

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MODELAGEM COMPUTACIONAL

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM MODELO ATMOSFÉRICO DE MESOESCALA
NA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR AEROGERAADORES**

por

Rodrigo Capella Zanotta

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Modelagem Computacional

Rio Grande - RS

Agosto, 2017

Rodrigo Capella Zanotta

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM MODELO ATMOSFÉRICO DE MESOESCALA
NA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR AEROGERADORES

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação Modelagem Computacional - PPGMC da Universidade Federal do Rio Grande - FURG como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Modelagem Computacional.

Orientadora: Nisia Krusche

Rio Grande - RS

Agosto, 2017

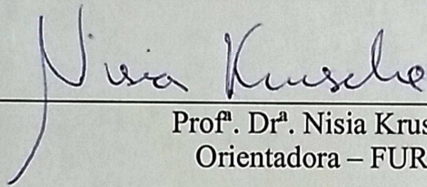
Rodrigo Capella Zanotta

“ Avaliação do Desempenho de um Modelo Atmosférico de Mesoescala na Estimativa de Geração de Energia Elétrica por Aerogeradores ”

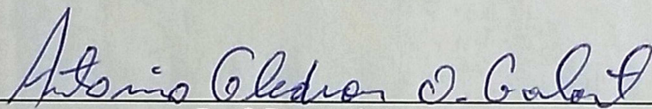
Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Modelagem Computacional da Universidade Federal do Rio Grande - FURG, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área concentração: Modelagem Computacional.

Aprovada em 28/8/2017.

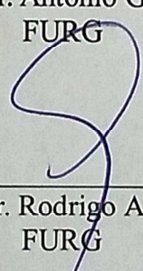
BANCA EXAMINADORA



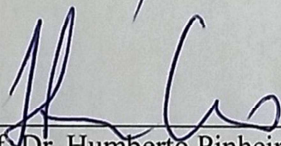
Profª. Drª. Nisia Krusche
Orientadora – FURG



Prof. Dr. Antônio Goulart
FURG



Prof. Dr. Rodrigo Azzolin
FURG



Prof. Dr. Humberto Pinheiro
UFSM

“Dedico este trabalho ao meu pai Geraldo Zanotta “In Memoriam” e à minha mãe Maria Odete Zanotta, pois sem eles este trabalho e muitos dos meus sonhos não se realizariam”.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a DEUS por sempre atender minhas expectativas e permitir a realização desta grande conquista

Agradeço à minha noiva Cleana Zambelli pelo incentivo para inscrição no programa e que sempre me apoiou e compreendeu o significado dos estudos para mim. Peço desculpas pelos inúmeros finais de semana que deixei de estar ao seu lado para trabalhar ou estudar. Sou muito grato a sua família que também sempre me apoiou.

À minha família, principalmente nas pessoas dos meus pais, que sempre apoiaram e valorizaram os estudos dos filhos.

À minha orientadora professora Dra. Nísia Krusche que sempre acreditou em meu trabalho e teve grande paciência e boa vontade em solucionar minhas dúvidas.

Ao professor e irmão Dr. Daniel Zanotta, pelos comentários, sugestões e apoio durante a realização do trabalho.

Às colegas do Programa de Pós Graduação em Modelagem Computacional Mariely Anger e Camila e Silva Gomes, pelo auxílio no tratamento dos dados e pelas instruções com o modelo WRF.

Aos responsáveis pelo projeto do “Laboratório para Determinação da Característica de Saída e Projeto de Aerogerador de Pequeno Porte”, pela disponibilização e permissão de uso dos dados neste trabalho.

Aos meus colegas de trabalho, pelas trocas de horário que possibilitaram a realização das disciplinas do curso.

Finalmente, agradeço à Universidade Federal do Rio Grande (FURG) pela disponibilização da estrutura e por possibilitar a existência do Programa de Pós Graduação em Modelagem Computacional.

RESUMO

É crescente a preocupação a respeito de problemas ambientais provocados pelo aumento global do consumo de energia elétrica. Fontes energéticas limpas e renováveis tem sido uma alternativa viável para garantir o suprimento e, ao mesmo tempo, minimizar impactos ambientais. Nesse sentido, uma alternativa que vem ganhando bastante espaço é a geração eólica. O extenso litoral brasileiro é caracterizado por diversos locais com grande potencial eólico, os quais vêm sendo sistematicamente monitorados ao longo dos anos a fim de exploração. Em muitos desses locais já existem parques eólicos instalados, ou em instalação. A inconstância inerente à produção da energia vinda dos ventos faz necessária a permanência de modalidades de geração mais poluentes, ativadas apenas no caso de incapacidade do sistema eólico. Assim, a projeção do montante de energia que poderá ser gerada pelos aerogeradores é fundamental para o gerenciamento e otimização do sistema de distribuição. O presente trabalho propõe a utilização do modelo de mesoescala *Weather Research and Forecasting* (WRF) para simular a velocidade dos ventos em um local determinado, com o objetivo de estimar a quantidade de energia que pode ser produzida por aerogeradores instalados nesta localização. A metodologia utilizada no trabalho envolve a simulação com o modelo WRF da velocidade dos ventos em local onde existe uma torre anemométrica e um aerogerador com monitoramento de produção de energia. Os dados gerados pelo modelo foram comparados com as medições realizadas pela torre anemométrica. Após esta etapa, os dados foram aplicados em um polinômio que representa a curva de potência do aerogerador (potência x velocidade do vento), e os valores de energia resultantes, comparados com a energia efetivamente gerada pela máquina. Os resultados na representação do perfil do vento são satisfatórios quando comparados com as medições anemométricas, o que não ocorre em relação à produção de energia, onde, apesar de haver um aproximação razoável, pequenas variações do vento causam instabilidades na estimativa da energia gerada.

Palavras-chaves: *Previsão de Ventos, Energia Eólica, Modelo de Mesoescala WRF*

ABSTRACT

There is an increased concern about environmental problems caused by the global demand in the electric power consumption. Clean and renewable sources of energy have been playing an important role to guarantee the energy supply, and, at the same time, minimizing environmental impact. One example of this kind of energy that has been gaining enough space is wind farms generation. The large extent of Brazilian coast is characterized by several sites with great wind potential, which have been systematically monitored over the years aimed to energy exploitation. Many of these places already have wind farms, or are under installation. However, the instability inherent in this kind of energy production coming from winds forces producers to keep dirtier generation methods in the case of wind power failure. Thus, providing the amount of energy that can be generated by wind turbines is critical to the planning and management of the distribution system. The present work aims to use mesoscale model Weather Research and Forecasting (WRF) to simulate the speed of the winds in a determined place, with the purpose of estimating the amount of energy that can be produced by wind turbines installed in this location. The methodology used in the work involves the wind velocity simulation with the WRF model using an anemometric tower and a wind turbine with energy production monitoring. The data generated by the model was compared with the measurements provided by the anemometric tower. After this step, the resulting data was used to produce a polynomial fit that represents the power curve of the aerogenerator (power vs. wind speed), and the resulting energy values, compared to the energy actually generated by the machine. The results in the wind profile representation are satisfactory when compared with anemometric measurements, which does not occur in relation to the energy production. Even though it was found a reasonable approximation between forecast and actual wind, small wind variations cause instabilities in the estimation of the energy generated, preventing the model to estimate accurate predictions concerning energy production.

Keywords: *Forecast Winds, Wind Energy, WRF Mesoscale Model*

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	18
2. JUSTIFICATIVA	22
3. OBJETIVOS.....	25
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
4.1. Deslocamento de ar na superfície terrestre	26
4.2. A Transformação da Energia Eólica em Energia Elétrica.....	26
4.3. A Geração de Energia Elétrica	29
4.4. Tipos de Utilização de Sistemas de Geração	30
4.4.1. Sistema Isolado	30
4.4.2. Sistema Interligado	31
4.5. Característica dos Aerogeradores	31
4.6. Partes do Aerogerador.....	33
4.7. Mecanismos de Controle dos Aerogeradores:.....	34
4.7.1. Controle pela Variação de Passo das Pás.....	34
4.7.2. Controle por Estol	36
4.7.3. Controle por Estol Ativo	38
4.8. Parques Eólicos.....	38
4.9. Escolha do Local para Instalação dos Parques Eólicos.....	38
4.10. Fator de Capacidade	39
4.11. Requisitos para Conexão dos Parques ao Sistema Interligado Nacional (SIN)	40

4.12. Tipos de Previsão	41
4.13. Trabalhos Relacionados	42
5. METODOLOGIA	44
5.1. Materiais	44
5.2. Características do Aerogerador	47
5.3. Modelo de Mesoescala	49
5.3.1. Discretização Espacial.....	50
5.3.2. Coordenadas Verticais.....	51
5.4. Comparação dos Dados	52
5.5. Estimativa da Energia Gerada	53
5.6. Medições Estatísticas de Erro	55
6. SIMULAÇÕES	57
6.1. PRÉ-PROCESSAMENTO.....	61
6.2. PROCESSAMENTO PRINCIPAL	62
6.3. PÓS-PROCESSAMENTO	62
7. RESULTADOS E DISCUSSÕES	64
7.1. Cálculo da Energia Produzida	69
8. CONCLUSÃO	73
9. REFERÊNCIAS	75
10. ANEXOS	79
10.1. Método alternativo para o cálculo da energia gerada	79
10.1.1. Cálculo da Energia Produzida	81

10.2. Anexo A – Arquivo namelist.wps	84
10.3. Arquivo namelist.input.....	85
10.4. Arquivo namelist.ARWpost	87

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1-1- Panorama da geração eólica no mundo. À esquerda, os países que mais aumentaram sua capacidade instalada em geração eólica em 2016. À direita, os países com maior capacidade instalada em geração eólica acumulada até dezembro de 2016. Fonte: GWEC (2016).....20
- Figura 1-2 - Inserção de geração eólica no SIN. Índices que quantificam o tempo em que a geração eólica no SIN foi maior que 1,5%, 3%, 4,5%, 6%, 7,5% e 9% da carga do SIN no mês (ONS - Boletim Mensal de Geração Eólica, Junho/2017).....21
- Figura 2-1 – Evolução da Capacidade de Energia Eólica Instalada no Brasil no período de 2005 aos dias atuais (Dados Mensais ABEEólica, Junho/2017).22
- Figura 2-2 – Capacidade Instalada de geração de energia de fonte eólica em MW e número de parques eólicos por estado ao final de junho de 2017 (Dados Mensais ABEEólica, Junho/2017).....23
- Figura 2-3 – Geração Eólica prevista em vermelho e verificada em azul no sistema sul no dia 06/04/25016. As maiores discrepâncias ocorrem às 2h, onde a energia prevista ultrapassou em 600 MW ou 400% da verificada e às 19h, onde a verificada ultrapassou a prevista em 900 MW ou 550%. Fonte: LINS (2016).24
- Figura 4-1 – Ilustração das pás da hélice e rotor de um aerogerador.....27
- Figura 4-2 - Forma típica da curva de potência de um aerogerador, com indicativo das velocidades de início de geração, de potência nominal e de corte, como em Wind (2016).28
- Figura 4-3 – Exemplo de turbina eólica de eixo vertical e de eixo horizontal. Fonte: PUC RS – CE-Eólica.....32
- Figura 4-4 – Principais elementos de um aerogerador de eixo horizontal. Fonte: Cresesb (2008).34

Figura 4-5 – Detalhe do fluxo de ar aderente ao perfil das pás com controle pela variação do ângulo de passo. Fonte: Cresesb (2008).....	35
Figura 4-6 - Forma Típica da Curva de Potência de Aerogerador com Controle Passo. Fonte: Cresesb (2008).....	36
Figura 4-7 - Fluxo de ar no entorno das pás com controle por Estol. Fonte: Cresesb (2008).	37
Figura 4-8 - Forma típica da curva de potência de aerogerador com controle por Estol. Fonte: Cresesb (2008).....	37
Figura 4-9 – Fator de Capacidade Médio no SIN nos três últimos anos (ONS - Boletim Mensal De Geração Eólica Junho/2017).	40
Figura 5-1 - Localização da torre anemométrica. Adaptação de (Google, 2017).....	45
Figura 5-2 – Torre anemométrica com os equipamentos de medição. Foto: R. Zanotta (07/2017).	46
Figura 5-3 – Aerogerador ZM Bombas modelo 3kW em funcionamento. Foto: R. Zanotta (07/2017).	48
Figura 5-4 – Curva de potência do aerogerador ZM Bombas modelo 3kW conforme levantamento realizado em campo. Fonte: Projeto FURG-UFSM.....	49
Figura 5-5 – Representação da coordenada n ou sigma, acompanhando o relevo Fonte: Skamarock (2008).	52
Figura 5-6 – Diagrama do trabalho demonstrando as etapas do modelo e comparação dos resultados.	53
Figura 5-7 – Curva de potência gerada pelo polinômio de terceira ordem proposto e curva de potência real do aerogerador.	54
Figura 5-8 – Valores de potência real vs potência calculada pelo polinômio com as mesmas velocidades, verificando a concordância entre os mesmos.	55
Figura 6-1 – Grade 1 em verde com 1250 x 1250 km, grade 2 em amarelo com 405 x 405	

km e grade 3 em vermelho com 101 x 101 km. (Imagem Google 2017). ...58

Figura 6-2 – Pontos de medição do modelo na grade um (mais abrangente), grade dois e grade três (menos abrangente), todas centralizadas na FURG (Coordenadas em graus decimais).....	59
Figura 6-3 – Mapa com setas indicando módulo e direção do vento na grade 1 (Coordenadas em graus decimais).....	60
Figura 6-4 – Mapa com setas indicando módulo e direção do vento na grade 2 (Coordenadas em graus decimais).....	60
Figura 6-5 – Mapa com setas indicando módulo e direção do vento na grade 3 (Coordenadas em graus decimais).....	61
Figura 7-1 – Velocidade do vento simulado e medido em 12 m.	65
Figura 7-2 – Medições de velocidade do vento vs valores do modelo a 12 m.....	66
Figura 7-3 - Velocidade do vento simulado e medido em 28 m.	67
Figura 7-4 - Medições de vento vs valores do modelo a 28 m.....	67
Figura 7-5 – Energia efetivamente gerada e energia calculada com dados de vento do modelo.....	69
Figura 7-6 – Energia efetivamente gerada e energia calculada com dados de vento do modelo (Acumulados).....	70
Figura 7-7 - Energia efetivamente gerada e energia calculada com dados das medições de vento.....	71
Figura 7-8 - Energia efetivamente gerada e energia calculada com dados das medições de vento (Acumulados).....	71
Figura 10-1 - Velocidade do vento simulado com fator de correção e medido em 12m	79
Figura 10-2 - Velocidade do vento simulado com fator de correção e medido em 28m	80
Figura 10-3 - Medição de vento vs modelo com correção a 12m	80

Figura 10-4 - Medição de vento vs modelo com correção a 28m	81
Figura 10-5 – Energia efetivamente gerada e Energia Calculada	82
Figura 10-6 – Energia Gerada e Energia Calculada (Acumulados)	82
Figura 10-7 - Energia Calculada com medições da torre e Energia Calculada com dados do modelo.....	83
Figura 10-8 - Energia Calculada com medições da torre e Energia Calculada com dados do modelo (Acumulados).....	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 7-1 – Índice de correlação entre medições instantâneas, em médias de 20 minutos e em médias de 60 minutos da torre anemométrica e dados do modelo.	64
Tabela 7-2 – Resultados estatísticos de erros. EAM – Erro Absoluto Médio, EAR – Erro Absoluto Relativo, EQM – Erro Quadrático Médio, EQR – Erro Quadrático Relativo.....	68
Tabela 7-3 – Velocidades médias do modelo (m/s) comparadas com as medidas na torre anemométrica.....	68
Tabela 7-4 – Resultados estatísticos de erros para a energia calculada com os dados fornecidos pelo modelo	72
Tabela 7-5 – Comparativo de energias acumuladas ao longo do mês.....	72
Tabela 10-1 – Velocidades médias do modelo e medidas.....	79
Tabela 10-2 – Resultados estatísticos de erros com fator de correção.....	81
Tabela 10-3 – Resultados estatísticos de erros para a energia gerada.....	84
Tabela 10-4 – Comparativo de energias acumuladas ao longo do mês.....	84

LISTA DE SÍMBOLOS

A	área [m ²]
Ec	Energia Cinética [Kg/ m.s ³]
Eg	Energia Gerada [kW.h]
FC	Fator de Capacidade [%]
P	Potência do vento [W]
Pn	Potência do nominal [kW]
Ph	Pressão em cada nível [Pa]
Pht	Pressão no topo da atmosfera [Pa]
Phs	Pressão na superfície [Pa]
V	Velocidade do vento [m/s]

Símbolos gregos

ρ	Massa específica do ar [kg/ m ³]
η	Coordenada sigma [adimensional]

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ONS	Operador Nacional do Sistema
SIN	Sistema Interligado Nacional
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
CCEE	Câmara de Comercio de Energia Elétrica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
THD	Taxa de Distorção Harmônica
FNL	Final Analysis GFS
FURG	Universidade Federal do Rio Grande
WRF	Weather Research and Forecasting
WPS	WRF Preprocessing System
CPTEC	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
USGS	United States Geological Survey
GrADS	Analisador de Grade e Sistema de Exibição
EAM	Erro Absoluto Médio
EAR	Erro Absoluto Relativo
EQM	Erro Quadrático Médio
EQR	Erro Quadrático Relativo

1. INTRODUÇÃO

Energia elétrica é uma forma de energia baseada na existência de diferença de potencial elétrico entre dois pontos, que permite estabelecer uma corrente elétrica entre ambos. Através de transformações apropriadas é possível converter essa energia em outras formas, como movimento ou calor, seguindo elementos da conservação da energia. Esta é uma das formas de energia mais utilizadas na atualidade, dada a sua facilidade de transporte e baixo índice de perda energética durante conversões. Embora as máquinas elétricas estejam cada vez mais eficientes, é sempre necessário aumentar as matrizes energéticas, seja para suprir a crescente demanda ou mesmo para substituir fontes ultrapassadas e pouco eficientes, como geradores a diesel.

Dentre as fontes de energia mais utilizadas, estão as usinas termoeletricas à carvão, gás natural e petróleo, fontes altamente poluentes e de origem não renovável. Neste contexto, visando minimizar os danos causados por essas fontes e evitar o total esgotamento energético, tem-se investido em formas de energia limpas, ou seja, que utilizam recursos naturais como o vento, o sol ou mesmo a movimentação natural da água. Dentre os recursos naturais disponíveis, o vento tem se mostrado um dos mais atrativos para a geração de energia minimizando impactos ambientais.

O sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil é realizado por uma rede de linhas de transmissão que se espalha por todo o território nacional, possuindo mais de 100 mil km de extensão (ONS, 2016). A função destas linhas é levar a energia elétrica das usinas geradoras até as empresas distribuidoras, e, por fim, até o consumidor final.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema formado por empresas geradoras e transmissoras de energia elétrica das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Atualmente, o SIN atende 98,3% de toda a energia demandada no país, e o restante, que se encontra fora do SIN, é atendido por pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. Como o sistema é todo interligado, mesmo que haja problema em uma das empresas de geração ou em uma das linhas de transmissão, ele, na maior parte dos casos, continuará em funcionamento pleno (ONS, 2016).

Segundo o Balanço Energético Anual ano base 2016, as principais fontes de energia utilizadas no Brasil são as advindas de petróleo e seus derivados, respondendo por 36,5%, seguido por biomassa de cana com 17,5%, hidráulica com 12,6% e gás natural com 12,3% (EPE, 2017). Com relação a geração especificamente de energia elétrica, a fonte principal é a hidráulica, respondendo por 68%, seguida pelas térmicas à gás natural com 9,1%, à biomassa com 8,2% e eólica com 5,4% (EPE, 2017).

Atualmente, a energia eólica é a fonte de energia que mais cresce no Brasil. Segundo relatório da *Global Wind Energy Council (GWEC)* de 2016, o Brasil está entre os dez países que mais aumentou sua capacidade eólica instalada, com 2,014MW, representando 3,7% da energia eólica instalada no mundo em 2016. Apesar do Brasil ter levado mais tempo do que outros países para intensificar os investimentos em energia eólica, ele também está na lista dos dez países com maior capacidade instalada acumulada, com 10.740 MW, representando 2,2% da energia eólica produzida no mundo, conforme Figura 1-1.

Ainda hoje, as principais fontes de energia são passíveis de armazenamento, o que é uma grande vantagem perante outras formas de geração, como a eólica ou solar, que, por outro lado, são consideradas mais limpas e de menor impacto ambiental. Por esse motivo, a prioridade na utilização inicia pelas que possuem fontes primárias de energia não armazenáveis. Se existe energia disponível, ela é totalmente injetada no SIN.

As formas de geração mais poluentes são as usinas termoelétricas, que permanecem preparadas para utilização imediata, sempre que há aumento de demanda. Usinas termoelétricas altamente poluentes podem permanecer totalmente desligadas, mas continuam sendo necessárias para garantir o suprimento em tempos de maior consumo energético e seca.

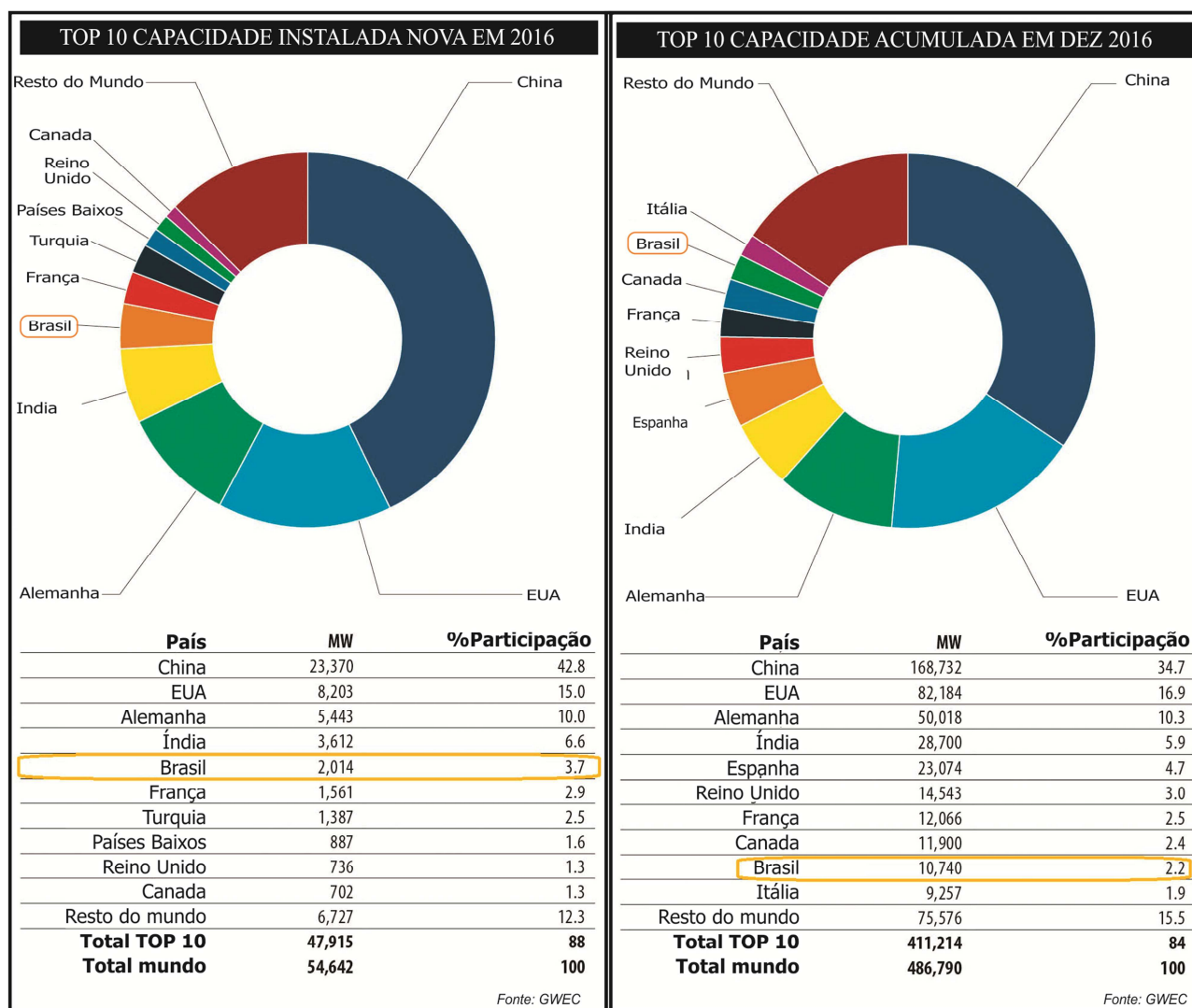


Figura 1-1- Panorama da geração eólica no mundo. À esquerda, os países que mais aumentaram sua capacidade instalada em geração eólica em 2016. À direita, os países com maior capacidade instalada em geração eólica acumulada até dezembro de 2016. Fonte: GWEC (2016).

