, o MMM (*Mesoscale & Microscale Meteorology*), o NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), o NCEP (*National Center Environmental Prediction*), o NRL (*Naval Research Laboratory*), a FAA (*Federation Aviation Administration*) e a Universidade de Oklahoma. O modelo oferece uma grande diversidade física, considerando em suas simulações o efeito Coriolis, umidade do ar e informações de terreno a partir de projeções cartográficas, precisando ser alimentado por condições iniciais que representem a atmosfera da região desejada para o estudo [23-25].

O modelo é composto basicamente por três partes: o WPS, pacote responsável pelo pré-processamento das informações, o WRF, onde é feito o processamento e ARWPost, que realiza o pós-processamento [26].

O estado inicial do WPS é obtido, por exemplo, pela interpolação de dados vindos do modelo global NCEP. É feita uma interpolação horizontal em relação às variáveis meteorológicas em cada nível isobárico e em relação às variáveis de superfície, como temperatura e umidade. O WPS é formado por três programas: *geogrid*, *ungrib* e *metgrid*. Esses três programas tem a função de preparar a entrada para o programa real, onde serão feitas simulações baseadas em dados reais. O *geogrid* é quem define os domínios do modelo e interpola estaticamente os dados para a grade do modelo, o local de análise definido para a previsão é calculado em uma malha tridimensional, onde as

variáveis de massa são definidas no centro da malha e as componentes de vento nos limites fronteiros da mesma. O *ungrid* descompacta os dados meteorológicos e gera pacotes intermediários. O *metgrid* é o responsável pela interpolação horizontal dos dados meteorológicos para seu modelo de domínio. Os dados de saída deste programa são usados como dados de entrada para o WRF [21-26].

No WRF em si, ocorre o processamento da simulação e este é composto por dois programas: *real.exe* e o *wrf.exe*. O primeiro interpola verticalmente os dados sobre as coordenadas do modelo. A estrutura vertical do modelo é formulada para que as isóbaras sigam as variações topográficas do terreno através da coordenada eta (η), definida na equação 12 e ilustrada na figura 14 [25-26].

$$\eta = \frac{(Ph - Pht)}{(Phs - Pht)} \quad (12)$$

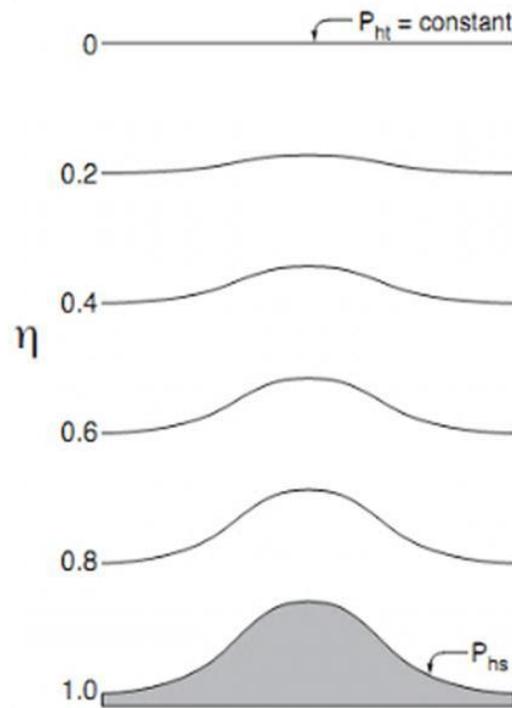
Onde:

Ph – Componente hidrostático da pressão;

Phs – Pressão no nível da superfície terrestre;

Pht – Pressão do topo do nível de referência.

Figura 14: Coordenada vertical do modelo WRF.



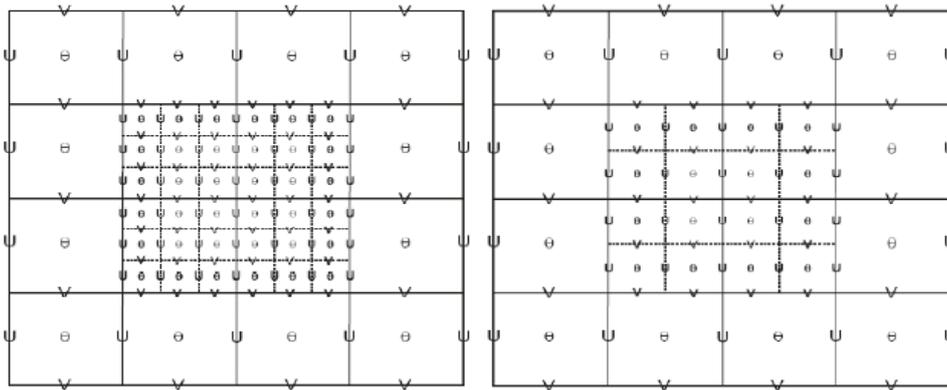
Fonte: Comin, 2012

O sistema de coordenada vertical (η) acompanha as variações do terreno e diferentes níveis verticais, possibilitando simulações em diferentes alturas considerando variações topográficas. O *wrf.exe* é quem faz a integração numérica e gera a simulação do programa. Os cálculos executados são baseados em um conjunto de equações de mecânica dos fluidos, de conservação da quantidade do movimento, conservação da energia, conservação da massa, geopotencial e do estado, que só podem ser resolvidas numericamente [25-26]. O ARW, que é o módulo de pós processamento do modelo. O dados de entrada são recebidos do processamento do WRF e em seguida são gerados dados de saída GrADS (Grid Analysis and Display System) [26].

A resolução espacial do modelo é definida de acordo com a necessidade e aplicação da previsão [27]. Quando se deseja um detalhamento maior de uma região de estudo, o modelo tem o recurso de aninhamento de grades, onde se consegue aumentar a resolução espacial do ponto desejado sem que

se altere a grade principal como um todo. Desta forma as condições de contorno da grade menor são interpoladas a partir das informações fornecidas pela grade maior, como mostra a figura 15 [22].

Figura 15: Grades aninhadas.



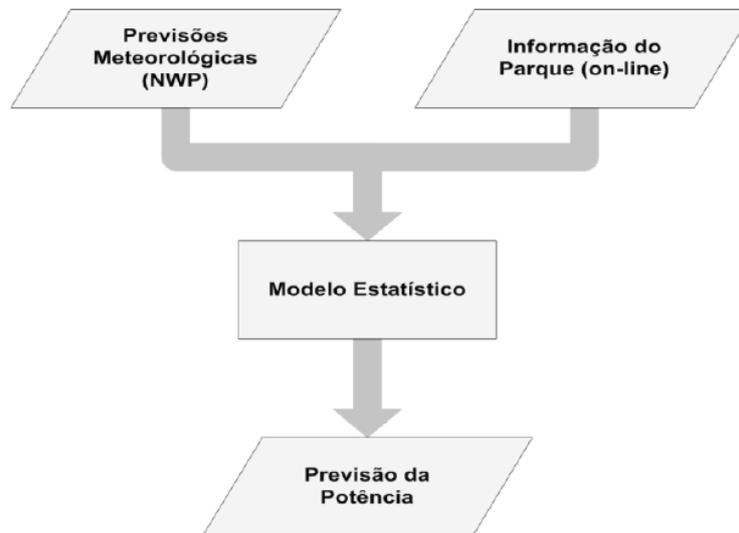
Fonte: Oliveira, 2008.

Ferreira, utilizou o modelo WRF em uma metodologia de previsão de muito curto prazo, até 6 horas à frente, para obter dados meteorológicos de condições de vento na altura do centro do rotor dos aerogeradores do Complexo Eólico de Cerro Chato a fim de acompanhar a variação de vento causada por efeitos climatológicos dentro da área do complexo eólico. Os dados gerados pelo modelo WRF ainda foram usados como dados de entrada para a geração de mapas de campos de vento no modelo *California Meteorological Model* (CALMET) [27].

2.5.2 Modelos Estatísticos

Os modelos estatísticos basicamente juntam dados de previsão meteorológica de NWP e dados de tempo real associadas a séries históricas regionais em um modelo estatístico, onde os dados de velocidade de vento são lançados em curvas de potência de aerogeradores e assim convertidos em energia gerada, conforme o esquemático apresentado na figura 16 [19].

Figura 16. Fluxograma de funcionamento de modelos estatísticos.



Fonte: Souza,2009.

As séries históricas são sequências de dados obtidos com determinado intervalo de tempo em um determinado período. Nas séries históricas são modelados os fenômenos a serem analisados com a finalidade de se fazer avaliação de fatores que influenciam no comportamento da série, no caso da previsão de geração de energia em parques eólicos, velocidade e direção do vento. As séries históricas são compostas basicamente por quatro elementos: tendência, ciclo, sazonalidade e erro. A tendência analisa o sentido de deslocamento da série ao longo de vários anos. No ciclo analisa-se comportamentos variáveis que tendem a ser periódicos. A sazonalidade é como um ciclo, porém, com períodos de curta duração, geralmente compreendidos dentro de um único ano. O erro é o que se entende como uma variabilidade que ocorre sem que o modelo possa compreender [17].

Fazendo correlações do comportamento das séries históricas utilizando modelos matemáticos ARIMA, pode-se fazer previsões de comportamentos futuros. Os modelos ARIMA são resultado da combinação dos modelos AR (Auto Regressivos), I (Integração) e MA (Médias Móveis). As séries históricas podem ser modeladas por um desses modelos ou por subconjuntos deles. Nos modelos estacionários, onde se assume que o comportamento da série esteja

equilibrada, são usados os modelos ARMA (Auto Regressivo de Média Móvel), o AR e o MA. Nos modelos não estacionários, onde a série apresenta média e variância dependentes do tempo, são usados os modelos ARIMA e os modelos SARIMA (Sazonal Auto Regressivo Integrador de Média Móvel). Modelos como o EPREV (Previsão da Produção de Eletricidade de Base Eólica), desenvolvido em Portugal, utilizam essas modelagens [17-19].

O modelo WPPT (*Wind Power Prediction Tool*), desenvolvido na Dinamarca pelo IMM (*Informatics and Mathematic Modeling*) e pela Universidade de Copenhague, utiliza o método dos mínimos quadrados. Em sua versão atual com a combinação de medições instantâneas de geração de energia, histórico regional, previsões de NWP regionais e locais específicas, e um sistema composto de diversos modelos meteorológicos. O WPPT é usado em países como, Austrália, Canadá, Irlanda, Suécia, Holanda e Grécia [19-20].

O MOS (*Model Output Statistics*), desenvolvido nos Estados Unidos, onde é utilizado desde a década de 60. O MOS tem por base equações de regressões lineares simples. Este modelo estabelece relação entre observações e entradas de NWP.

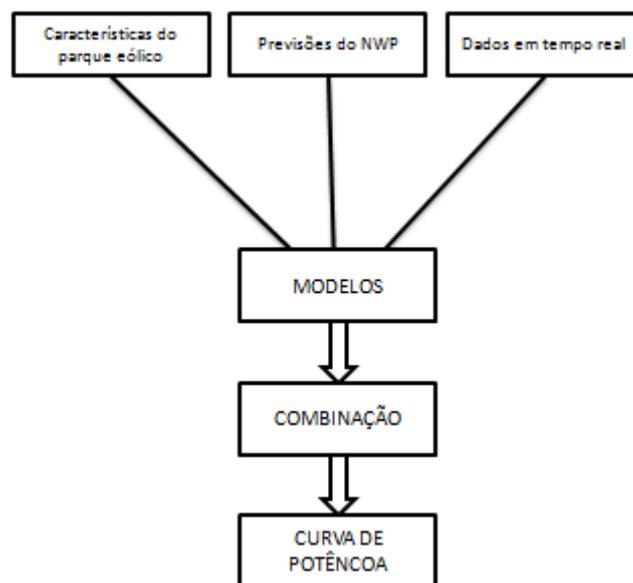
Os modelos estatísticos são mais utilizados para previsões de curtíssimo prazo, de minutos até algumas horas, onde os modelos físicos se mostram menos eficientes. Além disso, outras vantagens são a precisão na previsão de médias e picos em curtíssimo prazo. Por outro lado, sua precisão para períodos além de 6 horas diminui consideravelmente, tornando esta uma grande desvantagem destes modelos, o que já os impossibilita de serem usados para programação de despacho em um sistema interligado, como é o do Brasil [17].

Khalid apresenta um método onde usa-se o NWP para vários pontos, que nada mais são que pontos de localização de aerogeradores. Inicialmente é feito com o uso de dados reais de velocidade de ventos medidos e NWP e em seguida a projeção de geração de energia é feita usando dados de curvas de potência de aerogeradores [28].

2.5.3 Modelos Híbridos

Os modelos híbridos são a junção dos modelos físicos com os modelos estatísticos. São compostos pelo que há de melhor em cada um dos outros modelos, e são utilizados em situações onde o modelo NWP não possui resolução adequada para o horizonte de tempo desejado. Assim, é feito com que os dados de saída de um modelo NWP tornem-se um dado de entrada para algum modelo estatístico. Além disso, combinam diferentes modelos de horizontes temporais e diferentes métodos estatísticos. A figura 17 ilustra o funcionamento de modelos híbridos [29].

