

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DAMEC – DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA MECÂNICA
ENGENHARIA MECÂNICA**

RENAN POLI NAKAHARA

**ESTUDO AERODINÂMICO DAS PÁS DE UMA TURBINA EÓLICA DE
EIXO HORIZONTAL DE PEQUENO PORTE UTILIZANDO O
SOFTWARE QBLADE**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

LONDRINA

2021

RENAN POLI NAKAHARA

**ESTUDO AERODINÂMICO DAS PÁS DE UMA TURBINA EÓLICA DE
EIXO HORIZONTAL DE PEQUENO PORTE UTILIZANDO O
*SOFTWARE QBLADE***

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica do departamento acadêmico de Engenharia Mecânica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasconcelos Salvo

Coorientador: Prof. Dr. Rafael Sene Lima

LONDRINA

2021



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Londrina
DIRGRAD – DIRETORIA DE GRADUAÇÃO
DAMEC – DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA
MECÂNICA
ENGENHARIA MECÂNICA



TERMO DE APROVAÇÃO

ESTUDO AERODINÂMICO DAS PÁS DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL DE PEQUENO PORTE UTILIZANDO O SOFTWARE QBLADE

por

RENAN POLI NAKAHARA

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) foi apresentado em 24 de agosto de 2021 como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Ricardo de Vasconcelos Salvo
Prof. Orientador

Prof. Dr. Amadeu Lombardi Neto
Membro titular

Prof. Dra. Claudia Santos Fiuza Lima.
Membro titular

- O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso -

Dedico este trabalho à minha esposa
Elisa.

AGRADECIMENTOS

Apesar de nos depararmos com várias pessoas ao longo do curso, algumas foram e são essenciais nesse trajeto. Todos mencionados aqui, de alguma forma contribuíram para o meu crescimento, ainda que por um pequeno período de tempo, ainda que em poucos minutos de conversa.

Agradeço primeiramente a Deus, que é a minha fortaleza e refúgio, n'Ele me alegro todos os dias.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Ricardo Vasconcelos Salvo que, com empenho e dedicação, me apresentou como conduzir esse projeto de extrema importância, certamente não haveria pessoa melhor.

A minha esposa Elisa por me apoiar em prosseguir nessa jornada.

Gostaria de deixar registrado também o meu reconhecimento à minha família, pois acredito que sem o apoio deles seria difícil vencer esse desafio.

RESUMO

NAKAHARA, Renan Poli. **Estudo aerodinâmico das pás de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte utilizando o software Qblade**. 2021. 59 páginas. Trabalho de Conclusão de Curso Bacharelado Engenharia Mecânica - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Londrina, 2021.

O presente trabalho apresenta uma proposta de estudo aerodinâmico das pás de uma turbina eólica de pequeno porte. O projeto aerodinâmico é realizado no *software open source* Qblade, que realiza cálculos com base no limite de Betz e na teoria de Glauert para perfis aerodinâmicos visando a otimização do perfil de pá da turbina. O ângulo de ataque, corda e ângulo de torção são calculados, e com isso a pá e o rotor são criados como um modelo computacional tridimensional. A partir do modelo gerado foram realizadas simulações que geraram valores de potência e de coeficiente de potência em relação a rotação, e com isso obteve-se o melhor perfil para a aplicação em condições de baixa velocidade e a demonstração de que o valor da relação C_l/C_d não é o fator imprescindível para obtenção da melhor extração de energia.

Palavras-chave: Aerofólio. Limite de Betz. Qblade. Otimização aerodinâmica. Turbina eólica.

ABSTRACT

NAKAHARA, Renan Poli. **Aerodynamic study of a horizontal axis blades in small wind turbine using the software QBLADE**. 2021. 59 pages. Undergraduate Thesis for Mechanical Engineering Bachelor Course - Federal University of Technology - Paraná. Londrina, 2021.

This work presents a proposal for the aerodynamical study of a small horizontal axis wind turbine. The aerodynamic design is performed using Qblade, an open-source software, which performs calculations based on Betz limit and Glauert theory for aerodynamic optimization of the turbine blade profile. The angle of attack, chord and torsion angle are calculated, and with these computations, the blade and rotor are created as a tri-dimensional computational model. From the generated models some simulations were developed and values of power and power coefficient in relation to the rotation speed were carried out. The main study was capable to reach the best profile for the application of a small wind turbine in low velocity wind. Other than that, showed that not necessarily the C_l/C_d rate is essential to obtain the best energy gathering.

Keywords: Airfoil. Betz limit. Qblade. Aerodynamic optimization. Wind Turbine.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Turbina eólica de Charles Brush em 1888	13
Figura 2 – Desenho esquemático de uma turbina eólica de eixo horizontal moderna	14
Figura 3 – Situação Global de produção de energia e projeção.....	15
Figura 4 – Comparativo tamanho rotor	16
Figura 5 – Capacidade de produção por estado e projeção de capacidade instalada	17
Figura 6 – Gráfico de aderência à geração de pequeno porte	20
Figura 7 – Desenho esquemático de uma torre solar.....	26
Figura 8 – Esquema do disco atuador.....	29
Figura 9 – Definição da velocidade induzida	30
Figura 10 – Esquema de forças atuantes e componentes de velocidades.	31
Figura 11 – Configuração de ângulos de uma pá de turbina.....	32
Figura 12 – Rosa dos ventos para a cidade de Londrina	35
Figura 13 – Distribuição de Weibull para Londrina	35
Figura 14 – Gráficos gerados de Cl e Cd no Qblade.....	38
Figura 15 – Gráfico gerado diretamente no QBLADE - Relação Cl/Cd pelo ângulo de ataque Alpha [°] – Perfil SD7080	39
Figura 16 – Pá para rotor de perfil SD7080 - Gerado no Qblade	40
Figura 17 – Rotor gerado Perfil SD7080 - Diâmetro 3 m.....	40
Figura 18 – Gráficos de potência x rotação TSR 4.....	42
Figura 19 – Gráficos de potência x rotação TSR 5.....	43
Figura 20 – Gráficos de potência x rotação TSR 6.....	44
Figura 21 – Gráficos de coeficiente de potência x rotação TSR 4.....	45
Figura 22 – Gráficos de coeficiente de potência x rotação TSR 5.....	46
Figura 23 – Gráficos de coeficiente de potência x rotação TSR 6.....	47
Figura 24 – Gráficos de potência x rotação TSR 7.....	49
Figura 25 – Gráficos de potência x rotação TSR 8.....	50
Figura 26 – Gráficos de coeficiente de potência x rotação TSR 7.....	51
Figura 27 – Gráficos de coeficiente de potência x rotação TSR 8.....	52
Figura 28 – Gráfico de coeficiente de potência x rotação	54
Figura 29 – Gráfico de potência x rotação.....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Motivações para a compra de aerogeradores de pequeno porte.....	21
Tabela 2	Velocidade dos ventos ao longo do ano em Londrina – PR.....	35
Tabela 3	Angulo ótimo de ataque e relação C_l/C_d por perfil.....	40

LISTA DE VARIÁVEIS

\varnothing	Ângulo de incidência de vento	rad
α	Ângulo de ataque	rad
β	Somatória do ângulo de torção e ângulo de passe	rad
β_p	Ângulo de passe	rad
θ	Ângulo de torção	rad
C_d	Coeficiente de arrasto	-
C_p	Coeficiente de potência	-
C_l	Coeficiente de sustentação	-
C	Corda	m
ρ	Densidade do ar	kg/m ³
a'	Fator de indução tangencial	-
a	Fator de indução axial	-
L	Força de sustentação	N
D	Força de arrasto	N
R	Raio do rotor	m
ω	Velocidade angular da pá	rad/s
U	Velocidade de corrente livre do vento	m/s ²
λ	Razão de velocidades na ponta de pá (<i>Tip Speed Ratio</i>)	-
λ_r	Razão de velocidades local (ao longo do raio da pá)	-

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2 OBJETIVO	19
3 JUSTIFICATIVA	20
4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
5 METODOLOGIA	28
5.1 PRINCIPAIS ABORDAGENS PARA ANÁLISE AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS	28
5.1.1 Teoria do <i>Momentum</i>	28
5.1.2 Teoria do elemento de pá (<i>Blade element theory – BET</i>).....	29
5.1.3 Teoria do momento do elemento de pá (<i>Blade element momentum theory</i>) .	30
5.2 PROCEDIMENTO ADOTADO PARA O DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO DE PERFIS AERODINÂMICOS	33
6 RESULTADOS	37
7 CONCLUSÃO	56
REFERÊNCIAS	57

1 INTRODUÇÃO

Os primeiros registros históricos de utilização de energia eólica se dão por volta de 200 a.C. na Pérsia com moinhos de vento de eixo vertical e com moinhos de vento de eixo horizontal na Holanda por volta de 1300d.C. (Fleming e Probert,1984). Acredita-se também que antes da utilização dos “cata-ventos” na Pérsia, a China por volta de 2000a.C. já aplicava esse conhecimento. (SHEPHERD, 1994).

A título de exemplo, no século VII a.C. o rei Hamurabi da Babilônia implementou um sistema para irrigar as planícies férteis dos rios Eufrates e Tigre. Na realidade, os moinhos movidos pela ação do vento (*windmills*) e de água (*water-driven mills*) foram basicamente os únicos geradores de potência por ao menos 1200 anos, até a revolução industrial no século XVIII (Letcher, 2017).

De acordo com o ministério de minas e energia brasileiro (MME), o primeiro aerogerador foi construído e projetado entre 1887 e 1888 por Charles F. Brush. Com uma torre de 18m de altura, um rotor de 17m de diâmetro e 144 lâminas, representado na Figura 1, conseguiu obter uma produção de 12kW, a qual era transferida a um banco de baterias para alimentação de lâmpadas incandescentes e motores elétricos. Porém, o projeto foi abandonado com o advento da rede elétrica na cidade de Ohio nos Estados Unidos. (Ministério de Minas e Energia – MME)

Figura 1– Turbina eólica de Charles Brush em 1888

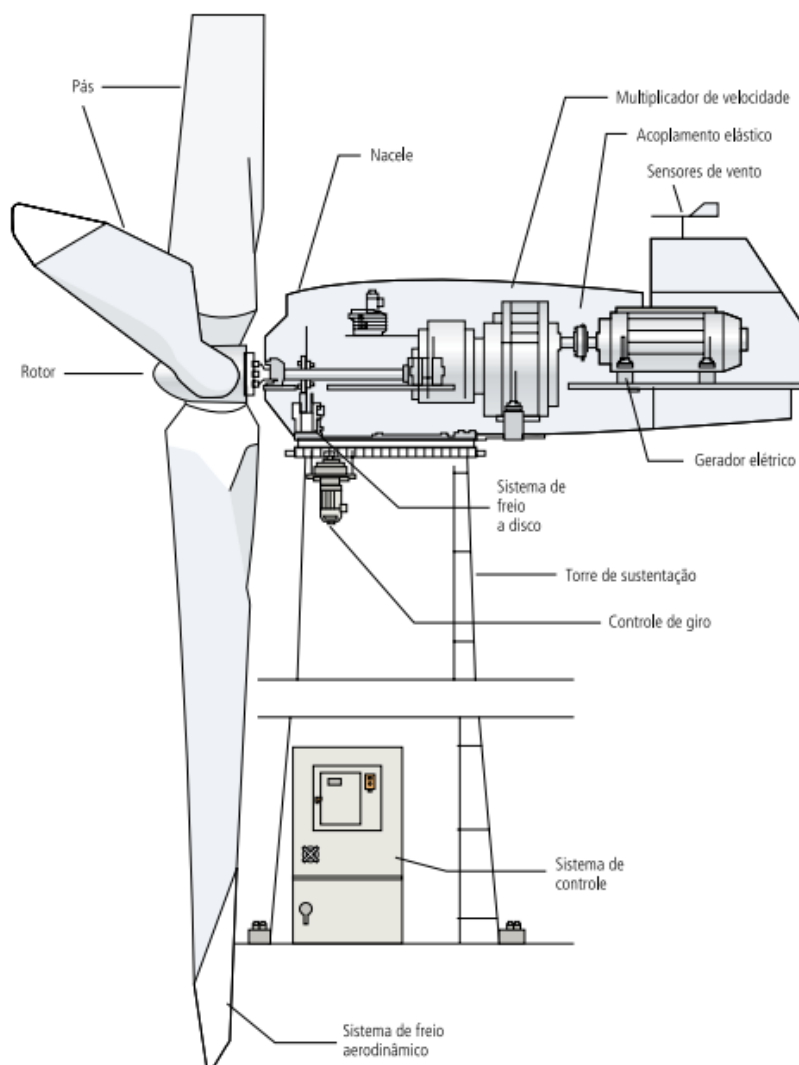


Fonte: Revista Pesquisa FABESP – Energia de Cata-ventos (2016)

Com desenvolvimento de turbinas a vapor e motores de combustão interna, os moinhos de vento foram substituídos por mecanismos que utilizam combustíveis fósseis como fonte de energia, uma vez que eram capazes de uma maior produção. Apesar das turbinas eólicas serem fontes renováveis de energia, no início do século XX não existia grande preocupação com o meio ambiente. (Ragheb, 2016)

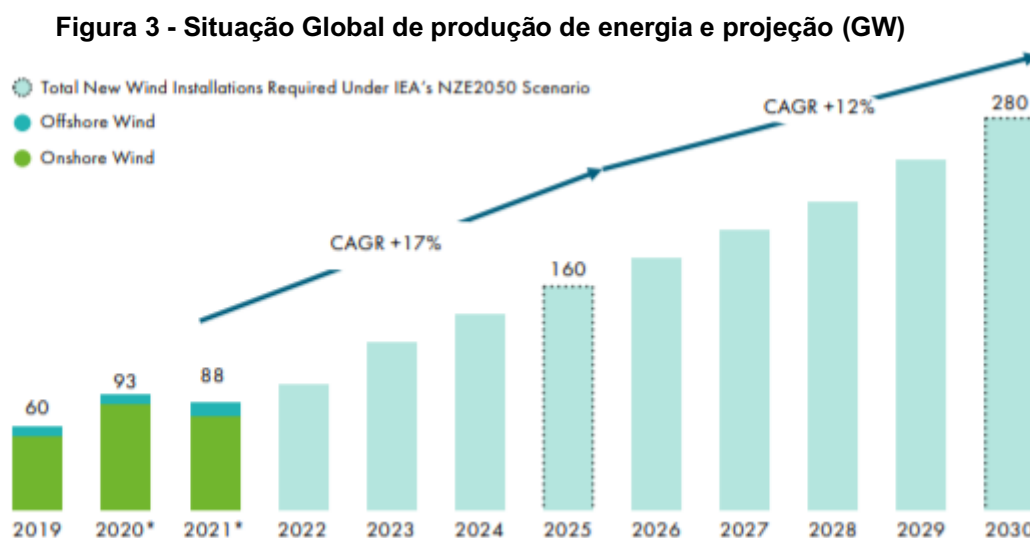
A ampliação do uso de energia eólica culminou com a crise do petróleo em meados dos anos 70 devido ao alto custo da *commodity*. A primeira turbina eólica comercial instalada em rede elétrica pública surgiu em 1976 na Dinamarca com um projeto muito semelhante ao que se é utilizado nos dias atuais, conforme a Figura 2 a seguir.

Figura 2– Desenho esquemático de uma turbina eólica de eixo horizontal moderna



Fonte: ANEEL (2005)

A Figura 3 é parte do relatório de 2021 do setor de inteligência de mercado do *Global Wind Energy Council (GWEC)* que demonstra a situação atual de produção e demanda de energia eólica junto de uma projeção para até 2030 a nível global. A projeção de crescimento nos últimos anos é notória, apesar de uma pequena queda de 5% de 2020 para 2021, fator devido a pandemia do COVID-19, sendo observada também nos setores de óleo (8%) de gás (7%).

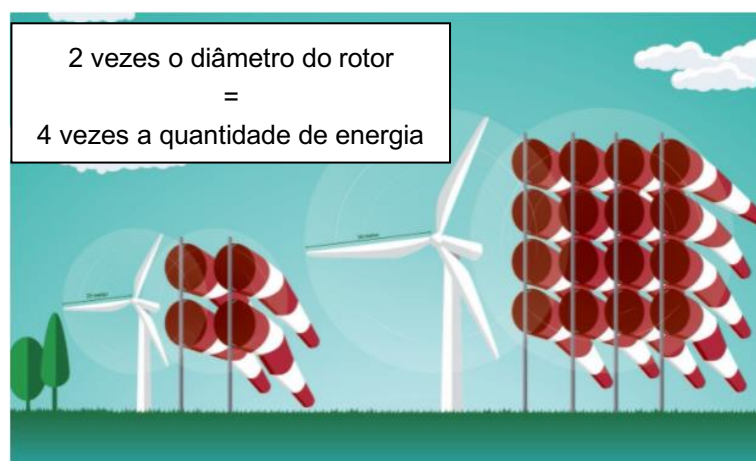


Fonte: GWEC Market Intelligence (2020)

Ainda de acordo com o relatório do GWEC o mercado continua otimista no investimento em energia eólica, pois com a pandemia, os holofotes também se focaram nos impactos do homem na natureza e com isso uma avaliação de necessidade de acelerar a mudança de matriz energética para fontes renováveis.

Com o tempo, as turbinas eólicas de eixo horizontal estão se tornando cada vez mais eficientes, e com isso, fornecendo um maior potencial energético. A cada ano que passa turbinas maiores são desenvolvidas, um exemplo é que quando se dobra o tamanho de um rotor de uma turbina a sua produção é elevada ao quadrado desse aumento, como esquematizado na Figura 4, sendo esse um dos principais motivos pela busca por turbinas cada vez maiores.