A Figura 1-2 quantifica o tempo em que a geração de fonte eólica foi capaz de atender um determinado percentual da carga SIN. As barras em verde claro, por exemplo, demonstram o percentual de tempo em que a geração eólica atendeu a mais de nove por cento da carga total do sistema. Observa-se que na média, em mais de dez por cento do tempo dos últimos 12 meses a matriz eólica brasileira foi capaz de atender a mais de 9% da carga demandada pelo SIN. Os picos de participação acontecem normalmente em momentos de baixa demanda do SIN, uma vez que a prioridade no uso é sempre das fontes menos poluentes e não armazenáveis.

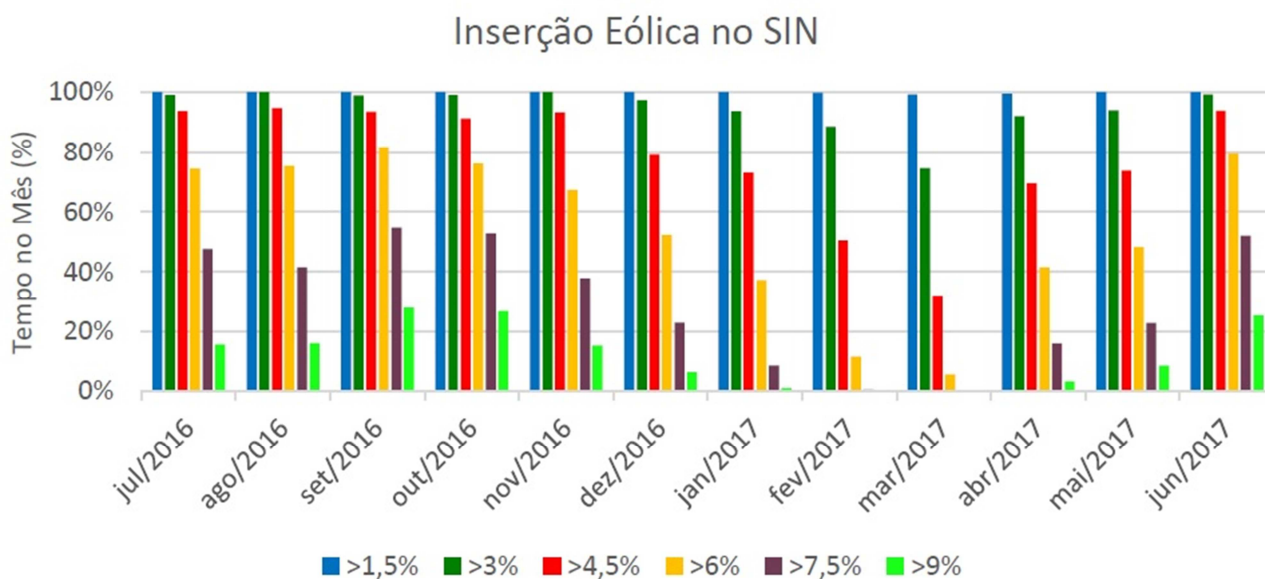


Figura 1-2 - Inserção de geração eólica no SIN. Índices que quantificam o tempo em que a geração eólica no SIN foi maior que 1,5%, 3%, 4,5%, 6%, 7,5% e 9% da carga do SIN no mês (ONS - Boletim Mensal de Geração Eólica, Junho/2017).

Para que exista o comprometimento de disponibilidade de carga, são realizados contratos entre as geradoras e as distribuidoras. Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica são contratos bilaterais realizados entre as geradoras e distribuidoras, onde o objeto é a compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada. Dependendo do contrato, quando a energia não é o suficiente, os custos com aquisição de energia no Mercado de Curto Prazo (normalmente mais dispendiosa e advinda de fontes térmicas), pode ser das geradoras, quando não conseguem produzir a quantidade de energia contratada, ou das distribuidoras, quando o contrato prevê a entrega por disponibilidade ou quando a demanda por energia supera as expectativas e previsões (CCEE, 2016).

2. JUSTIFICATIVA

Com o grande incremento de parques eólicos instalados, em instalação ou em projeto no Brasil, conforme pode ser observado no boletim mensal da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) mostrado na Figura 2-1 e a capacidade instalada por estado ao final de junho de 2017 na Figura 2-2, torna-se cada vez mais indispensável o uso de ferramentas para estimar a quantidade de energia que poderá ser disponibilizada. Um dos motivos é justamente para que seja possível realizar contratos mais vantajosos entre empresas geradoras de energia eólica e distribuidoras, é muito importante que exista uma previsibilidade da energia que poderá ser entregue e vendida, e quanto mais confiável for esta estimativa, melhor será para os envolvidos. Por um lado a geradora, que poderá se comprometer com a entrega de uma quantidade maior de energia e por outro a distribuidora, que poderá realizar contratos menores com empresas que produzem energia elétrica através de fontes não renováveis.

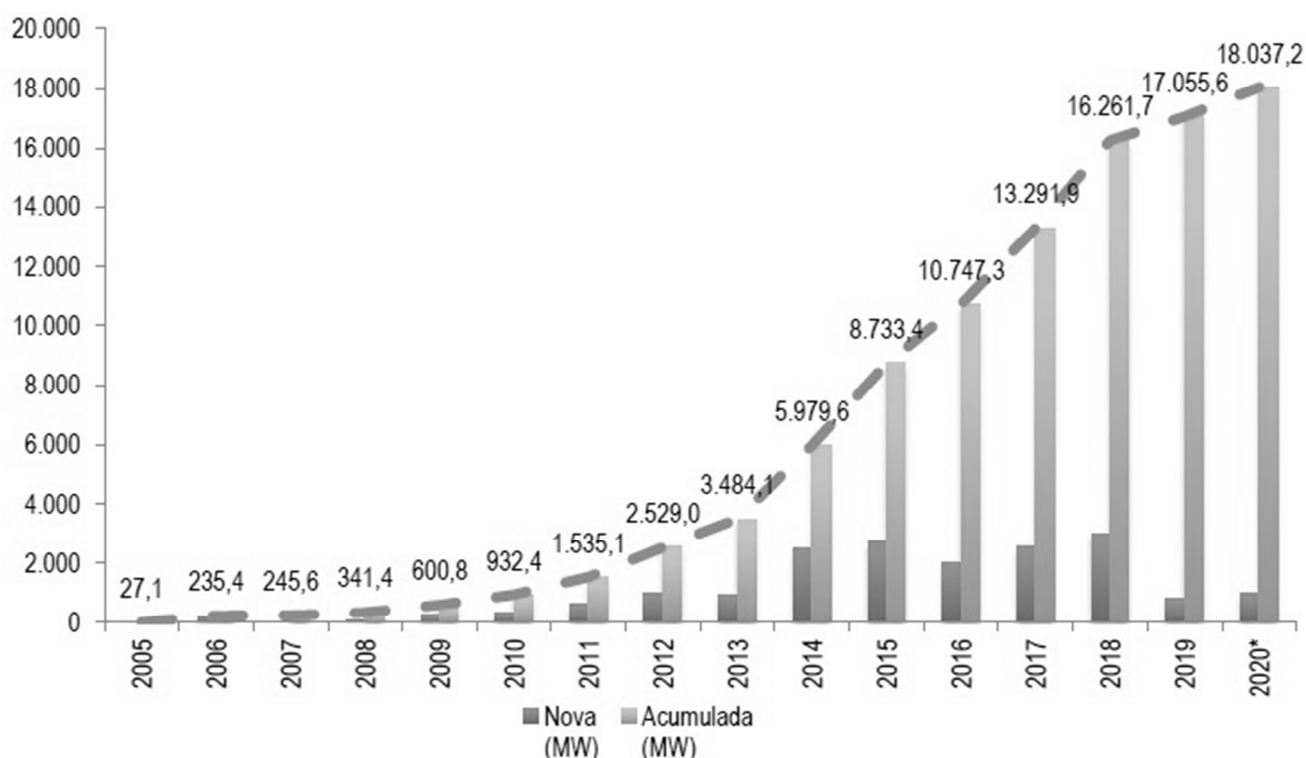


Figura 2-1 – Evolução da Capacidade de Energia Eólica Instalada no Brasil no período de 2005 aos dias atuais (Dados Mensais ABEEólica, Junho/2017).

Além das empresas geradora e distribuidoras, a ONS também necessita de uma

previsão da produção de energia com antecipação, a fim de equilibrar a energia gerada pelas diversas fontes de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do SIN.

O gráfico da Figura 2-2, demonstra também que o estado do Rio Grande do Sul está entre os quatro estados brasileiros com maior capacidade instalada, e o segundo estado em número de parques, o que eleva ainda mais a necessidade de existir uma ferramenta confiável para a previsão da disponibilidade de energia para a região sul.

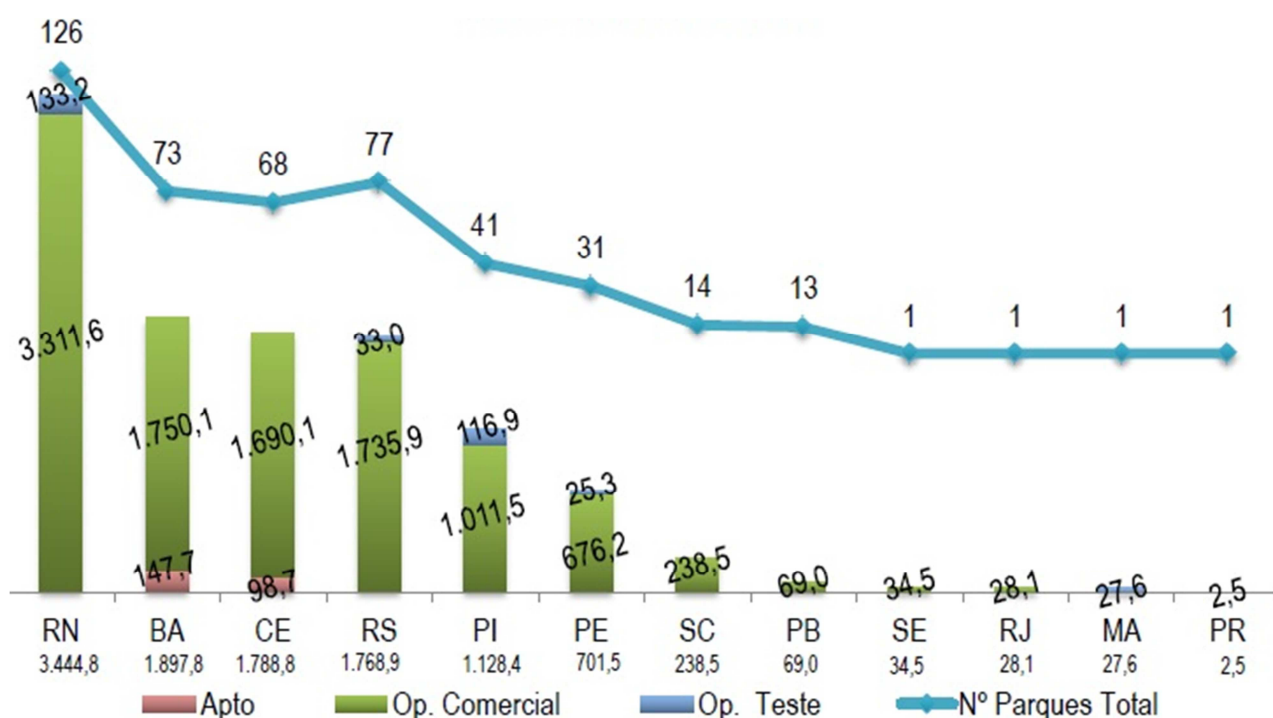


Figura 2-2 – Capacidade Instalada de geração de energia de fonte eólica em MW e número de parques eólicos por estado ao final de junho de 2017 (Dados Mensais ABEEólica, Junho/2017).

A energia eólica é das fontes de energia de mais difícil previsibilidade, pois pequenas flutuações nas estimativas de ventos podem gerar grandes diferenças na energia efetivamente gerada. Atualmente, as previsões da ONS são horárias, provenientes do modelo numérico regional ETA com resolução espacial de 15 km, processado no Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, sendo realizado apenas para alguns parques específicos. Mesmo utilizando uma previsão de curto prazo, em alguns casos os erros são bastante significativos, como pode-se observar na Figura 2-3. O que foi gerado pela usina (azul) e o que foi previsto (vermelho) apresentam

discordâncias significativas em alguns períodos analisados.

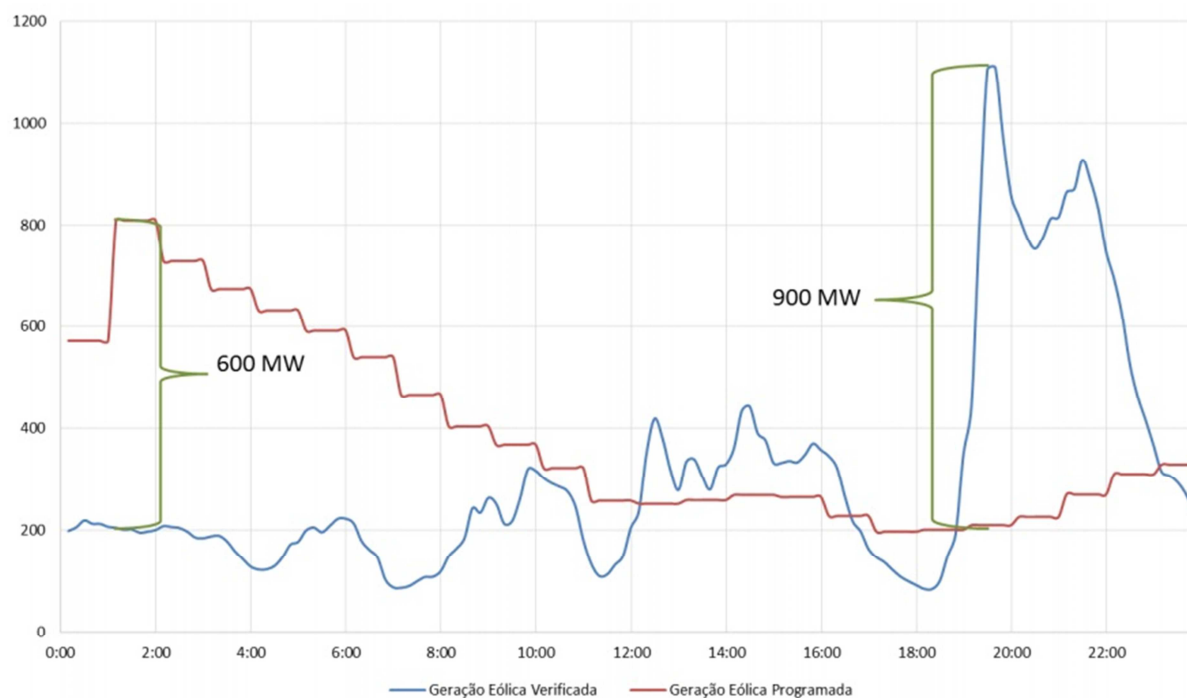


Figura 2-3 – Geração Eólica prevista em vermelho e verificada em azul no sistema sul no dia 06/04/25016. As maiores discrepâncias ocorrem às 2h, onde a energia prevista ultrapassou em 600 MW ou 400% da verificada e às 19h, onde a verificada ultrapassou a prevista em 900 MW ou 550%. Fonte: LINS (2016).

Em função do exposto anteriormente, é muito importante que haja uma estimativa precisa da quantidade de energia a ser disponibilizada por uma determinada fonte, onde a energia eólica poderia ser classificada como das de mais complexa previsão, pois conforme já mencionado, é uma fonte de difícil armazenamento e muito dependente das condições meteorológicas. Com a falta ou imprecisão destas previsões, a compra de energia no mercado de curto prazo (fontes mais poluentes) torna-se inevitável, e conseqüentemente gera grandes prejuízos para empresas geradoras e distribuidoras, além dos impactos ambientais.

3. OBJETIVOS

O presente trabalho propõe a avaliação do desempenho de um modelo computacional de mesoescala para realizar estimativas de geração de energia elétrica por aerogeradores.

Os testes e posterior validação do modelo para uso nas previsões de geração de energia elétrica utilizarão parâmetros físicos e climáticos gerados pelo próprio modelo, que serão comparados com dados meteorológicos registrados e, por fim, será feita a comparação com a quantidade de energia gerada nos períodos analisados.

Pretende-se levar em conta os parâmetros mais importantes relacionados com a geração de energia em uma determinada modalidade, conforme documentação bibliográfica, testando sua correlação com os registros de produção do período correspondente.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1. Deslocamento de ar na superfície terrestre

O vento é o movimento horizontal do ar, devido às diferenças de pressão atmosférica entre regiões distintas. As diferenças de pressão estão associadas ao aquecimento diferencial da superfície da Terra. O aquecimento não é igual entre os polos e as áreas mais próximas do Equador, o que origina diferenças de pressão e deslocamento entre estas zonas. Esta circulação de vento seria sempre perpendicular às linhas de mesma pressão se não houvesse desvios provocados pelo atrito. Existem ventos locais que representam circulação em determinadas regiões, como é o caso das brisas. As brisas têm origem em diferenças térmicas, por efeito de aquecimento ou arrefecimento desigual das superfícies terrestres. As brisas mais comuns podem ser divididas em brisa marítimas-terrestre e brisa de vale-montanha (Schroeder, 1970).

4.2. A Transformação da Energia Eólica em Energia Elétrica

A produção de energia elétrica através da fonte eólica baseia-se no seguinte princípio: uma certa energia cinética é disponibilizada pela movimentação de uma massa volumétrica de ar ρ com uma velocidade V na altura do rotor da máquina. Essa energia pode ser expressada pela equação 4.1.

$$E = \frac{1}{2} \rho V^2 \quad 4.1$$

Essa energia cinética dos ventos, ao passar pelas hélices do aerogerador, as impulsionam, e é transformada em energia mecânica. A potência mecânica pode ser calculada multiplicando-se a energia cinética pela área total de passagem do ar e pela sua velocidade, obtendo-se a equação 4.2.

$$P = AEV = \frac{1}{2} A\rho.V^3 \quad 4.2$$

sendo:

- P = potência do vento [W]
- ρ = massa específica do ar [kg/m^3]
- A = área da seção transversal do trajeto das pás [m^2]
- V = velocidade do vento [m/s]

A energia mecânica promove a movimentação do rotor, e este, por um processo de indução eletromagnética, transforma a energia mecânica de rotação em energia elétrica. A Figura 4-1 ilustra os elementos hélice e rotor de um aerogerador.

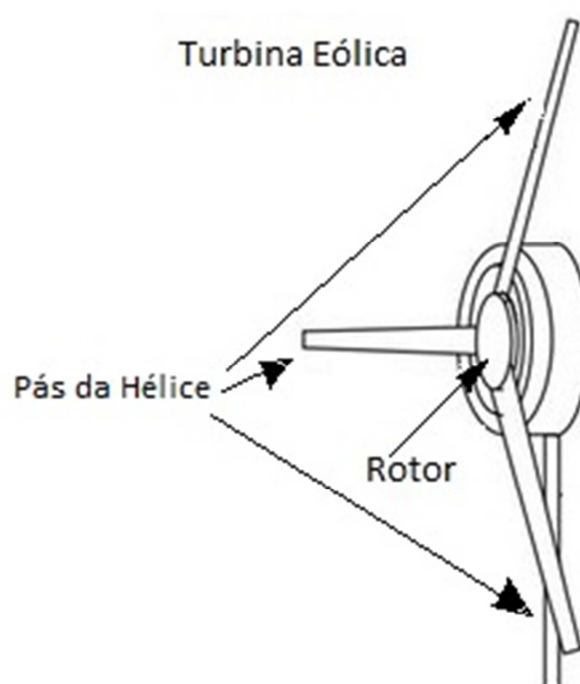


Figura 4-1 – Ilustração das pás da hélice e rotor de um aerogerador.

A Figura 4-2 apresenta a forma típica da curva de potência de um aerogerador. Pela análise simplificada da equação 4.2, percebe-se que a potência é muito dependente da velocidade do vento, pois varia em razão cúbica desta. Esta dependência acentua-se na zona entre o início da geração até o ponto de geração em potência nominal (entre 3,5 e 14 m/s), onde uma pequena variação na velocidade do vento pode provocar uma grande variação na produção de energia.



Figura 4-2 - Forma típica da curva de potência de um aerogerador, com indicativo das velocidades de início de geração, de potência nominal e de corte, como em Wind (2016).

Para esta parte da curva, uma pequena variação entre a previsão do vento e a realidade trará uma grande variação da previsão de geração de energia. Por outro lado, para velocidades de vento superiores à necessária para a geração de energia em potência nominal, um erro pequeno na previsão não traria reflexos na geração de energia.

A curva de velocidade versus potência apresentada na Figura 4-2, além de evidenciar a grande dependência da variação da potência em função da variação da velocidade, também apresenta as zonas de *cut-in*, *cut-out*. Com velocidades de vento muito baixas, não há força exercida pelo vento sobre as lâminas de turbina que seja suficiente para fazê-los rodar. À medida que a velocidade aumenta, a turbina começa a rodar e gerar energia elétrica. A esta velocidade se dá o nome de *velocidade de cut-in*, e acontece tipicamente entre 3 e 4 metros por segundo. À medida que a velocidade do vento se eleva acima do nível de *cut-in*, a quantidade de energia gerada sobe rapidamente, como mostrado no gráfico. No entanto, normalmente entre 12 e 17 metros por segundo, a potência atinge o limite que o gerador elétrico é capaz de operar. Este limite para a saída do gerador é chamado de potência nominal e a velocidade do vento em que esta é alcançada é chamada velocidade do vento para potência nominal.

Caso a velocidade do vento aumente ainda mais, o desenho da turbina está disposta de modo a limitar a energia para este nível máximo e não há nenhum novo aumento na potência de saída. Como isso é feito varia de projeto para projeto, mas tipicamente com grandes turbinas são ajustados os ângulos de lâmina, de modo a manter a energia no nível constante. Conforme a velocidade do vento vai aumentando, as forças sobre a estrutura da turbina continuam se elevando, e em um dado momento, poderia haver risco de danos para o rotor. Quando a velocidade do vento aumenta acima da velocidade para qual o gerador foi projetado, um sistema de frenagem é acionado para levar o rotor a uma paralisação. A esta velocidade, é dado o nome de *velocidade de cut-out*, e acontece geralmente em cerca de 25 metros por segundo.

4.3. A Geração de Energia Elétrica

O princípio da geração de energia elétrica em uma turbina eólica segue o mesmo princípio dos geradores comuns, ou seja, várias bobinas são dispostas em arranjo circular em torno do eixo do rotor, que é equipado com um ímã permanente natural ou eletroímã. O torque gerado no eixo produz movimento assim como a variação da polaridade nas bobinas e, em cada uma delas, a variação do campo magnético gerará energia elétrica.