Figura 17. Fluxograma de funcionamento de modelos híbridos.



Souza, 2009.

Os modelos híbridos atuais usam uma parte estatística com base em séries temporais de produção de potência, que modela a persistência do vento, e outra em inteligência computacional, que consiste numa transformação não linear de variáveis explicativas meteorológicas em potência [14-29].

O Zephyr é um modelo híbrido desenvolvido na Dinamarca pelo IMM e o DTU. O modelo é a combinação dos modelos WPPT (estatístico) e Prediktor

(físico). O modelo utiliza 4 tipos de dados de entrada: previsões meteorológicas a cada seis horas, medidas meteorológicas a cada cinco minutos, velocidade e direção do vento medidos no parque eólico em tempo real, e dados horários de geração do parque. Este modelo, desenvolvido em 2003 e utilizado na Dinamarca, nos dias atuais perdeu espaço e não é muito usado [19-20].

Outro modelo híbrido utilizado na Europa, e tido como referência até o ano de 2010, por ter um sistema operacional para cada localidade, é o WEPROG (Weather and Wind Energy PROGnosis), desenvolvido na Irlanda na University College Cork. Este modelo desenvolve modelos estatísticos baseando-se no histórico de potencial de determinados lugares. Estes potenciais são calculados a partir de modelos físicos. O modelo conta com mais de 900 parâmetros meteorológicos e pode ser usado em todos os continentes, exceto a América do Sul.

Além destes métodos e modelos de previsão de ventos via modelos estatísticos, existem métodos de previsão de erro dos métodos de previsão apresentados. Meiqin apresenta o método *Track Back* de propagação. Nesta metodologia os valores de previsão de erro são adicionados aos de previsão de geração, assim tornando a previsão mais precisa [30-31].

Neste capítulo, foram abordados os principais conceitos da geração de energia eólica. Desde a origem da fonte primária, passando pela participação na matriz energética brasileira e conceitos de operação. Também foram abordados métodos de previsão do vento, destacando os modelos mais utilizados no mundo e o modelo WRF, ferramenta preincipal deste trabalho.

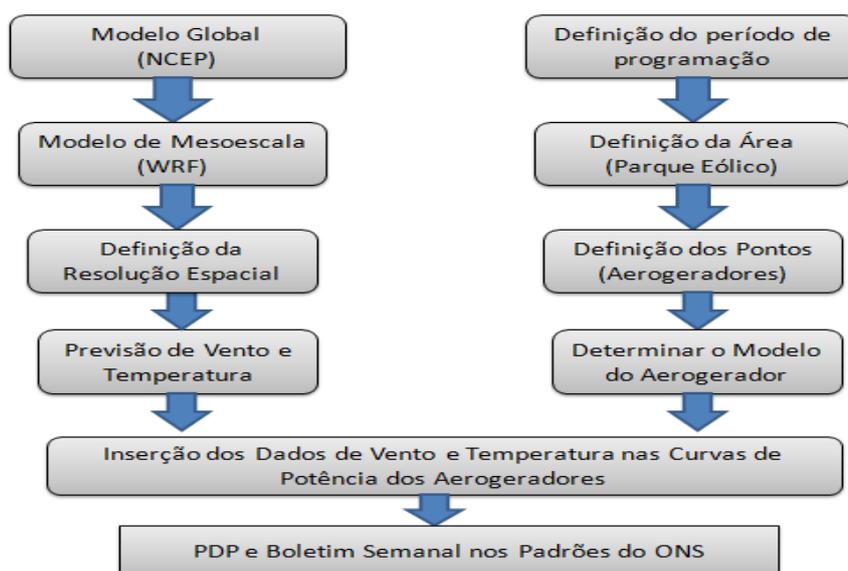
3. METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho consiste em inicialmente definir a área e os pontos a serem feitas as previsões. A área será a de um parque eólico ou de um complexo eólico e os pontos serão aerogeradores ou pontos centrais de grades com determinado número de aerogeradores.

Após definir isso, escolhe-se um período para fazer a previsão, bem como o intervalo de tempo das previsões, podendo ser de quatro em quatro horas, de duas em duas horas, de uma em uma hora, etc., e o número de horas a ser previsto. Como o único parâmetro de comparação são os boletins semanais de geração disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema, os períodos escolhidos foram de 7 dias e sempre coincidentes com os dias dos boletins semanais, assim como o intervalo das previsões, de uma em uma hora, fazendo previsões de 72 horas à frente.

Com período, intervalo de tempo, área e pontos definidos, as informações do tipo hora, dia, mês, ano, temperatura, pressão, velocidade do vento, direção do vento e radiação, são geradas com o uso do software WRF para os pontos pré-determinados em coordenadas geográficas, de longitude e latitude. A figura 18 mostra o fluxograma simplificado da metodologia.

Figura 18. Metodologia de trabalho.



Fonte: Autor.

Estas informações são inseridas em forma de pacotes. Com o pacote WPS (WRF Pre-processing System) definem-se a quantidade de pontos e a resolução espacial a ser usada. Como tem-se que usar diferentes resoluções espaciais, utilizou-se o método de aninhamento de grades. Usando como base a resolução espacial de 15 km, e em seguida aninhou-se uma grade de 5 km, como mostra a figura 19.

Figura 19: Aninhamento da grade de 5 km na grade de 25 km.



Fonte: Autor.

Percebe-se na figura acima o domínio principal, com resolução espacial de 15 km que compreende toda região sul da América do Sul, e localizado sobre o estado do Rio Grande do Sul. O segundo domínio, tem uma resolução espacial de 5 km.

Então são geradas informações de topografia e relevo e determinadas condições iniciais de limites de fronteira do domínio a ser simulado. O *geogrid* define o domínio e cria os dados físicos do terreno. Então o *ungrib* faz a decodificação dos dados e a interpolação para o domínio do modelo, e o *metgrid* usa dados meteorológicos. Todas as informações geofísicas geradas

pelo conjunto de programas que compõe o WPS servem como dados de entrada para o WRF.

No processamento do WRF são obtidas as variáveis dependentes da resolução numérica de equações de fluidodinâmica, neste caso, velocidade e direção do vento, temperatura e pressão.

O ARW após receber os dados do processamento, interpola estas variáveis verticalmente de uma forma adequada à resolução espacial escolhida e então gera o arquivo final com as informações de velocidade e direção do vento.

De posse dos dados de previsão de velocidade de vento, estes são transferidos para as curvas de potência de cada modelo de aerogerador dos complexos eólicos escolhidos para o trabalho. Com isso tem-se a estimativa de geração de energia de uma em uma hora e então faz-se um PDP. Em razão de os dados do PDP fornecidos pelo ONS serem semanais, e este ser o único parâmetro em relação à geração, então a programação diária para a semana é feita da seguinte forma: os dados da programação de terça a sábado com 24 horas de antecedência, de domingo com 48 horas e segunda com 72 horas em função de este ser o procedimento adotado pelo ONS. A média horária das previsões de geração feitas pela metodologia proposta, com diferentes resoluções espaciais e diferentes curvas de potência em função da variação de temperatura, dos 7 dias da semana são comparadas com as previsões feitas pelos parques eólicos, pelo modelo ETA 15km, em teste no ONS, e com a geração real da semana. Então são calculados os desvios na previsão de cada modelo em relação à geração efetiva dos parques eólicos, utilizando a equação 13.

$$Desvio = \left(\frac{Verificado - Programado}{Verificado} \right) * 100 \quad (13)$$

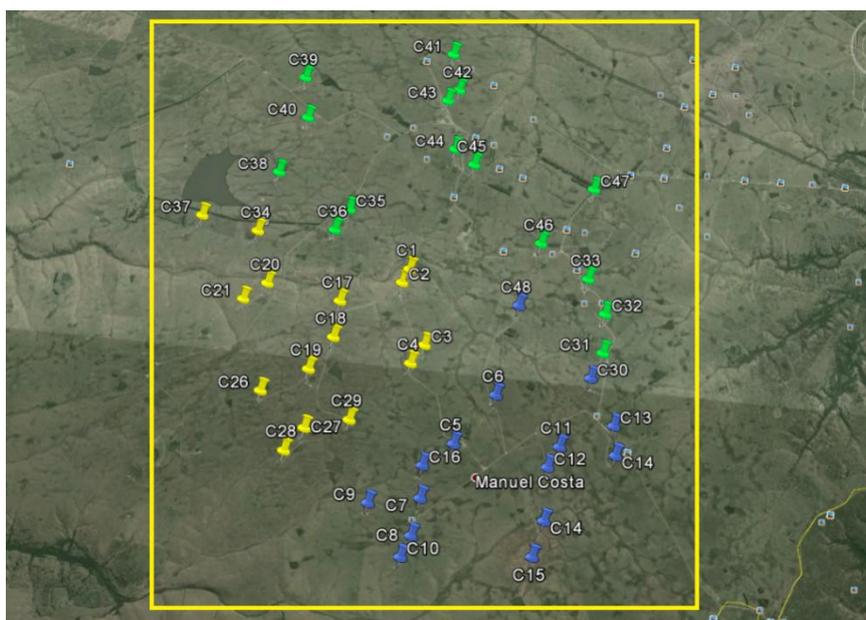
A pesquisa foi desenvolvida no LMSC (Laboratório de Modelagem e Simulação Computacional) da Universidade Federal do Pampa. As previsões

foram feitas utilizando um cluster composto por 11 computadores, cada um com 8 processadores Xenon 2,8 GHz, 16 GB RAM e 4 HD SAS de 146 GB. Os cálculos complementares foram feitos em planilhas Excel, convertendo dados de velocidade do vento em energia gerada, fator de capacidade e desvios da geração real.

3.1 Estudo de Caso – Complexo Eólico de Cerro Chato

O primeiro passo, para fazer a previsão da geração de energia do complexo eólico de Cerro Chato foi determinar sua área e o posicionamento dos aerogeradores utilizando o software *Google Earth*. Fez-se a demarcação da área e o posicionamento os aerogeradores, conforme mostra a figura 20.

Figura 20. Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato em Santana do Livramento-RS.



Fonte: Autor.

Ao todo são três parques eólicos, como demonstra a figura 20: Cerro Chato I (pontos amarelos), Cerro Chato II (pontos azuis) e Cerro Chato III (pontos verdes), cada um com 15 aerogeradores com potência de 2MW, totalizando 90MW instalados, posicionados em uma área de 80 km². As coordenadas geográficas dos aerogeradores de cada parque são mostradas na tabela 4.

Tabela 4. Coordenadas Geográficas dos aerogeradores do complexo eólico de Cerro Chato, na cidade de Santana do Livramento - RS.

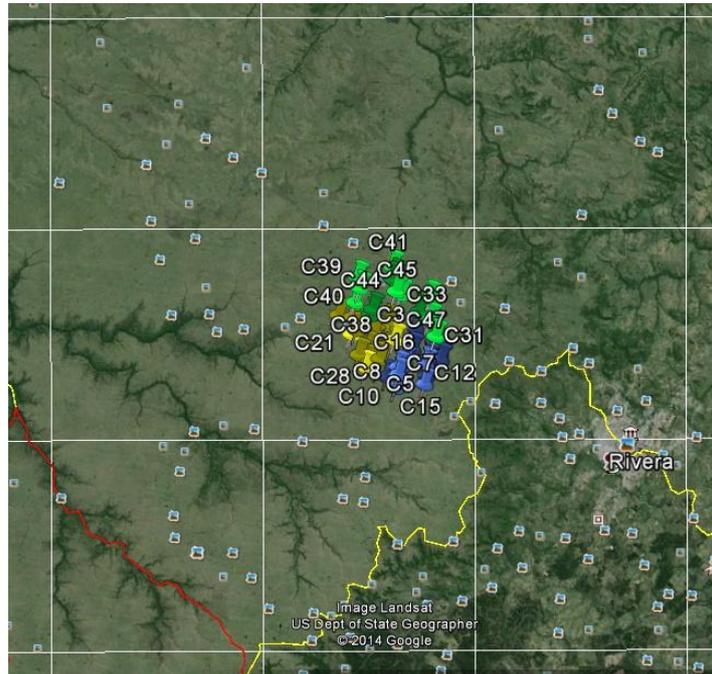
| Aerogerador | Latitude (Sul) | Longitude (Oeste) | Aerogerador | Latitude (Sul) | Longitude (Oeste) |
|-------------|----------------|-------------------|-------------|----------------|-------------------|
| 1 | 30,867 | 56,683 | 24 | 30,849 | 55,689 |
| 2 | 30,847 | 55,73 | 25 | 30,856 | 55,689 |
| 3 | 30,845 | 55,723 | 26 | 30,862 | 55,69 |
| 4 | 30,842 | 55,738 | 27 | 30,846 | 55,678 |
| 5 | 30,838 | 55,731 | 28 | 30,842 | 55,678 |
| 6 | 30,833 | 55,727 | 29 | 30,835 | 55,683 |
| 7 | 30,829 | 55,743 | 30 | 30,826 | 55,696 |
| 8 | 30,826 | 55,739 | 31 | 30,831 | 55,681 |
| 9 | 30,818 | 55,743 | 32 | 30,826 | 55,681 |
| 10 | 30,816 | 55,752 | 33 | 30,821 | 55,684 |
| 11 | 30,827 | 55,726 | 34 | 30,816 | 55,639 |
| 12 | 30,836 | 55,713 | 35 | 30,807 | 55,685 |
| 13 | 30,833 | 55,711 | 36 | 30,804 | 55,706 |
| 14 | 30,824 | 55,716 | 37 | 30,802 | 55,709 |
| 15 | 30,822 | 55,715 | 38 | 30,794 | 55,712 |
| 16 | 30,863 | 55,712 | 39 | 30,792 | 55,71 |
| 17 | 30,86 | 55,71 | 40 | 30,786 | 55,712 |
| 18 | 30,856 | 55,718 | 41 | 30,813 | 55,727 |
| 19 | 30,855 | 55,709 | 42 | 30,816 | 55,729 |
| 20 | 30,851 | 55,71 | 43 | 30,808 | 55,74 |
| 21 | 30,847 | 55,705 | 44 | 30,799 | 55,736 |
| 22 | 30,839 | 55,699 | 45 | 30,793 | 55,738 |
| 23 | 30,846 | 55,687 | - | - | - |

Fonte: Autor.

