

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

CAESAR TIAGO FURLANETTO GALDINO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA MODERNIZAÇÃO DE TURBINAS
EÓLICAS DO TIPO 01 PARA O TIPO 04**

MEDIANEIRA

2022

CAESAR TIAGO FURLANETTO GALDINO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA MODERNIZAÇÃO DE TURBINAS
EÓLICAS DO TIPO 01 PARA O TIPO 04**

**Technical Viability Analysis for modernization of wind turbines from type 01 to
type 04**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).
Orientador: Thiago Naufal Santelo

MEDIANEIRA

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

CAESAR TIAGO FURLANETTO GALDINO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA MODERNIZAÇÃO DE
TURBINAS EÓLICAS DO TIPO 01 PARA O TIPO 04**

Trabalho de Conclusão de Curso de
Graduação apresentado como requisito para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 29/novembro/2022

Thiago Naufal Santelo
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Marcos Fischborn
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Evandro Andre Konopatzki
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA

2022

A minha mãe Salete, e minha noiva Natalia.

AGRADECIMENTOS

A minha mãe Salete, por me apoiar e me ajudar a trilhar este caminho escolhido, guerreira incansável, se um dia eu tiver um pouco da sua garra, sei que meus objetivos serão alcançados, meus frutos são seus.

A minha noiva Natalia, por todo seu apoio nesta jornada e por ser para mim, a luz da estrela de Eärendil iluminando meu caminho quando todas as outras já se extinguiram.

A minha tia Mari e tio Oswaldo, por me ajudarem a trilhar este caminho.

Ao meu amigo Wesley, pelo incentivo e por mostrar que podemos ir além do que nossos olhos podem ver.

Ao meu Orientador, professor Thiago, pela dedicação e acompanhamento neste trabalho.

Aos professores da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, em especial aos professores do departamento de engenharia elétrica do campus de Medianeira, por todo o conhecimento e experiência, tanto profissional como de vida, que transmitiram.

As coisas mais incríveis que podem acontecer com um ser humano
vão acontecer com você, basta ter baixas expectativas.

(Phil Dunphy, 2009)

RESUMO

O aumento da participação de energias renováveis é notável, em especial a energia eólica, com um crescimento de 0,62% na matriz energética brasileira dos anos de 1973 a 2015. A energia eólica vem sendo implementada desde a década de 1980, e os pioneiros na sua implantação já se apresentam em etapa de revitalização. Devido ao avanço tecnológico, algumas tecnologias já não são vantajosas ou tornaram-se ineficientes, como é o caso de turbinas eólicas do tipo 01 caracterizada pela utilização de geradores assíncronos de indução com rotor gaiola de esquilo, e que são conectados diretamente na rede elétrica e que atuam apenas com velocidade fixa. Desta forma, em uma ampla faixa de velocidade o gerador não está sendo eficiente, para isso, uma solução é a modernização de turbinas eólicas do tipo 01 para turbinas eólicas do tipo 04 (conversor total), caracterizadas pela utilização de um conversor de carga total para a conexão do gerador a rede elétrica. Com esta técnica, é possível através de uma técnica de rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT) e de um sistema de controle, realizar o controle de velocidade, implicando diretamente no fator de capacidade, que pode ser interpretado como um valor que representa a saúde da usina e seu aproveitamento na captação do recurso vento para transformar em energia elétrica, e a geração de energia em um determinado período de tempo. O presente trabalho tem o intuito de estudar a técnica de rastreamento de pontos de máxima potência e elaborar as curvas com pontos de máxima potência da turbina do tipo 01, para uma ampla faixa de velocidade, e analisar a viabilidade técnica através do ganho no fator de capacidade.

Palavras-chave: energia eólica; sistemas de energia elétrica; energia- fontes alternativas; máquinas elétricas de indução; estudo de viabilidade.

ABSTRACT

The increase in the share of renewable energies is notable, especially wind energy, with a growth of 0.62% in the Brazilian energy matrix from 1973 to 2015. Wind energy has been implemented since the 1980s, and the pioneers in their implementation they are already in the revitalization stage. Due to technological advances, some technologies are no longer advantageous or have become inefficient, as is the case with type 01 wind turbines characterized by the use of asynchronous induction generators with a squirrel cage rotor, which are directly connected to the electrical grid and that operate at fixed speed only. In this way, in a wide range of speed the generator is not being efficient, for this, a solution is the modernization of wind turbines of type 01 to wind turbines of type 04 (total converter), characterized by the use of a full load converter for connecting the generator to the mains. With this technique, it is possible, through a maximum power point tracking technique (MPPT) and a control system, to perform speed control, directly implying the capacity factor, which can be interpreted as a value that represents the health of the plant and its use in capturing the wind resource to transform it into electrical energy, and the generation of energy in a certain period of time. The present work intends to study the maximum power point tracking technique and to elaborate the curves with maximum power points of the type 01 turbine, for a wide range of speed, and to analyze the technical feasibility through the gain in the power factor. capacity.