Os aerogeradores utilizam a energia cinética presente nos ventos, que ao ser extraída, provoca a perda de velocidade e energia presentes no mesmo. Nenhum gerador consegue extrair toda a energia presente no vento, pois, caso acontecesse, a velocidade do vento que deixa a turbina seria nula, ou seja, haveria a parada total do ar em deslocamento. Para isso acontecer, seria necessário utilizar um bloqueador que cobrisse 100% da área de passagem ao invés das pás, o que impossibilitaria o giro do rotor e não existiria conversão de energia cinética em mecânica. No extremo, para que não haja extração da energia cinética do vento, não poderia existir nenhum bloqueio a sua passagem, o que também inviabilizaria a conversão de energia cinética em mecânica.

Entre estes dois extremos há um valor em que a conversão de energia cinética dos ventos em energia mecânica é mais eficiente, que corresponde à captação de cerca de 2/3 da energia cinética do vento, ou simplesmente a perda de 2/3 da velocidade do vento incidente na turbina. Este valor é um limite teórico conhecido como Lei de Betz ou limite de Betz. Este valor não tem relação com a eficiência do aerogerador, mas sim com a

natureza da transformação, e é referente a uma formulação de 1919, realizada pelo físico Albert Betz. A Lei de Betz estabelece que a conversão de energia cinética dos ventos em energia mecânica, por aerogeradores, possui um limite de $16/27$ (59%). (Energias Renováveis, 2016).

Como a potência varia com o cubo da velocidade do vento, e proporcionalmente com a densidade do ar, a maior parte da energia eólica possível de ser convertida, está localizada acima da velocidade média do vento de projeto. Para a produção de energia elétrica em grande escala só locais com valores de velocidades médias anuais superiores a 6 m/s são interessantes; abaixo deste valor já não existe viabilidade para este tipo de aplicações (Energias Renováveis, 2016). A velocidade à qual os aerogeradores começam a girar situa-se entre 3 e 5 m/s, sendo que a geração de energia será significativa apenas a partir de 5m/s, pois com velocidades inferiores, a energia cinética presente no vento é muito baixa (Energias Renováveis, 2016). Os valores para os quais os aerogeradores são mais eficientes estão entre 9 e 10 m/s, entretanto, os equipamentos podem ser projetados para uma eficiência máxima em outras faixas de velocidades de vento, dependendo da velocidade média do local da instalação do mesmo. (Energias Renováveis, 2016). Ventos constantes e fortes são desejáveis, porém é necessário controlar os excessos para evitar danos nas peças da turbina. Para isso, existem dois tipos de controle para aerogeradores: Pela variação do ângulo de passo das pás da hélice ou pelo ajuste das perdas aerodinâmicas nas mesmas.

4.4. Tipos de Utilização de Sistemas de Geração

Um sistema de geração de energia pode ser utilizado de forma isolada, onde é a única forma de geração de energia, ou de forma interligada à rede, onde sua energia é jogada no sistema interligado e consumida em qualquer ponto abastecido pelo sistema.

4.4.1. Sistema Isolado

Os sistemas isolados são geralmente de pequeno porte e normalmente utilizam alguma forma de armazenamento da energia, podendo ser em baterias ou mesmo na forma de energia potencial gravitacional, como por exemplo armazenando água bombeada em reservatórios elevados. Em certos tipos de utilização, não há a

necessidade de armazenamento, como no caso de aquecimento de água para piscinas, onde toda a água aquecida é jogada diretamente na piscina, ou em sistemas de irrigação, onde toda água bombeada é diretamente consumida.

Quando a energia é armazenada em baterias, é necessário utilizar dispositivos para controlar a carga e descarga das baterias. A principal característica do controlador de carga, e justamente não deixar que o sistema de armazenamento seja danificado por sobrecargas ou cargas extremamente baixas. Como as baterias armazenam em corrente contínua (CC), para a alimentação de equipamentos que operam em corrente alternada (CA), é necessário a utilização de inversores de frequência. Atualmente, existem equipamentos que cumprem as duas funções, ou seja, de controlador de carga e inversor de frequência.

4.4.2. Sistema Interligado

Os parques eólicos ou mesmo sistemas de geração de maior porte, são normalmente interligados à rede, onde não é necessário a existência de sistemas de armazenamento, pois toda a energia gerada é disponibilizada no sistema interligado, e poderá ser consumido em qualquer unidade também interligada ao sistema, assim como nos momentos em que a ou as unidades de geração não estiverem funcionando, as cargas normalmente atendidas pelos geradores locais poderão utilizar a energia disponibilizada pelo sistema interligado.

Os sistemas eólicos interligados ao SIN, por se tratarem de um tipo de geração distribuída (onde várias fontes localizadas em diferentes regiões geram e jogam a energia no mesmo sistema, que será consumida por diversas cargas também localizadas em regiões diversas), apresentam outras vantagens, como redução de perdas e diminuição da necessidade de investimentos em linhas de transmissão, pois as fontes estão mais próximas das cargas.

4.5. Característica dos Aeroogeradores

Com relação às turbinas eólicas, sua principal classificação é pelo tipo de eixo, que pode ser horizontal ou vertical. As horizontais precisam de mecanismos direcionais, pois devem ser posicionadas de forma perpendicular à direção do vento, para possibilitar a máxima captação de energia. As turbinas verticais não necessitam destes mecanismos,

além de possuir a vantagem da transmissão e do gerador ficarem no solo, porem são muito menos eficientes (Custódio, 2009).



Figura 4-3 – Exemplo de turbina eólica de eixo vertical e de eixo horizontal. Fonte: PUC RS – CE-Eólica.

As turbinas de eixo vertical praticamente não são utilizadas, pois apresentam baixa eficiência e possuem baixas alturas em relação ao solo, onde o vento possui menor velocidade. Numa turbina com eixo horizontal, o número de pás que a hélice possui é normalmente ímpar, por razões de estabilidade. Caso fosse utilizado um número par, quando uma pá estivesse no ponto mais alto, haveria outra no ponto mais baixo, gerando um torque superior no rotor. Os aerogeradores de eixo horizontal são os mais utilizados no mundo, e praticamente os únicos que são utilizados em parques eólicos no Brasil. Assim, o restante do trabalho se limitará a este tipo de equipamento.

4.6. Partes do Aerogerador

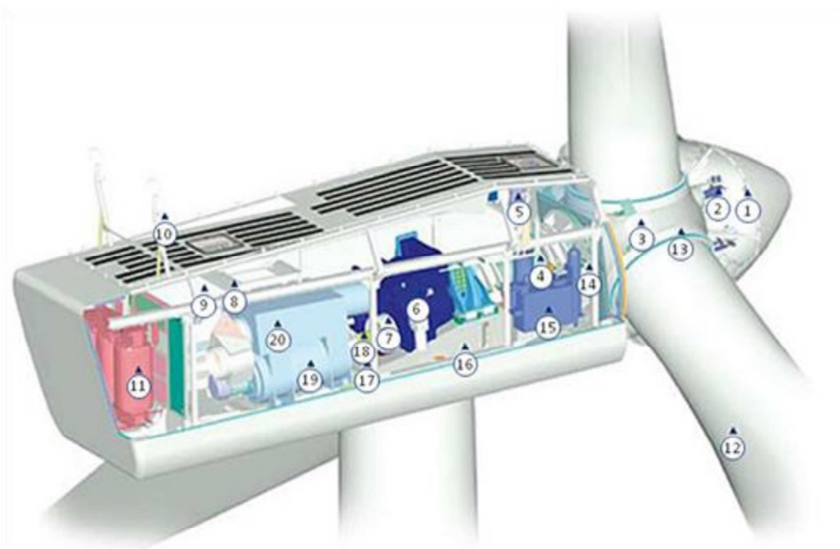
O aerogerador de eixo horizontal pode ser decomposto nos seguintes conjuntos:

Rotor: O rotor é composto pelas pás, pelo sistema de controle de potência das pás, pelo cubo e pelo eixo principal. Um fixado ao outro e o último fixado à nacela. O conjunto do rotor é responsável por transformar a energia cinética dos ventos, em energia mecânica, e levar esta energia até o gerador no interior da nacela. Nos aerogeradores que utilizam controle de velocidade por passo, as pás possuem um motor na base, para possibilitar o giro da mesma, modificando assim o ângulo de ataque.

Nacela: É o núcleo do aerogerador. Trata-se de uma caixa montada sobre a torre, que abriga o gerador, mecanismos de controle, de medição do vento, motores para rotação para melhorar o posicionamento das pás em relação ao vento, sistema de freios, caixa multiplicadora dentre outros equipamentos, e também serve para a fixação do rotor ao restante do sistema.

Torre: A torre é responsável por sustentar todo o mecanismo girante (rotor) e a nacela na altura projetada para seu funcionamento. As primeiras torres eram construídas em treliças de metal, mas com a necessidade de se usar aerogeradores de maior potência, pás maiores e mais pesadas e com a nacela mais alta para captar ventos mais fortes, foi necessário a adoção de materiais mais resistentes. Hoje as torres são em sua maioria tubulares, confeccionadas em aço ou concreto (Cresesb, 2008).

Os principais elementos dos aerogeradores de eixo horizontal são mostrados na Figura 4-4.



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

Figura 4-4 – Principais elementos de um aerogerador de eixo horizontal. Fonte: Cresesb (2008).

4.7. Mecanismos de Controle dos Aerogeradores:

Para controlar o excesso de velocidade do vento, prevenir eventuais danos nos aerogeradores e principalmente manter a frequência da energia gerada estável, estes dispõem de mecanismos de controle de potência, sendo por variação do ângulo das pás (“*pitch*”), pela projeção das perdas aerodinâmicas destas (“*Estol* ou *stall*”), ou de um terceiro modo, sendo a combinação dos dois primeiros.

4.7.1. Controle pela Variação de Passo das Pás

No caso do controle pela variação do ângulo das pás, trata-se de um sistema ativo, que funciona com informações geradas pelo sistema de controle. Quando a potência

nominal do gerador é ultrapassada, em função do aumento da velocidade do vento, o mecanismo de controle envia um comando para que as pás do aerogerador girem em torno do seu eixo, mudando o ângulo de ataque do vento. Esta alteração do ângulo diminui a relação de transformação da energia eólica em energia mecânica, fazendo com que o aerogerador produza potência nominal mesmo com ventos superiores ao nominal.

Sob qualquer condição de vento, o escoamento no entorno das pás é bastante aderente, como pode ser observado na Figura 4-5, o que produz sustentação aerodinâmica e baixas forças de arrasto.

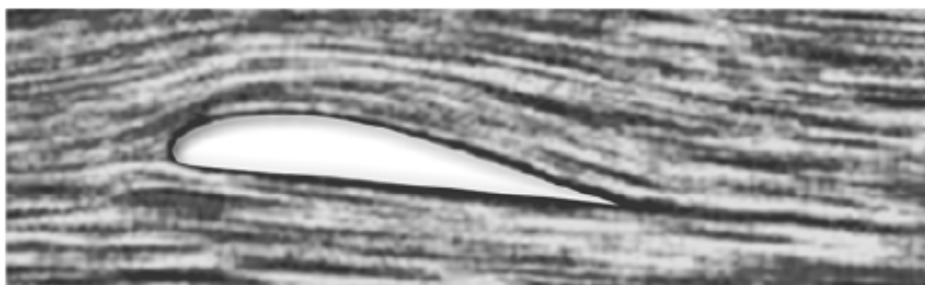


Figura 4-5 – Detalhe do fluxo de ar aderente ao perfil das pás com controle pela variação do ângulo de passo. Fonte: Cresesb (2008).

Aerogeradores com controle de passo, apesar de mais sofisticados, pois necessitam de um sistema de controle robusto, possuem algumas vantagens se comparados com os que utilizam controle por Estol. Estão entre as vantagens, o controle da potência ativa sob qualquer condição de vento, maior produção de energia com as mesmas condições, não exige a utilização de grandes freios. Quando necessário diminuir a velocidade, basta alterar o passo ou em casos extremos de cargas baixas e ventos fortes, possibilita a posição de embandeiramento (CRESESB, 2008). A posição de embandeiramento nada mais é do que a posição em que as pás do aerogerador estão em posição neutra e não promovem o giro do rotor.

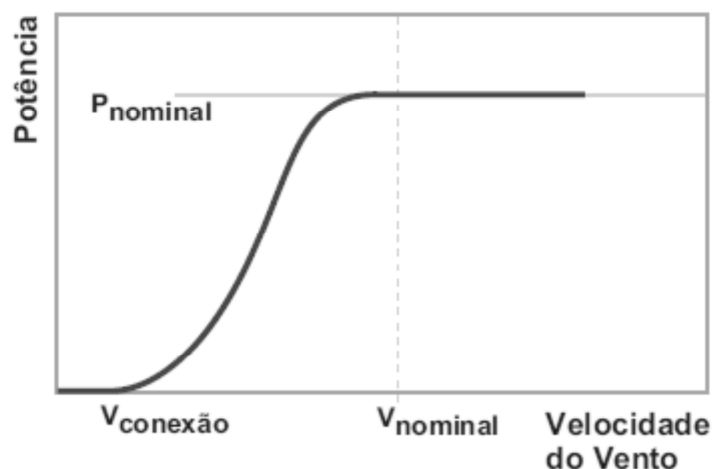


Figura 4-6 - Forma Típica da Curva de Potência de Aerogerador com Controle Passo. Fonte: Cresesb (2008).

4.7.2. Controle por Estol

Já o controle por Estol é um sistema passivo que reage ao aumento da velocidade do vento. As pás do rotor são projetadas de forma a produzir uma turbulência na parte posterior das mesmas, o que aumenta com a velocidade do vento, havendo perda de sustentação e conseqüentemente perda de energia mecânica no rotor. Ao contrário do controle por passo, as pás são fixas e seu projeto aerodinâmico é que confere esta propriedade de eliminar o excesso de energia dos ventos e transmitir somente o necessário para o rotor. Por tratar-se de um sistema passivo, é muito mais simples do que o sistema de controle por ângulo de passo, o que torna a implantação e a manutenção deste tipo de aerogerador menos dispendiosa. A grande desvantagem é a geração excessiva de vibrações e ruídos, causada pela própria turbulência gerada (Koto, 2009).

Em qualquer condição de vento superior ao nominal, o fluxo no entorno das pás é descolado da superfície, como pode ser observado na Figura 4-7, gerando forças de arrasto muito maiores e menos forças de sustentação, o que justamente faz com que o rotor não gire mais rápido do que deveria (CRESESB, 2008).

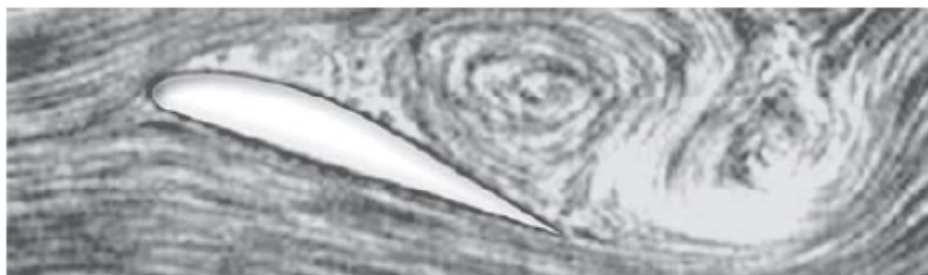


Figura 4-7 - Fluxo de ar no entorno das pás com controle por Estol. Fonte: Cresesb (2008).

Aerogeradores com controle por Estol, mesmo sendo mais simples, possuem algumas vantagens em relação aos com controle de passo, como a inexistência de controle ativo, menor quantidade de peças móveis, o que gera menos manutenção e principalmente a maior confiabilidade do controle de potência, visto que não necessita de nenhum outro sistema atuando em conjunto.

A tecnologia mais utilizada nos parques já construídos é o controle por Estol, principalmente pela sua simplicidade. A velocidade do rotor deve ser constante e quem fixa esta velocidade é o próprio gerador de indução que está diretamente acoplado à rede.

Na Figura 4-8, pode-se observar o gráfico típico de potência e velocidade do vento em aerogeradores com controle por Estol.

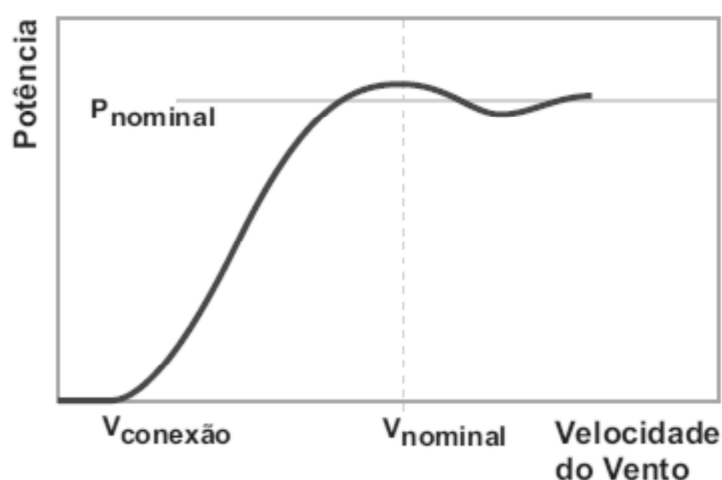


Figura 4-8 - Forma típica da curva de potência de aerogerador com controle por Estol. Fonte: Cresesb (2008).

4.7.3. Controle por Estol Ativo

Recentemente, foi desenvolvido um novo método de controle, em que mistura os dois métodos anteriores, o chamado “Estol ativo”. Neste tipo de controle, o passo da pá é girado para o lado contrário ao do controle por passo, ou seja, no sentido que aumente o Estol. A vantagem é que são necessárias pequenas variações no ângulo de passo, a possibilidade do controle de potência mesmo com ventos baixos e em casos extremos de cargas baixas e ventos fortes, também possibilita a posição de embandeiramento.

4.8. Parques Eólicos

Os parques eólicos, também chamados de usinas eólicas, são espaços, marítimos ou terrestres, onde estão agrupados diversos aerogeradores, com o objetivo de transformar a energia eólica em energia elétrica.

4.9. Escolha do Local para Instalação dos Parques Eólicos

Na etapa de projeto de um parque eólico, normalmente é necessário providenciar um Estudo de Impacto Ambiental (EIA), pois uma escolha de local inadequada, como por exemplo, em um local de corrente migratória de pássaros, pode causar a morte de muitas aves que eventualmente se chocarão com as pás dos aerogeradores. Deve-se também avaliar os aspectos relativos a implantação do parque, como os acessos existentes e a abertura de caminhos, pois nesta etapa circularão peças muito extensas e pesadas, e relativos as obras, como a deposição de resíduos, impacto sobre o solo e águas, se o parque não causará alterações em patrimônio arqueológico entre outros. Já na fase de operação, deve-se considerar os impactos acústicos e visuais, interferência nas transmissões de rádio, acesso para o pessoal de manutenção entre outros.

Porém, antes de todas estas etapas, o fator decisivo para a escolha do local para instalação de um parque, está a avaliação dos custos econômicos e da eficiência da planta, que depende dos seguintes fatores (Koto, 2009):

- regime de ventos, que depende da geografia e do clima local;
- eficiência da turbina instalada, determinada principalmente pelo tipo de turbina, pelo tamanho do rotor e pela altura em que é instalada.

Por estes motivos, é necessário que antes da mais nada haja um mapeamento dos regimes dos ventos na região pretendida, que deve considerar um período necessário para estimar as variações sazonais entre as estações (Custódio, 2007). No Brasil, foi realizada uma pesquisa ampla, que recebeu o título de *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. No Rio Grande do Sul, em 2002, foi realizado um estudo semelhante que recebeu o título de *Atlas Eólico Rio Grande do Sul*. Este estudo foi recentemente atualizado em 2014 (Atlas-RS, 2014). Uma forma de resumir estes parâmetros é com a utilização do indicador Fator de Capacidade.

A primeira turbina eólica no Brasil foi instalada em 1992 na Ilha de Noronha, resultado de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). A turbina eólica possui 225 kW e foi também a primeira a entrar em operação comercial na América do Sul (ABEeólica, 2016).

4.10. Fator de Capacidade

O Fator de Capacidade é um indicador que informa a proporção em que a turbina usa a capacidade nominal do seu gerador, ou em outras palavras, a produção anual de energia dividida pela máxima produção teórica da máquina, gerando sua potência nominal durante todas as horas do ano (Machado, 2008). O Fator de Capacidade pode ser expressado pela equação 4.3.

$$FC = \frac{Eg(ano)}{Pn.8760(horas)} \quad 4.3$$

Onde:

- FC – Fator de capacidade (adimensional)
- Eg – Energia gerada (kWh)
- Pn – Potência nominal do aerogerador (kW)

Exemplo: Se uma turbina de 800 kW produzir ao longo do ano $2,0 \cdot 10^6$.kWh, seu fator de capacidade será $2,0 \cdot 10^6 / (800 \cdot 8760) = 28,5\%$

Teoricamente, os Fatores de Capacidade podem variar de 0 a 100%, mas na

prática a variação fica entre 20 e 70% (Machado, 2008). Os valores típicos em uma região com bons ventos, com velocidade maior que 7m/s, o Fator de Capacidade gira entre 35% e 45%, lembrando que o vento não precisa ser somente forte, mas principalmente frequente.

Considerando toda a potência eólica instalada em parques no Brasil, pode-se obter o Fator de Capacidade da fonte eólica ligada ao SIN, como observa-se na Figura 4-9. A ONS emite um relatório mensal não só com estes dados, mas com diversos outros dados relativos às fontes de energias elétrica.

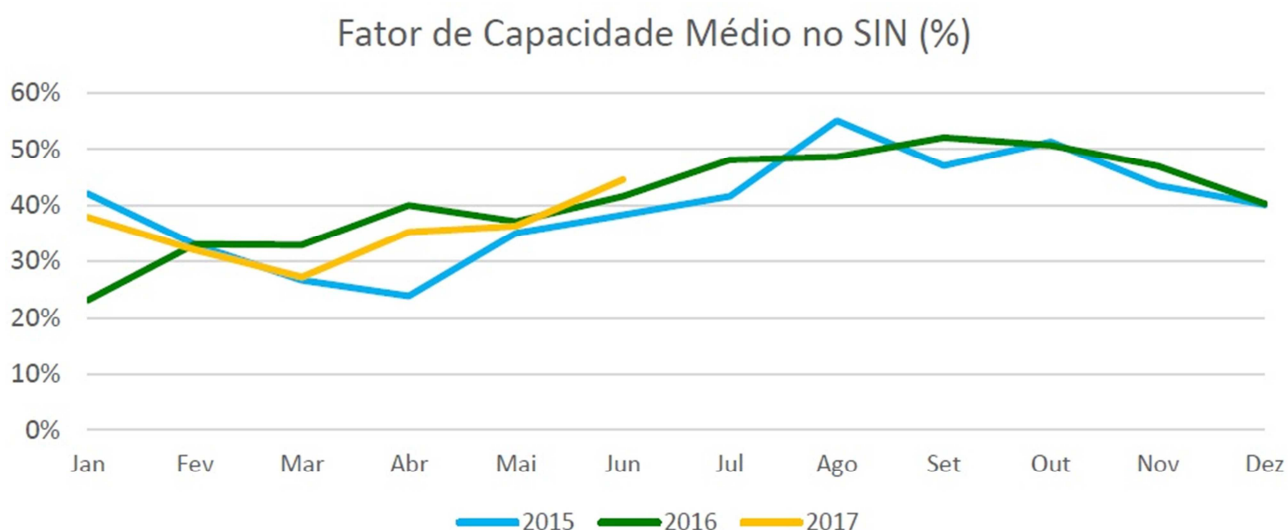


Figura 4-9 – Fator de Capacidade Médio no SIN nos três últimos anos (ONS - Boletim Mensal De Geração Eólica Junho/2017).