Com o objetivo de verificar a resolução espacial adequada do modelo WRF para fazer a previsão de geração de energia do complexo eólico, determinou-se duas resoluções espaciais diferentes a serem usadas: 15 km (225 km²) e 5 km (25 km²).

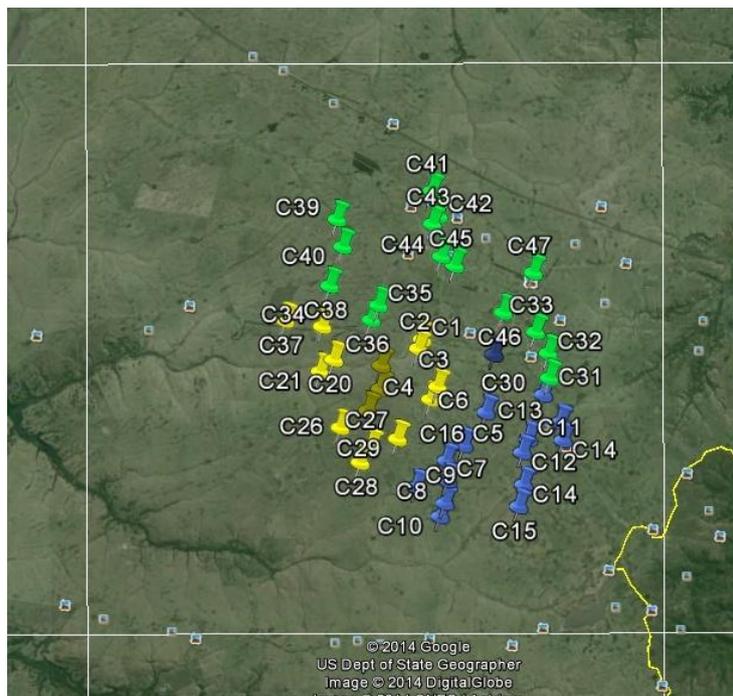
Usando a grade de 15 km, a distribuição de aerogeradores por quadrante ficou como mostram as figuras 21 e 22, dos pontos de vista de 75 km e 30 km de altura, respectivamente.

Figura 21. Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato na grade com resolução de 25 km, a 75 km de altura.



Fonte: Autor.

Figura 22. Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato na grade com resolução de 15 km, a 30 km de altura.

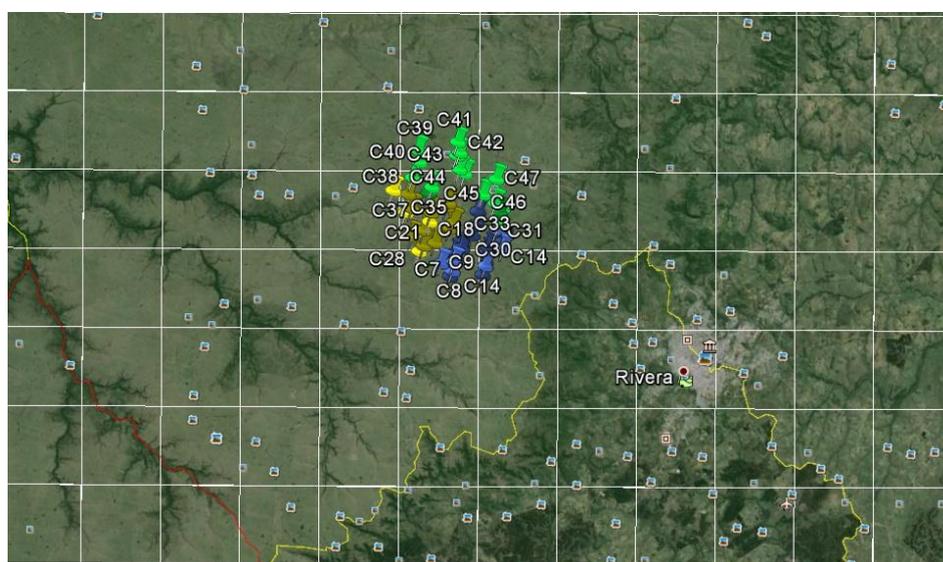


Fonte: Autor.

Desta forma, os aerogeradores ficaram distribuídos em apenas um quadrante da grade. Com isso, as previsões são feitas com base no ponto central deste quadrante.

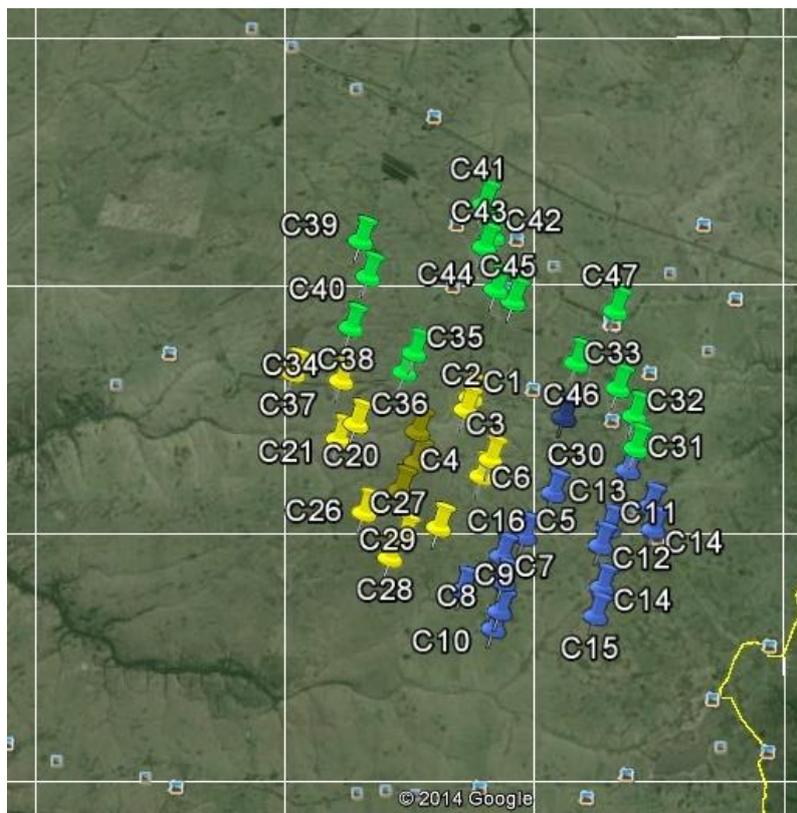
Usando a grade de 5 km, a distribuição de aerogeradores por quadrante ficou como mostram as figuras 23 e 24, dos pontos de vista de 60 km e 20 km de altura, respectivamente.

Figura 23. Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato na grade com resolução de 5 km, a 75 km de altura.



Fonte: 2014.

Figura 24. Imagem aérea do Complexo Eólico de Cerro Chato na grade com resolução de 5 km, a 30 km de altura.



Fonte: 2014.

Desta forma, os aerogeradores ficaram distribuídos em 6 quadrantes da grade, de acordo com a tabela 5. Com isso, as previsões são feitas com base no ponto central de cada quadrante, sendo mais detalhada que com o uso da grade de 15 km.

Tabela 5. Divisão dos aerogeradores de Cerro Chato por quadrante com resolução espacial de 5km.

| Setor | Nº de Aerogeradores |
|-------|---------------------|
| 1 | 4 |
| 2 | 18 |
| 3 | 9 |
| 4 | 9 |
| 5 | 5 |

Fonte: Autor.

Em ambas as situações as previsões foram feitas para níveis verticais de 100 m. O período de estudo foi de 9 de setembro de 2014 até 30 de setembro de 2014. Foram feitos cálculos individuais para cada período de 7 dias.

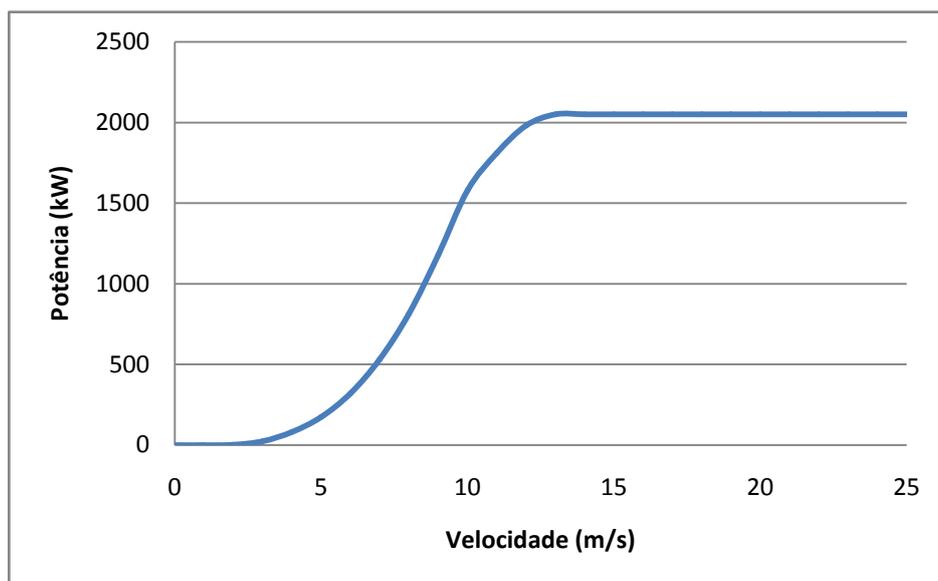
Para fazer a estimativa de geração de energia elétrica utilizou-se a curva de potência do aerogerador E82 – 2000, da Enercon, que é utilizado no complexo eólico de Cerro Chato. Os dados foram retirados do catálogo de dados fornecidos pelo fabricante. A tabela 6 e a figura 25 mostram os dados técnicos deste modelo de aerogerador.

Tabela 6. Dados da curva de potência do aerogerador E-82 2000.

| Velocidade (m/s) | Potência (kW) |
|------------------|---------------|
| 0 | 0 |
| 1 | 0 |
| 2 | 3 |
| 3 | 25 |
| 4 | 82 |
| 5 | 174 |
| 6 | 321 |
| 7 | 532 |
| 8 | 815 |
| 9 | 1180 |
| 10 | 1580 |
| 11 | 1810 |
| 12 | 1980 |
| 13 | 2050 |
| 14 | 2050 |
| 15 | 2050 |
| 16 | 2050 |
| 17 | 2050 |
| 18 | 2050 |
| 19 | 2050 |
| 20 | 2050 |
| 21 | 2050 |
| 22 | 2050 |
| 23 | 2050 |
| 24 | 2050 |
| 25 | 2050 |

Fonte: Enercon

Figura 25. Curva de potência do aerogerador E-82 2000.



Fonte: Autor, a partir da tabela 6.

A tabela 6 e a figura 25 mostram características deste modelo de aerogerador como a velocidade de partida de 2 m/s, velocidade em que atinge a potência nominal de 2000 kW igual a 13 m/s, bem como as potências geradas em cada uma das velocidades do vento. Juntando os dados de velocidade do vento gerados pelo modelo WRF e a curva de potência do aerogerador, fez-se o cálculo da energia gerada em MW.h, MWmed e o fator de capacidade.