Figura 4 - Comparativo tamanho rotor



Fonte: Adaptado de <https://gwec.net/why-wind-turbines-are-increasing-in-size/>

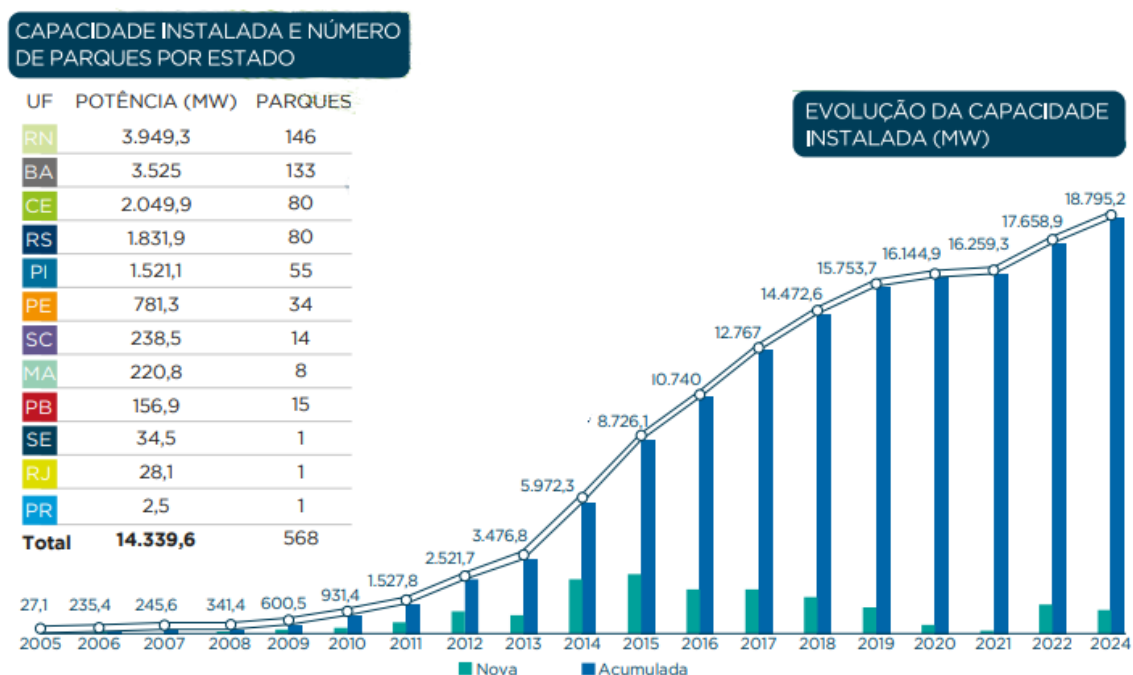
Além disso, de acordo com Lantz, et al., (2019) com base nos dados disponíveis para os Estados Unidos no *Wind Toolkit* para o ano de 2012, a NREL estima que um aumento na altura do centro do rotor de 80 a 110 m geralmente resulta em aumentos da velocidade do vento de 0 a 1,0m/s. Sendo escassas as áreas que têm velocidades de vento reduzidas com níveis mais altos acima do solo. Se a altura do cubo for aumentada de 80 para 160m, ocorrem aumentos da velocidade do vento, em geral, de 1,0 a 2,0m/s. Esses resultados levam a uma descoberta geral de que o aumento da altura do cubo é acompanhado pelo aumento dos recursos eólicos. No entanto, existem diferenças regionais e topográficas que devem ser observadas.

É óbvio que a maior disponibilidade de recursos eólicos em função da altura em relação ao solo não pode ser traduzida diretamente em um menor custo da energia gerada. No entanto, no relatório da NREL, Lantz, et al., (2019) aborda diretamente a análise de custo da energia, indicando que tanto para as turbinas atuais quanto para a previsão de desenvolvimento de novas turbinas até o ano de 2030 uma maior altura do rotor em relação ao solo tende a possibilitar um menor custo pela energia gerada. Essa tendência fica clara ao se verificar a maior turbina eólica em funcionamento hoje, a Haliade-X da General Electric, com uma altura da base ao centro do rotor de 220 metros, e cada pá medindo 107 metros essa turbina possui uma capacidade de produção de 12MW (GE, 2018).

Estima-se que o potencial bruto de energia oriunda dos ventos no mundo é de 498.400 TWh/ano e com potencial líquido de 53.000TWh/ano, sendo que no Brasil o potencial eólico chega a 60.000MW (ANEEL, 2018).

Segundo os últimos dados da Agência Brasileira de Energia Eólica, o Brasil atingiu o marco de capacidade instalada de 14,34GW com 568 parques eólicos e mais de 7.000 turbinas eólicas distribuídas em 12 estados, conforme indicado na Figura 3.

Figura 5 – Capacidade de produção por estado e projeção de capacidade instalada



Fonte: Adaptado de ABEEOLICA (2018)

Conforme a Figura 5, em 2011, a capacidade instalada no Brasil era de 1,5GW, desta forma, é possível observar que houve um crescimento notável no setor eólico até os dias atuais. Além disso, 80% da indústria do ramo é nacionalizada, isso demonstra que de fato já é um setor bem consolidado no Brasil. As empresas envolvidas nacionalmente ainda enxergam um grande potencial de crescimento para o setor, fator que será extremamente benéfico para geração de empregos, bem como a adequação do setor energético às necessidades de cuidados climáticos com investimento em fontes renováveis.

As demandas programadas até 2024 indicam que o Brasil terá uma capacidade instalada de quase 19GW (ABEEOLICA, 2018). Há, portanto, fortes indícios de que a energia eólica será a segunda maior fonte de energia do Brasil, dado que, esse tipo de geração chegou a abastecer 14% de todo o sistema integrado nacional no ano de 2018. (ANEEL, 2018)

Tendo em vista as projeções de mercado em conjunto com o avanço da tecnologia, o mercado livre de energia elétrica no Brasil, onde qualquer pessoa pode ter a sua própria geração de energia, e inclusive realizar a compra de energia elétrica fora de estatais do setor elétrico, uma nova modalidade de geração de energia elétrica vem ganhando força, que são as turbinas eólicas de pequeno porte (*Small Scale Wind Turbines – SWT*). (Letcher, 2017)

Certamente, a geração de energia das turbinas de pequeno porte é bem menor que as de grande porte. No entanto, pode ser o bastante para atender ou complementar demandas de energia de pequenos comércios e residências barateando seus custos. O advento de materiais mais leves e resistentes e a respectiva redução de custo contribui para a popularização desta tecnologia. Esse é um mercado em ascensão e que ainda tem muito a evoluir em termos de eficiência.

A eletricidade produzida a partir de uma turbina de pequeno porte pode ser diretamente utilizada, por exemplo em bombeamento de água, ou pode ser armazenada em bancos de bateria para uso doméstico quando necessário. Essas pequenas turbinas podem fornecer entre 10kW e 100kW de potência sem ligação com a rede geral de energia elétrica. Além disso, são mecanicamente mais simples já que pode não ser necessária a utilização de redutores como nas grandes turbinas (Ragheb,2016). O Centro Brasileiro de Energia Eólica determina que as turbinas são classificadas a partir da geração de energia, até 500kW (pequeno porte), de 500kW até 1MW (médio porte) e acima de 1MW (grande porte).

O primeiro fator a ser observado para o desenvolvimento de uma turbina eólica é o local de instalação da mesma. A escolha do projeto de turbina para aplicação no dado local deve ter como base o levantamento de alguns critérios. O ponto de partida é a coleta de dados de velocidade e direção dos ventos ao longo do ano no dado local, com esses dados em mãos é necessário aplicar o critério de distribuição de Weibull para obtenção da velocidade média e verificação do máximo desvio dessa velocidade, bem como a variação de sua direção (Dixon, 2014).

Vale salientar que os fatores que influenciam a velocidade do vento são a região climática, topografia, estação do ano, altitude e vegetação local, dentre estes, os fatores mais relevantes para a velocidade do vento são altitude e topografia. (Dixon, 2014).

Para o desenvolvimento da turbina os projetos têm utilizado já há quase um século a teoria do momento de elemento de pá (*Blade Element Momentum* – BEM), na qual a pá é otimizada a cada seção para as condições nas quais será aplicada.

A teoria original do método BEM foi inicialmente desenvolvida por Glauert (1935), combinando a teoria da quantidade de movimento (*momentum theory*) com a teoria dos elementos da pá (*Blade Element Theory* - BET). A teoria da quantidade de movimento desconsidera a geometria das pás, assumindo que o rotor consiste de um número infinito de pás na forma de um disco atuador. Ao passo que a BET se baseia nas características aerodinâmicas do aerofólio, assumindo que uma pá pode ser tratada como várias seções bidimensionais, constituídas por aerofólios, independentes umas das outras (Manwell et al., 2002).

O presente trabalho destina-se a realizar o estudo aerodinâmico de pás para uma turbina eólica de pequeno porte, procurando otimizar o projeto para baixas velocidades de corrente livre. Tal projeto visa auxiliar no acesso à energia elétrica, tanto em regiões onde não há rede de distribuição elétrica como em situações cujo o objetivo é a economia de energia de maneira sustentável. Nas próximas seções são apresentados o objetivo e justificativa. Uma revisão bibliográfica que abordará uma breve discussão acerca de trabalhos de relevância relacionados ao projeto, estudo aerodinâmico e manufatura de turbinas eólicas, metodologia para desenvolvimento do presente trabalho, os principais resultados obtidos e a discussão sobre os mesmos. Por último é apresentada a conclusão do trabalho.

2 OBJETIVO

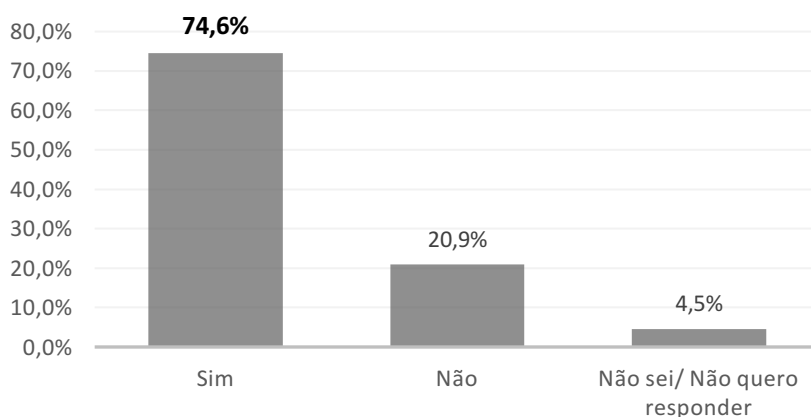
O presente trabalho tem como objetivo realizar o estudo aerodinâmico de perfis de pá de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte, otimizando a mesma para baixas velocidades de vento, com levantamento bibliográfico sobre o tema, simulações de diferentes perfis de pá, e obtenção de potência e coeficiente de potência para cada tipo de perfil.

3 JUSTIFICATIVA

O mundo apresenta uma tendência de mudança das fontes de geração de energia para a utilização de recursos renováveis. Isso se reflete em um amplo mercado, principalmente no que tange a geração de energia por fonte eólica. Apesar do Brasil ser o oitavo no ranking mundial em produção de energia eólica, já existem mais de 20GW de projetos prontos para irem a leilão no mercado brasileiro, além disso, o país deve se preparar para aprimorar a tecnologia das turbinas já em funcionamento para aumento de eficiência da matriz eólica.(Site: Época Negócios, 2019).

Somado à projeção de crescimento existe também o desejo por parte de consumidores por aerogeradores de pequeno porte. Conforme a Fig. (6), uma pesquisa realizada por Pereira (2015), 74,6% dos entrevistados adeririam à compra de um aerogerador, sendo que 54% dos posicionados a favor da compra, conforme a Tab. (1), comprariam com o objetivo de redução na conta de energia, dado o cenário brasileiro cujo custo da energia é relativamente caro. Por fim, essa tecnologia também é passível de utilização fora da rede pública, possibilitando acesso à energia elétrica em localidades remotas.

Figura 6 – Gráfico de aderência à geração de pequeno porte



Fonte: Adaptado de Pereira (2015)

Tabela 1 – Motivações para a compra de aerogeradores de pequeno porte

Motivação	%
Redução na conta de energia elétrica	54
Redução dos gases de efeito estufa	18
Preço	8
Fácil instalação e manutenção	4
Independência Energética	4
Pesquisa	4
Geração distribuída	2
<i>Backup</i> de Rede Básica	2
Estratégico	2
Interesse pessoal	2

Fonte: Relatório dos cursos avaliados em 2005 – INEP/SINAES (2006)

4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para o desenvolvimento de turbinas eólicas, é imprescindível o conhecimento de aerodinâmica, essencialmente no que diz respeito a modelagem de forças aerodinâmicas. De acordo com Dixon (2013), os rotores e estruturas de turbinas eólicas estão sujeitos a esforços que dependem tanto da velocidade do vento quanto da rotação da turbina, ângulo e perfil de suas pás e a relação entre o coeficiente de sustentação (C_l) e de arrasto (C_d), sendo:

$$C_l = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 c} \quad (1)$$

$$C_d = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 c} \quad (2)$$

onde, nas equações acima, L representa a força de sustentação, ρ a densidade, V_0 a velocidade de referência, c a corda e D a força de arrasto.

Kurtulmus (2007) realizou a análise aerodinâmica para 4 diferentes perfis de pás para turbina eólica. Em seu estudo foram avaliadas as relações entre sustentação e arrasto para os perfis NACA 0012, NACA 4412, NACA 4415 e NACA 23012, para diferentes números de Reynolds (Re). Para os dados perfis, a sustentação, arrasto, momento e o mínimo coeficiente de pressão foram calculados utilizando o software

Snack 2.0. Em suas simulações foram aplicadas 14 condições de escoamento, nas quais o número de Reynolds variou de 20.000 a 9.000.000 para todos os perfis.

Para as condições supracitadas, o autor concluiu que somente seria possível a produção de energia a partir das turbinas eólicas sob condições de velocidade de vento acima de 3m/s e abaixo de 25m/s. Ademais, para todas as condições de Re nas maiores relações de Cl/Cd , os ângulos de ataque mais convenientes foram entre 3° e 9°, para números de Reynolds menores do que 3.000.000 e entre 3° e 7° para números de Reynolds maiores do que 3.000.000. A respeito do momento e do coeficiente de pressão mínimo, o menor momento e o menor coeficiente de pressão mínimo foi encontrado no perfil NACA 0012 com ângulo de ataque a 3°, já o maior momento foi calculado para o perfil NACA 4415 com ângulo de ataque a 9°, e o maior coeficiente de pressão mínimo no perfil NACA 23012 com ângulo de ataque a 9°.

Lanzafame (2007) comparou os resultados obtidos em simulações de turbinas eólicas com dados experimentais oriundos da operação das turbinas em túnel de vento. Para o projeto da turbina foi utilizado o método BEM, com o objetivo de otimizar a corda, ângulo de ataque, de passo e de torção. O autor destaca que apesar de o método BEM ter sido inicialmente apresentado por Glauert (1935), ele foi aprimorado em anos mais recentes, e com isso algumas alterações foram realizadas em seus cálculos e, assim, novos modelos foram propostos. O autor ponderou que os principais fatores que influenciaram na melhoria do método BEM foram os fatores de indução axial e tangencial, que por sua vez modificaram ligeiramente o cálculo do Cl e do Cd .

Para simulação e experimento, Lanzafame (2007) utilizou o perfil S809, e comparou com correlações que consideravam perda no cubo do rotor, perda de pós-*Stall*, e correções de fator de indução propostos por Buhl (2005). Para uma investigação mais abrangente contou com dados obtidos de experimentos realizados em outras instituições, sendo a *Colorado State University*, *Ohio State University* e *Delft University of Technology*. O autor conclui que as novas correlações de aprimoramento do BEM propiciam um aumento do coeficiente de potência teórico, aproximando mais o mesmo dos dados obtidos experimentalmente.

Musfaya (2011) com a coleta de 3 anos de dados sobre a velocidade dos ventos em uma ilha ao leste da ilha de Java decidiu implementar uma pequena turbina eólica com o objetivo de atender áreas remotas com ventos de baixa velocidade, o local apresenta médias de vento entre 2-6m/s dependendo da época do ano. Para aplicação do estudo, o autor construiu uma turbina com rotor de um metro de diâmetro

e pás de perfil NACA 0012, posicionado a 10 metros de altura. A capacidade de geração de energia com ventos a 5m/s era de 50 W.

A turbina foi testada em laboratório para uma faixa de velocidade de 2-10m/s, com a utilização de um *encoder* para medição de sua rotação. Foi verificado que a turbina só entrou em rotação a partir da velocidade de vento de 3m/s. Em seus resultados o melhor ângulo de passo variou entre 13° e 20° dependendo da velocidade do vento. Musfaya (2011) concluiu que com a turbina projetada seria possível obter uma geração de pouco mais que 200kWh/ano.

Song (2012) projetou, fabricou e testou uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte do tipo Bergey XL 1.0 e realizou algumas modificações de melhoria em seu projeto. Utilizou o método BEM com os aprimoramentos realizados por Buhl (2005) em seu desenvolvimento de otimização das pás. A nova turbina seria produzida com um rotor de 1,25m de diâmetro. A manufatura seria em fibra de vidro com a utilização de resina epóxi e utilização do método de transferência de resina denominado "*Resin Transfer Molding*", no qual se faz necessário a usinagem de um molde metálico para a posterior injeção de resina sob pressão manométrica negativa nas camadas de fibra de vidro.