4.11. Requisitos para Conexão dos Parques ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

A conexão dos Parques Eólicos ao sistema interligado nacional, assim como a de qualquer fonte geradora de energia elétrica, deverá ser feita de forma a não comprometer fatores como confiabilidade do sistema, qualidade da energia, operação segura e a eficiência. A solicitação de acesso ao sistema é um requerimento que deve ser apresentado pelo acessante à ONS, a concessionária de transmissão ou ainda a concessionária de distribuição, para que sejam definidas as condições de acesso visando a sua contratação, sendo que o parque eólico poderá ser conectado diretamente à rede de transmissão ou ao sistema de distribuição local, dependendo basicamente da energia

que será produzida. O requerimento deve estar acompanhado de estudos preliminares de acesso e de informações sobre o empreendimento, visando verificar se o parque eólico está apto para interligação à rede. Os principais estudos que devem ser realizados são os seguintes (Miranda, 2013):

- **Fluxo de Potência** – Análise das redes no entorno do parque, a fim de se verificar ou não a necessidade de reforço na rede básica da concessionária local.
- **Estabilidade** – Análises referentes ao exame do comportamento da tensão no local por ocasião de distúrbios devem ser realizadas. Para este estudo, é necessário realizar simulações empregando modelos detalhados das máquinas utilizadas e seus controles.
- **Desempenho Harmônico** – Deve-se realizar um estudo sobre o desempenho harmônico do parque, com o objetivo de verificar as correntes e tensões harmônicas e a distorção harmônica total (THD).
- **Emissão de Flicker** – Flicker ou cintilação é uma impressão visual causada pelas variações do fluxo luminoso das lâmpadas, que é resultado direto da flutuação na tensão de alimentação. O nível de flicker é a quantificação do incômodo visual percebido pelas pessoas que são expostas e este, sendo sua causa principal a intermitência do vento.
- **Curto-circuito** – É necessário calcular a contribuição da corrente de curto circuito do parque projetado para o ponto de conexão da concessionária, verificando se os novos dados de curto circuito não impactarão na ultrapassagem dos valores de capacidade nominal dos equipamentos instalados no entorno do ponto de conexão, e por consequência a necessidade de substituição dos mesmos.

4.12. Tipos de Previsão

Durante todo o tempo, as ferramentas de previsão são utilizadas para auxiliar a gestão dos sistemas elétricos, dentre elas, as previsões de carga, que podem auxiliar no despacho do sistema ou mesmo subsidiar projetos de expansão da rede elétrica.

Com o crescente incremento do uso e incentivos às alternativas de geração através de fontes renováveis, onde se sobressai a eólica, surge uma nova utilidade para as

previsões, as previsões de regime de ventos.

Os sistemas de energia eólica tem cada vez mais tomado espaço nas matrizes energética mundiais, e no Brasil não é diferente. Assim sendo, é muito importante que se utilize ferramentas que permitam prever a potência que poderá ser produzida por determinado parque eólico. Estas previsões auxiliam no despacho do sistema e conseqüentemente na gestão de produção e de mercado de energia elétrica.

As ferramentas de previsão são desenvolvidas tendo em vista um determinado horizonte temporal, podendo ser classificadas desta mesma forma. O horizonte temporal é dependente das informações disponíveis e do método utilizado para a previsão, mas basicamente podem ser divididas em três grupos (Souza, 2007):

- **Previsões de muito curto prazo** – sistemas que operam para horizontes temporais muito curtos, que vão de alguns segundos à 6 horas, e são utilizados em situações de controle do aerogeradores, para garantir a segurança do abastecimento por parte do ONS e em sistemas de geração isolados.
- **Previsões de curto prazo** – previsões definidas para horizontes temporais um pouco maiores, que vão de 30 minutos à 3 dias. Estas previsões são importantes para a participação no mercado diário.
- **Previsões de longo prazo** – O horizonte temporal deste sistema vai de 72 horas à até alguns anos. Este tipo de previsão é normalmente utilizado para apoio na programação de manutenção dos parques eólicos, para auxiliar no planejamento de expansão da rede elétrica e no planejamento financeiro da empresa.

4.13. Trabalhos Relacionados

Os modelos de mesoescala abrangem dimensões espaciais de centenas de metros até centenas de quilômetros e temporais de uma hora até alguns dias. A seguir serão relacionados alguns trabalhos que também utilizaram o modelo WRF com o objetivo de previsão da velocidade do vento.

Carvalho et al. (2012), avaliou o desempenho do modelo WRF em simulação de vento em uma determinada área de Portugal. Os resultados demonstraram que o modelo reproduziu com precisão o regime de ventos local. Também demonstraram que em

terrenos com maior complexidade, os resultados não são tão satisfatórios, principalmente em função das limitações dos dados de terreno fornecidos ao modelo.

Já Mendes (2011), utilizou o modelo WRF como proposta para uma metodologia nacional para o levantamento e previsão de recursos eólicos no estado de Minas Gerais. Os resultados deste trabalho demonstraram que o modelo consegue representar de forma ligeiramente superior ao real, mas ainda satisfatória, os ventos da região.

O modelo WRF foi utilizado na estimativa de ventos com o objetivo de criar um modelo de previsão de geração de energia ajustado a micro localização do parque eólico da Sierra de los Caracoles, Uruguai por Franco et. al. (2015). O estudo apresentou bons níveis de erros, considerando a topografia complexa do referido parque.

Foi proposto o desenvolvimento de um modelo que utiliza as previsões numéricas do modelo WRF com correção estatística baseada na energia efetivamente gerada nas horas anteriores (Mello et al., 2015). O modelo misto desenvolvido, com a assimilação da correção baseada na energia gerada, para horizontes de seis horas, se mostrou mais hábil do que o modelo numérico puro, sem essa assimilação.

Silva (2013) realizou a avaliação do WRF na representação do escoamento atmosférico da região do Centro de Lançamentos de Alcântara, visando seu uso para a previsão do vento quando na ocasião de lançamentos. Os testes demonstraram que o modelo consegue representar o perfil do vento de forma razoável. Nas camadas até 5000 metros, o modelo superestimou a velocidade do vento médio em relação ao observado em até 2 m/s.

Em geral, as simulações em WRF para níveis acima de 80 metros demonstram boa concordância com as velocidades reais de vento. Neste trabalho, serão verificados níveis bem mais baixos, entre 10 e 30 metros.

5. METODOLOGIA

A seguir, será apresentada a metodologia utilizada neste trabalho para estimar a energia que poderá ser produzida por um aerogerador.

5.1. Materiais

Os dados que serão utilizados neste trabalho, na comparação com os gerados pelo modelo, foram coletados de torre anemométrica pertencente ao projeto FURG-UFSM, intitulado “Laboratório para Determinação da Característica de Saída e Projeto de Aerogerador de Pequeno Porte”, chamada MCT1/CNPQ número 74/2013, instalada nas dependências da Universidade Federal de Rio Grande (FURG) no município de Rio Grande, estado do Rio Grande do Sul. A torre possui 30 metros de altura e é composta pelos instrumentos listados à seguir:

Equipamento datalogger, que armazena as variáveis meteorológicas e do aerogerador e é programado para coletar e registrar os dados a cada 1 minuto;

- Três anemômetros de Robinson (concha), um instalado a 12 metros, um a 28m e outro a 30 metros em relação ao solo;
- Uma biruta instalada a 28 metros;
- Pluviômetro, Termômetro e Barômetro, instalados entre 8 e 10m;
- Módulo Wireless para comunicação com o aerogerador;
- Modem GSM para envio dos dados para o servidor;

Os dados são disponibilizados, através da conexão GSM com o servidor, em página do próprio projeto.

A Figura 5-1 apresenta a localização aproximada da torre meteorológica, e a Figura 5-2 uma foto da torre.

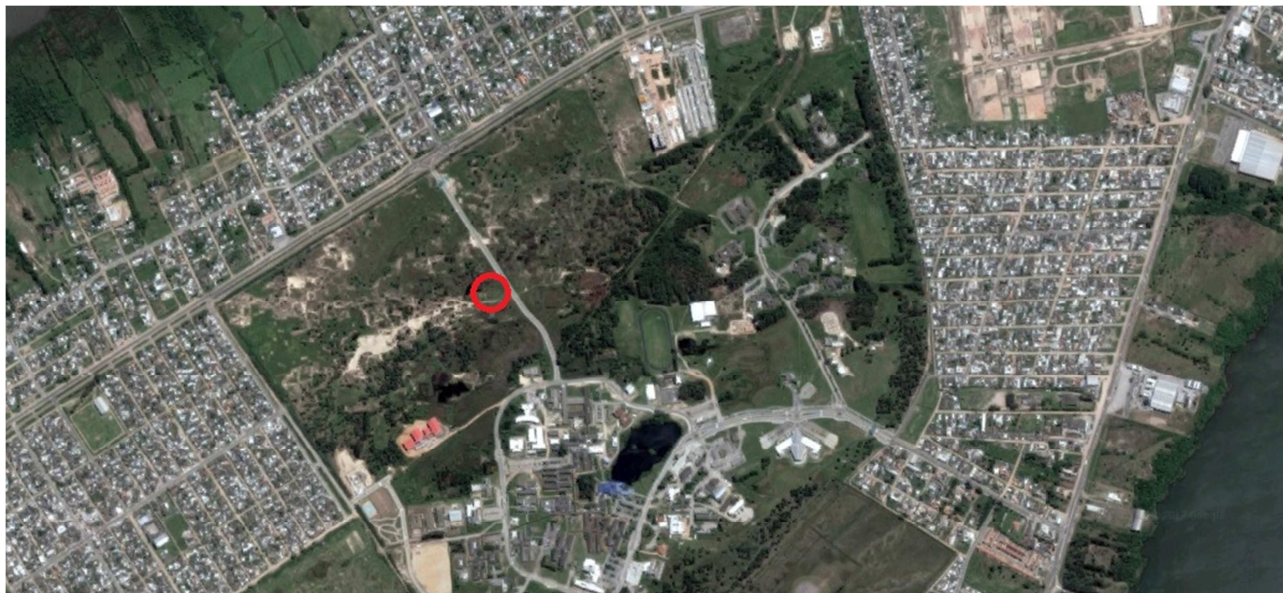


Figura 5-1 - Localização da torre anemométrica. Adaptação de (Google, 2017).



Figura 5-2 – Torre anemométrica com os equipamentos de medição. Foto: R. Zanotta (07/2017).

5.2. Características do Aerogerador

O objetivo inicial do trabalho seria comparar os resultados gerados no modelo, com dados medidos pela torre anemométrica, e por fim, simular a energia que poderia ser gerada por um determinado parque. O parque que seria objeto do estudo, é um dos que compõe o complexo eólico do Corredor do Senandes, que até final do ano de 2016 pertencia a empresa Odebrecht Energia, mas que foi vendido para o Grupo NC, dono da farmacêutica EMS. Com a alteração do proprietário do parque e em função da política de fornecimento de dados da nova empresa controladora, não foi possível utilizar os dados reais do parque eólico, e optou-se por uma parceria com o projeto FURG-UFSM para a utilização dos dados de um dos aerogeradores instalado no laboratório para ensaio de pequenos aerogeradores pertencente ao projeto.

Os dados do aerogerador utilizado são os seguintes:

- Fabricante: ZM Bombas
- Tipo de Gerador: Trifásico de ímãs permanentes com acoplamento direto;
- Altura: 12 m;
- Peso: 128,15 kg;
- Potência Nominal: 3 kW;
- Produção anual de energia (vento médio de 6m/s): 6252 kWh;
- Velocidade de vento de Cut-in (início da geração): 3 m/s;
- Velocidade de vento de sobrevivência: 52,5 m/s;
- Diâmetro do rotor: 3,4 m;
- Numero de pás: 3;
- Tipo de controle: Passivo;
- Localização: Conforme Figura 5-1;
- Distância da torre anemométrica: aproximadamente 11 m.

A Figura 5-3 mostra o aerogerador instalado no local e em funcionamento.

A curva de potência do aerogerador foi levantada em ensaio realizado no local da instalação, considerando as velocidades de ventos e respectivas potência gerada.

O ensaio foi realizado no período de dois de junho de dois mil e dezesseis e quinze de agosto de dois mil e dezesseis, e os dados foram fornecidos no material do projeto

FURG-UFSM.



Figura 5-3 – Aerogerador ZM Bombas modelo 3kW em funcionamento. Foto: R. Zanotta (07/2017).

Observa-se que no período do ensaio, os ventos não ultrapassaram os 13,5 m/s, e

a potência gerada não chegou à potência nominal do aerogerador, sendo que a maior potência gerada foi na ordem de 2250 W, quando o aerogerador alcançou a velocidade máxima.

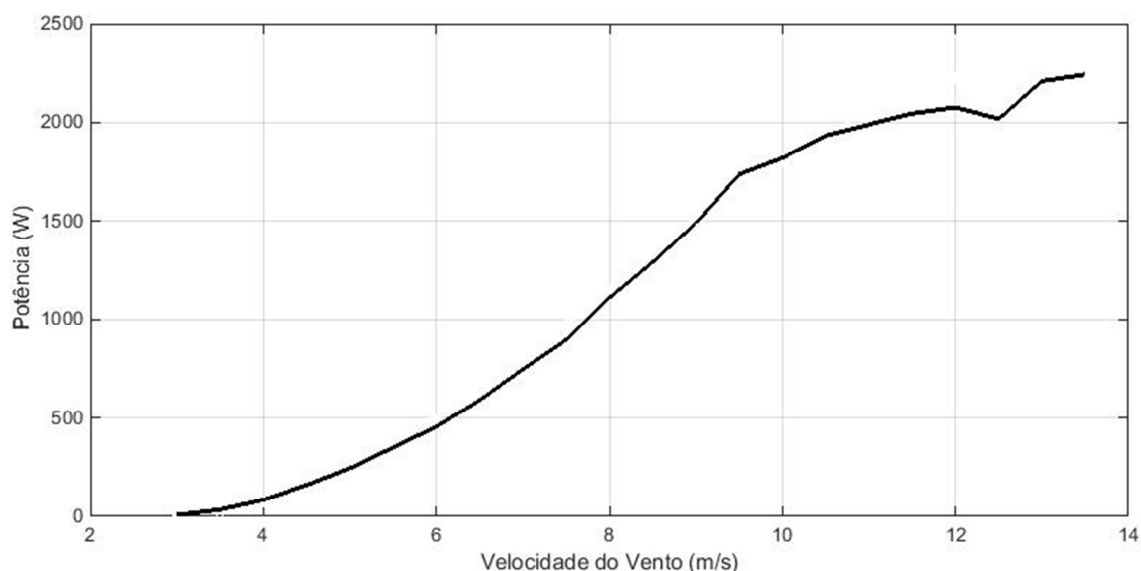


Figura 5-4 – Curva de potência do aerogerador ZM Bombas modelo 3kW conforme levantamento realizado em campo. Fonte: Projeto FURG-UFSM

5.3. Modelo de Mesoescala

O modelo escolhido para este trabalho foi o modelo atmosférico WRF (Weather Research and Forecasting) que é um modelo de código livre e realiza previsões numéricas de mesoescala, desenvolvido tanto para fins de pesquisa quanto operacionais. Por ser um modelo muito flexível, pode ser usado em aplicações de diferentes escalas espaciais, desde alguns metros até milhares de quilômetros e temporais, de segundos à diversos dias. Neste trabalho, pretende-se utilizar o modelo em alta resolução (de 5 a 20km), e com a análise de alguns dias para cada simulação.

O WRF foi desenvolvido em conjunto por algumas agências e órgãos americanos, dentre os quais estão incluídos: National Center for Atmospheric Research's (NCAR), Meso-scale and Microscale Meteorology Division, National Oceanic and Atmospheric Administration, National Centers for Environmental Prediction), Forecast Systems Laboratory, Air Force Weather Agency, Naval Research Laboratory, Oklahoma University e

Federal Aviation Administration e é considerado o sucessor e uma evolução do modelo Meso-scale Model Five (MM5) (Wang et al, 2016).

O WRF apresenta dois núcleos dinâmicos e distintos quanto à formulação das equações dinâmicas, quanto as variáveis de prognóstico utilizadas, ao modo como as variáveis são dispostas na malha e ao método de integração temporal, sendo o ARW (Advanced Research WRF), desenvolvido através do MM5 pelo NCAR, e o NMM (Non-Hydrostatic Meso-scale Model) desenvolvido através do ETA model, tratando-se de um sistema de assimilação de dados tridimensional e uma estrutura de software que permite o paralelismo computacional (Gomes, 2011). Neste trabalho, será utilizado o núcleo ARW.

O modelo WRF compreende alguns componentes, sendo os principais o WPS (WRF Preprocessing System) no pré processamento, o programa real.exe para inicializar o WRF, o ARWpost para execução do WRF e pós-processamento. O WPS possui três subsistemas que prepara para a simulação os dados de entrada, sendo o geogrid, ungrib e metgrid. O Geogrid define os domínios de simulação, admite os dados geográficos e cria os campos dos dados terrestres (relevo, uso da terra, tipo de solo, dados de temperatura da superfície do mar, entre outros possíveis). O Ungrib transforma os dados terrestres e meteorológicos, geralmente no formato GriB, para formatos binários de entrada no pré-processador (real) do programa principal (WRF) e o Metgrid interpola os dados meteorológicos, convertendo os dados de entrada, de menor resolução, para a malha mais refinada da simulação a ser realizada (Silva, 2013).

As simulações serão realizadas em quatro dimensões (x, y, z, t), e em cada passo de tempo a malha horizontal se repete nos níveis verticais. O WRF possibilita o aninhamento de domínios, sendo possível inserir domínios de maior resolução dentro dos domínios de menor resolução, onde o maior deles será denominado domínio-mãe. Isto proporciona que um maior refinamento da grade possa focar somente na região estudada, reduzindo o custo computacional que teríamos se fosse necessário utilizar alta resolução em toda a área dos domínios maiores, o que são necessários basicamente para receber as condições de fronteira (Silva, 2013).

5.3.1. Discretização Espacial

A simulação no WRF acontece no espaço definido por uma malha tridimensional. A

discretização espacial é realizada recorrendo as malhas de grade do tipo C de Arakawa, que estão defasadas no espaço. As variáveis de diagnóstico como pressão, umidade e densidade, são calculadas nos pontos de massa no centro da malha, enquanto que as componentes do vento, U, V e W são definidas nos limites da malha. As velocidades do vento nos pontos de centro da malha são interpoladas (Gomes, 2011).

5.3.2. Coordenadas Verticais

As equações do modelo são formuladas usando coordenadas verticais de pressão hidrostática do terreno, denotada por η e tradicionalmente chamada de coordenada sigma. A coordenada sigma é definida pela seguinte equação:

$$\eta = \frac{(P_h - P_{ht})}{(P_{hs} - P_{ht})} \quad 5.1$$

sendo:

- η = coordenada sigma referente ao nível
- P_h = pressão em cada nível
- P_{ht} = Pressão no topo da atmosfera
- P_{hs} = Pressão na superfície

A variação de η será de 0 a 1, sendo 1 junto à superfície e 0 no topo da atmosfera. Os níveis verticais serão fornecidos ao modelo através das coordenadas sigma. No arquivo de configuração do modelo, a variável correspondente chama-se “Eta Levels”.

A Figura 5-5 mostra como funciona a coordenada sigma que acompanha o terreno.

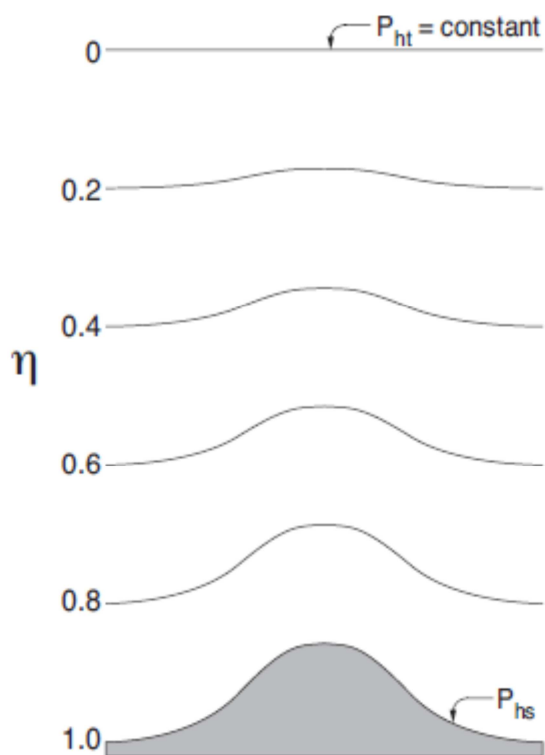


Figura 5-5 – Representação da coordenada η ou sigma, acompanhando o relevo
Fonte: Skamarock (2008).

5.4. Comparação dos Dados

A integração e comparação entre os dados de entrada do modelo WRF, os dados de saída do modelo, os dados colhidos da torre anemométrica, e os dados de energia gerada pelo aerogerador, funcionará conforme o diagrama da Figura 5-6.

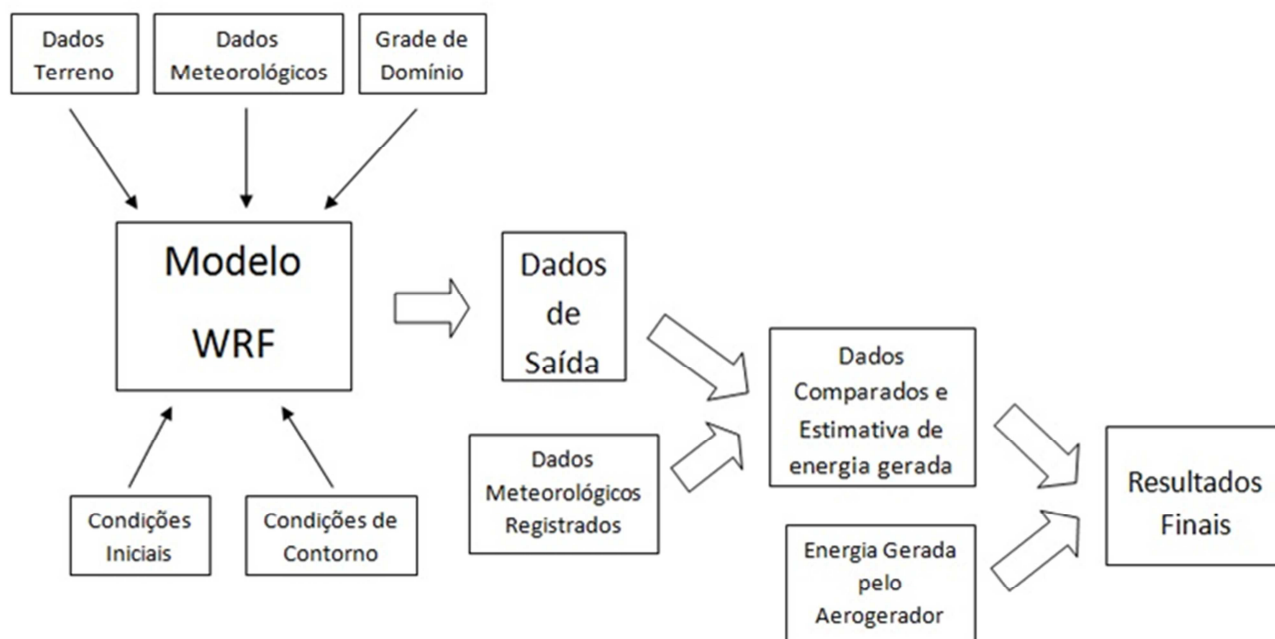


Figura 5-6 – Diagrama do trabalho demonstrando as etapas do modelo e comparação dos resultados.

5.5. Estimativa da Energia Gerada

Para estimar a quantidade de energia que poderá ser gerada, optou-se por construir um polinômio que permita converter valores de velocidade do vento em potência elétrica. Este polinômio foi construído pelo método da interpolação polinomial a partir da curva de potência do aerogerador, utilizando o método de regressão por mínimos quadrados.