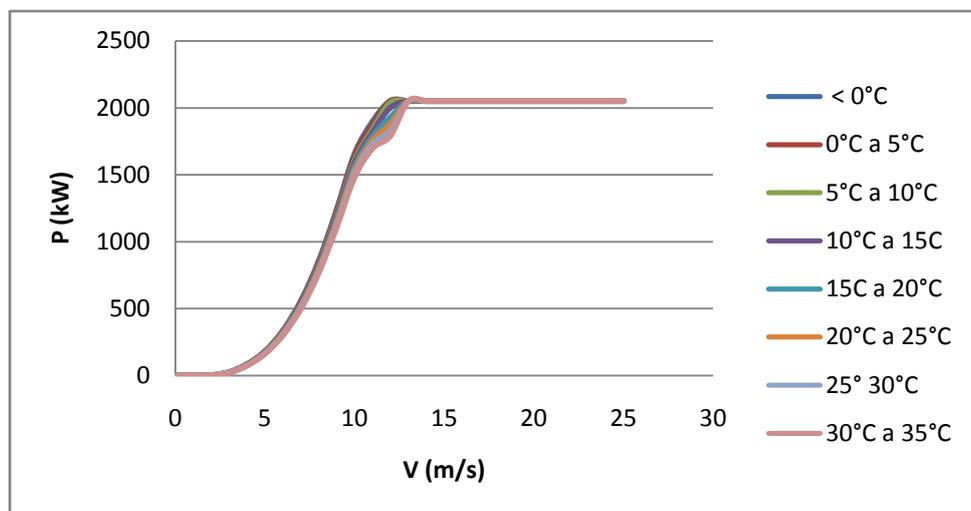
Em um segundo momento, traçou-se curvas de potência secundárias, considerando que as mesmas estão sujeitas a alterações em função da variação da densidade do ar. A tabela 7 e a figura 26 mostram essas projeções de novas curvas que foram utilizadas para os cálculos deste trabalho.

Tabela 7. Dados de projeções das curvas de potência do aerogerador E-82 2000.

| V (m/s) | P (kW) t < 0°C | P (kW) 0° a 5°C | P (kW) 5° a 10°C | P (kW) 10° a 15°C | P (kW) 15° a 20°C | P (kW) 20° a 25°C | P (kW) 25° 30°C | P (kW) 30° a 35°C |
|---------|-------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 3 | 27 | 26 | 26 | 25 | 25 | 25 | 24 | 24 |
| 4 | 86 | 85 | 83 | 82 | 81 | 79 | 78 | 77 |
| 5 | 182 | 180 | 177 | 175 | 172 | 169 | 166 | 163 |
| 6 | 337 | 333 | 327 | 323 | 317 | 312 | 307 | 302 |
| 7 | 558 | 552 | 541 | 534 | 525 | 517 | 508 | 499 |
| 8 | 855 | 845 | 829 | 819 | 805 | 792 | 779 | 765 |
| 9 | 1238 | 1224 | 1199 | 1185 | 1166 | 1146 | 1127 | 1108 |
| 10 | 1658 | 1638 | 1606 | 1587 | 1561 | 1535 | 1509 | 1483 |
| 11 | 1898 | 1876 | 1839 | 1817 | 1787 | 1758 | 1728 | 1699 |
| 12 | 2050 | 2050 | 2040 | 2000 | 1930 | 1880 | 1830 | 1790 |
| 13 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 14 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 15 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 16 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 17 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 18 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 19 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 20 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 21 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 22 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 23 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 24 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 25 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |

Fonte: Autor.

Figura 26. Curvas de potência paralelas do aerogerador Enercon E-82 2000.

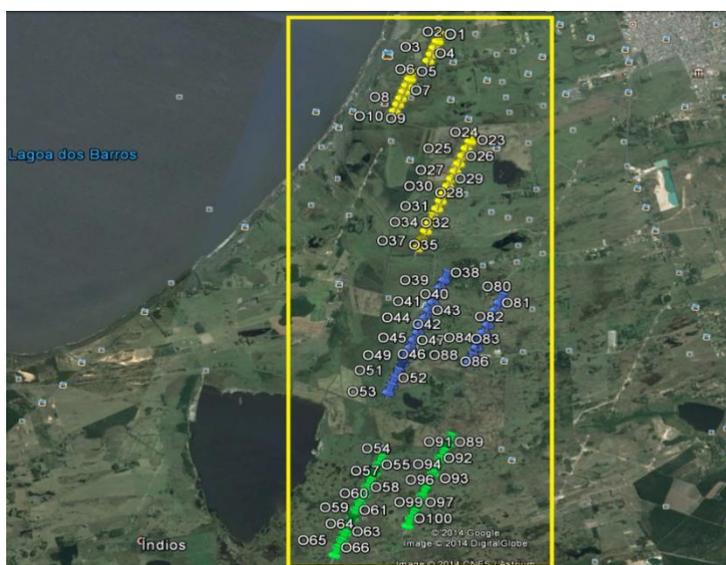


Fonte: Autor.

3.2 Estudo de Caso – Usinas Eólicas Osório, Sangradouro e Índios.

O procedimento para fazer a previsão da geração dos parques eólicos de Osório, Sangradouro e Índios, do complexo eólico de Osório, foi o mesmo utilizado para Cerro Chato. Inicialmente determinou-se a área de ocupação dos três parques eólicos e o posicionamento dos seus aerogeradores utilizando o software *Google Earth*, conforme mostrado na figura 27.

Figura 27. Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do Complexo Eólico de Osório em Osório-RS.



Fonte: Autor.

O Complexo Eólico de Osório dispõe de 250 MW instalados, distribuídos em 125 aerogeradores, cada um com potência nominal de 2 MW, e é composto por sete parques eólicos: Osório, Osório II, Osório III, Sangradouro, Sangradouro II, Sangradouro III e Índios. O complexo ocupa uma área de 130 km². Neste estudo são feitas previsões para os parques eólicos Osório (pontos em amarelo), Sangradouro (pontos em azul) e Índios (pontos em verde), cada um com 25 aerogeradores de 2 MW de potência nominal, totalizando 150 MW instalados nesta que era a conformação inicial do complexo de Osório antes de sua expansão, que ocupa uma área de 54 km². As coordenadas geográficas dos aerogeradores de cada parque são mostradas na tabela 8.

Tabela 8. Coordenadas Geográficas dos aerogeradores dos parques eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do Complexo Eólico de Osório em Osório - RS.

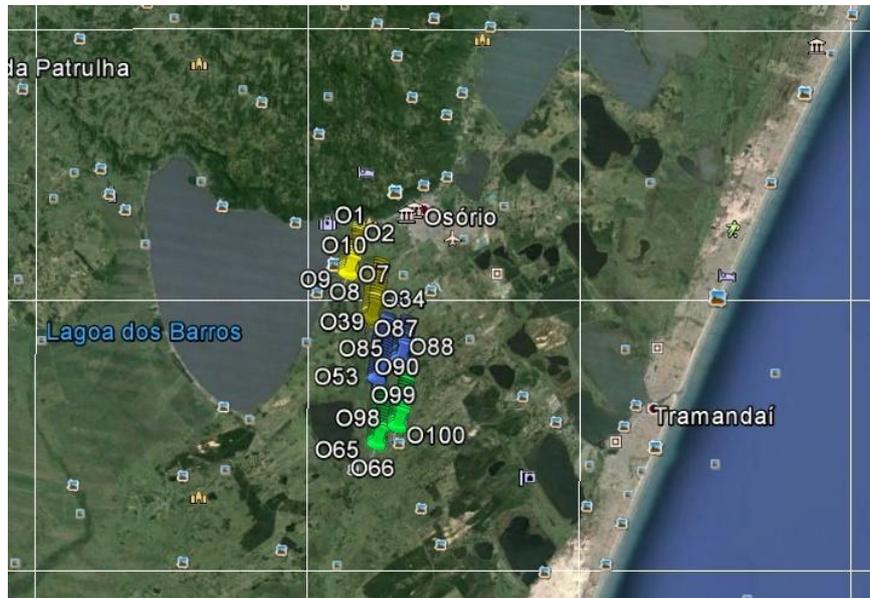
| AG | Latitude (Sul) | Longitude (Oeste) | AG | Latitude (Sul) | Longitude (Oeste) | AG | Latitude (Sul) | Longitude (Oeste) |
|----|----------------|-------------------|----|----------------|-------------------|----|----------------|-------------------|
| 1 | 29,91 | 50,31 | 26 | 29,96 | 50,29 | 51 | 29,99 | 50,29 |
| 2 | 29,91 | 50,31 | 27 | 29,96 | 50,29 | 52 | 30,00 | 50,29 |
| 3 | 29,91 | 50,31 | 28 | 29,96 | 50,29 | 53 | 30,00 | 50,29 |
| 4 | 29,91 | 50,31 | 29 | 29,96 | 50,29 | 54 | 30,00 | 50,29 |
| 5 | 29,92 | 50,31 | 30 | 29,96 | 50,29 | 55 | 30,00 | 50,29 |
| 6 | 29,92 | 50,31 | 31 | 29,96 | 50,29 | 56 | 30,00 | 50,29 |
| 7 | 29,92 | 50,31 | 32 | 29,96 | 50,29 | 57 | 30,01 | 50,29 |
| 8 | 29,93 | 50,31 | 33 | 29,97 | 50,29 | 58 | 30,01 | 50,29 |
| 9 | 29,93 | 50,31 | 34 | 29,97 | 50,29 | 59 | 30,01 | 50,29 |
| 10 | 29,93 | 50,31 | 35 | 29,97 | 50,29 | 60 | 30,01 | 50,29 |
| 11 | 29,93 | 50,30 | 36 | 29,97 | 50,29 | 61 | 30,01 | 50,29 |
| 12 | 29,93 | 50,30 | 37 | 29,97 | 50,29 | 62 | 30,01 | 50,29 |
| 13 | 29,93 | 50,30 | 38 | 29,98 | 50,29 | 63 | 30,01 | 50,29 |
| 14 | 29,93 | 50,30 | 42 | 29,96 | 50,28 | 64 | 29,99 | 50,28 |
| 15 | 29,94 | 50,30 | 43 | 29,96 | 50,28 | 65 | 29,99 | 50,28 |
| 16 | 29,94 | 50,30 | 44 | 29,96 | 50,28 | 66 | 29,99 | 50,28 |
| 17 | 29,94 | 50,30 | 45 | 29,96 | 50,28 | 67 | 29,99 | 50,28 |
| 18 | 29,94 | 50,30 | 46 | 29,96 | 50,28 | 68 | 30,00 | 50,28 |
| 19 | 29,94 | 50,30 | 47 | 29,97 | 50,28 | 69 | 30,00 | 50,28 |
| 20 | 29,94 | 50,30 | 48 | 29,97 | 50,28 | 70 | 30,00 | 50,28 |
| 21 | 29,95 | 50,30 | 49 | 29,97 | 50,28 | 71 | 30,00 | 50,28 |
| 22 | 29,95 | 50,30 | 50 | 29,97 | 50,28 | 72 | 30,00 | 50,28 |
| 23 | 29,95 | 50,30 | 39 | 29,98 | 50,29 | 73 | 30,01 | 50,29 |
| 24 | 29,95 | 50,30 | 40 | 28,98 | 50,29 | 74 | 30,01 | 50,29 |
| 25 | 29,95 | 50,30 | 41 | 29,98 | 50,29 | 75 | 30,01 | 50,28 |

Fonte: Autor.

Com o objetivo de verificar a resolução espacial adequada do modelo WRF para fazer da previsão de geração de energia do complexo eólico, da mesma forma que foi feito para o complexo de Cerro Chato, determinou-se duas resoluções espaciais diferentes a serem usadas: 15 km (225 km²) e 5 km (25 km²).

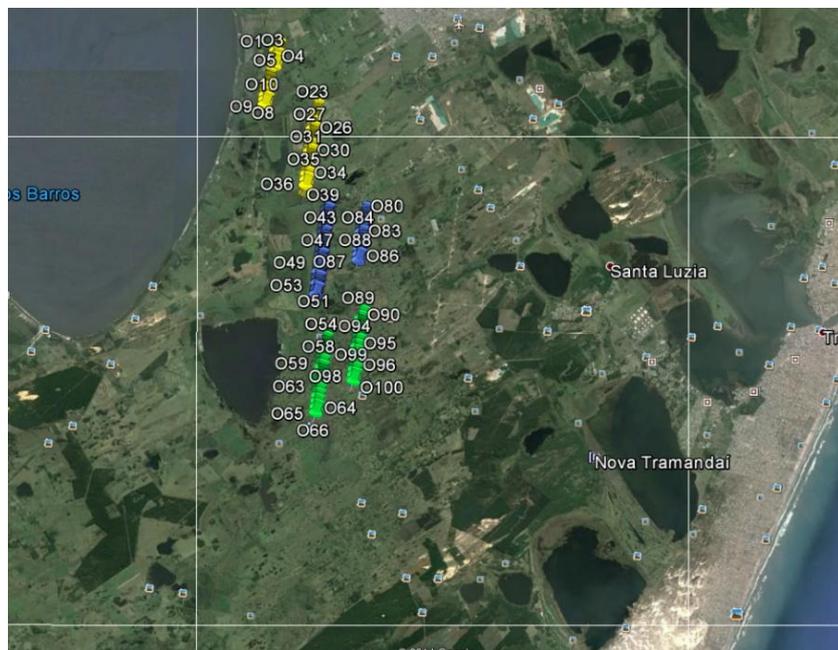
Usando a grade de 15 km, a distribuição de aerogeradores por quadrante ficou como mostram as figuras 28 e 29, dos pontos de vista de 75 km e 30 km de altura, respectivamente.

Figura 28. Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do complexo Eólico de Osório, na grade com resolução de 15 km, a 75 km de altura.



Fonte: Autor.