O autor inicialmente não obteve sucesso no processo de fabricação, creditando o fracasso à falta de prática. No entanto, em outras tentativas obteve três pás com bom acabamento, embora com a presença de alguns detalhes indesejáveis, como bolhas entre as camadas de fibra de vidro devido a incorporação de ar durante a mistura da resina. Com esse processo de fabricação o peso das pás foi em média de 1.495g e desvio de aproximadamente 20g. Durante a fase de testes o autor verificou que a turbina conseguiu gerar uma potência máxima de 1889W para um ângulo de passo de 5° e uma velocidade de vento de 13,6m/s.

Rio et al., (2013) estudaram a influência da esteira na otimização da distribuição da corda do perfil e o ângulo de torção da pá. Para a pesquisa desenvolveram um código para aplicação do método BEM em conjunto com o modelo matemático para o vórtice de Rankine. Os autores compararam os resultados obtidos com resultados de simulações de DFC. De acordo com os autores, o modelo de vórtice de Rankine é aplicável a qualquer tamanho de rotor.

Rio et al., (2013) descrevem que a estrutura do fluxo na esteira formada devido ao movimento do rotor é tridimensional e complexa devido ao comportamento instável dos vórtices. Mesmo com tal complexidade os autores demonstram que o

método BEM apresenta bons resultados a nível de desenvolvimento de engenharia e que quando a rotação da esteira é levada em consideração os resultados são melhorados. Para considerar a rotação na esteira os autores propõem uma correção na equação do coeficiente de potência do modelo de Glauert (1935). A correção foi descrita no estudo de Wilson e Lissaman (1974). Para valores de razão de velocidades na ponta das pás (λ), Eq. (3), menores do que dois, o algoritmo proposto pelos autores se torna instável, gerando coeficientes de potência maiores do que um. Com um novo fator multiplicativo proposto por Wilson e Lissaman (1974) que contabiliza a influência dos vórtices na esteira no cálculo do coeficiente de potência (C_p) do modelo de Glauert (1935) foram obtidos resultados satisfatórios com melhoria de eficiência em cerca de 18% para $\lambda < 2$ e com aproximação de C_p máximos tendendo ao limite de Betz 59,26%.

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_0} \quad (3)$$

Sendo ω a velocidade angular do rotor e R o raio da ponta da pá e V_0 a velocidade do vento.

Jafari (2016) realizou um estudo cujo objetivo foi avaliar a e desempenho e turbinas eólicas de eixo horizontal de pequeno porte montadas dentro de aberturas de prédios por meio de simulações em CFD. Apesar de Jafari (2016, apud, Toja-Silva et al., 2013) afirmar em seu estudo que turbinas de eixo horizontal trabalham melhor em terrenos planos do que em ambientes com muitos prédios, Dayan (2006) demonstrou que apesar da rugosidade do terreno metropolitano ser alta e elevar o grau de turbulência do escoamento do vento, ao utilizar turbinas eólicas de eixo horizontal em prédios é possível obter uma quantidade razoável de energia dos ventos.

Foram escolhidas 4 turbinas idênticas do tipo Ampair 300 que estariam dispostas de forma matricial 2 x 2 em uma abertura de 3m x 3m, essas aberturas estariam localizadas a 60m, 90m, 120m e a 150m de altura em relação ao solo, as simulações de turbinas colocadas em aberturas de prédios foram comparadas com simulações de turbinas dispostas em corrente livre do ambiente predial. Também foram realizadas simulações com difusores ao redor dos rotores com o objetivo de evitar que o vento contornasse as turbinas. Primeiramente, houve um aumento de

30% no coeficiente de desempenho com a utilização dos difusores, em uma condição de vento de 6m/s. As turbinas colocadas na abertura e com difusores obtiveram coeficiente de desempenho igual a 0,5 e superaram o coeficiente de desempenho das turbinas em corrente livre com valor de 0,25. Para a dada configuração as turbinas somaram um total de 7,5kW de geração de energia.

Yass e Ekbal (2018) elaboraram um estudo experimental para projeto e manufatura de turbinas eólicas de eixo horizontal com um perfil NACA 0012 para as pás do rotor. O estudo foi realizado computacionalmente com a utilização de um código de pesquisa escrito em linguagem Fortran 90. O desenvolvimento consistiu em avaliar e comparar os coeficientes de potência (C_p) obtidos pelos métodos de otimização de Betz e de Schmitz para corda do perfil, assim como a otimização da torção da pá baseada na relação entre coeficiente de sustentação e de arrasto (C_l/C_d).

Sem a aplicação de nenhum método de otimização foi obtido C_p igual a 0,481 assumido λ igual a 7, após a otimização pelo método de Schmitz o coeficiente de potência obtido foi C_p igual a 0,556 e enquanto que ao otimizar pelo método de Betz o C_p foi igual a 0,53, ambos com otimização de torção baseados em C_l/C_d . Desta forma, os autores concluíram que para os maiores valores de C_p , em ambos os casos, o fator mais relevante foi o maior valor possível para a razão C_l/C_d . Concluíram também que a aplicação de um método de otimização pode aumentar o C_p em até 16% do valor original.

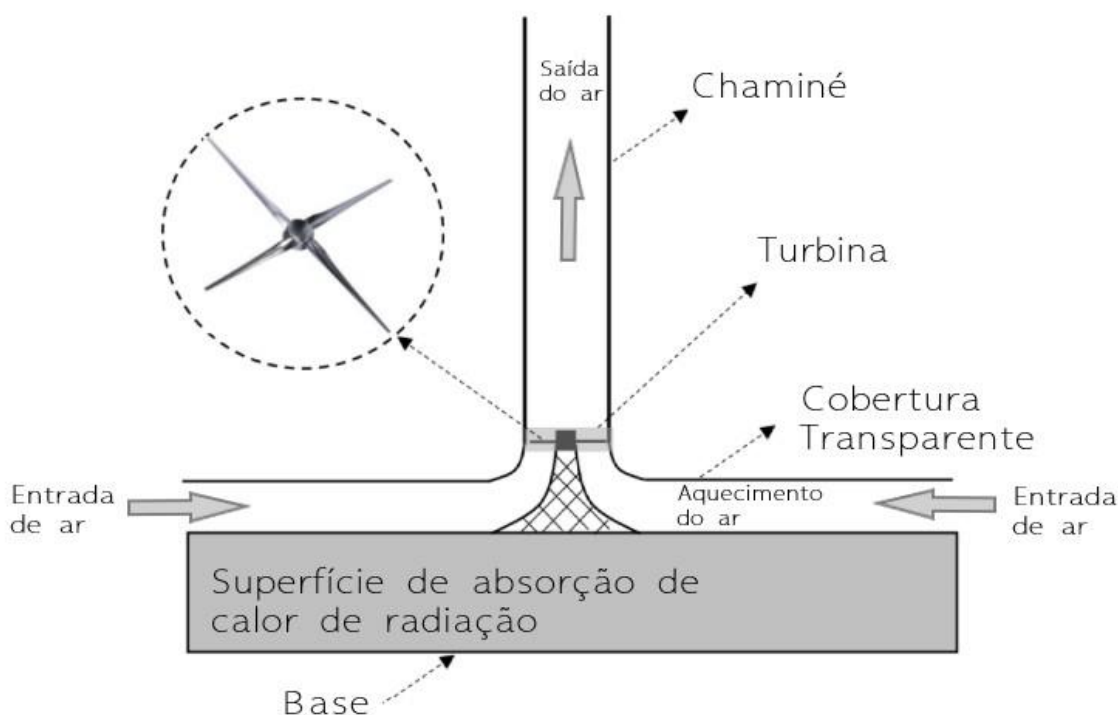
Ansari (2018) propôs um estudo, com utilização de simulação numérica, para a determinação do ângulo de passo e das velocidades de operação de uma turbina com o acoplamento de placas nas extremidades das pás do rotor, mais conhecidas como *winglets*. As placas teriam o objetivo de reduzir o fluxo radial para a ponta das pás. A redução do escoamento radial teoricamente implicaria em uma esteira com menor turbulência e com isso o aumento da potência gerada pela turbina.

Para a simulação, utilizou um rotor de 10,058 metros de diâmetro, implementou equações para fluido incompressível e viscoso. Realizou simulações com uma malha híbrida, com células hexaédricas para capturar a camada limite e para o resto do domínio utilizou células tetraédricas. As simulações correram utilizando o modelo de turbulência $k\omega$ -SST, em regime permanente, porém em simulações diferentes com velocidades de 5m/s a 25m/s e ângulos de passo entre 3° e 23° para uma turbina do tipo NREL Phase VI. Com a adição dos *winglets* nas extremidades a

geração de potência foi maior do que sem, porém, somente para operação com velocidades de vento e ângulos de passo específicos o autor conseguiu obter um aumento de 4,6% na potência gerada pela turbina.

Balijepalli (2018) aplicou o método de Schmitz para otimização de turbinas eólicas de pequeno porte com aplicação em torres solares. O modelo de Schmidt, diferentemente do modelo de Betz, considera o fluxo rotacional e leva em consideração a influência da esteira no torque da turbina. Seu objetivo foi obter valores de λ , comprimento relativo de corda c/r , taxa de solidez, potência, ângulo de velocidade relativa do vento e ângulo de passo otimizados para cada uma das velocidades de 2m/s e 10m/s. Para o escoamento dentro de uma tubulação, o perfil de velocidades varia com relação ao raio do tubo e essa questão foi, portanto, levada em consideração.

Figura 7– Desenho esquemático de uma torre solar



Fonte: Adaptado de GHOLAMALIZADEH (2012)

O tipo de perfil utilizado foi o NACA 23012, e devido ao diâmetro da chaminé ser de 0,6m, utilizou-se um rotor com 3 pás e raio de 0,285 m a um ângulo de ataque de 8°. Partindo do proposto anteriormente, para velocidades médias de 2m/s obteve um ângulo de passo ótimo de 18° e uma energia extraída de 0,06W, e uma força de sustentação de 0,0052N, já para a velocidade de 10m/s obteve um ângulo de passo

de $42,9^\circ$ com uma geração de potência de 1,75W e uma força de sustentação de 0,168N.

Suresh (2019) desenvolveu análises aerodinâmicas para projeto de turbina eólica de eixo horizontal para aplicação em regiões rurais com ventos de baixa velocidade. O autor estudou 10 perfis de pá aplicando o método BEM. Em todas as simulações considerou baixos valores para o número de Reynolds devido às baixas velocidades. As simulações buscaram a obtenção do melhor C_p nas dadas condições

O tipo de rotor simulado para as várias situações deveria gerar uma potência próxima de 2000W com um diâmetro de rotor de aproximadamente 3,6 metros. O perfil escolhido devido os melhores resultados para baixas velocidades foi o perfil SD7080 com um C_p máximo de 0,35 com um λ igual a 6, velocidade de vento de 8m/s, e uma média de 255 rpm e Re de 81.721, sua relação máxima de C_l/C_d foi de 46,30 e um ângulo de ataque de 5° .

Alaskari (2019) utilizou o software Qblade para investigação do perfil SG6043 com o objetivo de realizar a modelagem do ponto ótimo de operação de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte, obtendo uma estimativa dos valores de C_p e da potência gerada pela turbina. Para isso, importou um arquivo .DAT contendo o perfil SG6043 e assumiu um tamanho de pá de 1,17m que foi dividido em 10 seções de análise, além disso, assumiu um valor de Re igual a 100.000. A partir desses dados inseridos no *software*, uma simulação foi gerada de forma a obter valores máximos de C_l/C_d obtendo o melhor ângulo de ataque para o dado perfil. O valor ótimo de ângulo de ataque foi de 2° .

A partir desses parâmetros gerou, dentro do software, o conjunto pás e rotor de forma que a corda do perfil e o ângulo de torção fosse otimizado ao longo da pá, a otimização teve por base a teoria do momento de elemento de pá (BEM). Testou também razão de velocidades de ponta de pá, λ , de 1 a 15 e com isso obteve um ponto ótimo de operação em λ igual a 8 com um valor de potência gerada condizente para cada λ . Alaskari concluiu em seu estudo que o *software* QBlade, apresenta uma solução de otimização de fina resolução e o destacou como sendo um dos *softwares* de maior importância para projeto de otimização de pás e rotores.

5 METODOLOGIA

5.1 PRINCIPAIS BORDAGENS PARA ANÁLISE AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS

5.1.1 Teoria do *Momentum*

A teoria do momento, ou do disco atuador, inicialmente desenvolvida por RANKINE (1865), W. FROUDE (1878) e R.E. FROUDE (1889) foi pioneira na tentativa de explicar o comportamento do fluido ao passar pelas pás de um rotor. Essa teoria não leva em consideração a geometria das pás, considerando que o rotor é constituído por um disco fino (disco atuador) o qual está imerso em um escoamento invíscido.

As principais hipóteses utilizadas no desenvolvimento dessa teoria são:

- Considera-se o rotor operando sem o atrito viscoso;
- A esteira gerada pelo escoamento ao passar pelo disco está bem definida e separada do escoamento adjacente ao disco;
- A pressão estática na entrada e saída do domínio de análise é considerada constante e igual a pressão estática da corrente livre;
- O carregamento está distribuído de maneira uniforme por todo o rotor;
- Nenhuma rotação é transmitida ao escoamento pelo disco.

Embora a base matemática da teoria do momento seja fomentada nas hipóteses acima, a mesma possibilitou o cálculo da eficiência máxima possível para uma turbina eólica com rotor livre, o chamado limite de Betz, constituindo assim na base para o desenvolvimento de teorias mais elaboradas.

Logo, apresentadas as hipóteses, o disco representa uma resistência à passagem de ar, em contraposição ocorre um aumento da pressão sobre o disco com a consequente diminuição da velocidade. Desta forma, a energia é transferida para o disco.

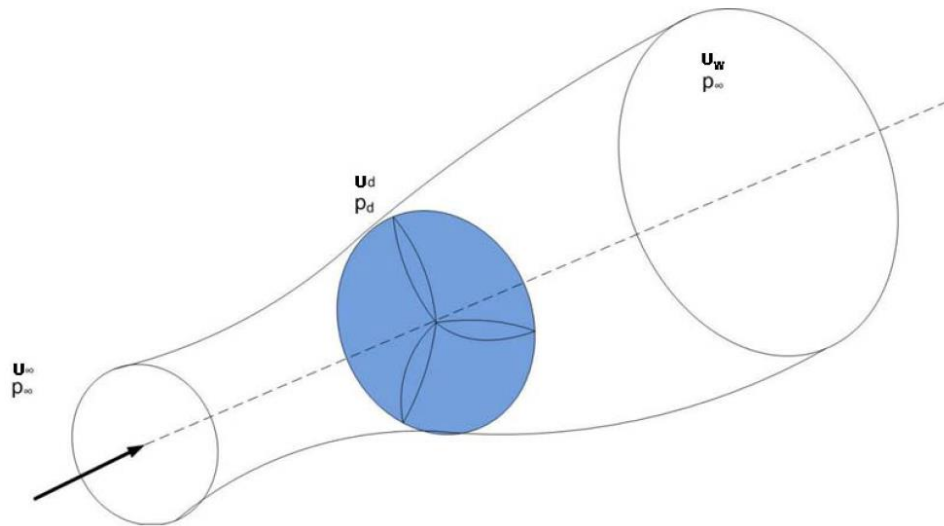
A massa incidente \dot{m} é dada pela multiplicação da densidade do ar ρ a velocidade V_2 e a área varrida pelo rotor A_{Disco} conforme descrito na equação a seguir.

$$\dot{m} = \rho V_2 A_{Disco} \quad (4)$$

Sendo que a velocidade V_2 é, basicamente, a média das velocidades a montante V_1 e a jusante V_3 do disco.

$$V_2 = \frac{(V_1 + V_3)}{2} \quad (5)$$

Figura 8 Esquema do disco atuador



Fonte: Monopoli eólica

5.1.2 Teoria do elemento de pá (*Blade element theory – BET*)

O principal diferencial da Teoria do Elemento da Pá reside no fato de a mesma levar em consideração as características aerodinâmicas das pás. Nessa teoria as pás do rotor são divididas em um número finito de seções e as características de cada seção são consideradas de forma independente. Ou seja, cada seção da pá é tratada como um aerofólio bidimensional, desconsiderando o efeito de uma seção sobre a outra e assumindo a inexistência de escoamento na direção radial.

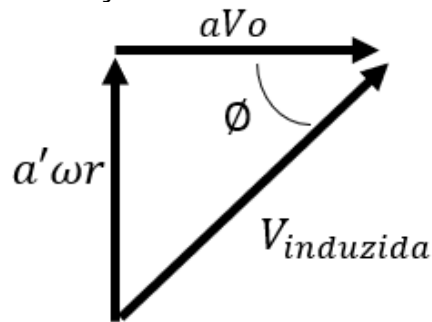
As principais hipóteses utilizadas no desenvolvimento dessa teoria são:

- Não ocorre interferências entre uma seção e sua sucessiva;
- As forças atuantes no elemento de pá são decorrentes somente da sustentação e do arrasto para cada dada seção.

5.1.3 Teoria do momento do elemento de pá (*Blade element momentum theory*)

O método BEM surge da junção da teoria do momento com a teoria do elemento da pá. Em sua formulação, apresentada aqui, o método passa a considerar o efeito da velocidade induzida, Fig.9, a qual pode ser vista como sendo uma reação do escoamento a presença do rotor, atuando na direção perpendicular à velocidade relativa. A velocidade relativa nada mais é do que a diferença de velocidades entre a pá e o escoamento, ou seja, a velocidade da corrente livre após o efeito da rotação das pás ter sido filtrado.