O polinômio resultante a partir dos pontos verificados experimentalmente para potência e velocidade do vento é o seguinte:

$$Pg = -4,9V^3 + 117,7V^2 - 595,1V + 881,4 \quad 5.2$$

Onde:

- Eg = Potência Gerada (W)
- V = Velocidade do vento (m/s)

Lembrando que este polinômio possui a restrição de só poder ser aplicado para velocidades acima de 3 m/s, pois para velocidades inferiores, a potência gerada é zero.

Na figura a seguir foi plotado a curva gerada pelo polinômio, juntamente com a curva de potência do aerogerador.

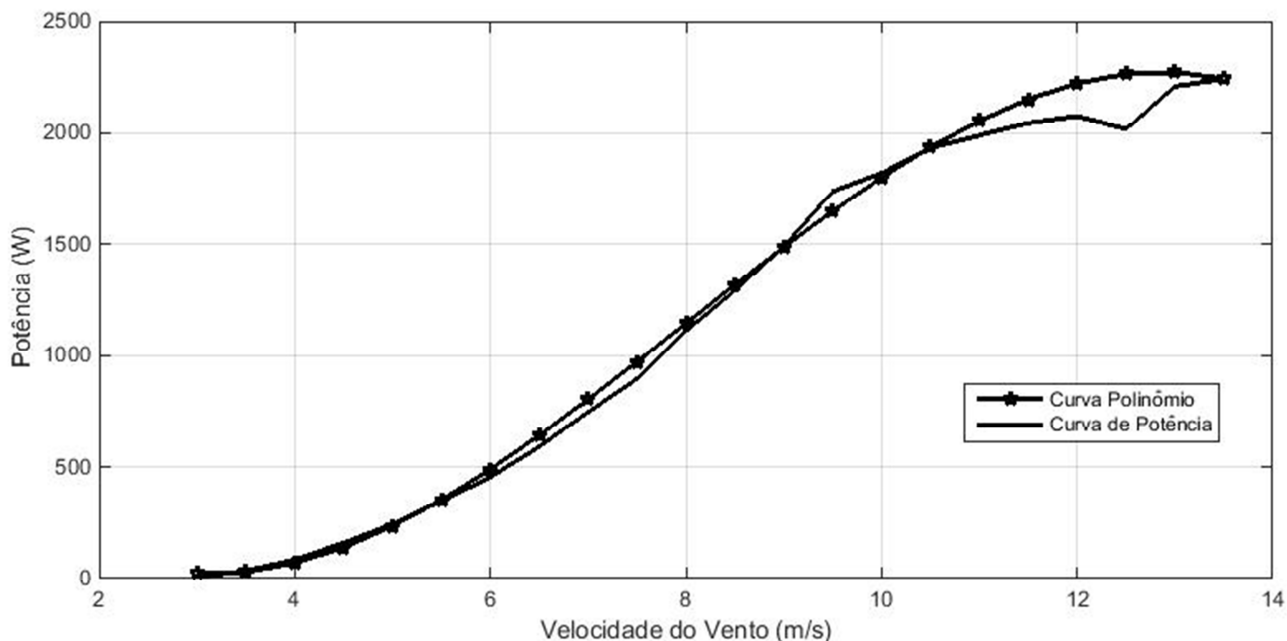


Figura 5-7 – Curva de potência gerada pelo polinômio de terceira ordem proposto e curva de potência real do aerogerador.

Verifica-se que o polinômio descreve muito bem o comportamento da máquina. Foram testados polinômios de menor e maior grau. No entanto, o ganho apresentado pelo polinômio de grau 3 se mostrou similar aos polinômios de graus superiores. Essa conclusão já era esperada, pois conforme a equação 4.2, a potência do vento depende cubicamente da sua velocidade.

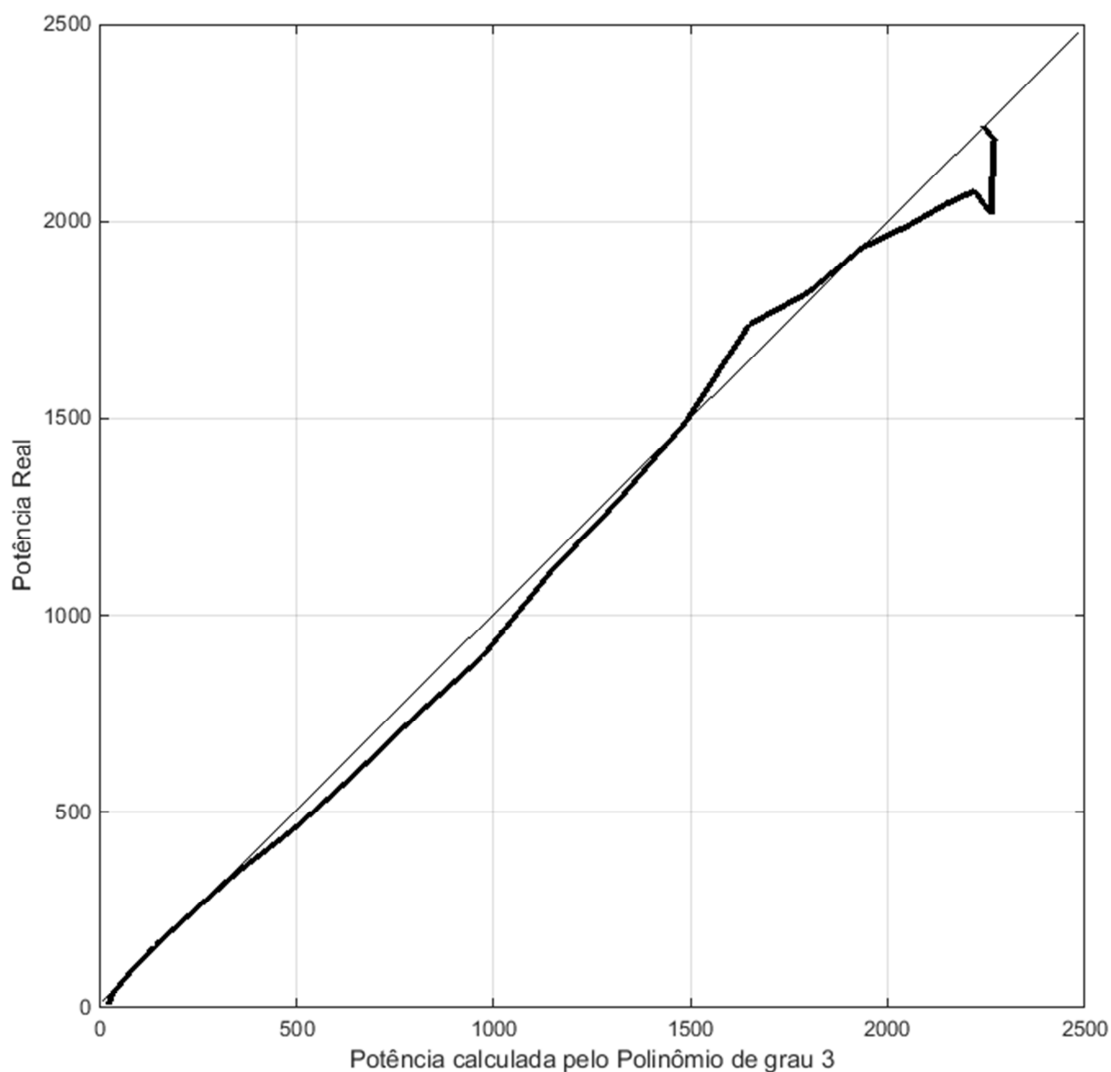


Figura 5-8 – Valores de potência real vs potência calculada pelo polinômio com as mesmas velocidades, verificando a concordância entre os mesmos.

Na Figura 5-8, verifica-se claramente que a diferença entre as potências calculada e real chegam no máximo à 10%, sendo que para a maioria dos pontos o erro é bem menor, fazendo-se que o polinômio escolhido seja válido para o cálculo da potência estimada.

5.6. Medições Estatísticas de Erro

Para avaliar a eficiência do modelo, foram utilizadas grandezas estatísticas como o erro absoluto médio, erro absoluto relativo, erro quadrático médio, erro quadrático relativo e correlação.

Para o cálculo do erro absoluto médio, será utilizada a seguinte equação:

$$EAM = \frac{|a_1 - c_1| + |a_2 - c_2| + \dots + |a_n - c_n|}{n} \quad 5.3$$

Onde:

a_i – medição real

c_i – resultado do modelo

n – número de amostras

Para o cálculo do erro absoluto relativo, será utilizada a seguinte equação:

$$EAR = \frac{|a_1 - c_1| + |a_2 - c_2| + \dots + |a_n - c_n|}{|a_1 - \bar{a}| + |a_2 - \bar{a}| + \dots + |a_n - \bar{a}|} \quad 5.4$$

Onde:

\bar{a} - média dos valores reais

Para o cálculo do erro quadrático médio, será utilizada a seguinte equação:

$$EQM = \sqrt{\frac{(a_1 - c_1)^2 + (a_2 - c_2)^2 + \dots + (a_n - c_n)^2}{n}} \quad 5.5$$

Para o cálculo do erro quadrático relativo, será utilizada a seguinte equação:

$$EQR = \sqrt{\frac{(a_1 - c_1)^2 + (a_2 - c_2)^2 + \dots + (a_n - c_n)^2}{(a_1 - \bar{a})^2 + (a_2 - \bar{a})^2 + \dots + (a_n - \bar{a})^2}} \quad 5.6$$

Para o cálculo da correlação, será utilizada a função `corrcoef` do matlab.

6. SIMULAÇÕES

As simulações foram realizadas no laboratório de Física Ambiental da FURG, em uma estação Dell T7500 com 12GB de memória RAM, Processador Intel Xeon E5506 2.13 GHz e placa de vídeo Nvidia Quadro 1800, com sistema operacional Unix com o modelo WRF instalado. Os dados de terreno utilizados no modelo foram os fornecidos pelo United States Geological Survey (USGS), com resolução de 30". (Dados disponíveis em "http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/download/get_sources_wps_geog.html"), já as condições iniciais e de fronteira, foram utilizados arquivos de análises finais de previsão global (FNL). (Dados disponíveis em "<https://rda.ucar.edu/datasets/ds083.2/index.html#!cgi-bin/datasets/getWebList?dsnum=083.2&gindex=2>").

Os arquivos FNL são fornecidos em intervalos de 6 horas, sendo que durante a rodada de simulação, é necessário que todos os arquivos FNL do período estejam presentes.

A ideia inicial seria realizar rodadas de simulação com 96 horas, mas posteriormente optou-se em estender em mais uma hora com o objetivo de coincidir o início e o final com os respectivos arquivos FNL. Desta forma, existirão dois valores para a primeira e última hora de cada rodada, possibilitando que a primeira hora seja desprezada, até mesmo para dar tempo do modelo estabilizar.

As simulações finais tiveram início no dia vinte e nove de maio de dois mil e dezessete às 18h, finalizando no dia vinte e nove de junho de dois mil e dezessete no mesmo horário. Foram utilizados três domínios com o objetivo de obter-se maior precisão nas predições. O domínio mais abrangente com grade de 25 km e 50 pontos verticais e 50 horizontais, o segundo com 5 km e 81 pontos também em cada direção e o de maior resolução com 1 km e 101 pontos em cada direção. Todos centralizados na área onde a torre anemométrica e o gerador estão instalados, conforme Figura 6-1.

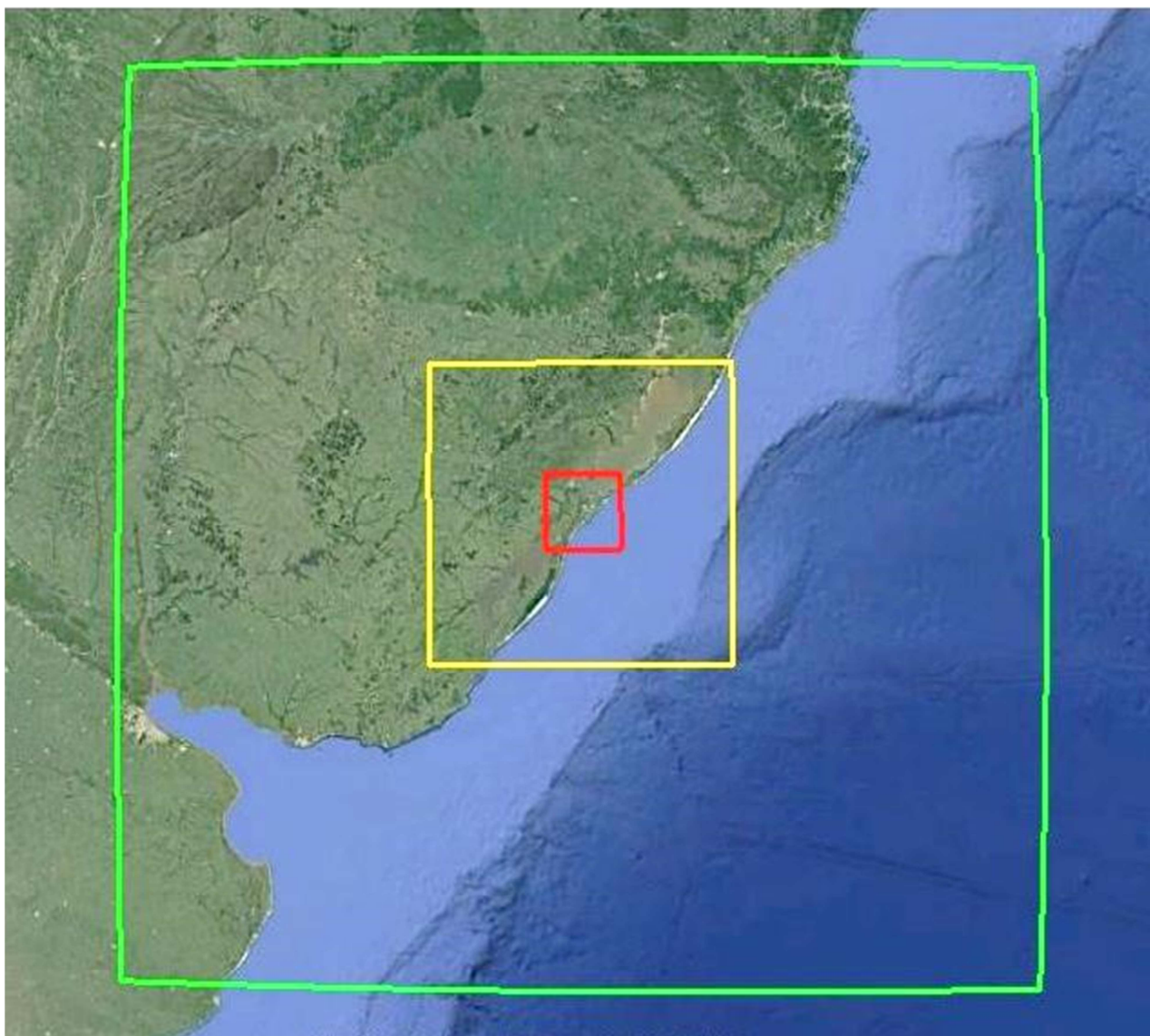


Figura 6-1 – Grade 1 em verde com 1250 x 1250 km, grade 2 em amarelo com 405 x 405 km e grade 3 em vermelho com 101 x 101 km. (Imagem Google 2017).

A grade 1 de maior extensão e menor resolução, possui 1250 km por 1250 km, a grade 2 possui 405 km por 405 km e a grade 1, de menor extensão e maior resolução, possui 101 km por 101 km.

A relação de 5 para 1 entre as grades, é proposital e é uma das relações sugeridas no manual do modelo.

Os pontos onde o modelo realizou as simulações em cada grade podem ser observados na Figura 6-2.

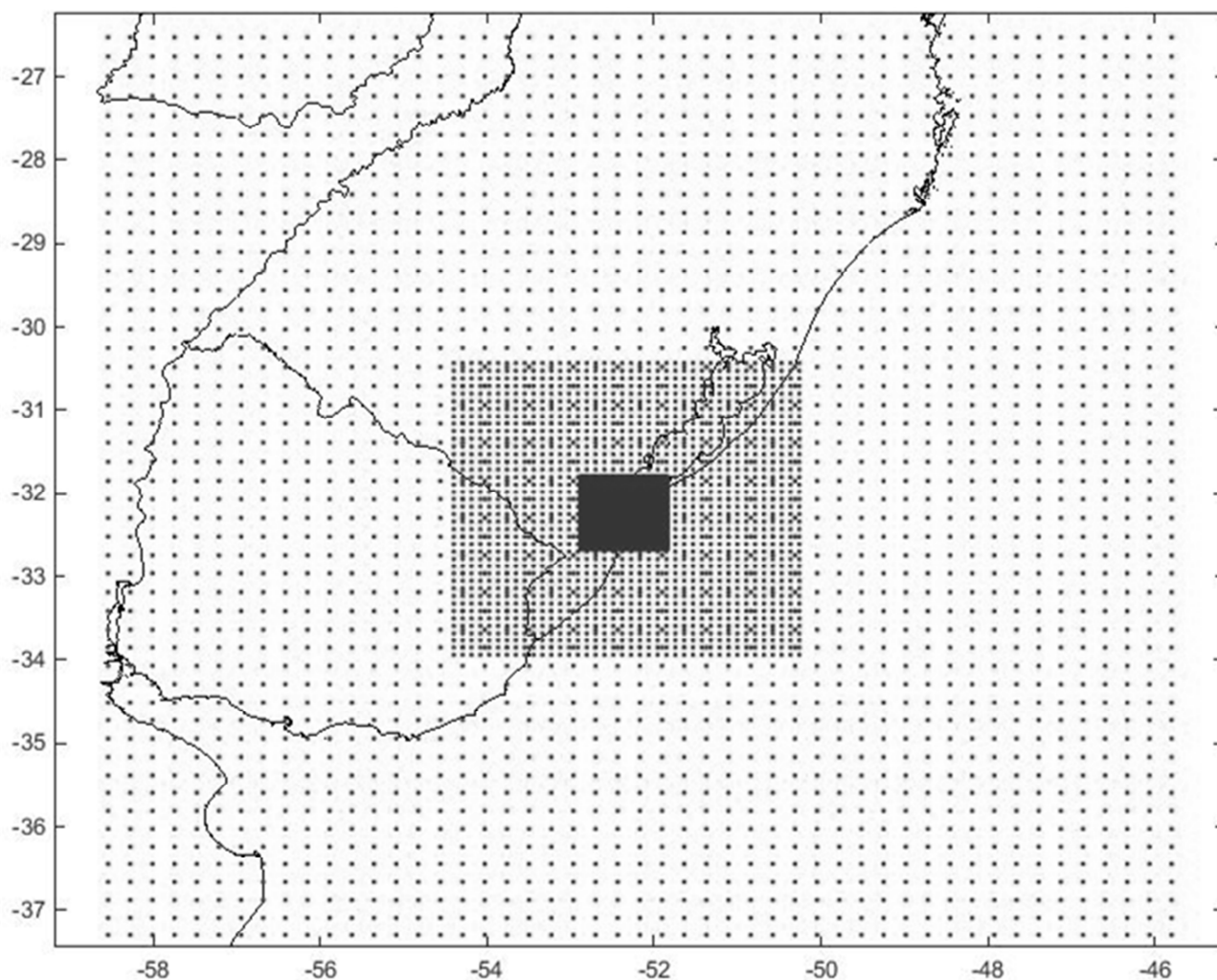


Figura 6-2 – Pontos de medi o do modelo na grade um (mais abrangente), grade dois e grade tr s (menos abrangente), todas centralizadas na FURG (Coordenadas em graus decimais).

Com os dados relativos   simula o do dia 10 de junho de 2017  s 18h, pode-se observar visualmente os resultados de dire o e m dulo do vento em cada uma das grades. Estes resultados foram extra dos do n vel a 28m em rela o ao solo.

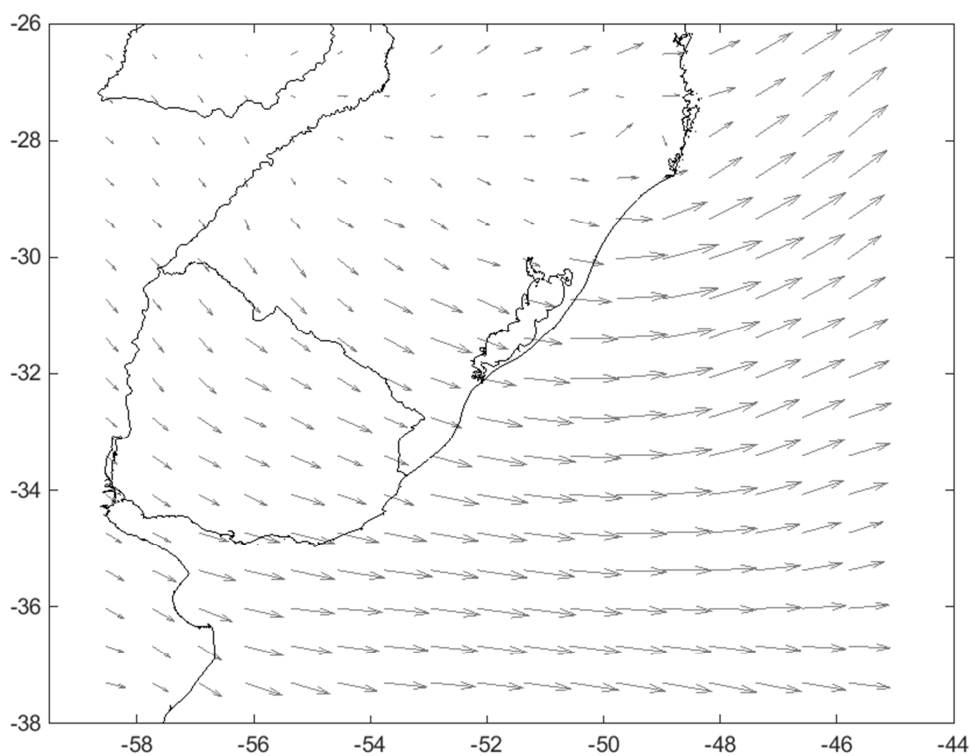


Figura 6-3 – Mapa com setas indicando módulo e direção do vento na grade 1 (Coordenadas em graus decimais).

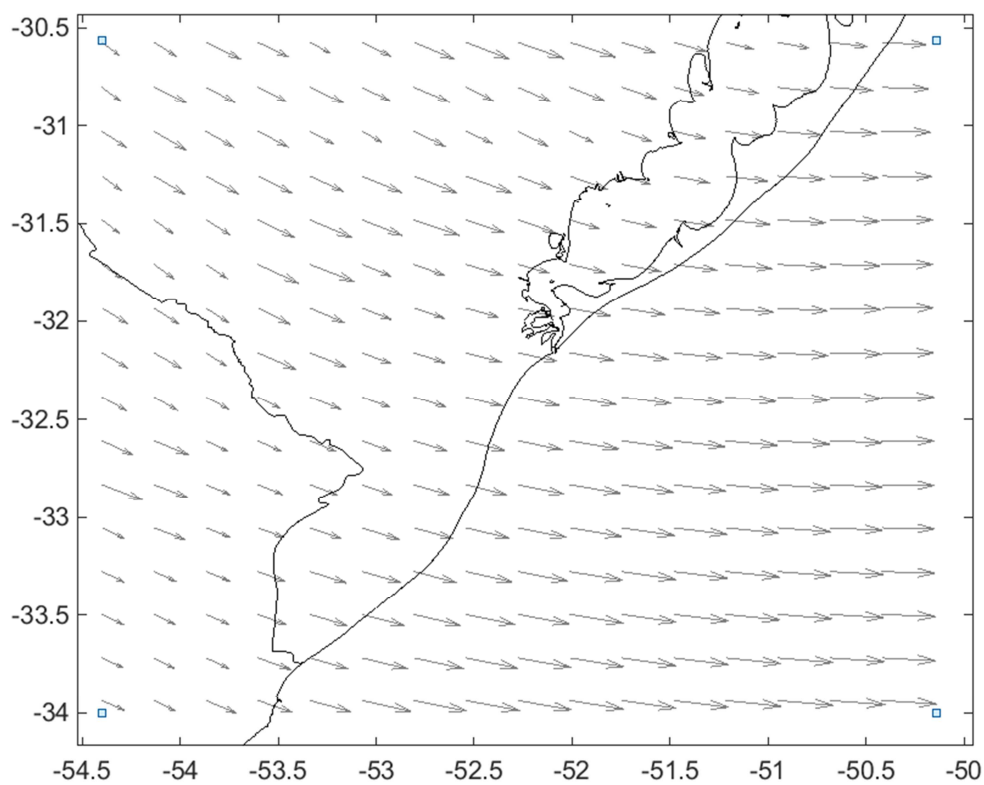


Figura 6-4 – Mapa com setas indicando módulo e direção do vento na grade 2 (Coordenadas em graus decimais).