Figura 29. Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do complexo Eólico de Osório, na grade com resolução de 15 km, a 30 km de altura.



Fonte: Autor.

Desta forma, os aerogeradores ficaram distribuídos em apenas dois quadrantes da grade. Com isso, as previsões para os 75 aerogeradores são feitas utilizando como referência os pontos centrais de cada quadrante, com os aerogeradores distribuídos de acordo com a tabela 9.

Tabela 9. Divisão dos aerogeradores de Osório por quadrante com resolução espacial de 5 km.

| Setor | Nº de Aerogeradores |
|-------|---------------------|
| 1 | 13 |
| 2 | 62 |

Fonte: Autor.

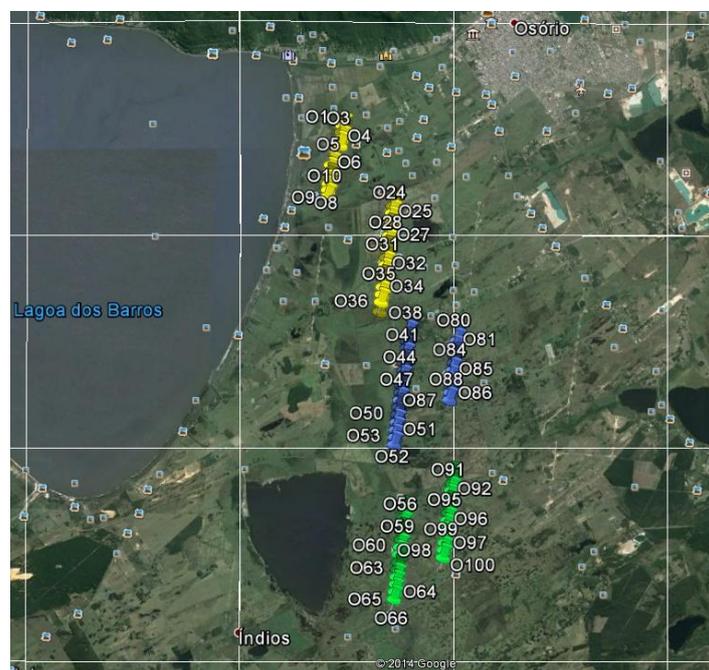
Usando a grade de 5 km, a distribuição de aerogeradores por quadrante ficou como mostram as figuras 30 e 31, dos pontos de vista de 75 km e 30 km de altura, respectivamente.

Figura 30. Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do complexo Eólico de Osório, na grade com resolução de 5 km, a 75 km de altura.



Fonte: Autor.

Figura 31. Imagem aérea dos Parques Eólicos Osório, Sangradouro e Índios, do complexo Eólico de Osório, na grade com resolução de 5km, a 30km de altura.



Fonte: Autor.

Desta forma, os aerogeradores ficaram distribuídos em 3 quadrantes da grade, de acordo com a tabela 10. Com isso, as previsões são feitas com base no ponto central de cada quadrante, sendo mais detalhadas que com o uso da grade de 15km.

Tabela 10. Divisão dos aerogeradores de Osório por quadrante com resolução espacial de 5 km.

| Setor | Nº de Aerogeradores |
|-------|---------------------|
| 1 | 13 |
| 2 | 35 |
| 3 | 27 |

Fonte: Autor.

Em todas as situações as previsões foram feitas para níveis verticais de 100 m. O período de estudo foi de 9 de setembro à 29 de setembro de 2014. Foram feitos cálculos individuais para cada período de 7 dias.

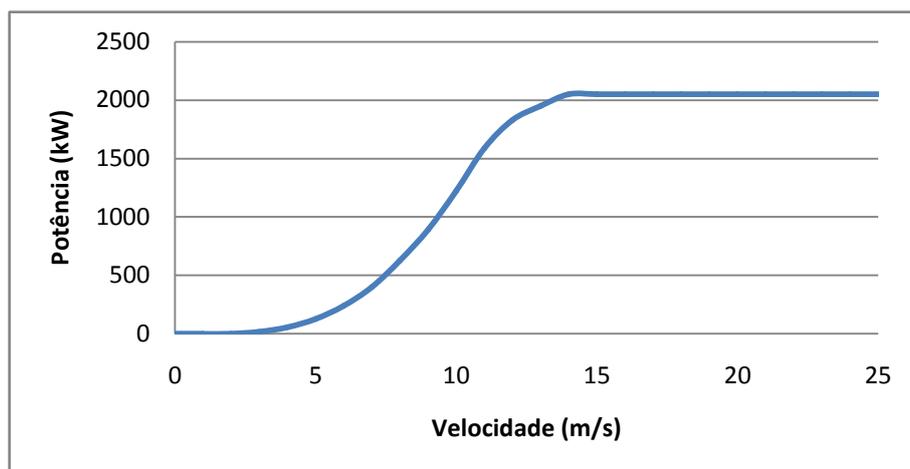
Para fazer a estimativa de geração de energia elétrica utilizou-se a curva de potência do aerogerador E70-2000, da Enercon, modelo utilizado no complexo eólico de Osório. Os dados foram retirados do catálogo de dados fornecidos pelo fabricante. A tabela 11 e a figura 32 mostram os dados técnicos deste modelo de aerogerador.

Tabela 11. Dados da curva de potência do aerogerador E70-2000.

| Velocidade (m/s) | Potência (kW) |
|------------------|---------------|
| 0 | 0 |
| 1 | 0 |
| 2 | 2 |
| 3 | 18 |
| 4 | 56 |
| 5 | 127 |
| 6 | 240 |
| 7 | 400 |
| 8 | 626 |
| 9 | 892 |
| 10 | 1223 |
| 11 | 1590 |
| 12 | 1830 |
| 13 | 1950 |
| 14 | 2050 |
| 15 | 2050 |
| 16 | 2050 |
| 17 | 2050 |
| 18 | 2050 |
| 19 | 2050 |
| 20 | 2050 |
| 21 | 2050 |
| 22 | 2050 |
| 23 | 2050 |
| 24 | 2050 |
| 25 | 2050 |

Fonte: Enercon

Figura 32. Curva de potência do aerogerador E70-2000.



Fonte: Autor, a partir da tabela 11.

A tabela 11 e a figura 32 mostram características deste modelo de aerogerador como a velocidade de partida de 2 m/s, velocidade em que atinge a potência nominal de 2000 kW igual a 13 m/s, bem como as potências geradas em cada uma das velocidades do vento. Juntando os dados de velocidade do vento gerados pelo modelo WRF e a curva de potência do aerogerador, fez-se o cálculo da energia gerada em MW.h, MWmed e o fator de capacidade.

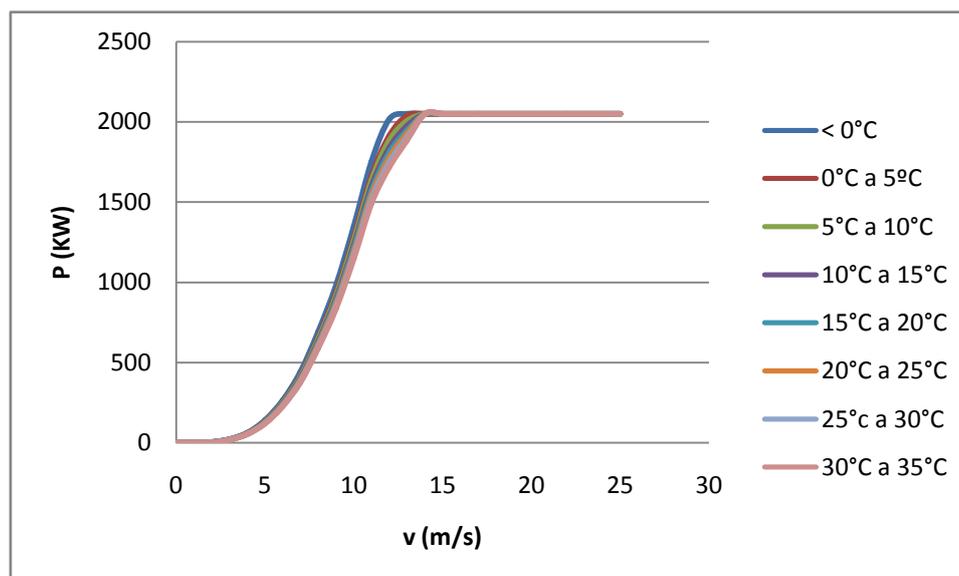
Em um segundo momento, traçou-se curvas de potência secundárias, considerando que as mesmas estão sujeitas a alterações em função da variação da densidade do ar. A tabela 12 e a figura 33 mostram essas projeções de novas curvas que foram utilizadas para os cálculos deste trabalho.

Tabela 12. Dados de projeção das curvas de potência do aerogerador E70-2000.

| V(m/s) | P (kW) t < 0°C | P (kW) 0° a 5°C | P (kW) 5° a 10°C | P (kW) 10° a 15°C | P (kW) 15° a 20°C | P (kW) 20° a 25°C | P (kW) 25° 30°C | P (kW) 30° a 35°C |
|--------|-------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 3 | 20 | 19 | 19 | 19 | 18 | 18 | 18 | 17 |
| 4 | 62 | 58 | 57 | 56 | 55 | 54 | 53 | 52 |
| 5 | 140 | 132 | 130 | 127 | 125 | 123 | 121 | 119 |
| 6 | 265 | 251 | 247 | 241 | 237 | 233 | 230 | 226 |
| 7 | 441 | 418 | 412 | 402 | 395 | 389 | 382 | 376 |
| 8 | 690 | 654 | 644 | 628 | 618 | 608 | 598 | 587 |
| 9 | 983 | 932 | 917 | 895 | 881 | 866 | 852 | 837 |
| 10 | 1348 | 1278 | 1258 | 1228 | 1208 | 1188 | 1168 | 1148 |
| 11 | 1752 | 1661 | 1635 | 1597 | 1571 | 1545 | 1519 | 1493 |
| 12 | 2016 | 1912 | 1882 | 1837 | 1807 | 1777 | 1748 | 1718 |
| 13 | 2050 | 2037 | 2005 | 1974 | 1945 | 1926 | 1902 | 1885 |
| 14 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 15 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 16 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 17 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 18 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 19 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 20 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 21 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 22 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 23 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 24 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |
| 25 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 | 2050 |

Fonte: Autor.

Figura 33. Curvas de potência paralelas do aerogerador Enercon E70-2000.



Fonte: Autor.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados dos boletins semanais referentes à programação diária de produção de energia dos complexos eólicos de Cerro Chato (Cerro Chato I, Cerro Chato II e Cerro Chato III) e de Osório (Osório, Sangradouro e Índios). Serão comparadas as previsões de geração feitas através da metodologia proposta neste trabalho com as feitas pelo modelo ETA, em teste no Operador Nacional do Sistema, e com as previsões de cada uma das usinas.

4.1 Programação de Cerro Chato

Na primeira semana das programações diárias de produção de energia no complexo eólico de Cerro Chato, de 9 a 15 de agosto de 2014, as previsões feitas com o modelo WRF com resolução de 5 km (25 km²) mostraram-se mais precisas que as demais. A tabela 13 mostra as diferentes previsões feitas neste período.

Tabela 13. Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 9 a 16 de agosto de 2014 de Cerro Chato.

| À | Usina | ETA 15 | WRF 15 | WRF 15T | WRF 5 | WRF 5T | Real |
|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|---------|
| Geração (MW.h) | 4480,56 | 4924,08 | 4438,92 | 4122,71 | 5189,00 | 5278,1 | 5547,36 |
| MWmed | 26,67 | 29,31 | 24,05 | 24,54 | 30,89 | 31,42 | 33,02 |
| FC % | 29,63 | 32,57 | 26,72 | 27,26 | 34,32 | 34,91 | 36,68 |
| Desvio % | 19,2 | 11,2 | 27,1 | 25,68 | 6,4 | 4,8 | |

Fonte: Autor.

O desvio na programação pelo modelo WRF com resolução espacial de 15 km foi de 27,1%, e quando considerou-se a influência da temperatura nas curvas de potência dos aerogeradores este percentual caiu para 25,68%. Com uma resolução espacial maior, de 5 km, a redução do desvio ficou evidente, caindo para 6,4%, e quando considerada a influência da temperatura este desvio caiu ainda mais, ficando em 4,8%. No comparativo dos resultados do modelo WRF em relação a ele próprio, com resoluções de 15 km e 5 km, percebe-se o ganho de precisão tanto ao ser usada uma resolução espacial maior quanto ao se considerar a influência da temperatura.

Ao comparar o melhor resultado obtido com as metodologias propostas, com desvio de 4,8% com resolução espacial de 5 km e considerando a temperatura ambiente, tem-se uma diminuição do desvio na previsão de 14,4% em relação ao programado pela usina e de 4,4% em relação a previsão feita pelo modelo ETA, ao subtrair os desvios maiores do desvio menor. Na segunda semana, de 16 a 22 de agosto de 2014, as previsões feitas pelo modelo WRF com resolução espacial de 5 km também foram as mais precisas, como mostra a tabela 14.