Figura 9– Definição da velocidade induzida



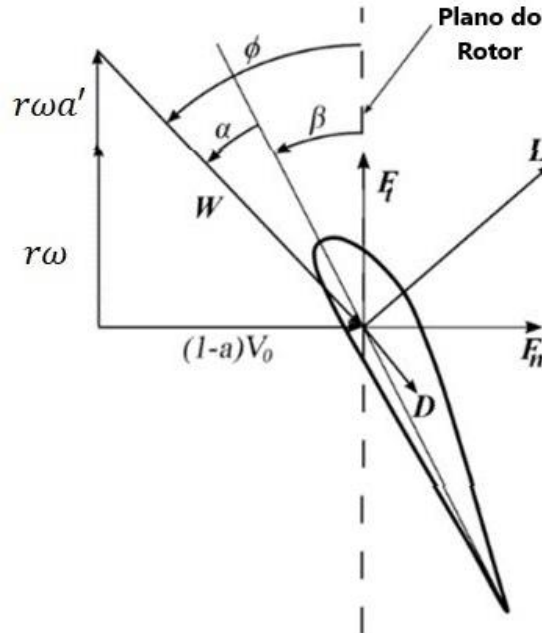
Fonte: Autoria própria.

Assim, o método BEM possibilita a análise do rotor por meio do triângulo de velocidades ilustrado na Fig.6, no qual a e a' são os fatores de indução axial e tangencial, respectivamente. Portanto, conhecendo a magnitude e direção da velocidade induzida, torna-se possível o cálculo da velocidade relativa. Dessa forma, o principal desafio do método BEM reside na determinação da velocidade induzida, tornando possível a determinação das características aerodinâmicas do perfil a ser utilizado (coeficiente de arrasto e de sustentação) como uma função do número de Reynolds do escoamento e do ângulo de ataque (ângulo formado entre a velocidade relativa e o bordo de ataque do perfil) Letcher (2017).

Na Figura (10) estão representadas as velocidades, componentes das velocidades e as forças aplicadas em um perfil de aerofólio. A velocidade angular da pá, aparece representada pela letra grega ômega (ω). O ângulo α é o ângulo de ataque, θ é o ângulo de torção da pá, W é a velocidade relativa do vento, V_o a velocidade da corrente livre e ϕ é o ângulo de incidência do vento nas pás, L é a força de sustentação, D a força de arrasto, F_t a força tangencial, F_n a força normal. F_t e F_n

surgem como decomposição das forças sustentação (L) e de arrasto (D) nos eixos normal e tangencial.

Figura 10 – Esquema de forças atuantes e componentes de velocidades.



Fonte: Adaptado de Rio et al., 2012

Ao longo de praticamente um século de desenvolvimento, várias correções foram propostas ao método apresentado por Glauert (1935), no entanto, nesse trabalho o processo de dimensionamento será realizado com o auxílio do software *open source* Qblade. Portanto, não será feita a apresentação da evolução histórica do método e sim considerado diretamente o equacionamento implementado no software. Esse *software* foi desenvolvido na Universidade Tecnológica de Berlim, e disponibilizado no site <http://www.q-blade.org>, tendo boa aceitação na comunidade científica (ALASKARI (2019), KOÇ (2016), MARTEN (2013), RAUT (2017)).

Os coeficientes de força tangencial e normal são calculados pelas Eqs. (6) e (7):

$$C_t = C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi \quad (6)$$

$$C_n = C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi \quad (7)$$

O método BEM é inerentemente iterativo uma vez que os fatores de indução não são conhecidos a priori, sendo necessário o conhecimento da velocidade relativa

para o cálculo dos mesmos e vice-versa. Os fatores de indução axial e tangencial são funções do ângulo formado entre a velocidade relativa e o plano do rotor, ϕ , conforme indicado na Fig. 10, e da solidez, σ , podendo ser definidos na forma das eqs. (8) e (9).

$$a = \frac{1}{4\sin 2\phi(\sigma Cn)+1} \quad (8)$$

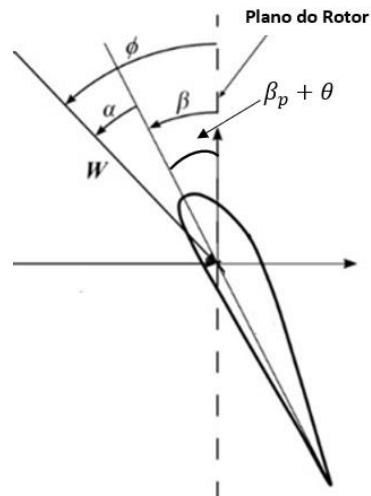
$$a' = \frac{1}{4\sin\phi\cos\phi(\sigma Ct)-1} \quad (9)$$

E a solidez definida pela Eq. (10):

$$\sigma = \frac{cB}{2\pi R} \quad (10)$$

Na Eq. (10), c é o comprimento da corda, B o número de pás e R o raio do rotor.

Figura 11– Configuração de ângulos de uma pá de turbina



Fonte: Adaptado de Rio et al., 2013.

A Fig. (11) apresenta a definição do ângulo de passo da pá, β_p , sendo válidas as relações:

$$\beta = \theta + \beta_p \quad (11)$$

$$\alpha = \phi - \beta \quad (12)$$

Após o cálculo do ângulo de ataque, os coeficientes de sustentação e de arrasto podem ser obtidos das curvas de sustentação e de arrasto de acordo com o aerofólio selecionado. Ao utilizar esses coeficientes, novos fatores de indução podem ser calculados. Quando os valores máximos de Δa e $\Delta a'$ estiverem abaixo do critério de convergência ε , significa que a iteração convergiu e então o próximo elemento de pá pode ser calculado.

Desta forma assume-se o coeficiente de potência como sendo dependente somente do ângulo de incidência do vento na pá do rotor, assim como dado na Eq. (13).

$$C_p = \left(\frac{8}{\lambda^2}\right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} \sin^2 \phi (\cos \phi - \lambda_r \sin \phi)(\sin \phi + \lambda_r \cos \phi) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l}\right) \cot \phi\right] (\lambda_r)^2 d\lambda_r \quad (13)$$

Derivando parte da expressão acima e igualando a zero, Eq. (14), é possível obter a razão de velocidade local da pá, λ_r , como apresentado na Eq. (15):

$$\frac{d}{d\phi} [\sin^2 \phi (\cos \phi - \lambda_r \sin \phi)(\sin \phi + \lambda_r \cos \phi)] = 0 \quad (14)$$

$$\lambda_r = \frac{\sin \phi (2 \cos \phi - 1)}{[(1 - \cos \phi)(2 \cos \phi + 1)]} \quad (15)$$

O ângulo de incidência da corrente livre é dado por:

$$\phi = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad (16)$$

5.2 PROCEDIMENTO ADOTADO PARA O DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO DE PERFIS AERODINÂMICOS

Para o início do projeto é necessário realizar a modelagem do perfil da pá. Alguns modelos de perfis de pá já existentes e estudados por Kurtulmus (2007), Xu Zhao (2019), de relatórios da NREL entre outros autores são analisados, e com os resultados obtidos é escolhido o melhor perfil para aplicação nas condições de ventos próximas às encontradas na região da cidade de Londrina-PR.

Os perfis analisados são:

- NACA 0012, NACA 4412, NACA 23012, SD7080, S822 e S823.

O tamanho do rotor é estipulado de 1 metro a 3 metros de diâmetro variando de 0,5 metro.

Para a realização das simulações no *software* é necessário criar um campo de ventos. O campo de ventos poderia ter sido criado tem como base os dados de monitoramento de estações meteorológicas fornecidos pelo Instituto Agrônomo do Paraná (IAPAR) com relação à média de intensidade de ventos ao longo do ano na região de Londrina, local onde está situado o campus da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, onde o trabalho é desenvolvido.

A Tab. 2 apresentada a seguir é o resultado do monitoramento de estações climatológicas na região de Londrina ao longo de 32 anos, mais precisamente de 1976 a 2008.

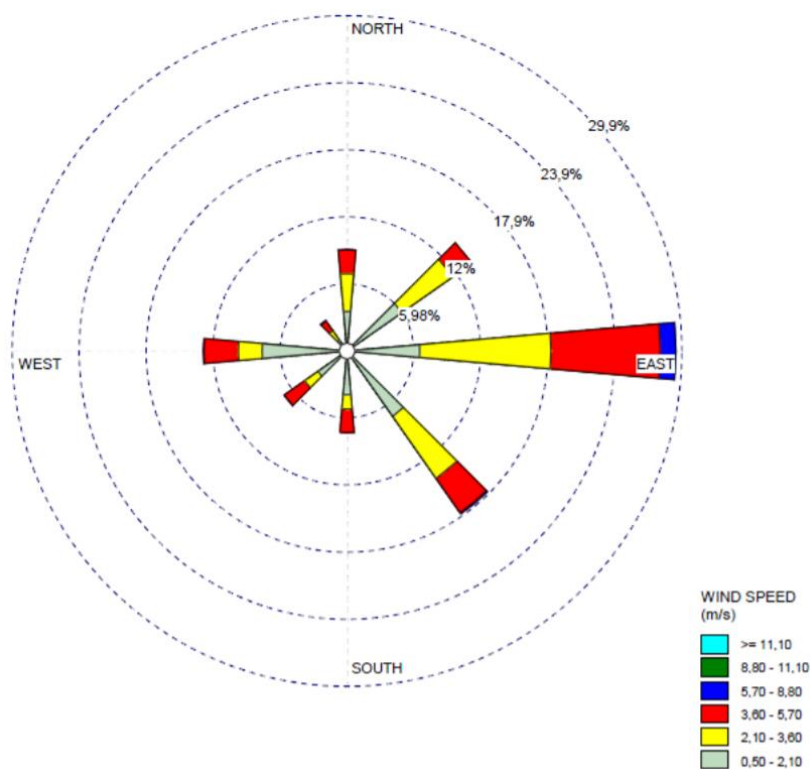
Tabela 2 – Velocidade média dos ventos ao longo do ano em Londrina - PR

Mês do ano	Velocidade m/s
Janeiro	2,4
Fevereiro	2,2
Março	2,2
Abril	2,2
Junho	2,1
Julho	2
Agosto	2,3
Setembro	2,4
Outubro	2,8
Novembro	2,8
Dezembro	2,8

Fonte: Instituto Agrônomo do Paraná – IAPAR (2009)

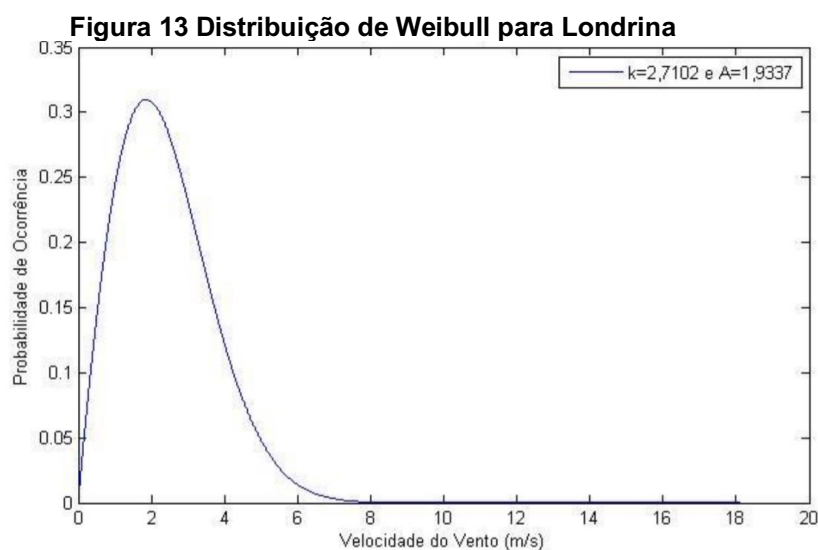
Segundo IAPAR (2009) a direção do vento na cidade de Londrina é predominantemente de leste a oeste conforme apresentado na fig. (12) do trabalho desenvolvido por Gnoatto (2017), que com base nos dados coletados pelo SIMEPAR (Sistema de Tecnologia e Monitoramento Ambiental do Paraná), gerou a rosa dos ventos apresentada na Fig. 12 e a distribuição de Weibull disposta na Fig. 13 para a cidade de Londrina.

Figura 12 - Rosa dos ventos para a cidade de Londrina



Fonte: Gnoatto (2017)

Mais importante que a velocidade média dos ventos, a distribuição de Weibull, Fig. 13, é outro parâmetro a ser considerado no projeto aerodinâmico de turbinas eólicas. Pois, de acordo com Hennessey (1977) e Justus (1978), que aplicaram o modelo de Weibull em 100 diferentes localidades dos Estados Unidos, concluíram que proporcionou o melhor ajuste de dados de distribuição de frequências. Desde então, a distribuição de Weibull se tornou referência para estudo e projetos de turbinas eólicas.



Fonte :Gnoatto (2017)

Sendo assim, por meio dessa distribuição é possível encontrar a melhor velocidade para otimização da turbina levando à maior geração anual possível para dada localidade. Como não é possível de forma determinística representar o fenômeno, os modelos probabilísticos têm se mostrado o melhor meio pelo qual são descritos os comportamentos dos ventos.

Nesse trabalho, no entanto, opta-se por uma abordagem diferente, buscando uma verificação da potência possível de ser extraída ao se trabalhar com baixas velocidades de vento. Ou seja, adota-se aqui uma abordagem semelhante àquela proposta por Kurtulmus (2007), onde a mínima velocidade de vento necessária para se gerar energia em uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte foi de 3 m/s.

De um ponto de vista prático, essa velocidade estará diretamente relacionada com as características aerodinâmicas da turbina e sua inércia, porém, como a inércia da turbina não é tratada aqui, e pela velocidade referida estar dentro da distribuição de Weibull para a cidade de Londrina, com probabilidade de 24%, optou-se por trabalhar diretamente com a mesma.

O *software* QBlade realiza um processo de cálculo iterativo utilizando as equações citadas anteriormente e chega aos pontos de máxima eficiência de operação de maneira que a modelagem possa ser realizada com sucesso. As simulações no software têm por objetivo gerar dados para comparação de coeficientes

de potência, torque, relações de C_l/C_d para definição de ângulos de ataque ótimo e razão de velocidade na ponta de pá para cada perfil estudado.

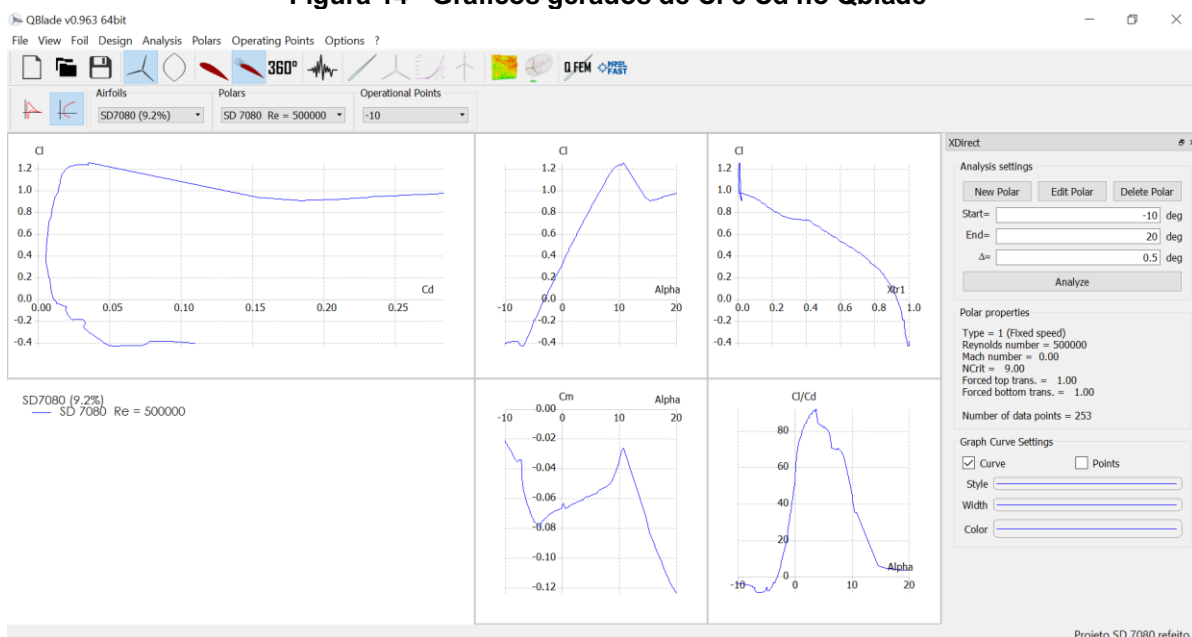
A otimização da corda foi obtida por meio do melhor ângulo de ataque, que por sua vez foi obtido pela relação C_l/C_d , e uma razão de velocidade na ponta de pá. Após isso, o software calcula o ângulo de torção ao longo da pá. Desta forma, no processo de cálculo, fornecida uma geometria de pá, é criado um rotor de melhor desempenho aerodinâmico para as condições inseridas. Nesse sentido a velocidade de 3 m/s é utilizada para a verificação do máximo de potência extraível com o rotor projetado para essa condição.