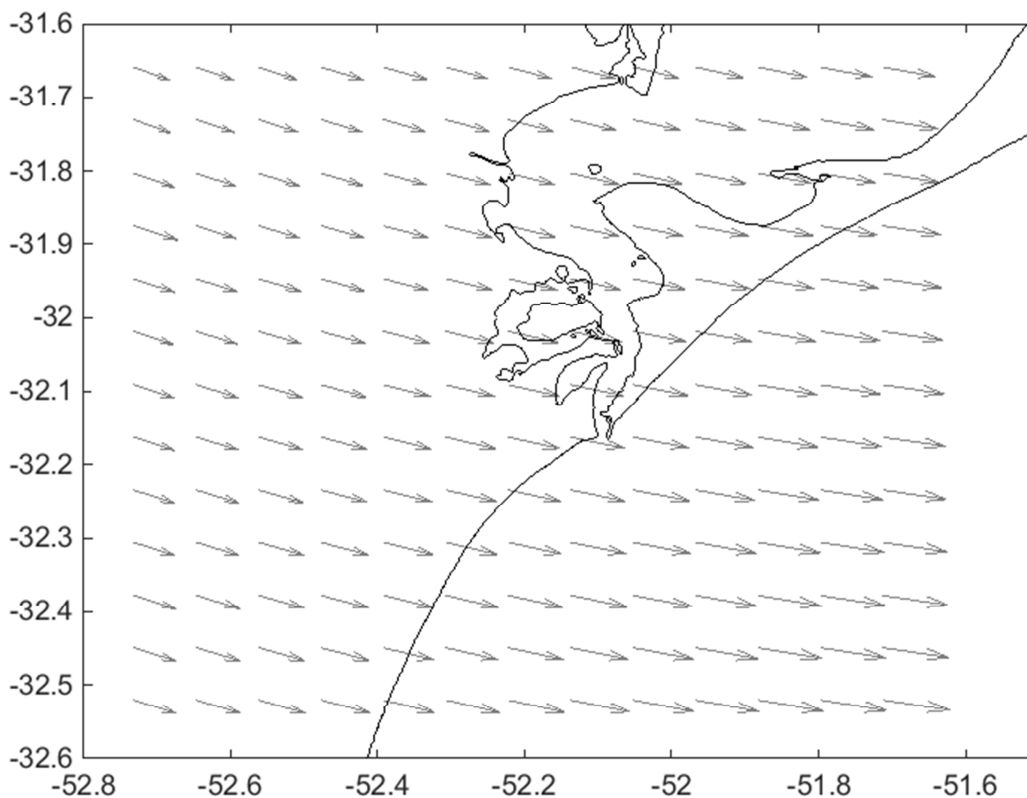


Figura 6-5 – Mapa com setas indicando módulo e direção do vento na grade 3 (Coordenadas em graus decimais).

6.1. PRÉ-PROCESSAMENTO

O WPS, como já mencionado anteriormente, engloba três subsistemas. Após obtidos os arquivos FNL, deve-se realizar a parametrização do arquivo de configuração “namelist.wps”. Neste arquivo, foram inseridos dados para a inicialização do modelo. O arquivo “namelist.wps” completo segue junto aos anexos.

Definidas as configurações necessárias, são rodados os três programas que compõe o WPS. Primeiramente o geogrid.exe, seguido pelo ungrib.exe e por último o metgrid.exe. A função de cada um destes programas já foi descrita sucintamente no parágrafo 5.3.

Após rodar os três programas, o metgrid.exe gera arquivos de saída que serão utilizados como entrada para o WRF.

6.2. PROCESSAMENTO PRINCIPAL

O módulo WRF também possui um arquivo de configuração, chamado de “namelist.input” onde são parametrizadas as informações necessárias para rodar o modelo.

Uma das principais configurações nesta etapa, são os “Eta_Levels” (coordenada sigma), onde informa-se ao modelo em quais níveis verticais ele deve realizar as simulações.

Os demais itens de configuração principal são semelhantes ao do arquivo “namelist.wps” e não serão citados novamente. O arquivo “namelist.input” completo utilizado neste trabalho fara parte dos anexos.

O processamento principal do modelo é dividido em dois programas. Um que carrega as condições iniciais e de fronteira, definidas para os quatro lados da grade, realiza a interpolação vertical a partir dos dados de entrada do fornecidos pelo WPS. O arquivo de saída fornecerá as informações de fronteira para o próximo programa, que realiza a integração das equações de Euler não-hidrostáticas e compressíveis da dinâmica atmosférica em cada ponto de grade e em cada nível vertical, a partir dos arquivos fornecidos pelo programa anterior.

6.3. PÓS-PROCESSAMENTO

O manual do programa traz a informação de que o pós-processamento pode ser realizado por diversos programas, que geram arquivos de formato diferentes e são independentes do modelo.

- Pós-processamento do WRF-ARW (ARWpost);
- NCAR Command Language (NCL);
- Read Interpolate Plot (RIP4);
- NCEP WRF Postprocessor (WPP);
- Visualization and Analysis Platform for Ocean, Atmosphere, and Solar Researchers (VAPOR)

Neste trabalho, foi utilizado o ARWpost, que é um programa de linguagem Fortran que lê os arquivos de saída do WRF-ARW e fornece arquivos binários que podem ser

lidos pelo GrADS. (Silva, 2013)

Assim como nas etapas de pré-processamento e processamento principal, o pós-processamento do ARWpost também possui um arquivo de configuração. O nome do arquivo é “namelist.ARWpost”, seguindo a mesma nomenclatura dos demais. No arquivo, são informadas as datas e horários de início e fim do pós-processamento, o nome do arquivo de entrada (arquivo de saída gerado pelo WRF.exe), nome do arquivo de saída e o tipo de interpretação dos níveis, podendo utilizar os níveis sigma, as alturas do modelo ou em níveis de pressão ou altura definidas pelo usuário. Como as alturas são baixas, o único método que funcionou corretamente foi o que utiliza os níveis sigma. O arquivo “namelist.ARWpost” com a configuração utilizada neste trabalho segue nos anexos.

Os arquivos gerados possuem registros instantâneos a cada hora com todas as informações das variáveis solicitadas no processamento, para todos os domínios e em todos os níveis verticais do modelo (níveis sigma) ou em alturas ou pressões.

7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção serão abordadas as comparações dos dados gerados pelo modelo WRF com os dados da estação anemométrica instalada nas dependências da FURG, e por fim, aplicando-se o polinômio descrito no capítulo 5.5. e a energia prevista utilizando as simulações do modelo com a energia efetivamente gerada pelo aerogerador. Todos os resultados referem-se ao período de vinte e nove de maio de dois mil e dezessete às 18h à vinte e nove de junho de dois mil e dezessete às 18h.

Como as medições realizadas na torre anemométrica possuem alturas de 12 m, 28 m e 30 m, os níveis sigma do modelo foram configurados também para estas alturas, excluindo somente a de 30 m, pois o modelo não suporta diferenças de níveis tão próximos. Inicialmente, optou-se por ficar com a leitura de 28 m, pois esta apresentava a mesma altura dos sensores da torre meteorológica do laboratório de física ambiental. No entanto, para este período houve um erro no *datalogger* e não foi possível aproveitar os dados.

Conforme já mencionado no capítulo anterior, os dados gerados pelo modelo são referentes ao dado instantâneo, registrados de hora em hora. Já os dados de velocidade do vento disponibilizados pelo projeto FURG-UFSM, referem-se a registros de minuto em minuto. Como as alterações de velocidade de vento na região são constantes, definiu-se que o mais correto não seria simplesmente utilizar os dados instantâneos da torre referentes a hora inteira. Na Tabela 7-1, é demonstrada uma comparação de correlação dos dados do modelo com os registros da torre anemométrica, instantâneos, em médias de 20 minutos em torno de cada hora completa e em médias de 60 minutos em torno de cada hora.

Tabela 7-1 – Índice de correlação entre medições instantâneas, em médias de 20 minutos e em médias de 60 minutos da torre anemométrica e dados do modelo.

	Instantâneo	Média 20 min	Média 60 min
12 m	43,50%	47,25%	48,76%
28 m	50,12%	51,85%	52,94%

Verifica-se que, principalmente no nível mais próximo do solo, existe uma significativa diferença quando comparamos a medida instantânea com as médias. Neste caso, optou-se em utilizar no restante das comparações as medições em médias de 20 minutos no entorno da hora completa, mesmo não retornando com a melhor correlação conforme comparação anterior, mas por acreditar que ela é a que melhor reflete a realidade.

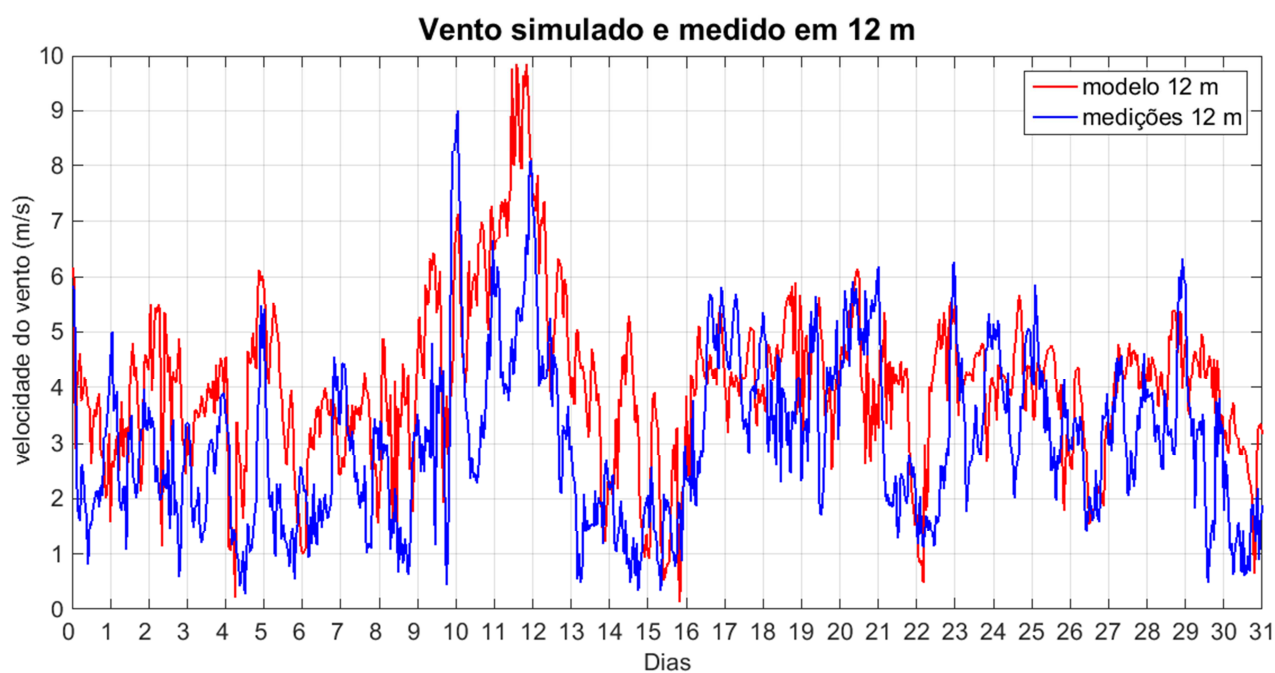


Figura 7-1 – Velocidade do vento simulado e medido em 12 m.

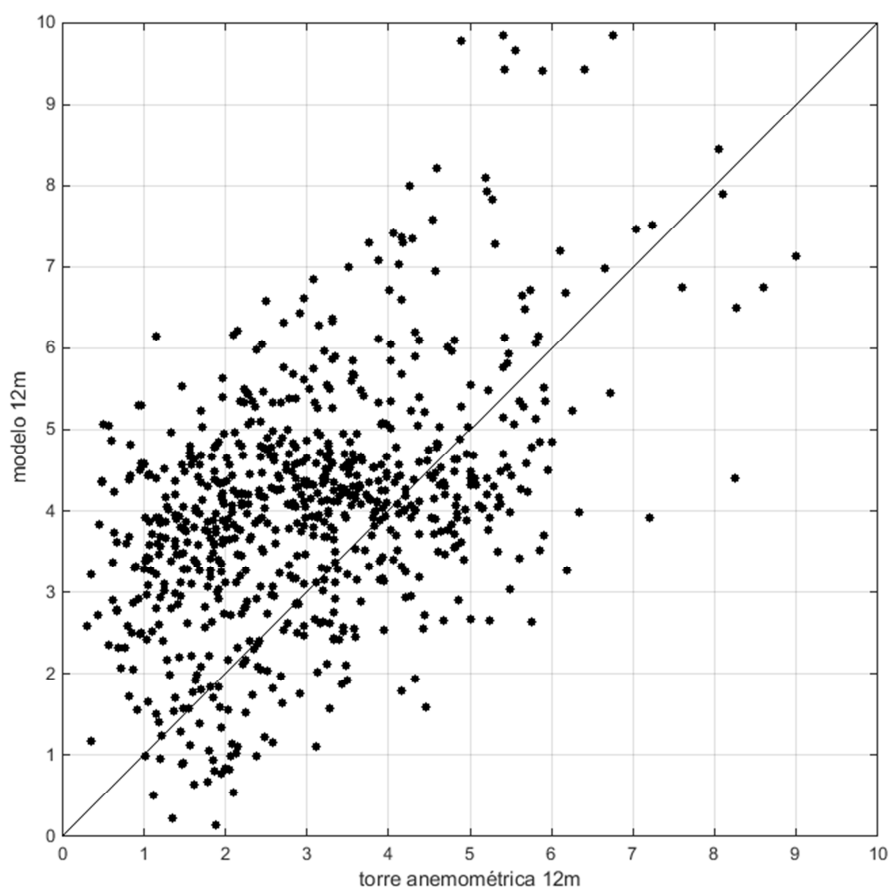


Figura 7-2 – Medições de velocidade do vento vs valores do modelo a 12 m.

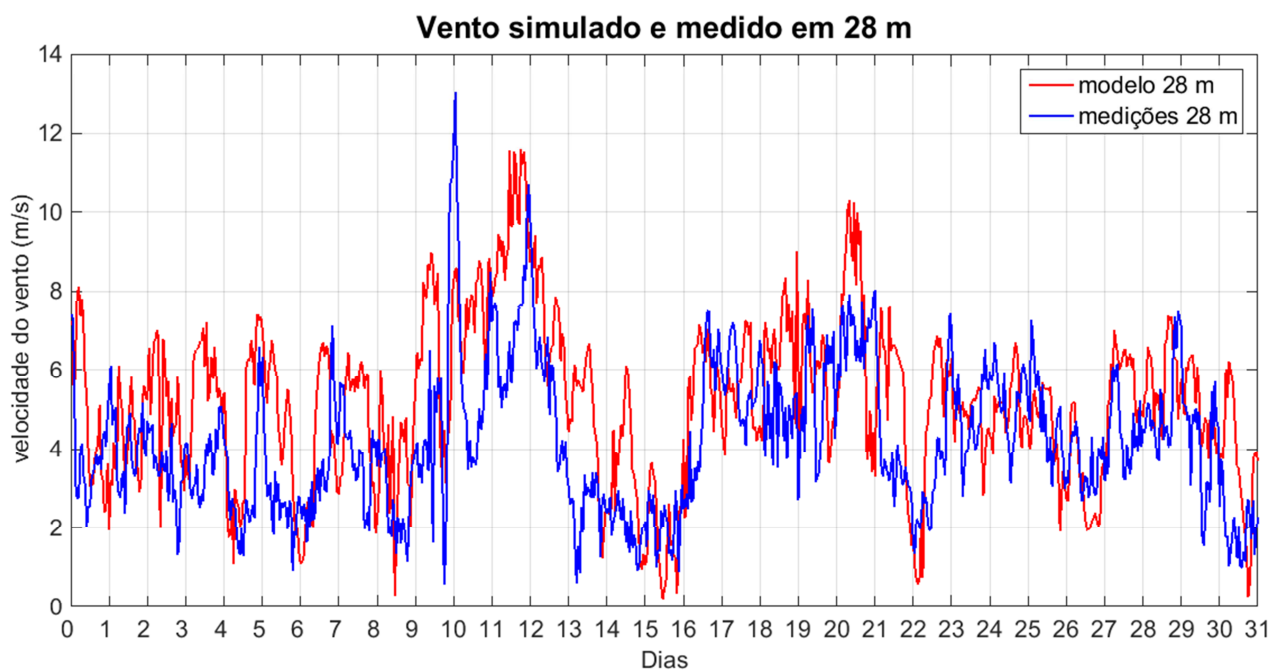


Figura 7-3 - Velocidade do vento simulado e medido em 28 m.

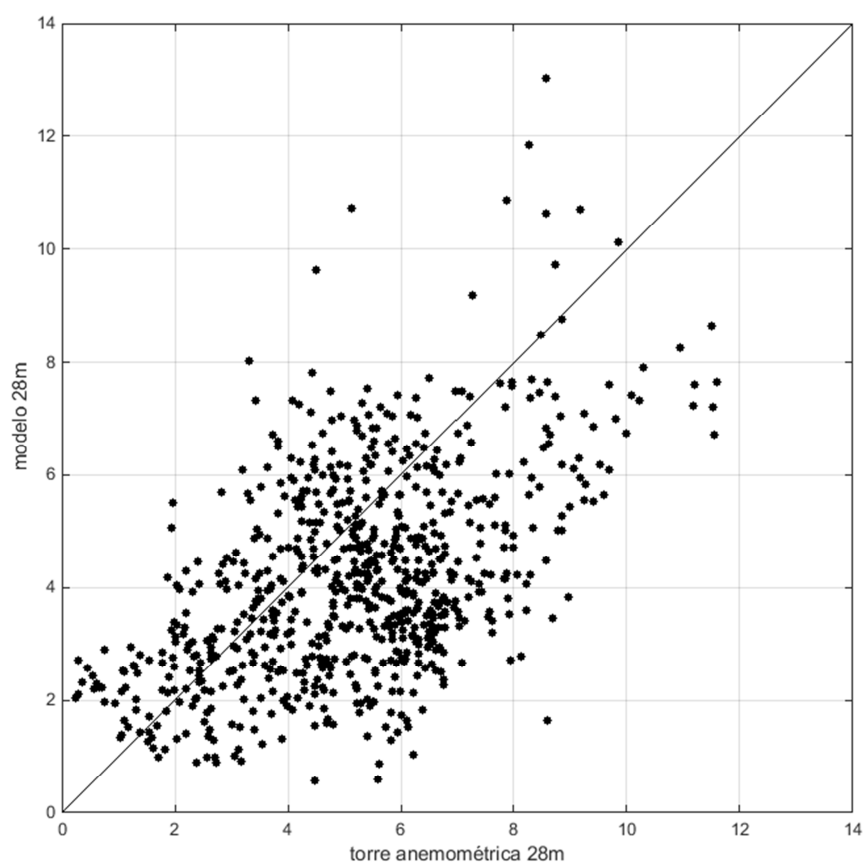


Figura 7-4 - Medições de vento vs valores do modelo a 28 m.

Tabela 7-2 – Resultados estatísticos de erros. EAM – Erro Absoluto Médio, EAR – Erro Absoluto Relativo, EQM – Erro Quadrático Médio, EQR – Erro Quadrático Relativo.

	12m	28m
EAM	1,49	1,76
EAR	1,23	1,22
EQM	1,82	2,16
EQR	1,21	1,18
Correlação	0,47	0,52

Observa-se que apesar das diferenças e de alguns pontos distantes da localização esperada, as estimativas do modelo guardam boa relação com as observações medidas, principalmente para a altura superior.

Analisando os gráficos e os resultados dos dados estatísticos de erro, percebe-se uma tendência do modelo em superestimar em aproximadamente 1 m/s os valores de velocidade do vento para as alturas simuladas. Esta tendência justifica-se principalmente em função da rugosidade característica do terreno, com prédios e vegetação de médio porte (média de 10 m de altura). Verifica-se na Tabela 7-3, que esta tendência é bem maior nas faixas de velocidade superior a 5 m/s, e maior ainda quando a velocidade estimada pelo modelo é maior que 7 m/s. Em função desta tendência, foi proposta a aplicação de um fator de ajuste de escala. Por se tratar de análise exploratória e dispensável para este estudo, esta alternativa será apresentada na seção de anexos (anexo 10.1.) como forma alternativa de realizar a previsão.

Tabela 7-3 – Velocidades médias do modelo (m/s) comparadas com as medidas na torre anemométrica

	12m			28m		
	Modelo	Medida	Diferença	Modelo	Medida	Diferença
Velocidade média	4,04	3,03	1,00	5,19	4,18	1,00
Velocidade média dos registros > 7	8,06	5,44	2,63	8,37	5,92	2,44
Velocidade média dos registros entre 5 e 7	5,71	3,79	1,92	5,94	4,25	1,69

7.1. Cálculo da Energia Produzida

Para calcular a energia que poderá ser disponibilizada pelo aerogerador, foi utilizado o polinômio descrito no capítulo metodologia, no item 5.5. O polinômio foi aplicado sobre os valores de velocidade do vento previstos pelo modelo para a cota de 12 m, na qual o aerogerador está instalado. Para comparação, foram utilizados os dados de geração do próprio aerogerador, através da página utilizada pelo projeto FURG-UFSM.

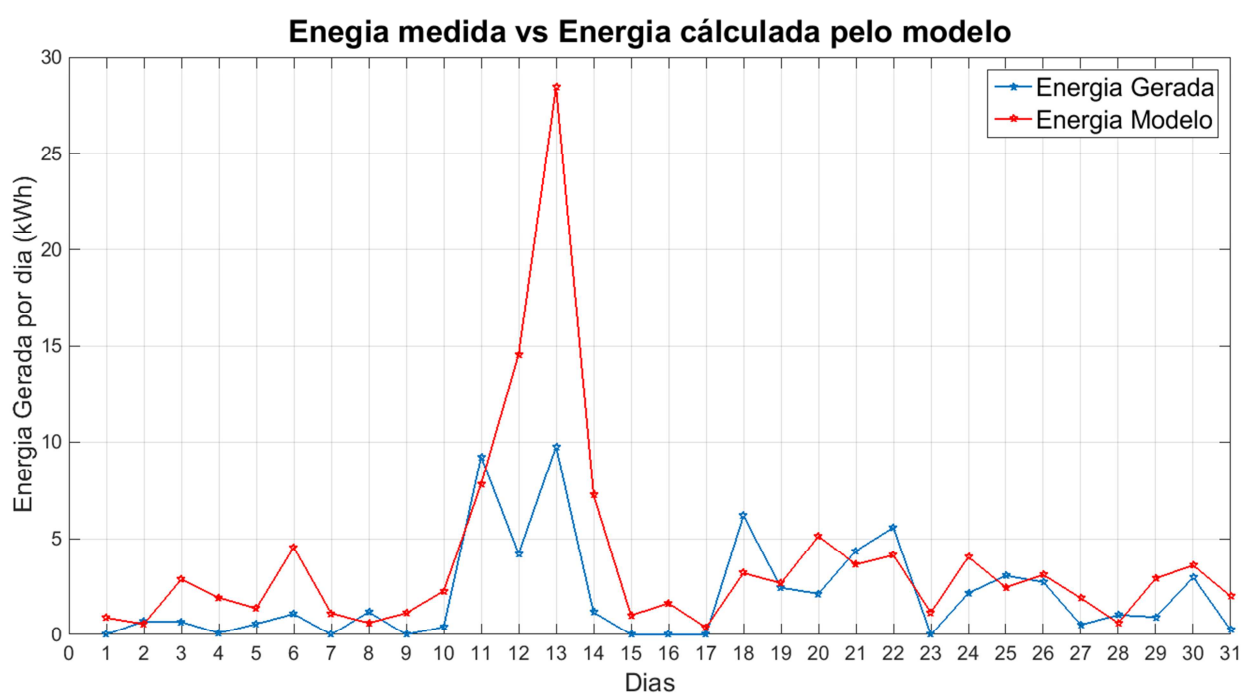


Figura 7-5 – Energia efetivamente gerada e energia calculada com dados de vento do modelo.