Tabela 14. Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 16 a 22 de agosto de 2014 de Cerro Chato.

| | PDP Usina | ETA 15 | WRF 15 | WRF 15 T | WRF 5 | WRF 5 T | Real |
|----------------|-----------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|
| Geração (MW.h) | 1874,88 | 1856,38 | 2092,00 | 2092,56 | 2358,76 | 2360,12 | 2592,24 |
| MWmed | 11,16 | 11,05 | 12,45 | 12,45 | 14,04 | 14,05 | 15,43 |
| FC % | 12,40 | 12,28 | 13,84 | 13,84 | 15,60 | 15,61 | 17,14 |
| Desvio % | 27,67 | 28,38 | 19,31 | 19,31 | 9,00 | 8,94 | |

Fonte: Autor.

As previsões feitas com o modelo WRF com resolução de 15 km tiveram desvios de 19,31% tanto ao não considerar a variação da temperatura ambiente, quanto ao considerar. Com resolução espacial de 5 km os desvios foram de 9,00% ao não considerar a influência da temperatura, e 8,94% ao considerar. Na segunda semana também ficam claros os ganhos de precisão ao aumentar a resolução espacial e considerar a influência da temperatura.

O melhor resultado apresentado nesta segunda semana também foi com o modelo WRF com resolução de 5 km e considerando a variação de temperatura ambiente, com desvio de 8,94%. A diminuição do desvio em relação ao PDP da usina foi de 18,73%, e em relação ao modelo ETA de 19,44%.

Na terceira semana, de 23 a 29 de agosto de 2014, as previsões feitas pelo modelo WRF com resolução espacial de 5 km também foram as mais precisas, como mostra a tabela 15.

Tabela 15. Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 23 a 29 de agosto de 2014 de Cerro Chato.

| | PDP Usina | ETA 15 | WRF 15 | WRF 15 T | WRF 5 | WRF 5 T | Real |
|----------------|-----------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|
| Geração (MW.h) | 8603,28 | 8610,16 | 7889,48 | 7896,16 | 8711,75 | 8739,44 | 9392,88 |
| MWmed | 51,21 | 51,25 | 46,96 | 47,00 | 51,85 | 52,02 | 55,91 |
| FC % | 56,90 | 56,95 | 52,18 | 52,22 | 57,62 | 57,80 | 62,12 |
| Desvio % | 8,40 | 8,33 | 16,49 | 15,93 | 7,26 | 6,95 | - |

Fonte: Autor.

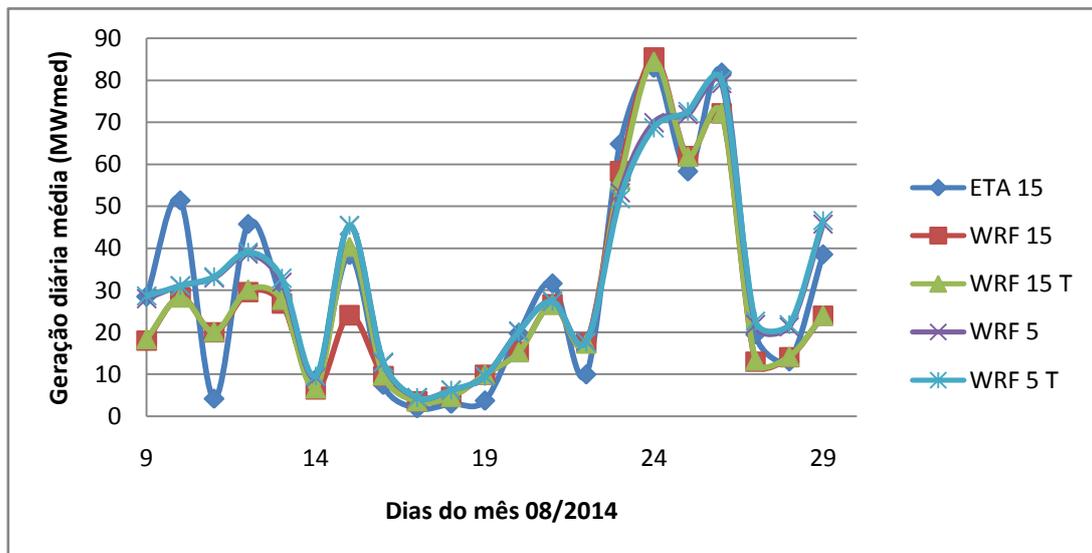
As previsões feitas com o modelo WRF com resolução de 15 km tiveram desvios de 16,49% ao não considerar a variação da temperatura ambiente e 15,93% ao considerar. Com resolução espacial de 5 km os desvios foram de 7,26% ao não considerar a influência da temperatura e 6,95% ao considerar.

Na segunda semana também ficam claros os ganhos de precisão ao aumentar a resolução espacial e considerar a influência da temperatura.

O melhor resultado apresentado nesta terceira semana também foi com o modelo WRF com resolução de 5 km e considerando a variação de temperatura ambiente, com desvio de 6,95%. A diminuição do desvio em relação ao PDP da usina foi de 1,45% e em relação ao modelo ETA de 1,38%.

Os resultados apresentados dos 21 dias de programação diária de produção de energia, gerando 3 boletins semanais, mostram uma coerência nas previsões entre os diferentes modelos e diferentes resoluções espaciais, como mostra a figura 34.

Figura 34. Curvas de programação de geração de energia dos 21 dias de diferentes modelos para Cerro Chato.



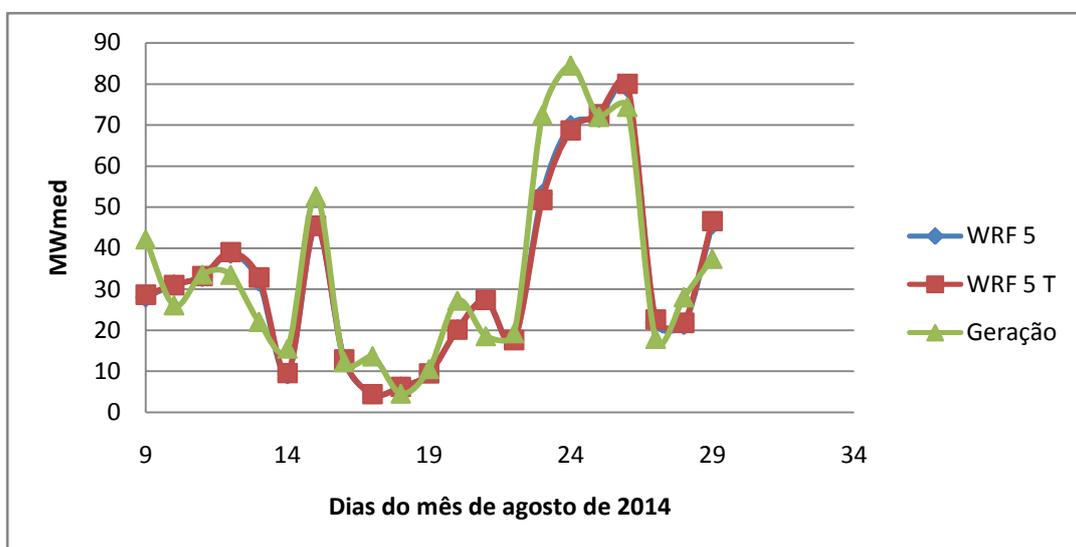
Fonte: Autor.

Em termos gerais, tem-se curvas que acompanham um mesmo padrão, com pequenas oscilações, que são as pequenas diferenças que fazem um modelo tornar-se mais preciso que outro.

Analisando a figura 35, que mostra as curvas das previsões feitas com resolução espacial de 5 km e 5 km considerando a influência da temperatura

em comparação com a geração real do complexo eólico, segundo informações de medições na alta do transformador de 230/34 kv de cada um dos parques (Cerro Chato I, Cerro Chato II e Cerro Chato III) cedidas pela Eletrosul, percebe-se que os desvios diários de previsão são baixos e estáveis ao longo dos 21 dias. As curvas de previsões segue o mesmo padrão da curva da geração real.

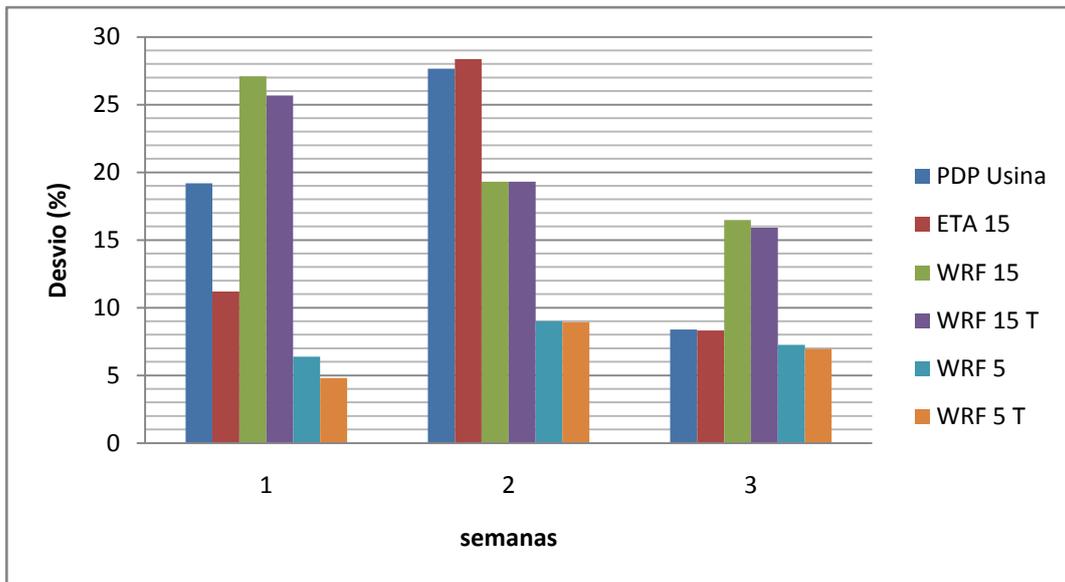
Figura 35. Curvas de programação de geração de energia e da geração de energia dos 21 dias para Cerro Chato.



Fonte: Autor.

É observado também que, invariavelmente, houve ganho de precisão nas previsões ao usar uma resolução espacial maior e também ao considerar a variação de temperatura ambiente nas três semanas, como mostra a figura 36.

Figura 36. Desvios semanais de previsão de geração por modelo.



Fonte: Autor.

Também observa-se na figura 36 que as previsões feitas pelo complexo eólico de Cerro Chato e pelo modelo ETA oscilam muito, apresentando desvios baixos em determinada semana e altos em outra. Esta é uma vantagem da metodologia apresentada, pois estrategicamente, na operação do sistema elétrico e em especial na programação da geração de energia de um parque eólico é interessante que se tenha desvios pequenos e estáveis, sem oscilações de previsão entre o satisfatório e o insatisfatório.

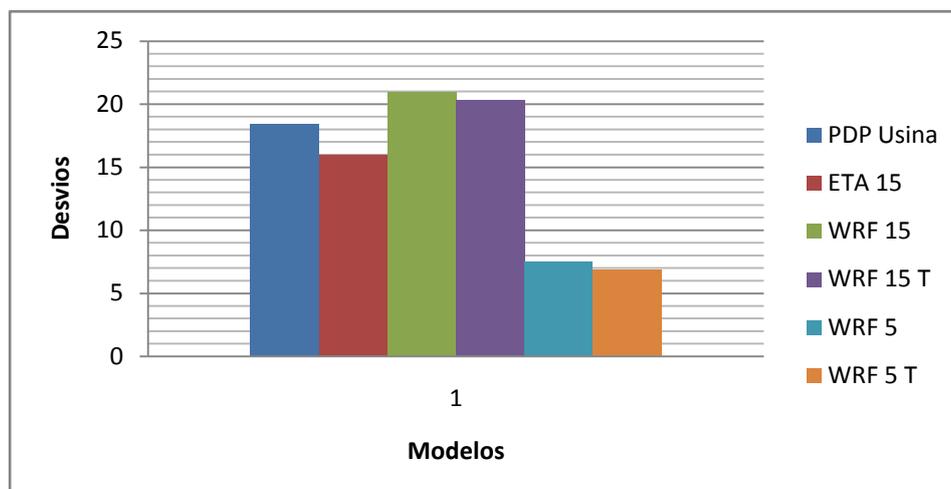
A figura 37 e a tabela 16 mostram os erros médios percentuais absolutos das três semanas, e o comportamento das diferentes modelagens de programação do complexo eólico em termos gerais deste período de 21 dias pode ser observado.

Tabela 16. Erro médio percentual absoluto da programação por modelo das três semanas de Cerro Chato.

| Semana | PDP Usina | ETA 15 | WRF 15 | WRF 15 T | WRF 5 | WRF 5 T |
|-----------------------|-----------|--------|--------|----------|-------|---------|
| Erro % Absoluto Médio | 18,42 | 15,97 | 20,96 | 20,30 | 7,55 | 6,89 |

Fonte: Autor.

Figura 37. Erro médio percentual absoluto das 3 semanas analisadas em Cerro Chato.



Fonte: Autor.