6 RESULTADOS

Ao realizar teste preliminares no software com velocidade de vento a 3m/s foi possível notar que variações do número de Reynolds entre 300.000 e 1.000.000 levaram a uma variação de potência insignificante, para tanto, foi escolhido um valor de 500.000 para início das simulações. Sendo assim, foram fixados valores de velocidade e número de Reynolds, e para o estudo aerodinâmico foram variados os parâmetros, diâmetro e *Tip Speed Ratio*.

Os perfis das pás de modelo NACA foram obtidos no próprio *software* já os modelos SD7080, S822 e S823 foram obtidos por meio do site <http://airfoiltools.com> que fornece um arquivo .CSV com pontos para serem importados para o QBLADE. Por sua vez o *software* QBlade baseia-se nas simulações do também *open source* XFOIL, software desenvolvido pelo Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) DRELA, M. **XFOIL**. [s.l.] MIT, 2001. Desta forma, todas as análises referentes aos parâmetros aerodinâmicos (C_l e C_d) dos perfis são realizadas no próprio QBlade, não sendo necessária a importação de tais dados, como mostrado na Figura 14.

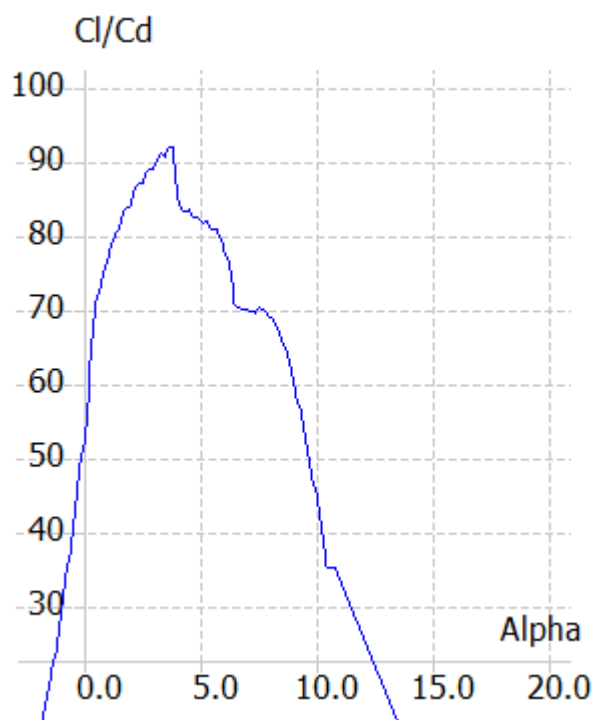
Figura 14 - Gráficos gerados de C_l e C_d no Qblade



Fonte: Autor

Nesse trabalho optou-se por otimizar os perfis das pás da turbina por meio da razão ótima C_l/C_d , ou seja, a otimização é feita de forma que o escoamento sempre entre em contato com a pá com um ângulo para o qual a razão C_l/C_d para dado perfil aerodinâmico seja máxima - ângulo de ataque, α , ótimo com base em C_l/C_d , conforme indicado na fig. 15

Figura 15 - Gráfico gerado diretamente no QBLADE - Relação C_l/C_d pelo ângulo de ataque Alpha [°] – Perfil SD7080



Fonte: Autor

Os ângulos de ataque ótimos e as relações C_l/C_d encontrados para cada perfil por meio do Qblade estão elencados na tabela 3.

Tabela 3 - Angulo ótimo de ataque e relação C_l/C_d por perfil

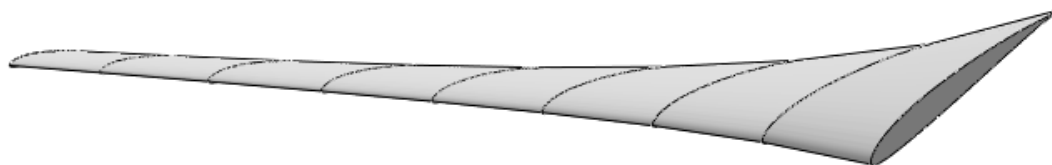
Perfil	Ângulo de ataque ótimo	C_l/C_d
NACA 0012	6°	61,9
NACA 4412	6,45°	109,85
NACA 23012	10,35°	77,47
SD 7080	3,75°	92,13
S822	5,5°	94,2
S823	6,5°	88,1

Fonte: Autor

A partir dos ângulos de ataque para relação C_l/C_d máxima é possível gerar as pás e o rotor. No *software*, insere-se o ângulo ótimo, o TSR, e o procedimento de otimização da corda desejado. Nesse caso, a otimização da corda foi feita com o método de Betz. São então criadas todas as seções ao longo de uma pá para que posteriormente as cordas sejam otimizadas pelo método BEM de forma a gerar a

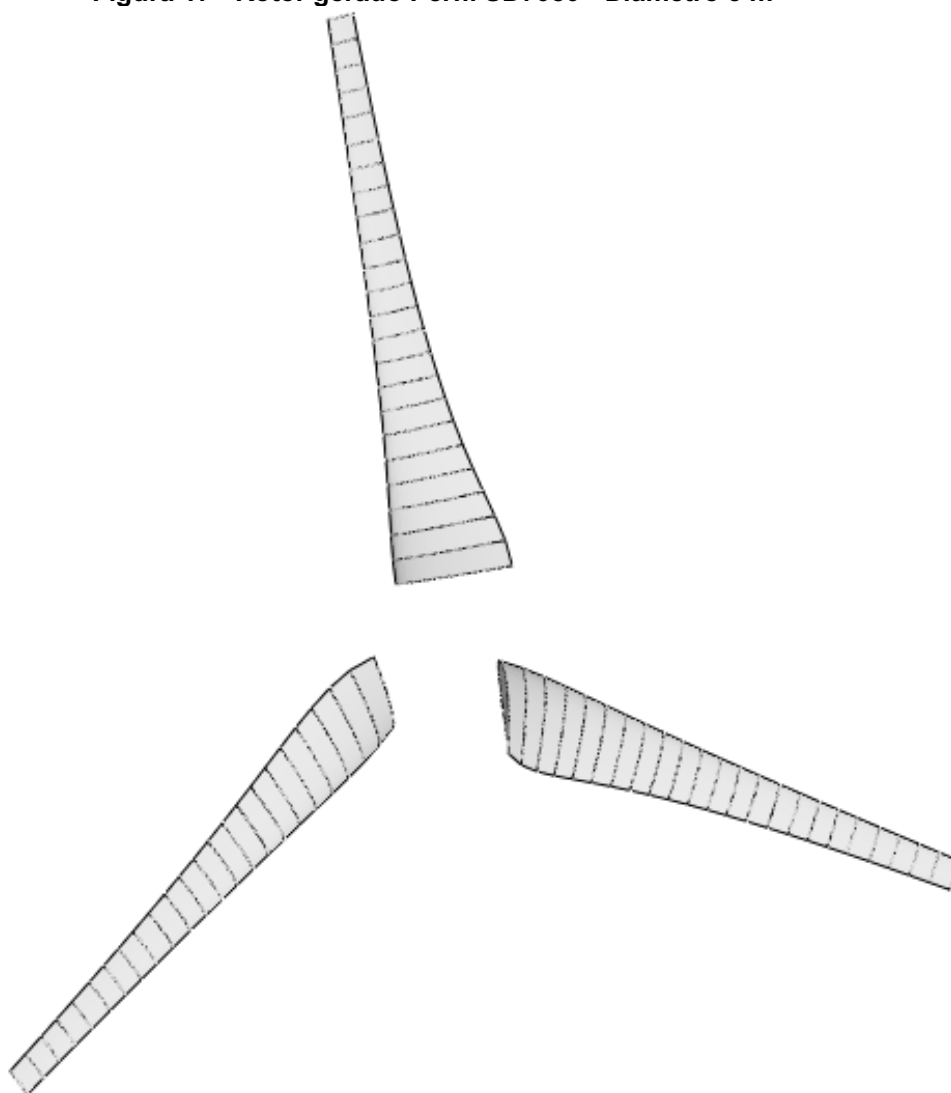
torção necessária com base no ângulo ótimo para o TSR escolhido. Como exemplo, uma das pás e o rotor gerados com o perfil SD7080 são apresentados, respectivamente, nas Fig. 16 e Fig. 17.

Figura 16 - Pá para rotor de perfil SD7080 - Gerado no Qblade



Fonte: Autor

Figura 17 - Rotor gerado Perfil SD7080 - Diâmetro 3 m



Fonte: Autor

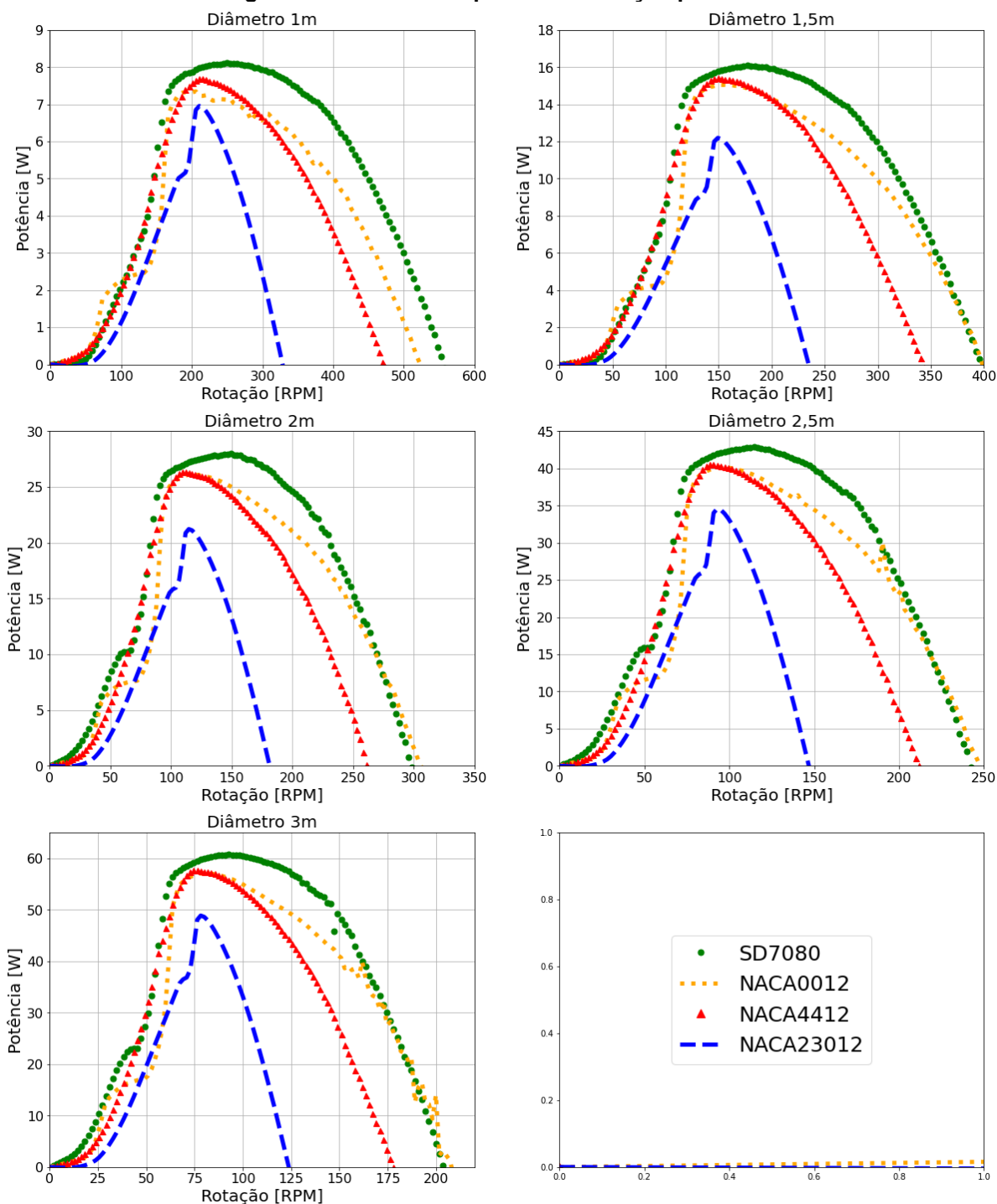
As propriedades do ar são consideradas como constantes, sendo a massa específica igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$ e a viscosidade igual a $0.00001647 \text{ Pa}\cdot\text{s}$. Na sequência a velocidade do vento foi fixada em 3 m/s e o TSR variado entre 4 e 8, o que implica na variação da rotação do rotor. O programa oferece a possibilidade incluir as perdas na raiz da pá e na ponta das pás. As perdas ocorrem nas pontas das pás devido ao gradiente de pressão formado entre a parte superior do perfil e a parte inferior, e incorre na formação de esteiras ou turbilhonamentos. Já próximo a raiz a variação de geometria devido a existência do cubo do rotor também gera perdas.

Definidos os parâmetros supracitados foram gerados uma grande quantidade de pontos em arquivo .CSV posteriormente lidos em um programa feito em Python para plotagem.

Inicialmente as simulações realizadas foram para TSR 4, 5 e 6, e uma variação no diâmetro do rotor de 1 a 3 metros, considerando os perfis SD7080, NACA 0012, NACA 4412 e NACA 23012.

Foi possível notar que, conforme esperado, ao variar os diâmetros os gráficos de potência aumentaram proporcionalmente mantendo curvas de comportamento semelhante no que se refere ao coeficiente de potência C_p . No entanto, quando se trata de variação de TSR de operação ótimo, no projeto de cada pá, houve alteração no comportamento da curva de potência com aumento de eficiência, ou seja, aumento do C_p , conforme pode ser analisado nos gráficos, a seguir.

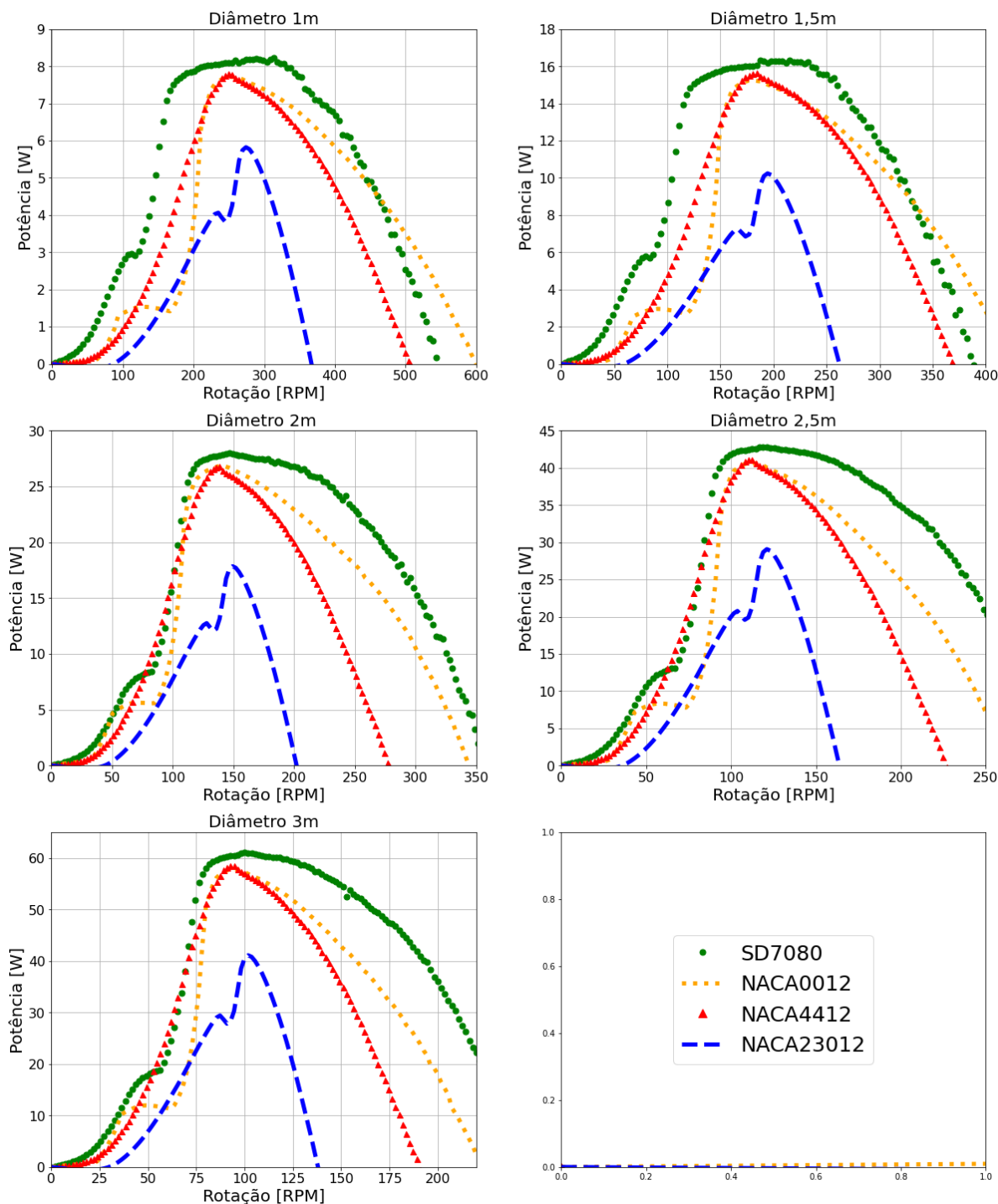
Figura 18 - Gráficos de potência x rotação para TSR 4



Fonte: Autor

Para TSR 4 todos os perfis tem comportamentos semelhantes a baixas rotações, sendo que, o perfil SD 7080 se destaca pelo fato de extrair maior quantidade de energia, além disso, sua faixa de operação se demonstrou mais ampla.