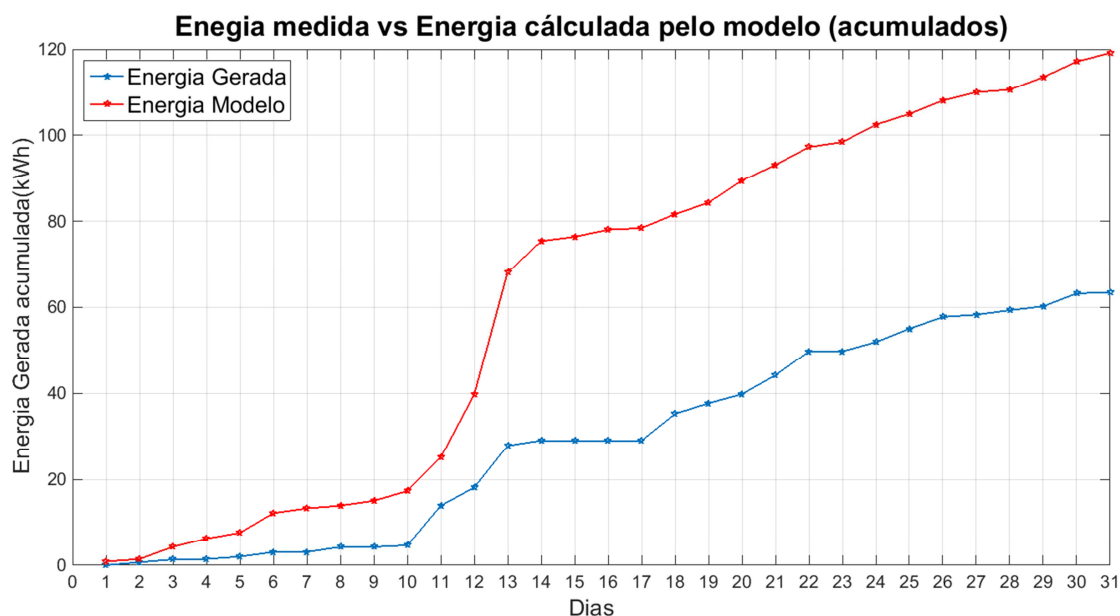


Figura 7-6 – Energia efetivamente gerada e energia calculada com dados de vento do modelo (Acumulados).

Apesar de existir uma já comentada tendência de superestimar a velocidade do vento, o que reflete diretamente no cálculo da energia gerada, nota-se certa semelhança entre as curvas, excetuando-se o período entre o decimo segundo e decimo quarto dia de simulação, que elevou significativamente a diferença entre os valores calculados e reais. Esta diferença fica mais facilmente visualizada quando considerados os valores de energia gerada e calculada em valores acumulados ao longo do mês.

Como poderia existir alguma falha, tanto no registro dos dados de energia gerada, como alguma falta de energia externa, o que conforme legislação da concessionária de energia e da ANEEL, impede que o aerogerador injete potência no sistema, o polinômio também foi aplicado sobre os valores de velocidade de vento medidos pela torre anemométrica pelo sensor que se encontra na mesma cota do aerogerador. Desta forma, caso os dois gráficos sejam condizentes, poderíamos concluir que não houveram falhas, e em caso contrário, poderíamos concluir que existiria possibilidade de haver algum tipo de falha.

Os resultados destes dados comparados com a energia efetivamente gerada estão demonstradas no gráfico da Figura 7-7 e da Figura 7-8.

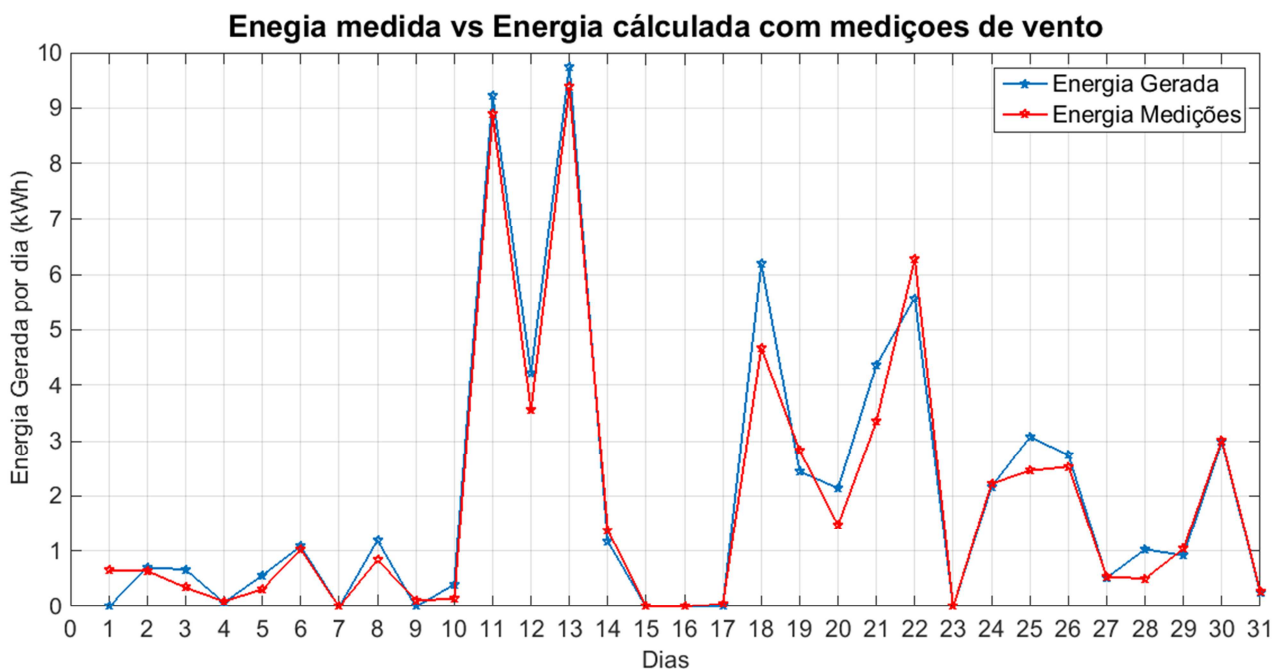


Figura 7-7 - Energia efetivamente gerada e energia calculada com dados das medições de vento.

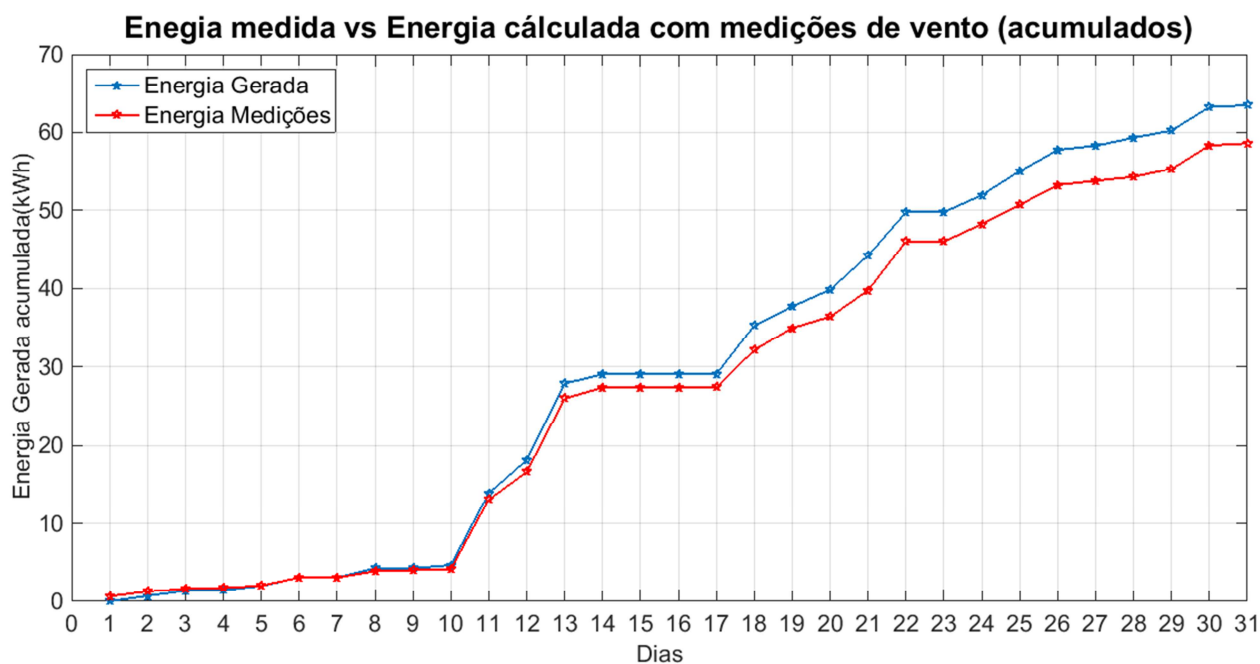


Figura 7-8 - Energia efetivamente gerada e energia calculada com dados das medições de vento (Acumulados).

Os resultados, quando comparados com as duas fontes de dados diferentes, são muito próximos, o que permite concluir que não houve falhas na aquisição dos dados ou

no sistema elétrico externo.

Tabela 7-4 – Resultados estatísticos de erros para a energia calculada com os dados fornecidos pelo modelo

	Modelo x Real	Modelo x Medições
EAM	2,26	2,21
EAR	0,78	1,23
EQM	4,19	4,28
EQR	1,32	1,76

Os índices de erro constantes na Tabela 7-4 também demonstram a paridade quando os resultados do modelo são comparados com as medições de energia real e a energia calculada com os dados de medições de vento.

Tabela 7-5 – Comparativo de energias acumuladas ao longo do mês

	Utilizando dados do Modelo	Utilizando dados das medições de velocidade do vento	Energia fornecida pelo Aerogerador
Energia Gerada (KWh)	119,28	58,61	63,48

Na comparação do montante de energia produzida ao longo do mês, percebe-se uma substancial diferença entre os valores medidos e calculados com os dados do modelo.

8. CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi avaliar o desempenho de um modelo computacional de mesoescala nas previsões de longo prazo, a fim de utilizá-lo para prever a potência que poderá ser disponibilizada ao sistema por um parque eólico. As análises realizadas a partir dos dados da torre anemométrica permitiram demonstrar que o modelo de previsão da velocidade do vento fornece dados com boa correlação com os dados reais. Entretanto a concordância verificada não foi suficientemente elevada a ponto de produzir bons resultados nos comparativos de energia gerada e prevista pelo modelo.

Uma das razões já citadas neste trabalho é a dependência cúbica da potência do vento em relação à velocidade, onde pequenos erros na previsão do vento podem provocar grandes variações na previsão da geração de energia. Outro fator foi o resultado da superestimação das velocidades que estavam acima de 5 m/s, que provavelmente ocorreram em função dos dados dos terrenos não estarem bem representados no modelo.

Como já era de se esperar, os dados do nível mais próximo do solo tiveram uma menor correlação quando comparados aos dados do nível superior, provavelmente também pela maior influência da rugosidade característica do solo. Com relação à geração de energia, não obteve-se uma resposta dentro da esperada. Em alguns dias, principalmente entre os dias nove e quinze de junho, as diferenças foram ainda maiores, principalmente em função da alta velocidade do vento prevista pelo modelo. Provavelmente, para níveis mais elevados, como 80m ou 100m, níveis nos quais os aerogeradores de grande porte são instalados, a resposta seja melhor.

A metodologia utilizada com o modelo de mesoescala WRF poderá auxiliar no desenvolvimento de séries históricas de longo prazo, não só ajudando no conhecimento da climatologia local, mas também na redução das incertezas quanto a quantidade de energia esperada pelos aerogeradores e parques eólicos.

Como sugestão para trabalhos futuros, propõe-se a exploração das parametrizações de microfísica utilizadas no modelo, de forma a ajustar estes parâmetros às condições específicas do local onde ocorrerá as simulações. Outra opção seria a utilização de dados de terreno que representem melhor a região da simulação, pois para

alturas baixas como as utilizadas neste trabalho, a maior influencia se dá pelas circulações locais, que não são bem representadas pelos dados utilizados. Por fim, sugere-se a utilização do modelo WRF com a assimilação de dados sobre a velocidade do vento medido nas últimas horas, com o objetivo de verificar a assertividade do modelo hora a hora e corrigir as falhas de previsão, de forma semelhante ao que foi realizado no trabalho de ALMEIDA (2016).

9. REFERÊNCIAS

ABEeólica, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, **Dados Mensais de Junho de 2017**

ABEeólica. **Portal da Associação Brasileira de Energia Eólica**. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/> (acessado em 25/09/2016)

ABNT NBR 6123. **Forças devidas ao vento em edificações**. 1988.

ABRADEE, Sítio da Associação Brasileira de Distribuidora de Energia Elétrica, **A Distribuição de Energia**, acessado em 12/08/2016, disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>

ALMEIDA, E., Romero, M. Gutierrez, A. **Análise de Distintas Configurações de Nudging em Simulações de Alta Resolução Espacial com Uso do Modelo WRF-ARW**. 1º Seminario /Taller - Incorporación de Pronósticos de Energía Eólica y Solar a la Operación del Sistema Eléctrico, 2016, Montevideo.

ATLAS-RS, **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**. Elaborado por Camargo Schubert Engenheiros Associados e Eletrosul Centrais Elétricas S.A. Governo do Estado do RS, Agência Gaúcha de Desenvolvimento e Promoção do Investimento – AGDI, 2014. Disponível em: <http://www.agdi.rs.gov.br/?model=conteudo&menu=1011>.

CARVALHO, D., ROCHA, A., GOMEZ-GESTEIRA, M., SANTOS, C. **A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high Wind energy**, Environmental Modelling & Software, 2012.

CCEE, Sítio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **Comercialização**, acessado em 12/08/2016, disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_afzLoop=177946560194685#%40%3F_afzLoop%3D177946560194685%26_adf.ctrl-state%3D12wkhbt8sg_4

CPFL, Renováveis. Portal sobre energias Renováveis do Grupo CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz. **Divisão do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro.**

Disponível em:

<http://www.cpfrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=vmix/YBjsPrd0O9TTFW81Q==>

(Acessado em 12/08/2016)

CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito), **Energia Eólica: Princípios e Tecnologias**, 2008. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf (Acessado em 11/09/2016)

CUSTÓDIO, R. D. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica.** ELETROBRAS. 2007.

ENERGIAS, Renováveis. **Portal das Energias Renováveis.** Grupo formado por engenheiros que trabalham nas áreas energéticas em Portugal, existindo também a colaboração de pessoas, investigadores e instituições ligadas ao meio. Disponível em: www.energiasrenovaveis.com (acessado em 19/09/16)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética - **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2017 ano base 2016**, Disponível em:

<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese.aspx?anoColeta=2017&anoFimColeta=2016>

FRANCO, I. et al. **Validación de análisis de estacionalidad de producción de energía a partir de datos CFSRWF para el parque eólico E. Cambilargiu.** Artigo. Universidad de la República do Uruguay, 2015.

GOMES, C. S. **Nevoeiros na Região Litorânea do Sul do Brasil.** Dissertação. Universidade Federal do Rio Grande, Programa de Pós-Graduação Em Modelagem Computacional, 2011.

GWEC, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report, Annual Market**

Update 2016, Publicado em 04/2017.

KOTO, S. M. **Fontes Renováveis para a Produção de Energia Elétrica no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Dissertação. Instituto de Eletrotécnica e Energia – Universidade de São Paulo. 2009.

LEITE, M. R. S. G. **Circulações Locais no Rio Grande do Sul: Brisas marítima/terrestre e sua interação com as Brisas lacustres/terrestres**. Dissertação. Universidade Federal do Rio Grande, Programa de Pós-Graduação Em Modelagem Computacional, 2013.

LINS, F. VIEIRA, R. **Desafios para a Operação em Tempo Real das Usinas Eólicas Existentes**. Painel Técnico do 7º Seminário Nacional de Operadores de Sistemas e de Instalações Elétricas (SENOP). ONS, 2016.

MACHADO, R. R. **Estudo do Potência Eólico do Pontal do Abreu – Município de Viamão - RS**. Dissertação. Programa de Pós Graduação em Engenharia Oceânica – Universidade Federal do Rio Grande. 2008.

MELLO, d. S., CAZES, G., ARCE, A. G. **Operational wind energy forecast with power assimilation**. Internacional Conference on Wind Engineering – ICWE14, 2015

MENDES, C. d. R. S., **Proposta de uma Metodologia Livre para Avaliação do Potencial Eólico de Minas Gerais**, Dissertação, Universidade Federal de São João del Rei.

MIRANDA, K. L. O., ARAUJO, D. R. R. P. e ARAUJO L. R. **Projeto Básico de um Parque Eólico e Estudos de Conexão**. Artigo. 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás Universidade de Juiz de Fora, 2013.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, **Boletim Mensal De Geração Eólica Junho/2017**, 2017.

ONS, Sítio do Operador Nacional do Sistema, **Conheça o Sistema**, acessado em 12/08/2016, disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/

PUC-RS. PONTÍFICA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL. **Centro de Energia Eólica**. Disponível em: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=12#12> (acessado em 20/09/16).

SCHROEDER, Mark J. – BUCK, Charles C. **FIRE WEATHER. A Guide for Application of Meteorological Information to Forest Fire Control Operations**. U.S. Department of Agriculture. 1970.

SILVA, A. F. G. **Avaliação do Modelo WRF ao Perfil do Vento no Centro de Lançamento de Alcântara**. Dissertação. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2013.

SKAMAROCK, W. C. et al. **NCAR Technical Note: A description of the Advanced Research WRF version 3**, 2008.

SOUZA, J. M. S. **Previsão da Produção Eléctrica em Parques Eólicos**. Dissertação. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.

WANG, W. BRUYÈRE, C. DUDA, M. DUDHIA, J. GILL, D. KAVULICH, M. KEENE, K. LIN, HC. MICHALAKES, J. RIZVI, S. ZHANG, X. BERNER, J. FOSSELL, K. **WRF Version 3 Modeling System User's Guide**, 2016.

WIND, Power Program. **Programa de banco de dados do Reino Unido sobre velocidade do vento**. Apresenta o Departamento de Energia e o banco de dados de Mudança Climática do Reino Unido, assim como diversas informações sobre energia eólica. Disponível em: <http://www.wind-power-program.com/>. Acessado em 20/09/2016.

10. ANEXOS

10.1. Método alternativo para o cálculo da energia gerada

Em função dos resultados não tão satisfatórios como era esperado, realizou-se um teste com um método alternativo. A princípio pensou-se em simplesmente diminuir 1 m/s de todas as respostas do modelo, mas a forma que retornou melhor resultado foi aplicando-se uma redução diferenciada para cada faixa de valores originados do modelo. Uma para velocidades acima de 7 m/s e outra para velocidades acima de 5 m/s.

Tabela 10-1 – Velocidades médias do modelo e medidas

	12m			28m		
	Modelo	Medida	Diferença	Modelo	Medida	Diferença
Velocidade média (m/s)	4,04	3,03	1,00	5,19	4,18	1,00
Velocidade média dos registros > 7m/s (m/s)	8,06	5,44	2,63	8,37	5,92	2,44
Velocidade média dos registros entre 5 e 7m/s (m/s)	5,71	3,79	1,92	5,94	4,25	1,69

Com este fator de correção, os gráficos das figuras anteriores podem ser redesenhados conforme segue:

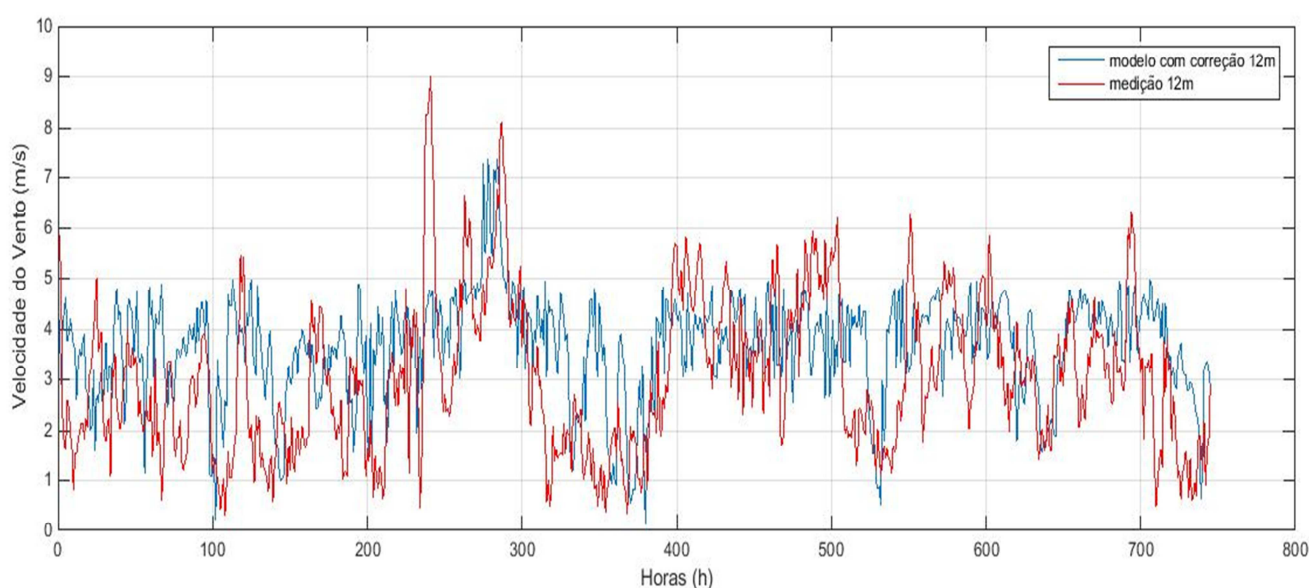


Figura 10-1 - Velocidade do vento simulado com fator de correção e medido em

12m

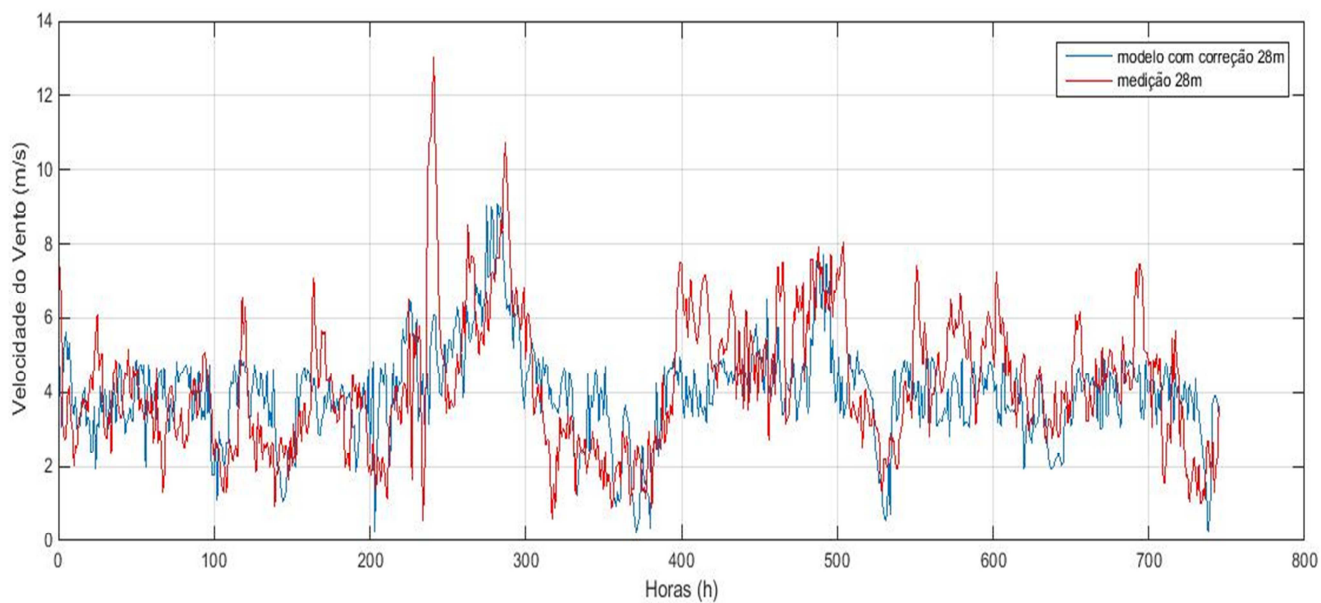


Figura 10-2 - Velocidade do vento simulado com fator de correção e medido em 28m

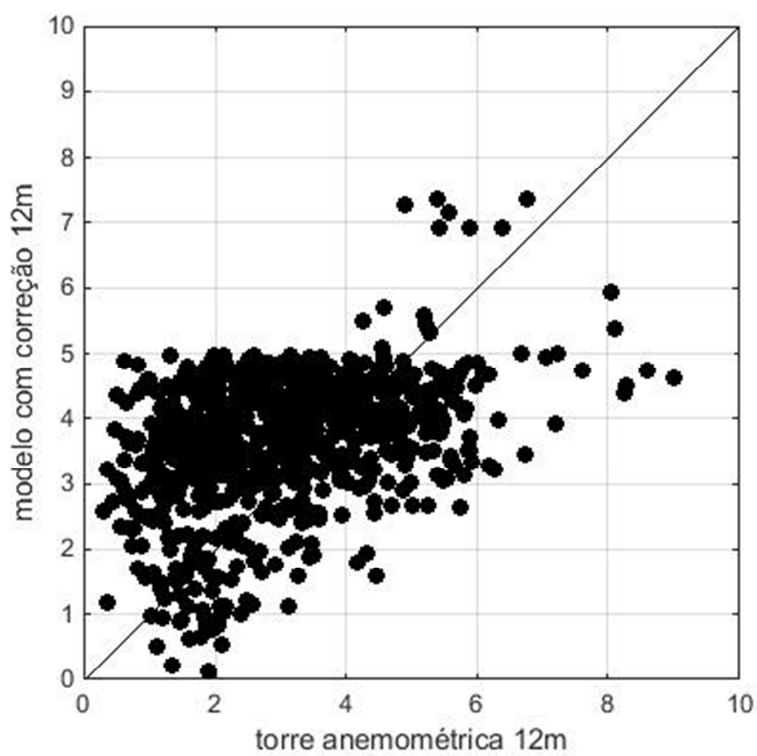


Figura 10-3 - Medição de vento vs modelo com correção a 12m

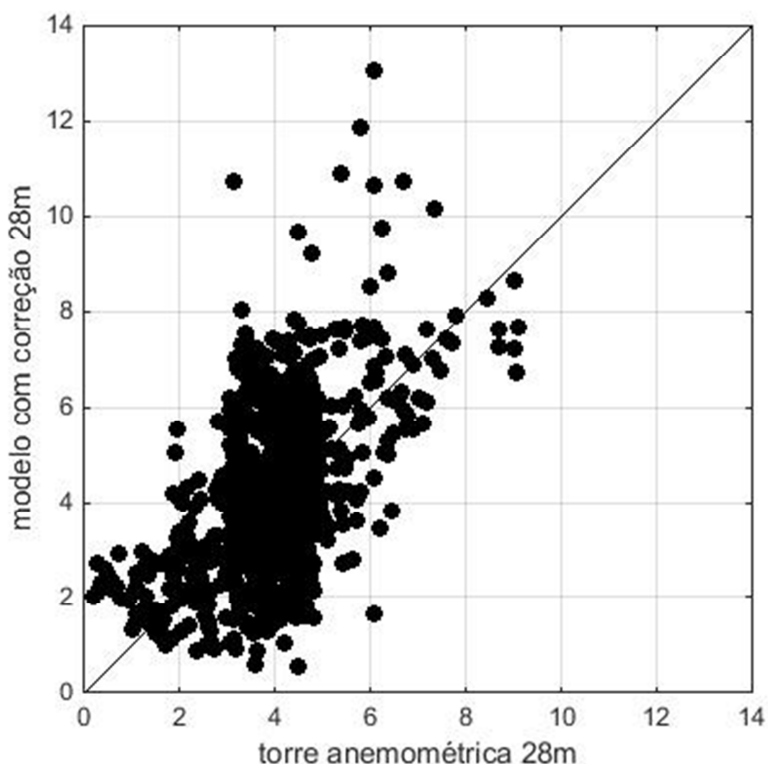


Figura 10-4 - Medição de vento vs modelo com correção a 28m

Tabela 10-2 – Resultados estatísticos de erros com fator de correção

	Sem correção		Com correção	
	12m	28m	12m	28m
EAM	1,49	1,76	1,31	1,29
EAR	1,23	1,22	1,08	0,89
EQM	1,82	2,16	1,59	1,62
EQR	1,21	1,18	1,06	0,89

10.1.1. Cálculo da Energia Produzida

Para calcular a energia que poderá ser disponibilizada pelo aerogerador, foi utilizado o polinômio descrito no capítulo Metodologia, no item 5.5.

O polinômio será aplicado sobre os valores de velocidade do vento previstos pelo modelo já corrigidos pelo fator de correção para a cota de 12m, na qual o aerogerador está instalado.

Para comparação, foram utilizados os dados de geração do próprio aerogerador,

através do da página utilizada pelo projeto FURG-UFSM.

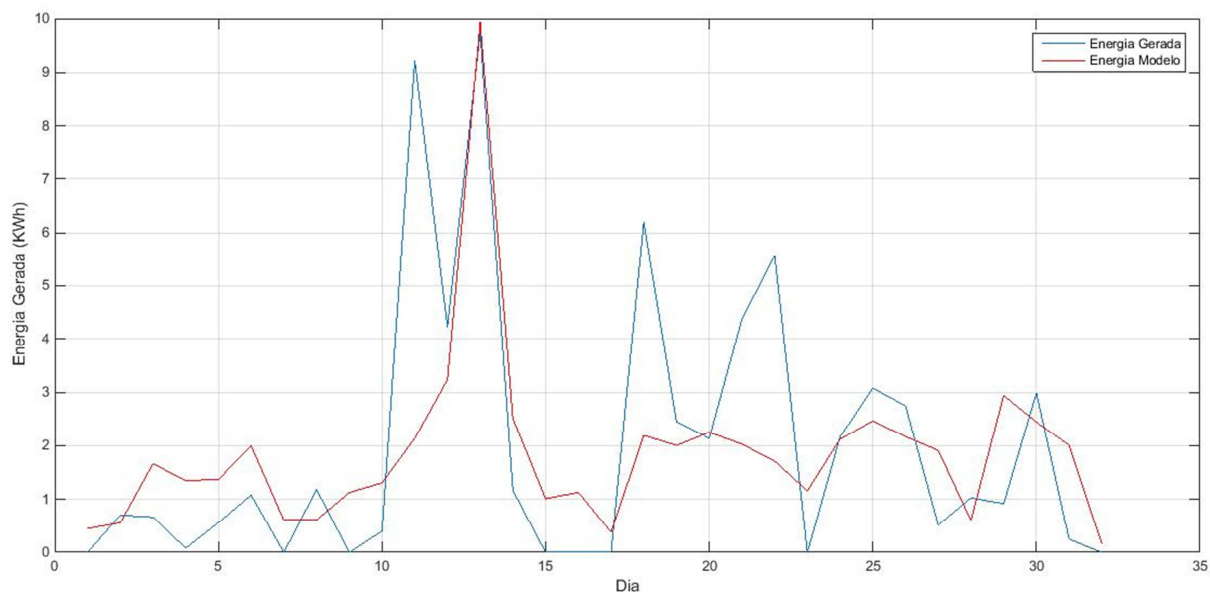


Figura 10-5 – Energia efetivamente gerada e Energia Calculada

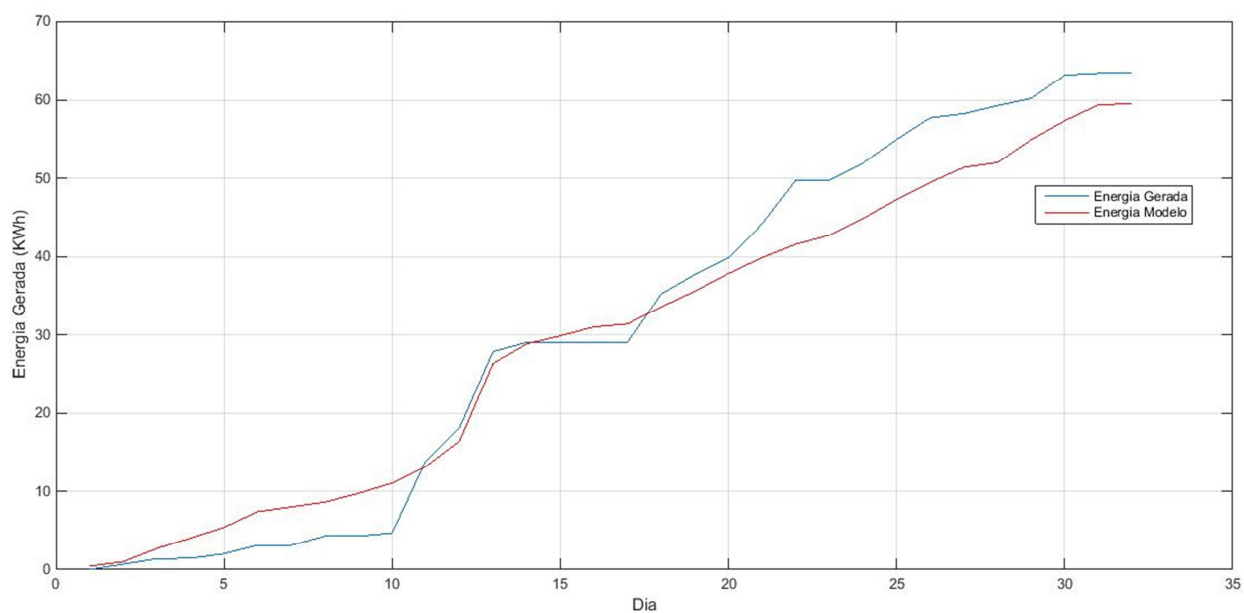


Figura 10-6 – Energia Gerada e Energia Calculada (Acumulados)

Nota-se uma semelhança entre as curvas, principalmente quando considerados os valores de energia gerada acumulados ao longo do mês.

Como poderia existir alguma falha, tanto no registro dos dados de energia gerada, como alguma falta de energia externa, o que conforme legislação da concessionária de energia e da ANEEL, impede que o aerogerador injete potência no sistema, o polinômio

também foi aplicado sobre os valores de velocidade de vento medidos pela torre anemométrica pelo sensor que se encontra na mesma cota do aerogerador.

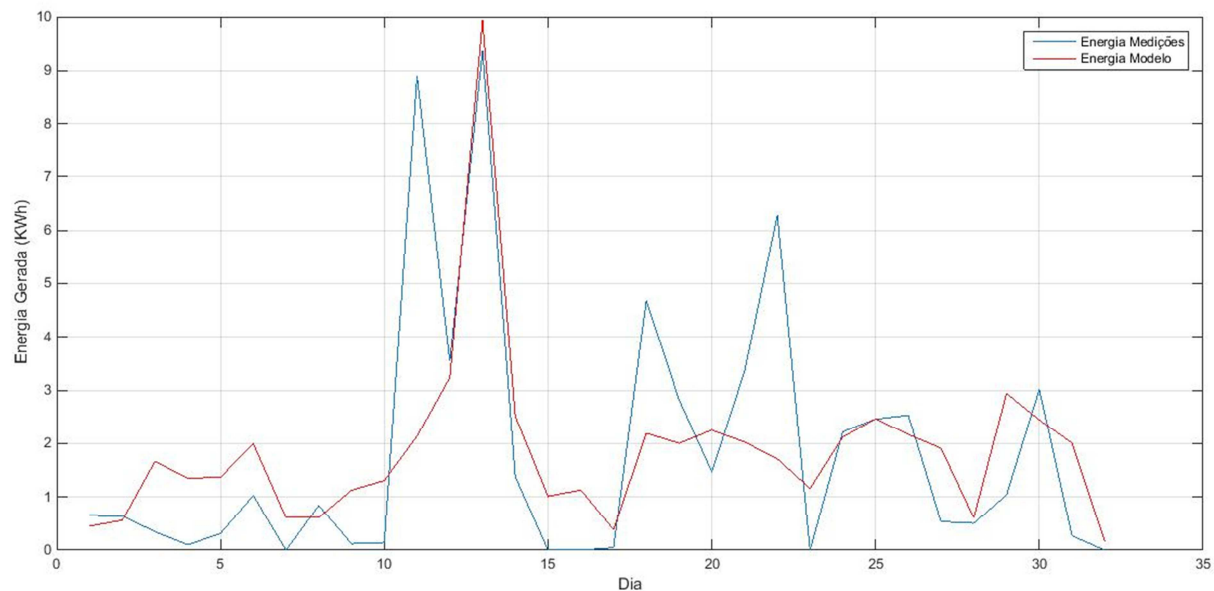


Figura 10-7 - Energia Calculada com medições da torre e Energia Calculada com dados do modelo

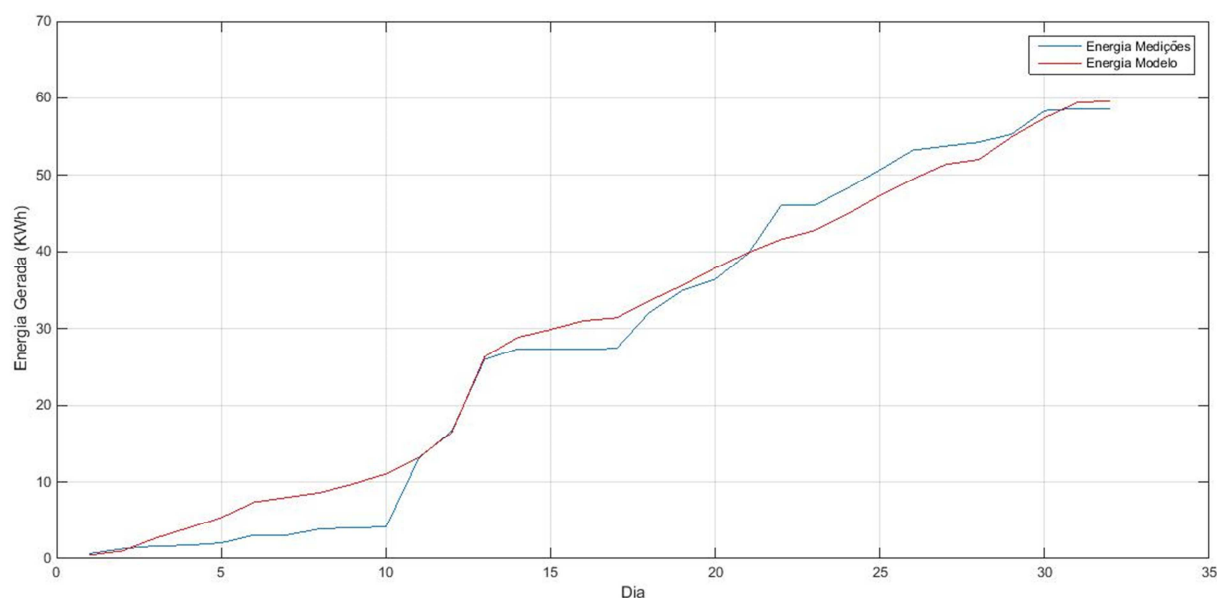


Figura 10-8 - Energia Calculada com medições da torre e Energia Calculada com dados do modelo (Acumulados)

Os resultados, quando comparados com as duas fontes de dados diferentes, são muito próximos, o que permite concluir que não houveram falhas na aquisição dos dados ou no sistema elétrico externo.

Tabela 10-3 – Resultados estatísticos de erros para a energia gerada

	Modelo x Real	Modelo x Medições
EAM	1,23	1,14
EAR	0,43	0,64
EQM	1,86	1,75
EQR	0,59	0,72

Tabela 10-4 – Comparativo de energias acumuladas ao longo do mês

	Utilizando dados do Modelo	Utilizando dados das medições de velocidade do vento	Energia fornecida pelo Aerogerador
Energia Gerada (KWh)	59,57	58,61	63,48

Utilizando-se o fator de correção, com relação à geração de energia, também obteve-se uma resposta satisfatória, até mesmo porque a potência do vento tem uma relação cúbica com a velocidade do vento, e desta forma, o mínimo erro na velocidade poderá trazer um grande erro na potência. Apesar de em alguns dias a diferença ter sido grande, a média do período analisado foi muito satisfatória.

10.2. Anexo A – Arquivo namelist.wps

```
&share
wrf_core = 'ARW',
max_dom = 3,
start_date = '2017-06-06_18:00:00','2017-06-06_18:00:00','2017-06-06_18:00:00',
end_date = '2017-06-10_18:00:00','2017-06-10_18:00:00','2017-06-10_18:00:00',
interval_seconds = 21600
io_form_geogrid = 2,
/
```

```
&geogrid
parent_id = 0, 1, 2,
parent_grid_ratio = 1, 5, 5,
i_parent_start = 1, 17, 30,
j_parent_start = 1, 17, 30,
e_we = 50, 81, 101,
```

```

e_sn          = 50, 81, 101,
geog_data_res = '30s','30s','30s',
dx = 25000,
dy = 25000,
map_proj = 'mercator',
ref_lat  = -32.07,
ref_lon  = -52.17,
truelat1 = -32.07,
truelat2 = -33.07,
stand_lon = -53.17,
geog_data_path = './geog'
/

```

```

&ungrib
out_format = 'WPS',
prefix = 'FILE',
/

```

```

&metgrid
fg_name = 'FILE'
io_form_metgrid = 2,
/

```

10.3. Arquivo namelist.input

```

&time_control
run_days          = 4
run_hours         = 1
run_minutes       = 0
run_seconds       = 0
start_year        = 2017, 2017, 2017,
start_month       = 06, 06, 06,
start_day         = 06, 06, 06,
start_hour        = 18, 18, 18,
start_minute      = 00, 00, 00,
start_second      = 00, 00, 00,
end_year          = 2017, 2017, 2017,
end_month         = 06, 06, 06,
end_day          = 10, 10, 10,
end_hour          = 18, 18, 18,
end_minute        = 00, 00, 00,
end_second        = 00, 00, 00,
interval_seconds  = 21600
input_from_file   = .true.,.true.,.true.,
history_interval  = 60, 60, 60,
frames_per_outfile = 1000, 1000, 1000,
restart           = .false.
restart_interval  = 5000

```

```

io_form_history          = 2
io_form_restart         = 2
io_form_input           = 2
io_form_boundary        = 2
debug_level             = 0
/

```

```

&domains
time_step               = 150
time_step_fract_num    = 0
time_step_fract_den    = 1
max_dom                 = 3
e_we                   = 50, 81, 101,
e_sn                   = 50, 81, 101,
e_vert                 = 29, 29, 29,
eta_levels              = 1.0, 0.9987, 0.9984, 0.9970, 0.9959, 0.980, 0.922, 0.894,
0.860, 0.817, 0.766, 0.707, 0.644, 0.576, 0.507, 0.444, 0.380, 0.324, 0.27$
p_top_requested        = 5000,
num_metgrid_levels     = 32,
num_metgrid_soil_levels = 4,
dx                     = 25000, 5000, 1000,
dy                     = 25000, 5000, 1000,
grid_id                = 1, 2, 3,
parent_id              = 1, 1, 2,
i_parent_start         = 1, 17, 30,
j_parent_start         = 1, 17, 30,
parent_grid_ratio      = 1, 5, 5,
parent_time_step_ratio = 1, 5, 5,
feedback               = 1,
smooth_option          = 0
/

```

```

&physics
mp_physics              = 3, 3, 3,
ra_lw_physics           = 1, 1, 1,
ra_sw_physics           = 1, 1, 1,
radt                    = 25, 25, 25,
sf_sfclay_physics      = 1, 1, 1,
sf_surface_physics     = 2, 2, 2,
bl_pbl_physics         = 1, 1, 1,
bldt                    = 0, 0, 0,
cu_physics              = 1, 1, 0,
cudt                    = 5, 5, 5,
isfflx                  = 1,
ifsnow                  = 0,
icloud                  = 1,
surface_input_source    = 1,
num_soil_layers         = 4,
sf_urban_physics       = 0, 0, 0,

```



```

/

&fdda
/

&dynamics
w_damping          = 0,
diff_opt           = 1, 1, 1,
km_opt            = 4, 4, 4,
diff_6th_opt      = 0, 0, 0,
diff_6th_factor   = 0.12, 0.12, 0.12,
base_temp         = 290.
damp_opt          = 0,
zdamp            = 5000., 5000., 5000.,
dampcoef         = 0.2, 0.2, 0.2
khdif            = 0, 0, 0,
kvdif            = 0, 0, 0,
non_hydrostatic   = .true., .true., .true.,
moist_adv_opt     = 1, 1, 1,
scalar_adv_opt    = 1, 1, 1,
/

&bdy_control
spec_bdy_width    = 5,
spec_zone        = 1,
relax_zone       = 4,
specified        = .true., .false., .false.,
nested          = .false., .true., .true.,
/

&grib2
/

&namelist_quilt
nio_tasks_per_group = 0,
nio_groups = 1,
/

```

10.4. Arquivo namelist.ARWpost

```

&datetime
start_date = '2017-05-29_18:00:00',
end_date   = '2017-06-02_18:00:00',
interval_seconds = 3600,
tacc = 0,
debug_level = 0,
/

```

```

&io
input_root_name = './wrfout_d03_2017-05-29_18:00:00'
output_root_name = './S0830R29g3'
plot = 'all_list'
fields =
'slp,height,geopt,theta,tc,tk,td,td2,rh,rh2,umet,vmet,pressure,u10m,v10m,wdir,wspd,wd10,
ws10,slp,mcape,mcin,lcl,lfc,cape,cin,dbz,max_dbz,clfr'
mercator_defs = .true.
/
split_output = .true.
frames_per_outfile = 2

plot = 'all'
plot = 'list'
plot = 'all_list'
! Below is a list of all available diagnostics
fields =
'slp,height,geopt,theta,tc,tk,td,td2,rh,rh2,umet,vmet,pressure,u10m,v10m,wdir,wspd,wd10,
ws10,slp,mcape,mcin,lcl,lfc,cape,cin,dbz,max_dbz,clfr'

&interp
interp_method = 0,
interp_levels =
1011.809,1010.849,1000.,950.,900.,850.,800.,750.,700.,650.,600.,550.,500.,450.,400.,350
.,300.,250.,200.,150.,100.,
/
extrapolate = .true.

interp_method = 0,    ! 0 is model levels, -1 is nice height levels, 1 is user specified
pressure/height

interp_levels =
1011.809,1010.849,1000.,950.,900.,850.,800.,750.,700.,650.,600.,550.,500.,450.,400.,350
.,300.,250.,200.,150.,100.,

```