Em um contexto geral, avaliando as 3 semanas como um todo, a programação feita com o modelo WRF com resolução de 5 km apresentou um desvio 13,41% menor que com a resolução de 15 km. Ao considerar a variação da temperatura, a diminuição do desvio da resolução de 5 km em relação à resolução de 15 km também foi de 13,41%. Se compararmos o melhor resultado obtido na metodologia proposta neste trabalho, usando a resolução espacial de 5 km e considerando a influência da variação da temperatura, com erro médio percentual absoluto de 6,89%, com os desvios apresentados pelo PDP da usina e pelo modelo ETA, tem-se uma diminuição no desvio de 11,53,% e 9,08%, respectivamente.

4.2 Programação de Osório

Na primeira semana de programação diária de produção de energia para o complexo eólico de Osório (Osório, Sangradouro e Índios), de 9 a 15 de agosto de 2014, a metodologia proposta para este trabalho apresentou desvios inferiores aos das programações feitas pela usina e pelo modelo ETA, apesar de estes terem apresentado desvios baixos. A tabela 17 mostra o resumo desta semana.

Tabela 17. Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 9 a 16 de agosto de 2014 de Osório.

| | PDP Usina | ETA 15 | WRF 15 | WRF 15 T | WRF 5 | WRF 5 T | Real |
|----------------|-----------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|
| Geração (MW.h) | 7192,08 | 7338,24 | 5972,40 | 5978,78 | 6329,04 | 6355,50 | 6671,28 |
| Mwmed | 42,81 | 43,68 | 35,55 | 35,59 | 37,67 | 37,83 | 39,71 |
| FC % | 28,54 | 29,12 | 23,70 | 23,75 | 25,11 | 25,22 | 26,47 |
| Desvio % | 7,8 | 10,0 | -10,47 | -10,38 | -5,13 | -4,73 | |

Fonte: Autor .

O desvio apresentado pelo modelo WRF com resolução espacial de 15 km foi de 10,47% e ao considerar a variação da temperatura ambiente diminuiu para 10,38%. Ao aumentar-se a resolução espacial, para 5 km, o modelo WRF apresentou desvios de 5,13% e ao considerar a variação da temperatura 4,73%. Mais uma vez constata-se ganhos de precisão ao aumentar a resolução espacial e ao considerar a variação da temperatura ambiente.

Ao comprar o melhor resultado apresentado pela metodologia proposta com os apresentados pelo modelo ETA e pela usina, tem-se uma redução no desvio de 3,07% em relação ao programado pela usina e de 5,27% em relação ao modelo ETA.

Na semana de 16 a 22 de agosto de 2014, a metodologia proposta neste trabalho utilizando o modelo WRF também mostrou-se mais precisa. Tanto com resolução espacial de 15 km como com resolução de 5 km, e considerando ou não a variação da temperatura ambiente, o modelo WRF mostrou-se mais preciso nas previsões que o modelo ETA e também que a programação feita pela usina. A tabela 18 mostra um resumo desta semana.

Tabela 18. Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 16 a 22 de agosto de 2014 de Osório.

| | PDP Usina | ETA 15 | WRF 15 | WRF 15 T | WRF 5 | WRF 5 T | Real |
|----------------|-----------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|
| Geração (MW.h) | 4898,88 | 5711,25 | 4438,92 | 4404,3 | 4337,00 | 4274,78 | 3902,64 |
| MWmed | 29,16 | 34,00 | 26,42 | 26,21 | 25,82 | 25,45 | 23,23 |
| FC % | 19,44 | 22,66 | 17,61 | 17,47 | 17,21 | 16,96 | 15,48 |
| Desvio % | -25,52 | -46,36 | -13,73 | -12,82 | -11,14 | -9,55 | |

Fonte: Autor.

Ao aumentar a resolução espacial de 15 km para 5 km o desvio na programação de geração caiu de 13,73% para 11,14% e ao considerar a temperatura ambiente, a diminuição do desvio foi de 12,82% para 9,55%. Assim como nas outras semanas analisadas, a resolução espacial maior e a consideração da variação da temperatura trouxeram ganho em precisão nas previsões feitas pelo modelo WRF.

Considerando o desvio de 9,55%, o mais preciso dentre os apresentados pela metodologia proposta, tem-se uma redução no desvio de 15,97% em relação ao PDP da usina e de 36,81% em relação ao modelo ETA.

Na terceira semana de programação do complexo eólico de Osório, de 23 a 29 de agosto de 2014, os resultados da metodologia proposta neste trabalho mais uma vez mostraram-se mais precisos que os resultados apresentados ao utilizar o modelo ETA e também que os resultados informados pelo ONS no boletim semanal, como mostra a tabela 19.

Tabela 19. Dados referentes à programação, geração e desvio de previsão semana de 23 a 29 de agosto de 2014 de Osório.

| | PDP Usina | ETA 15 | WRF 15 | WRF 15 T | WRF 5 | WRF 5 T | Real |
|----------------|-----------|--------|--------|----------|--------|---------|--------|
| Geração (GW.h) | 10,584 | 12,677 | 13,009 | 12,911 | 12,710 | 12,641 | 12,516 |
| MWmed | 63,00 | 75,41 | 77,44 | 76,85 | 75,66 | 75,24 | 74,50 |
| FC % | 42,00 | 50,31 | 51,63 | 51,23 | 50,44 | 50,16 | 49,66 |
| Desvio % | 15,54 | -1,22 | -3,94 | -3,15 | -1,55 | -0,99 | |

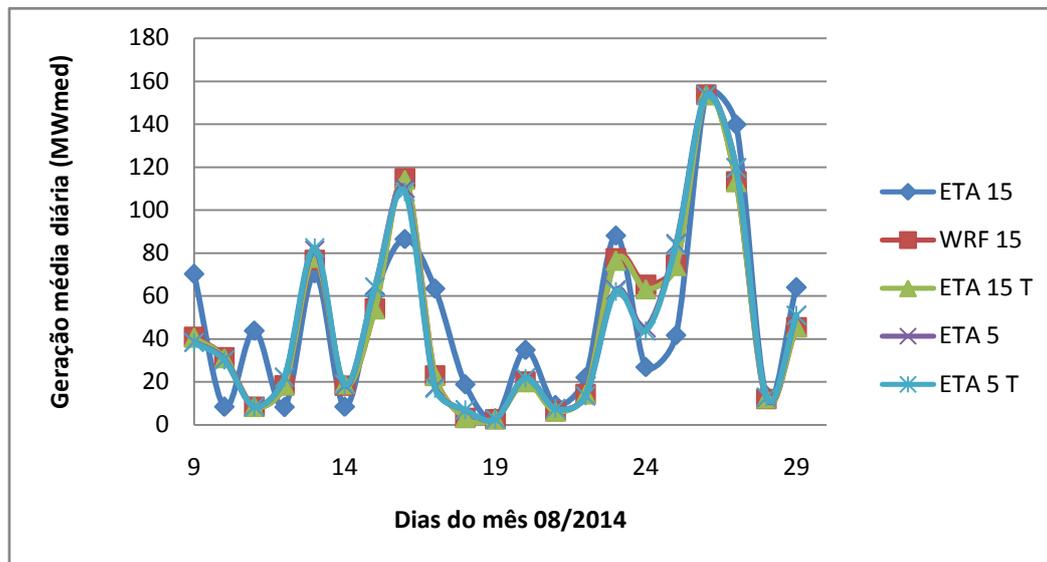
Fonte: Autor.

A programação feita com o modelo WRF com resolução de 15 km teve um desvio de 3,94%, e ao considerar a variação de temperatura caiu para 3,15%. Com a resolução de 5 km houve ainda mais diminuição no desvio, caindo para 1,55% sem considerar a variação da temperatura ambiente, e ao considerar, diminuiu ainda mais, atingindo um desvio de apenas 0,99%.

Com exceção do PDP da usina, todos os outros programas apresentados tiveram desvios abaixo de 5%. A diminuição do desvio do melhor resultado dentre as metodologias apresentadas em relação ao PDP da usina foi de 14,55% e em relação ao resultado do modelo ETA foi de 0,22%.

Embora haja diferença na precisão entre o modelo ETA e as diferentes formas de uso do modelo WRF, que a metodologia deste trabalho propôs, percebe-se na figura 38 que nos 21 dias de programações de geração há um perfil em comum para todas as curvas.

Figura 38. Curvas de programação de geração de energia dos 21 dias de diferentes modelos para Osório.

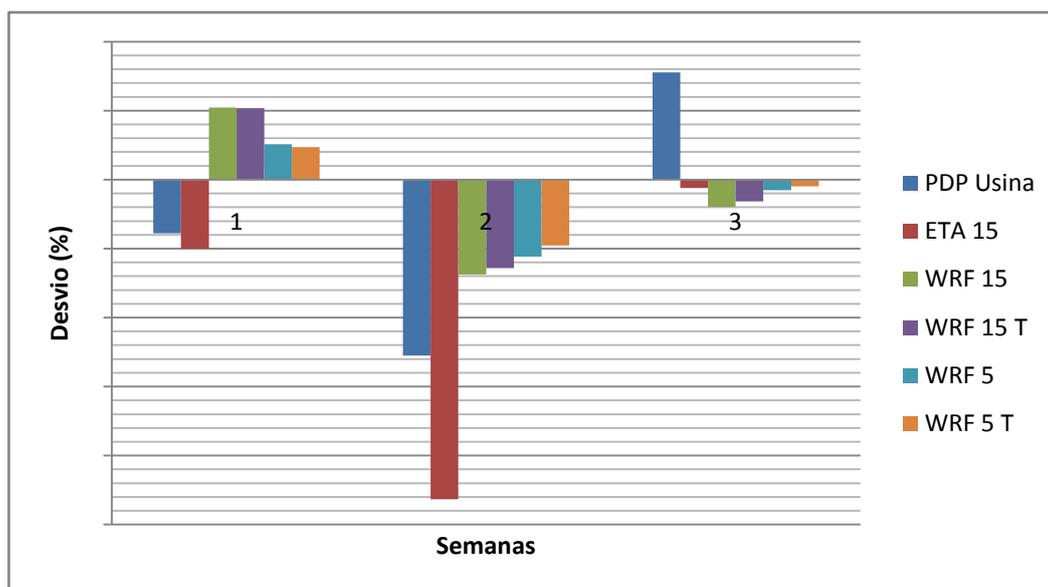


Fonte: Autor.

A figura acima mostra que a diferença de precisão na programação da geração deste parque está em contemplar detalhes que um modelo ou metodologia não considera.

Analisando o comportamento dos modelos de programação diária de produção de energia, percebe-se uma tendência de sobrestimar a geração em duas das três semanas e subestimar em uma das três, como mostra a figura 39.

Figura 39. Desvio semanal da programação da geração de energia de Osório



Fonte: Autor.

Diferente das previsões de geração feitas para Cerro Chato, em que invariavelmente o PDP da usina, o modelo ETA e a metodologia deste trabalho que usou o modelo WRF subestimaram a geração de energia, para Osório houve variação positiva também. Mesmo com essa variação, percebe-se sempre o modelo WRF com resolução espacial de 5 km e considerando a temperatura ambiente sendo mais preciso que os demais. Assim como nas previsões de geração feitas para Cerro Chato, para Osório também percebe-se oscilações muito grandes de precisão de semana para semana no modelo ETA e no modelo utilizado pela usina. Já o melhor resultado apresentado pela metodologia deste trabalho apresenta desvios de apenas 4,73% na primeira semana, 9,55% na segunda semana e 0,99% na terceira semana, o que mostra que além de ser mais preciso que os demais, o modelo é estável.

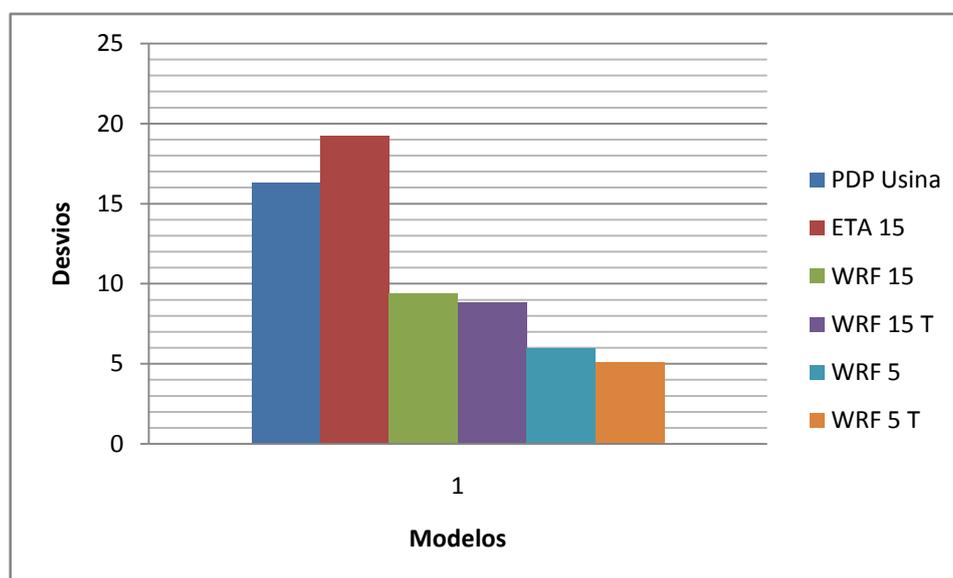
Em uma análise do erro percentual médio absoluto da programação das três semanas do estudo de caso feito em Osório, percebe-se que a metodologia proposta neste trabalho tem desvios menores que os apresentados pelo complexo eólico e também pelo modelo ETA, conforme mostra a tabela 20 e a figura 40.