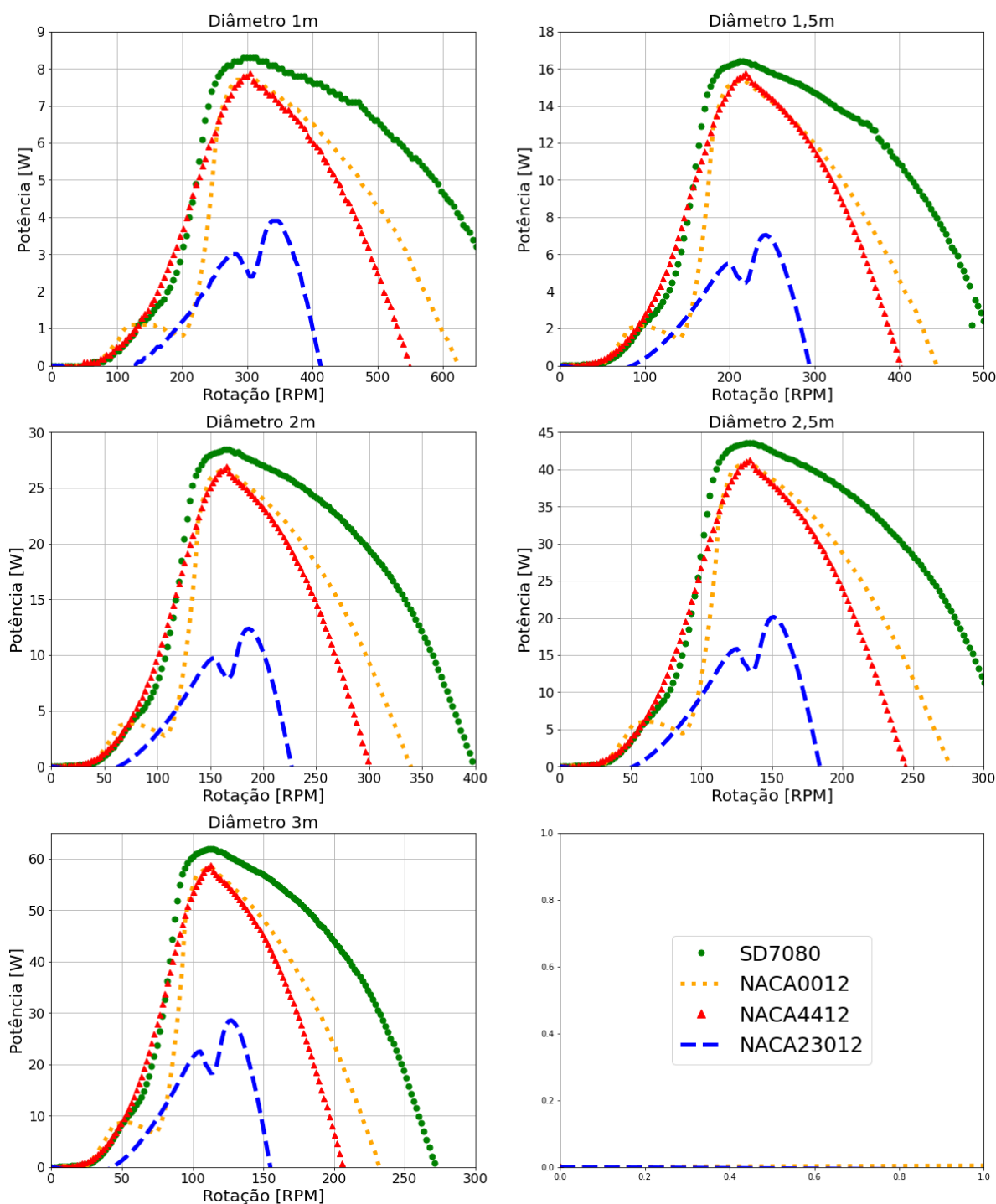
Figura 19: Gráficos de potência x rotação para TSR 5



Fonte: Autor

Conforme apresentado nos gráficos da Figura 19, com o aumento do diâmetro e pás otimizadas para TSR 5 houve diminuição da faixa de operação para todos os perfis, com prevalência do perfil SD7080 na extração de energia. Além disso, é possível observar a tendência de formação de dois picos de potência no perfil NACA 23012.

Figura 20 - Gráficos de potência x rotação para TSR 6

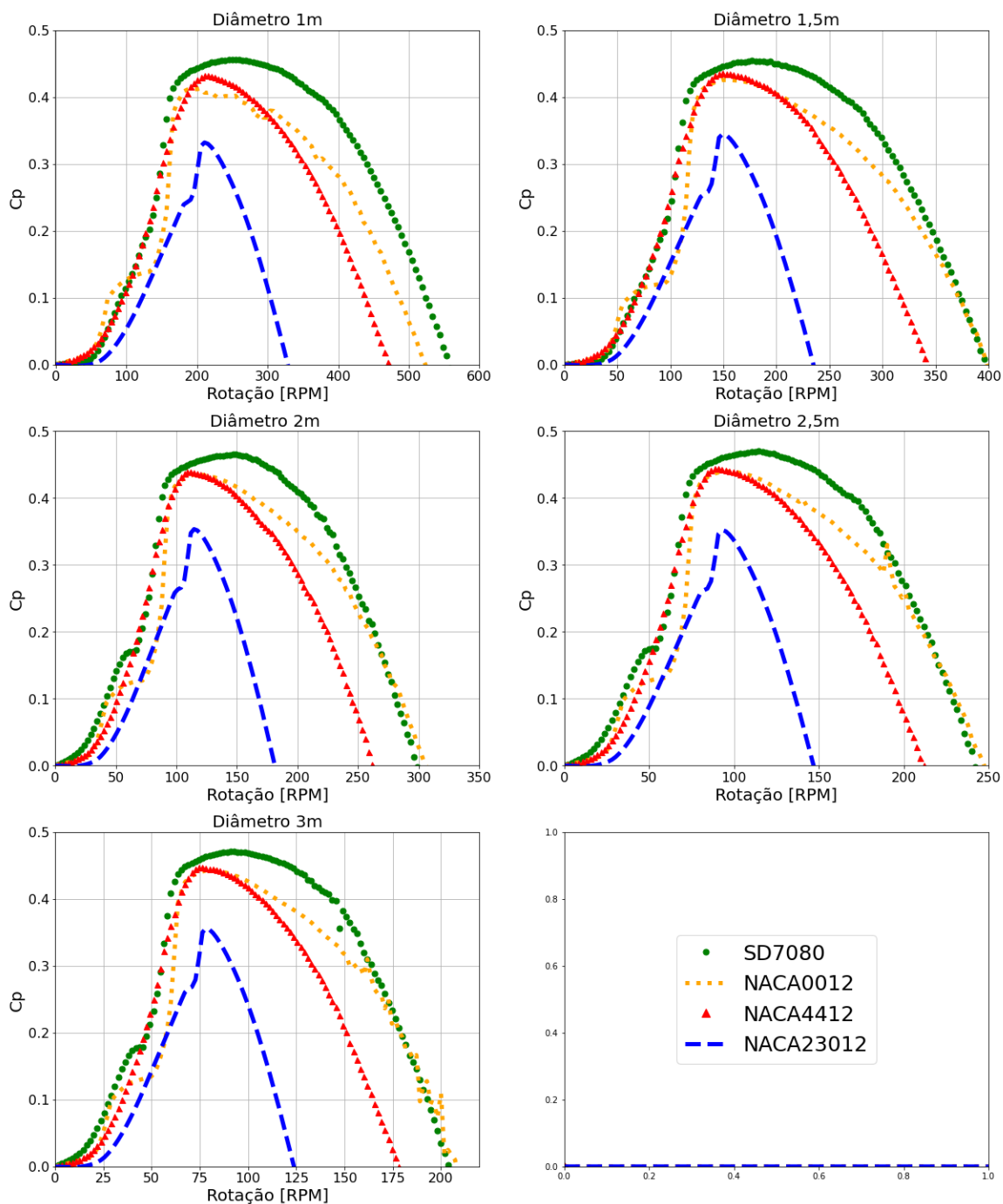


Fonte: Autor

Ao avaliar os gráficos gerados da fig. 20 nota-se que os perfis SD7080, NACA0012 e NACA 4412 se destacaram em relação ao perfil NACA 23012, ainda com predominância do perfil SD7080 em relação aos demais.

A seguir, nas próximas figuras serão apresentados gráficos de coeficiente de potência respectivos aos TSR 4, 5 e 6 correspondentes figuras anteriores.

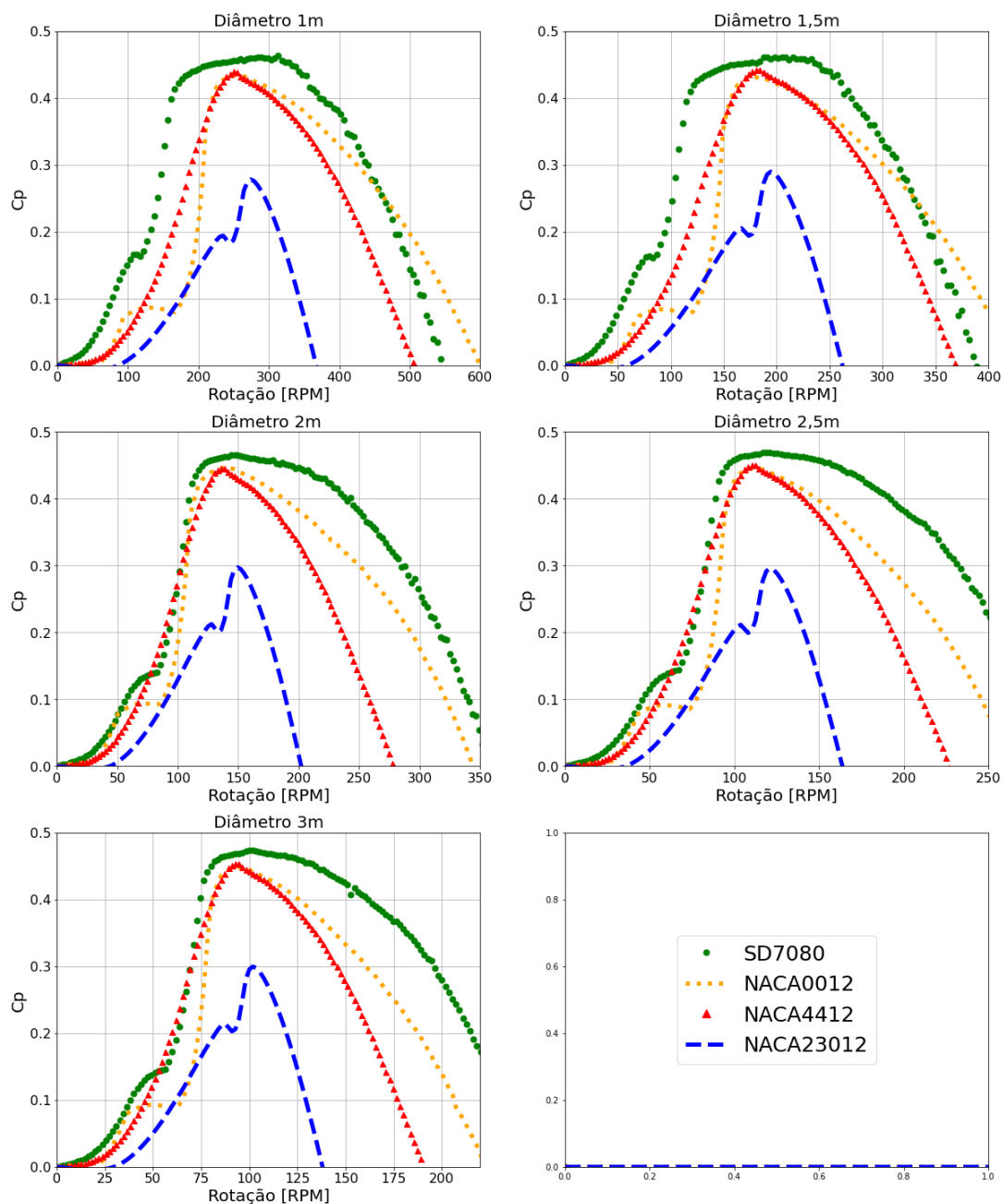
Figura 21 - Gráficos de coeficiente de potência x rotação para TSR 4



Fonte: Autor

Como esperado, é possível notar que o comportamento das respectivas curvas na fig. 21 se repetem tal qual as curvas dos gráficos de potência por rotação para TSR 4 da fig. 19

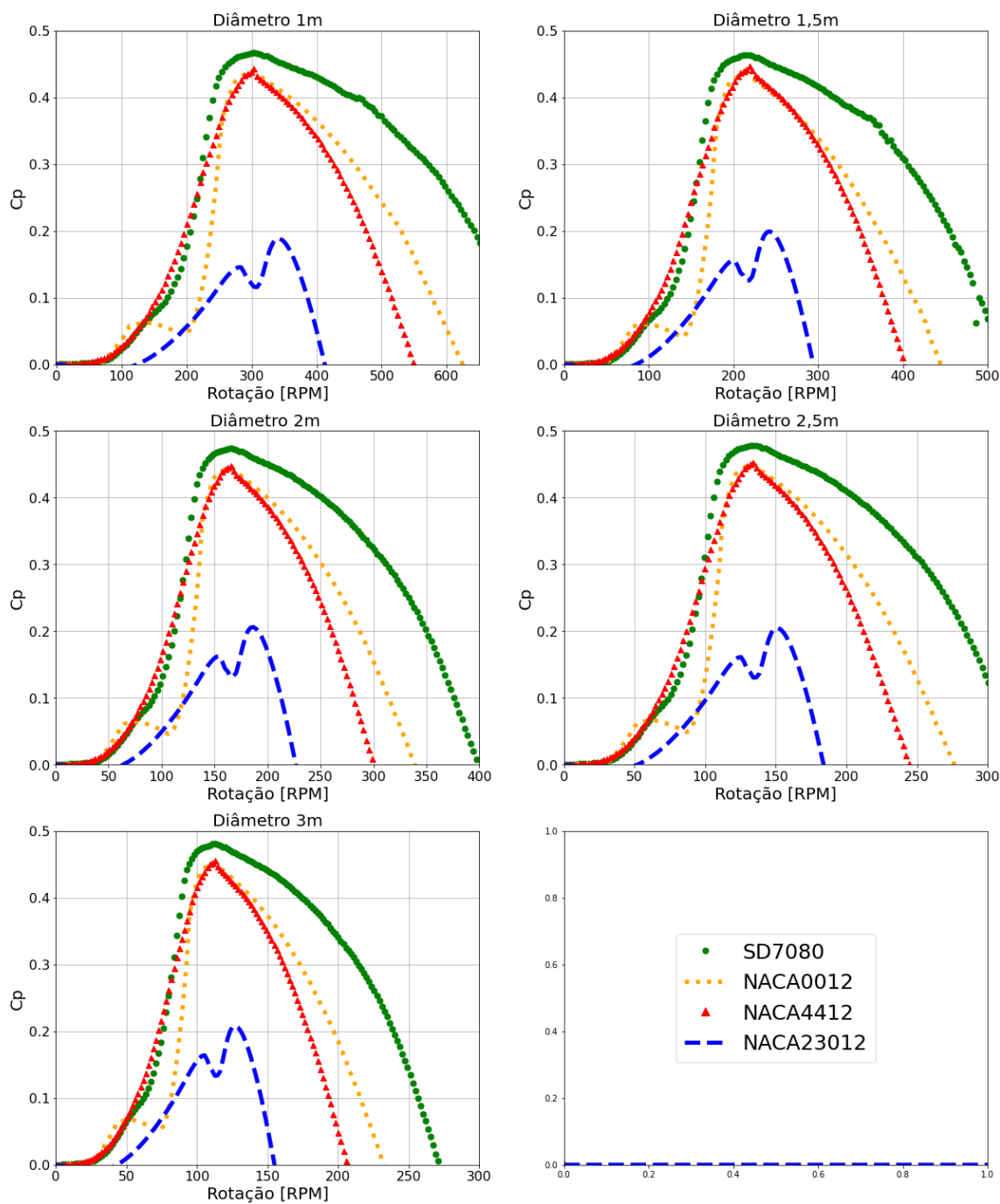
Figura 22 - Gráficos de coeficiente de potência x rotação para TSR 5



Fonte: Autor

É possível notar nos gráficos gerados da fig. 22 que para o perfil NACA 23012 ocorre uma tendência de formação de dois picos de potência, que tende a aumentar com o aumento do TSR, fato esse evidente na fig. 23 em correspondência com as respectivas curvas da fig. 20.

Figura 23 - Gráficos de coeficiente de potência x rotação para TSR 6



Fonte: Autor

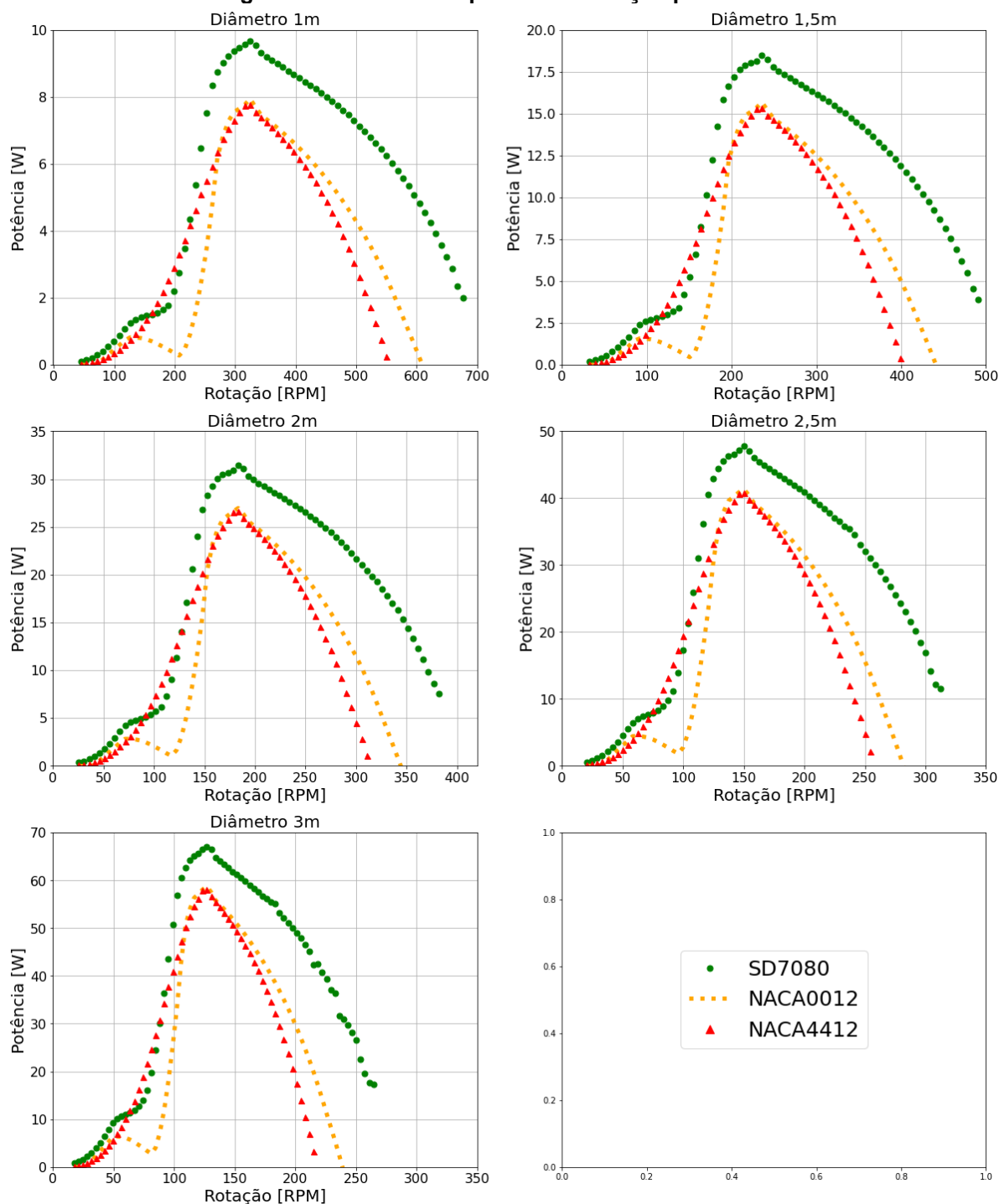
Até este ponto, a melhor desempenho foi apresentada pelo rotor com perfil de pá SD7080 com C_p igual a 0,48 em um TSR igual a 6, sendo que ao analisar o diâmetro de 3 metros do dado perfil a uma rotação de 110,95 rpm a potência extraída chegou a 62 watts.

O pior desempenho foi apresentada pelo NACA 23012 que nas na condição de TSR igual a 6 e rotor com 3 metros de diâmetro, em seu ponto ótimo foi capaz de extrair somente 28,56 watts a uma rotação de 127,32 rpm e com coeficiente de potência igual a 0,21. Como o perfil NACA 23012 não obteve bom desempenho nas simulações estando bem abaixo dos demais ele deixou de ser analisado.

Dessa forma, as simulações foram ampliadas, para os mesmos diâmetros estudados previamente.

Aplicando TSR 7 e TSR 8 e notou-se que o Perfil SD 7080 continuou a ter melhor desempenho que os outros perfis NACA 0012 e NACA 4412 conforme os gráficos nas figuras (Fig. 24 e Fig. 25) a seguir.

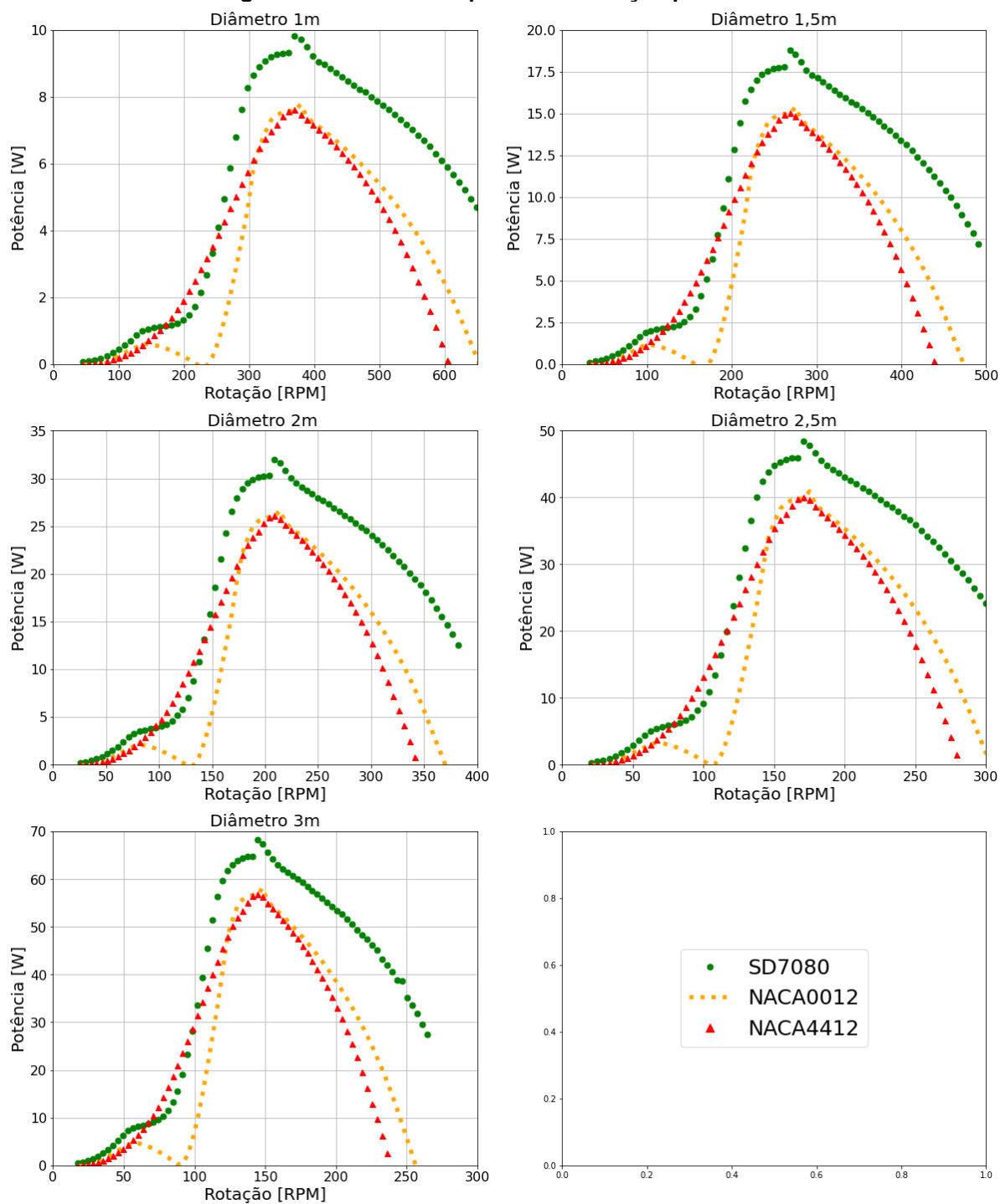
Figura 24 - Gráficos de potência x rotação para TSR 7



Fonte: Autor

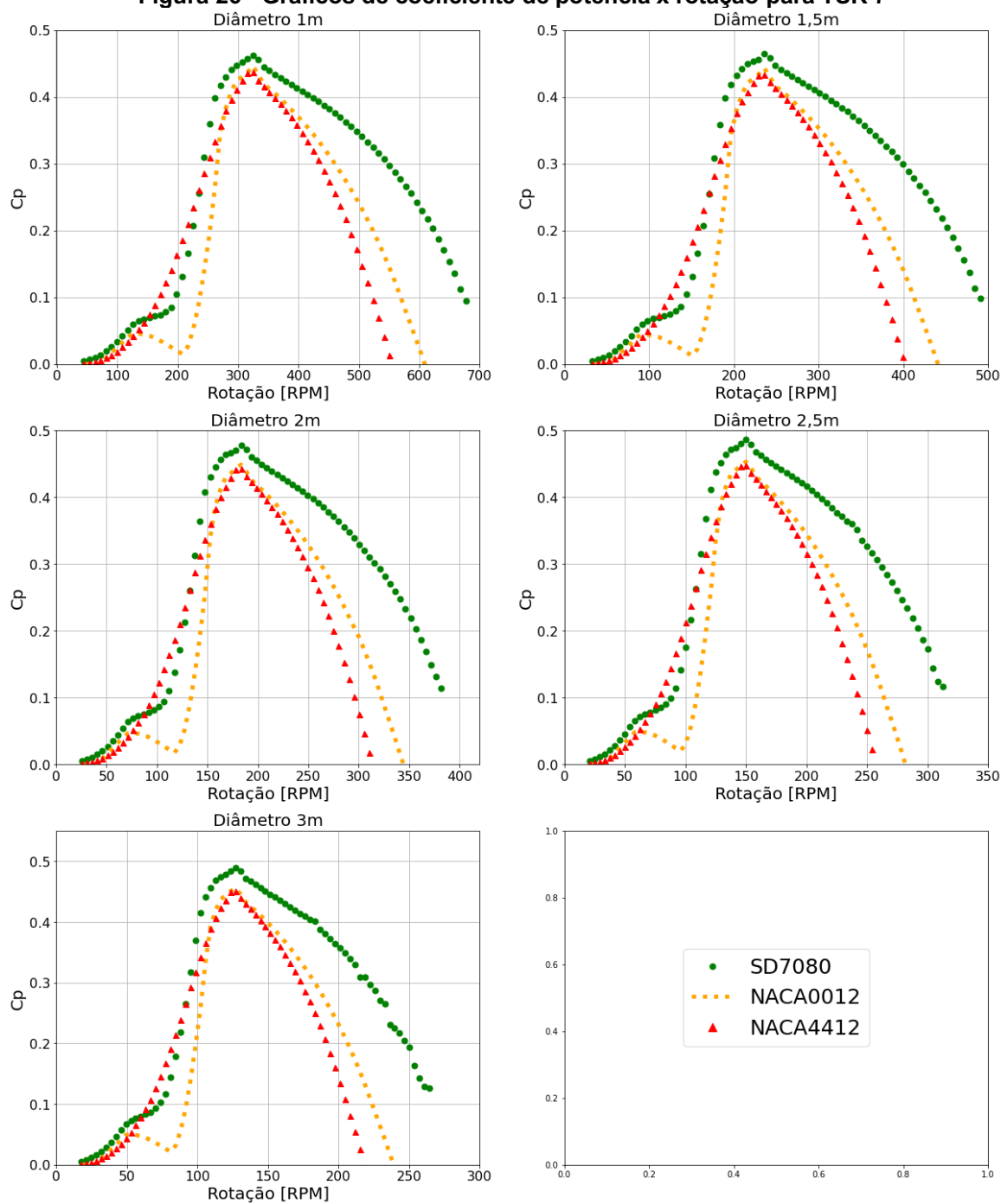
Para TSR 7 é possível verificar que o perfil SD7080 continua a se demonstrar mais vantajoso em relação aos demais perfis apresentados na fig. 24 em termos de extração de energia eólica e sua faixa de operação para todos os diâmetros entre 1 metro e 3 metros.

Figura 25 - Gráficos de potência x rotação para TSR 8



Fonte: Autor

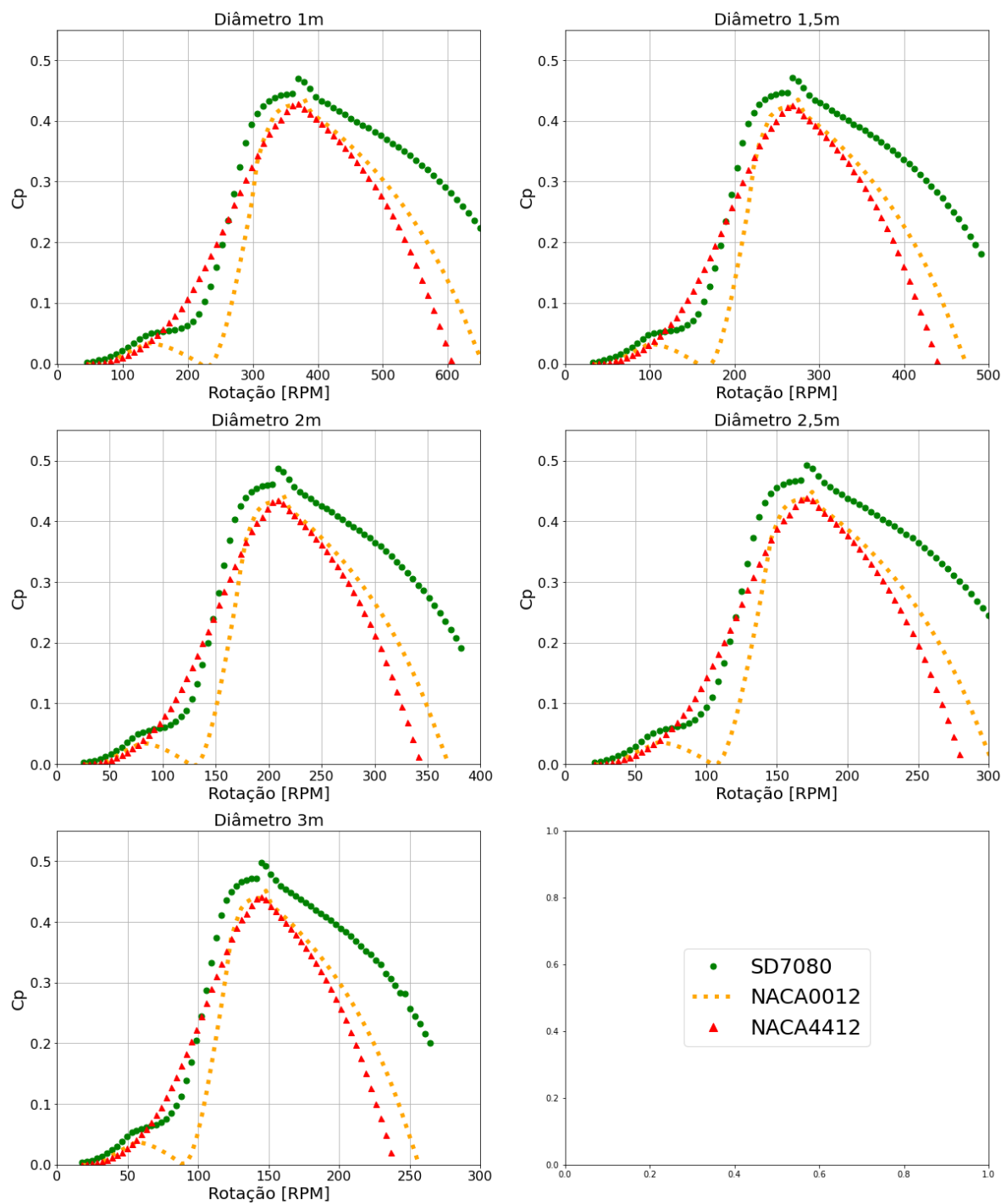
Figura 26 - Gráficos de coeficiente de potência x rotação para TSR 7



Fonte: Autor

Os gráficos de coeficiente de potência em relação a rotação para TSR 7 e 8 apresentam curvas de mesmo comportamento das curvas de potência com SD 7080 predominante em termos de obtenção de energia eólica.

Figura 27 - Gráficos de coeficiente de potência x rotação para TSR 8



Fonte: Autor

Após simulações iniciais com o perfil SD 7080, optou-se por comparar seu desempenho ao desempenho obtido com os perfis S822, S823 e com uma pá mista, apresentando início feito com o perfil S823 e ponta de pá com S822, pois de acordo com o relatório da NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) de Tangler (1995) o melhor desempenho se daria com os perfis S822 e S823 para rotores de pequeno porte, dentro da família de perfis criado para a dada aplicação, entre 1 e 5 metros de diâmetro. No entanto, o que foi possível notar nas Figuras 28 e 29, que para condições de baixa velocidade de ventos o perfil SD7080 continuou ter melhor desempenho na obtenção de energia eólica.