Tabela 20. Erro médio percentual absoluto da programação por modelo das três semanas de Osório

| Semana | PDP Usina | ETA 15 | WRF 15 | WRF 15 T | WRF 5 | WRF 5 T |
|-----------------------|-----------|--------|--------|----------|-------|---------|
| Erro % Absoluto Médio | 16,29 | 19,19 | 9,38 | 8,78 | 5,94 | 5,09 |

Fonte: Autor.

Figura 40. Erro médio percentual absoluto da programação por modelo das três semanas de Osório.



Fonte: Autor.

Em um contexto geral, avaliando as 3 semanas como um todo, a programação feita com o modelo WRF com resolução de 5 km apresentou um desvio 3,44% menor que com a resolução de 15 km. Ao considerar a variação da temperatura, a diminuição do desvio da resolução de 5 km em relação à resolução de 15 km foi de 3,69%. Se compararmos o melhor resultado obtido na metodologia proposta neste trabalho, usando a resolução espacial de 5 km e considerando a influência da variação da temperatura, com erro médio percentual absoluto de 5,09%, com os desvios apresentados pelo PDP da usina e pelo modelo ETA, tem-se uma diminuição do desvio de 11,2% e 5,06%, respectivamente.

4.3 Avaliação dos Resultados

Os ganhos em precisão na programação de geração de energia nos complexos eólicos de Cerro Chato e Osório ao utilizar uma resolução espacial maior e ao considerar a influência da temperatura explicam-se por dois motivos: detalhamento maior do terreno e consideração da variação da densidade do ar.

O primeiro, é que os complexos eólicos de Cerro Chato e Osório têm seus aerogeradores distribuídos em áreas de 80 km² e 54 km², respectivamente, e ao utilizar resoluções espaciais menores, com grades superiores à estas áreas, perde-se em precisão. Como é o caso da resolução espacial de 15 km, que possui grades com quadrantes de 225 km², ou seja, uma área maior que a dos complexos eólicos. Em áreas extensas, com 80 km² e 54 km² há variações de comportamento do vento de ponto para ponto. Ao utilizar-se uma resolução espacial maior, com grades menores, de 5 km, com quadrantes de 25 km², como no caso deste trabalho, conseguiu-se contemplar comportamentos particulares do vento em diferentes pontos dos complexos eólicos, fazendo com que as previsões fossem mais precisas em função de se considerar um detalhamento maior do terreno e do comportamento do vento.

O segundo é que as curvas de potência dos aerogeradores são feitas para uma situação ideal, ao nível do mar a 15 °C, onde a densidade do ar é de 1,225 kg/m³. Como a temperatura e altitude local alteram diretamente a densidade do ar e a densidade é uma das variáveis do equacionamento da determinação da curva de potência dos aerogeradores, se esta for alterada, a curva de potência do aerogerador também será. Esta alteração nas curvas de potência foi feita, como mostrado no capítulo 3, e de acordo com os resultados apresentados, este é um fator que influencia na programação de geração dos parques eólicos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante dos resultados apresentados nesta dissertação, os objetivos foram atingidos. O aumento da resolução espacial, buscando um maior detalhamento do terreno, trouxeram ganhos de precisão invariavelmente, em todas as semanas dos estudos de caso e nos dois complexos eólicos. A consideração da variação da densidade do ar em função da variação da temperatura, que altera a conversão de energia cinética do vento em energia mecânica em relação aos dados de curva de potência originais dos aerogeradores também se mostrou como fator de ganho em precisão. A programação de geração de energia feita usando a metodologia proposta neste trabalho se mostrou mais precisa que as programações feitas pelas usinas, de Cerro Chato e Osório, e também apresentou vantagens em relação ao modelo ETA com resolução espacial de 15 km, utilizado como modelo teste pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

A busca por um detalhamento maior do terreno para fazer a previsão dos ventos locais é fundamental. Complexos eólicos, em geral, estão dispostos em áreas muito extensas, e ao utilizar resoluções espaciais de 10 km (100 km²) ou mais perde-se em precisão, pelo fato da área da resolução utilizada ser maior que a do complexo eólico. Como foi comprovado neste trabalho, Cerro Chato (80 km²) e Osório (54 km²) necessitam de resoluções espaciais de 5 km (25 km²) ou menos para que se tenha um detalhamento adequado do terreno e previsões mais precisas possam ser feitas.

Quando se faz a estimativa de geração de energia de parques eólicos, pouco se considera detalhes como a variação da densidade do ar. Aqui foi comprovado que este fator influencia sim no ganho de precisão na programação da geração de energia de parques eólicos, principalmente em locais como o Rio Grande do Sul, que possui grande amplitude térmica. As curvas de potência dos aerogeradores são feitas simplesmente considerando condições ideais de temperatura e pressão, 15°C ao nível do mar onde a densidade do ar é de 1,225 kg/m³.

Hoje menos de 2% da matriz energética brasileira é composta por Usinas Eólicas, porém a perspectiva de crescimento para os próximos 9 anos é de que a participação deste tipo de fonte na matriz energética seja de quase 10%. Isso num país de dimensões continentais como o Brasil é muito, e ainda há de se considerar que o sistema elétrico opera predominantemente interligado. A busca por formas mais precisas de programação de geração de energia em parques eólicos será mais importante a medida que crescer sua participação, a fim de melhorar a coordenação do despacho do sistema como um todo, influenciando o gerenciamento de reservas e também os custos de operação.

Diante dos resultados de desvios apresentados nos boletins semanais do Operador Nacional do Sistema e dos resultados apresentados neste trabalho, para dois complexos eólicos com características físicas de terreno e localização diferentes, espera-se que esta metodologia apresentada possa ser empregada na programação da geração de energia de qualquer central eólica com ganhos em relação ao modelo ETA.

5.1. Sugestões para Trabalhos Futuros

Há detalhes que podem ser melhorados nesta metodologia, como perspectivas de continuidade deste trabalho, na busca de aumentar ainda mais a precisão na programação de geração dos complexos eólicos, tais como:

- A utilização de resoluções espaciais de 3 km (9 km²) ou menos;
- A busca por testes de comportamento dos aerogeradores diante da variação de temperatura e pressão, traçando curvas de potência mais detalhadas;
- O refino de parametrizações do modelo de previsão de vento e estes ficam;
- A aplicação em parques de regiões diferentes.

Referências Bibliográficas

- [1] Cepel – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf> Acesso em março de 2014.
- [2] CUSTÓDIO, Ronaldo. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**, Centrais elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás. Rio de Janeiro-RJ, 2008.
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Energia Eólica**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)> Acesso em março de 2014.
- [4] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> > Acesso em março de 2014.
- [5] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, **Plano Decenal de Energia 2022**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/mme/menu/pde2022.html> > Acesso em março de 2014.
- [6] RAMOS, Álvaro; TAVARES, Carmem; SENA, Dêibson. **Impacto da Geração Distribuída Eólica nos Sistemas de Distribuição e Transformação**. Energias Renováveis Alternativa, Ed 75. São Paulo-SP, 2011.
- [7] CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica de Salvo Brito. **Energia Eólica, Princípios e Tecnologia**, 2009.
- [8] JOHNSON, Gary. L. **Wind Energy Systems**. Electronic Edition. Manhattan, KS, 2007.
- [9] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em Março de 2014.
- [10] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 26.2 Critérios para Classificação da Modalidade de Operação de Usinas**. Procedimentos de Rede.
- [11] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 8.1 Programação Diária da Operação Eletroenergética**. Procedimentos de Rede.
- [12] HALLACK, M.; VAZQUEZ, M. **O Problema da Interação Energia Eólica, Hidráulica e Gás Natural**. Grupo Economia da Energia. São Paulo-SP, 2013.
- [13] MILTHON, Silva S.; SCHWARZ, Harald; PFEIFFER, Klaus. **Integração da Geração Eólica nas Redes de Transmissão e Distribuição**. Energias Renováveis Alternativas, Ed 77. São Paulo-SP, 2011.
- [14] SOUZA, Reinaldo C. **Previsão da Geração Eólica**. Instituto de Energia PUC. PUC-Rio. Rio de Janeiro-RJ, 2011.

- [15] GONÇALVES, André R.; PEREIRA, Enio B.; MARTINS, Fernando M. **Previsão de Curto Prazo da Geração Eólio-Elétrica para o Nordeste Brasileiro por Redes Neurais Artificiais**. III Congresso de Energia Solar. Belém-PA, 2010.
- [16] INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Especiais, **ETAModel**. Disponível em: < <http://etamodel.cptec.inpe.br/> > Acesso em março de 2014
- [17] RODRIGUES, Guilherme C. **Utilização de Redes Neurais para Previsão de Ventos no Horizonte de 24 Horas**. Programa de Pós Graduação em Engenharia – UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.
- [18] GONÇALVES, André R. **Refinamento Estatístico das Previsões de Vento do Modelo ETA Aplicado ao Setor Eólio-Elétrico do Nordeste Brasileiro**. Curso de Pós Graduação em Meteorologia do INPE. São José do Campos, 2011
- [19] MAXWELL. **Recursos Eólicos**. Instituto de Energia PUC. PUC-RJ. Rio de Janeiro-RJ, 2011.
- [20] FOLEY, Aoife M.; LEAHY, Paul G.; MARVUGLIA, Antonino; MCKKEOGH, Eamon J. **Current Methods and Advances in Forecasting of Wind Power Generation**. Dept. of Civil & Environmental Engineering, School of Engineering of University College Cork, Cork, Irlanda, 2011.
- [21] CORRÊA, Eduardo B.; MORAES, Nilton O.; SILVA, Ricardo M.; SOUZA, Lucio S.; CATALDI, Marcio; PIMENTEL, Luiz Cláudio G. **Análise da Sensibilidade de Modelos MM5 aos Refinamentos e Aninhamentos de Grades – Um Estudo de Caso Sobre a Cidade do Rio de Janeiro**. Núcleo Computacional de Estudos de Qualidade do Ar – Laboratório de Modelagem de Processos Marinhos e Atmosféricos da UFRJ. Rio de Janeiro - RJ, 2012.
- [22] MARUJO, Raquel Alexandra P. **MOS – Model Output Statistics – Aplicação a Previsões MM5 de Curto Prazo em Portugal Continental**. Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia da Universidade de Lisboa. Lisboa. Portugal, 2011.
- [23] PINTO, Luiz C; Dantas M. **Estudo Quantitativo do Modelo WRF de Previsão do Tempo em um Ambiente de Cluster Multi-core**. Departamento de Informática e Estatística – UFSC. Florianópolis, 2009.
- [24] OLIVEIRA, Alex C. **Implementação do Modelo Atmosférico WRF Acoplado com o Modelo Hidrológico TopModel para a Bacia de União da Vitória**. Programa de Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia – Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2006.
- [25] RAMOS, Diogo N. S. **Mapeamento Eólico do Estado de Alagoas Utilizando Ferramentas Computacionais e Dados Observados**. Pós Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Alagoas. Maceió-AL, 2012.

- [26] COMIN Alcimoni N. **Sensibilidade às Parametrizações Físicas do WRF nas Previsões dos Parâmetros Atmosféricos em Shetland do Sul e Deception.** Programa de Pós Graduação em Meteorologia da UFSM. Santa Maria-RS., 2012.
- [27] FERREIRA, Adir B. **Metodologia de Previsão do Potencial Eólico de Curto Prazo para Planejamento da Operação de Sistemas Elétricos.** Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica – Unipampa. Alegrete, 2012.
- [28] KHALID, M. **A Method for Short-Term Wind Power Prediction With Multiple Observation Points.** School of Electrical Engineering and Telecommunications. University de New South Wales. Sydney, Auastrália. 2012.
- [29] SOUSA, João. **A Importância da Previsão da Geração Elétrica de Base Eólica.** Brazil Windpower 2013. Rio de Janeiro-RJ, 2013.
- [30] MEIQIN, M. **Improved Fast Short-Term Wind Power Prediction Model Based on Superposition of Predicted Error.** Center for Photovoltaic University Technologic. Hefei, China. 2013.
- [31] ROHRIG, K. **Improvement of the Power System Reliability by Prediction of Wind Power Generation.** Inst. fur Solare Energieversorgungstech. Kassel, 2007.
- [32] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Boletim Semanal de 10 a 16 de agosto de 2013.** Resultados da Operação. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_semanal/index.htm> Acesso em Fevereiro de 2014.
- [33] RAMOS, Diogo N. S. **Mapeamento Eólico do Estado de Alagoas Utilizando Ferramentas Computacionais e Dados Observados.** Pós Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Alagoas. Maceió-AL, 2012.