Figura 28 - Gráfico de coeficiente de potência x rotação

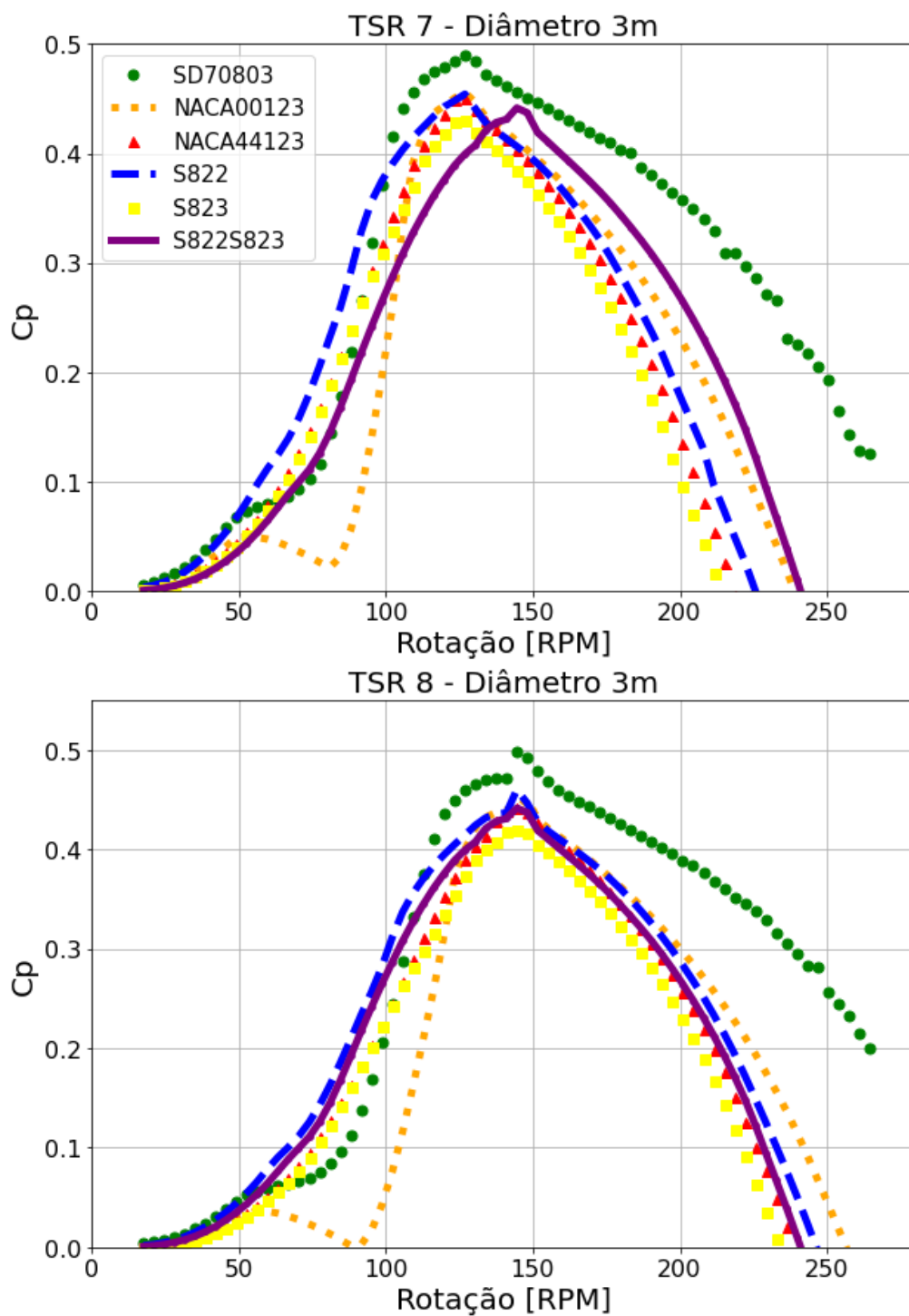
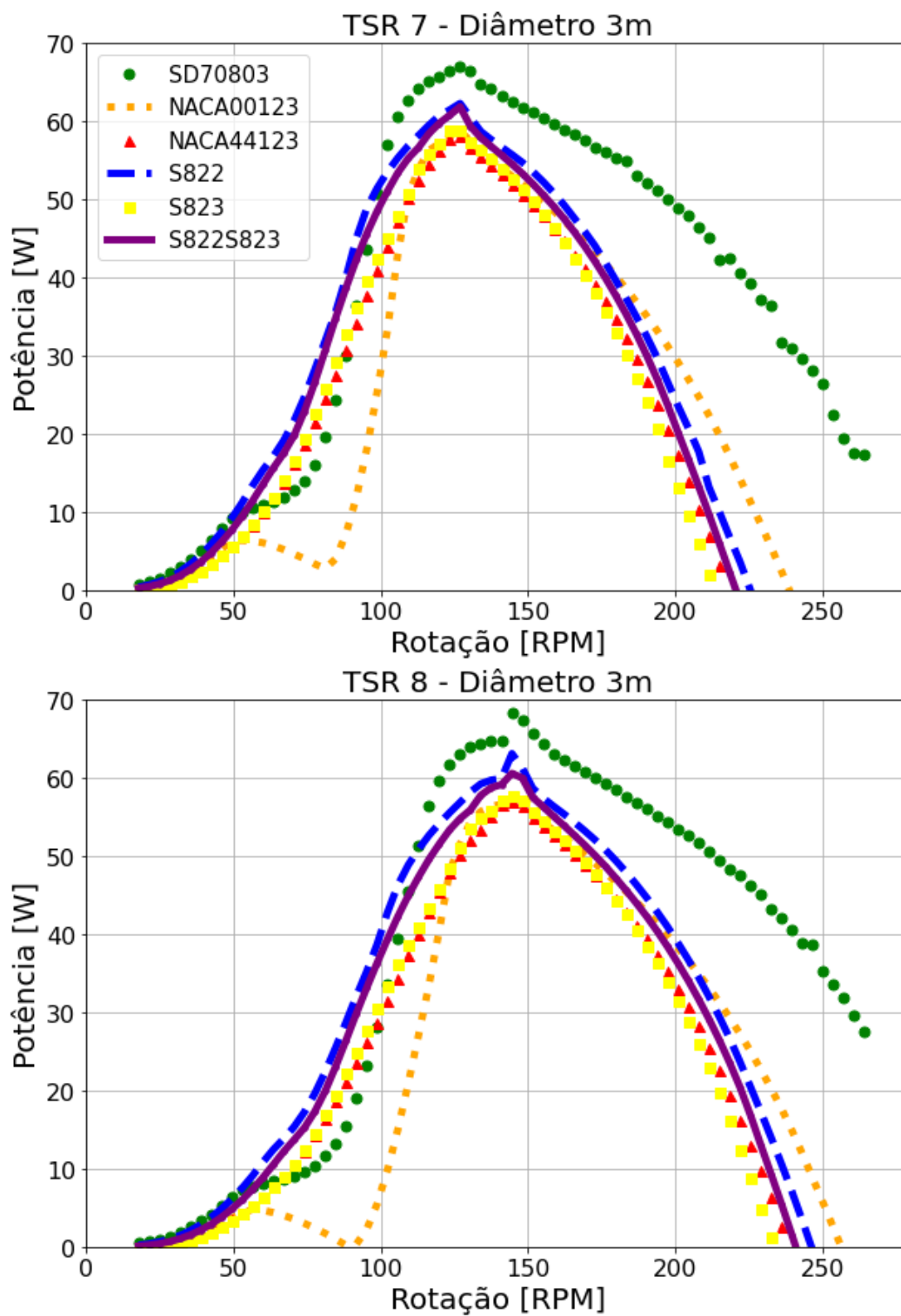


Figura 29 - Gráfico de potência x rotação



Fonte: Autor

7 CONCLUSÃO

É possível notar, portanto, que o perfil que apresentou melhor desempenho nas condições de vento de 3 m/s com Re 500000 e dentro da faixa de otimização de pá para TSR's 4, 5, 6, 7 e 8 foi o perfil SD7080. O melhor ponto de operação obtido possibilitou um coeficiente de potência de 0,50, correspondendo a uma extração de potência de 68 watts com um rotor de 3 metros de diâmetro, ressalta-se que este é um valor notável, já que o limite de Betz fica próximo de 0,593, ou seja, a máxima potência extraível seria de 80,65 watts.

É interessante observar que embora o processo de otimização da pá tenha sido baseado na razão C_l/C_d , não é esse fator que determinará a maior obtenção de potência. Uma vez que, para o perfil SD7080, a razão C_l/C_d seja consideravelmente menor do que a obtida para o perfil NACA 4412, além da obtenção da maior potência no ponto de projeto o rotor com o perfil SD7080

tem o potencial de trabalhar em faixas mais largas de operação em relação a outros perfis, isto quer dizer que, apresenta uma constância maior na geração de energia, garantindo assim, uma maior estabilidade da eletricidade gerada.

Com uma produção nominal de 68 Watts seria possível produzir o equivalente a 49kWh/mês, é, basicamente, a energia necessária para o funcionamento de uma geladeira de médio porte ao longo de um mês.

O presente estudo aerodinâmico dos perfis de pá de turbinas eólicas de eixo horizontal abre caminho para estudos posteriores para comparações de métodos de fabricação de turbinas e sua montagem para coleta de dados de geração de energia em condições reais de aplicação. O perfil SD7080 apresenta um grande potencial de aplicação para novos estudos, dada a sua boa capacidade de extração de energia mesmo em condições de baixa velocidade de vento.

REFERÊNCIAS

ABEEOLICA, (2018). **Energia eólica ultrapassa marca de 14 GW de capacidade instalada**. Disponível em:<<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-ultrapassa-marca-de-14-gw-de-capacidade-instalada/>>. Acesso em 25 set. 2019.

ABEEOLICA, 2018. **Energia Eólica os bons ventos do Brasil**. Disponível em:<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/11/InfoventoPT_Online_8.pdf>. Acesso em 28 set. 2019.

ANEEL, (2005). **Atlas de energia elétrica do Brasil 2ª ed**, Cap. Energia Eólica. Disponível em:<[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>. Acesso em 25 set. 2019.

ALASKARI, Mustafa; ABDULLAH, Oday; MAJEED, Mahir H. **Analysis of Wind Turbine Using QBlade Software**. In: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. IOP Publishing, 2019. p. 032020.

ANSARI, M.; NOBARI, M. R. H.; AMANI, E. **Determination of pitch angles and wind speeds ranges to improve wind turbine performance when using blade tip plates**. Renewable Energy, v. 140, p. 957-969, 2019.

BALIJEPAI, Ramakrishna; CHANDRAMOHAN, V. P.; KIRANKUMAR, K. **Optimized design and performance parameters for wind turbine blades of a solar updraft tower (SUT) plant using theories of Schmitz and aerodynamics forces**. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 30, p. 192-200, 2018.

BUHL Jr, L. **A new empirical relationship between thrust coefficient and induction factor for the turbulent windmill state**. Technical report NREL/TP-500-36834—August 2005.

DAYAN, E. (2006). **"Wind energy in buildings: Power generation from wind in the urban environment - where it is needed most."** Refocus 7(2): 33-38

DIXON, S. Larry; HALL, Cesare. **Fluid mechanics and thermodynamics of turbomachinery**. Butterworth-Heinemann, 2013.

FLEMING PD, Probert SD. **The evolution of wind-turbines: an historical review**. Appl Energy 1984; 18:77 e 163.

GE, (2018). **Haliade-X OffShore wind turbine Platform**. Disponível em:<<https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>>. Acesso em 27 set. 2019.

GHOLAMALIZADEH, Ehsan; CHUNG, Jae. **A comparative study of CFD models of a real wind turbine in solar chimney power plants.** *Energies*, v. 10, n. 10, p. 1674, 2017.

GLAUERT, H. **The elements of airfoil and airscrew theory.** Cambridge: Cambridge University Press; 1926.

GLAUERT, H. (1935). **Airplane propellers. Aerodynamic Theory 4:** p169–360.

GLAUERT, H. **Aerodynamic theory.** In: Durand WF, editor. Chapter XI. Division L. airplanes propellers, vol. 4; 1935. p. 191e5 [reprinted, Dover, New York, 1963].

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2021 – **Global Wind Report 2021.** Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>

GÓMEZ, U. Erick Y. et al. **Design and Manufacturing of Wind Turbine Blades of Low Capacity Using CAD/CAM Techniques and Composite Materials.** *Energy Procedia*, v. 57, p. 682-690, 2014.

HABALI, S. M.; SALEH, I. A. **Local design, testing and manufacturing of small mixed airfoil wind turbine blades of glass fiber reinforced plastics: part I: design of the blade and root.** *Energy conversion and management*, v. 41, n. 3, p. 249-280, 2000

IAPAR, (2019). **Aspectos ambientais.** Disponível em: <http://www1.londrina.pr.gov.br/dados/images/stories/Storage/gabinete/PMSB/aspectos_ambientais_03_10.pdf>. Acesso em 8 dez. 2019.

JAFARI, Seyed A.; HASSANLI, Sina; KWOK, Kenny CS. **Performance analysis of a small wind turbine mounted inside a tall building.** In: 18th Australasian Wind Engineering Society Workshop. Serafino Convention Centre McLaren Vale, South Australia, Australia, 2016. p. 6-8.

KOÇ, Emre; GUNEL, Onur; YAVUZ, Tahir. **MINI-SCALED HORIZONTAL AXIS WIND TURBINE ANALYSIS BY QBLADE AND CFD.** *International Journal of Energy Applications and Technologies*, v. 3, n. 2, p. 87-92.

KURTULMUS, Ferhat; VARDAR, Ali; IZLI, Nazmi. **Aerodynamic analyses of different wind Turbine blade profiles.** *Journal of applied sciences*, v. 7, n. 5, p. 663-670, 2007.

LANTZ, Eric; ROBERTS, Owen; Nunemaker, Jake; DEMEO, Edgar; DYKES, Katherine; SCOTT, Geoge. **Increasing Wind Turbine Tower Heights: Opportunities and Challenges.** National Renewable Energy Laboratory and Renewable Energy Consulting Services, Inc Technical Report ,NREL/TP-5000-73629, 2019

LANZAFAME, R.; MESSINA, M. **Fluid dynamics wind turbine design: Critical analysis, optimization and application of BEM theory**. Renewable energy, v. 32, n. 14, p. 2291-2305, 2007.

LETCHER, Trevor M. **A Handbook for onshore and offshore wind turbines** - Elsevier inc, 2017.

SONG, Qiyue. **Design, fabrication, and testing of a new small wind turbine blade**. 2012. Tese de Doutorado.

MANWELL, JF, McGowan JG and Rogers AL (2002) **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. New York: Wiley Online Library.

MARTEN, David et al. **Development and application of a simulation tool for vertical and horizontal axis wind turbines**. In: ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference and Exposition. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2013.

MUSGROVE, P. **Wind power. 1st ed**. Cambridge: Cambridge University Press;2010.

MUSYAFA, Ali; NEGARA, I. MadeYulistya; ROBANDI, Imam. **A wind Turbine for low rated wind speed region in East Java**. International Journal of Academic Research, v. 3, n. 5, 2011.

NICOLA, J. **How the World Passed a Carbon Threshold and Why It Matters**, e360 Yale, 26/01/2017.

PASQUALETTI MJ, RIGHTER R, GIPE P. **History of Wind energy**, Encyclopedia Energ;2004. Pag. 419 e 433.

PEARCE, F. **O aquecimento global**. São Paulo-SP: Publifolha, 2002. 72p.

PEREIRA, Marcio Giannini; MONTEZANO, Bruno EM; DUTRA, Ricardo Marques. **Aerogeradores de Pequeno Porte: Percepção dos Potenciais Consumidores**. Informe Técnico, 2015.

RAGHEB, 2016. M. **Wind power systems**: NPRE 475, Lecture Notes. Disponível em:<<http://www.mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/index.htm>>.Acesso em 20 out. 2019.

RAUT, Mr Shubham et al. **Simulation of Micro Wind Turbine Blade in Q-Blade**. International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology, v. 5, p. 256-262, 2017.

REVISTA ÉPOCA, 2019. **Energia eólica no futuro do Brasil**. Disponível em:<<https://epocanegocios.globo.com/Caminhos-para-o->

[futuro/Energia/noticia/2019/02/energia-eolica-no-futuro-do-brasil.html](https://www.futuro/Energia/noticia/2019/02/energia-eolica-no-futuro-do-brasil.html)>. Acesso em 25 out. 2019.

RIO, Deborah Aline Tavares Dias.Vaz,Jerson Rogério Pinheiro. Mesquita, André Luiz Amarante. Pinho, João Tavares. Junior,Antônio Cesar PinhoBrasil. **Optimum aerodynamic design for wind turbine blade with a Rankine vortex wake**. Renewable energy, v. 55, p. 296-304, 2013.

ROCHA, M. T. **Aquecimento global e o mercado de carbono: uma aplicação do modelo** CERT. 2003. 214 f. Tese (Doutorado) – Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo, Piracicaba-SP, 2003

SURESH, A.; RAJAKUMAR, S. **Design of small horizontal axis wind turbine for low wind speed rural applications**. Materials Today: Proceedings, 2019.

TANGLER J., SOMERS D., **NREL Airfoil Families for HAWT**. NREL Technical Report. NREL/TP-442-7109, 1995.

TOJA-SILVA, F., A. Colmenar-Santos and M. Castro-Gil (2013). **"Urban wind energy exploitation systems: Behaviour under multidirectional flow conditions— Opportunities and challenges."** Renewable and Sustainable Energy Reviews 24: 364-378

YASS, Muhammad AR; ALI, EkbalHussein; HUSSEIN, Hussein Ali. **Experimental Study to Design and Manufacturing of NACA 0012 Horizontal Axis Wind TurbineBlade**. Journal of University of Babylon, v. 26, n. 6, p. 128-139, 2018.

WILSON P.R. LISSAMAN and WALKER S., **Aerodynamic Performance of Wind Turbines**, 1976.

WILSON RE, LISSAMAN PBS. **Applied aerodynamics of wind power machines**. Tech. Rep. NSF-RA-N-74-113. Oregon StateUniversity; 1974.