Palavras-chave: wind power; electric power systems; renewable energy sources; asynchronous electric machinery; Viability studies.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Ilustração dos principais componentes de um aerogerador	10
Figura 2 - Motor de indução com rotor gaiola de esquilo.....	13
Figura 3 - Comportamento da máquina assíncrona	14
Figura 4 - Composição do sistema de conversão com SCIG em velocidade fixa	15
Figura 5 - Conversor <i>de carga total</i>	16
Figura 6 - Sistema de geração eólica com SCIG com conversor completo	17
Figura 7 - Regiões de operação de uma turbina com conversor completo	18
Figura 8 - Gráfico de curvas de potência por velocidade de rotação para variação da velocidade do vento.....	18
Figura 9 - Massa de ar em deslocamento	19
Figura 10 - Passagem de ar pela turbina	20
Figura 11 - Energia absorvida por um obstáculo na passagem da massa de ar	21
Figura 12 - Curva do coeficiente de potência para o teorema de Betz.....	25
Figura 13 - Curvas de coeficiente de potência por TSR para diferentes turbinas	26
Figura 14 - Curvas de coeficiente de torque e potência para diferentes configurações de turbina.....	28
Figura 15 - Coeficiente de potência para várias curvas do vento.....	29
Figura 16 - Curvas de coeficiente de potência para diferentes valores do ângulo de ataque	30
Figura 17 - Curvas de potência para várias velocidade do vento	31
Figura 18 - MPPT de busca para curva de torque por velocidade angular.....	32
Figura 19 - busca do ponto de máxima potência pelo HCS	33
Figura 20 - Curva exemplo de Potência por Razão de ciclo do conversor	34
Figura 21 - Sistema de conversão com conversor <i>back-to-back</i>	36
Figura 22 - Rastreamento do ponto de máxima potência	37
Figura 23 - Desempenho das turbinas em velocidade fixa e variável	38
Figura 24 - Curva de perfil para velocidade do vento	39
Figura 25 - Gráfico de potência por velocidade do vento	40
Figura 26 - Gráfico coeficiente de torque por velocidade do vento	40
Figura 27 - Fluxograma da programação estruturada utilizada para desenvolvimento dos cálculos e plotagem de gráficos.....	41
Figura 28 - Curvas de potência para várias velocidade do vento	42
Figura 29 - Pontos de máxima potência para cada curva do vento	43
Figura 30 - Potência por tempo para o perfil de velocidade do vento	44

Figura 31 - Acúmulo de geração de energia ao longo do tempo44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Oferta interna de energia no Brasil e no mundo.....	4
--	---

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	4
1.1	Justificativa	6
1.2	Objetivos	7
1.2.1	Objetivos específicos.....	7
2	REVISÃO	8
2.1	Composição de um aerogerador	8
2.2	Fator de capacidade	10
2.3	Geradores no sistema de geração eólica	11
2.3.1	Gerador síncrono.....	11
2.3.2	Gerador assíncrono de indução gaiola de esquilo.....	12
2.4	Sistema de conversão de energia eólica em velocidade fixa	15
2.5	Conversor de carga total com scig	16
2.6	Técnica de rastreamento de pontos de máxima potência (mppt)	17
2.7	Potência, aproveitamento de energia e teorema de betz	19
2.7.1	Coeficiente de potência e teorema de Betz.....	23
2.7.2	Coeficiente de potência com Tip Speed Ratio e ângulo de passo.....	25
2.7.3	Torque a partir do coeficiente de potência.....	27
2.7.4	Curvas de coeficiente de potência em relação ao TSR.....	28
2.8	MPPT aplicado a curvas de velocidade do vento	31
2.8.1	Métodos de busca mppt	32
2.9	Atuação do conjunto Mppt, Controle e conversor de potência	35
2.9.1	Desempenho na geração de energia.....	36
3	RESULTADOS	39
4	CONCLUSÃO	46
	REFERÊNCIAS	47

1 INTRODUÇÃO

Com o passar dos anos, o estilo de vida da população torna-se mais dependente da energia elétrica, e isso reflete o maior desenvolvimento da sociedade, ou seja, maior será seu consumo. Além disso, não é apenas um momento atual, o crescimento exponencial de consumo de energia vem desde o período da revolução industrial, e como uma alternativa para solucionar esta demanda, os órgãos reguladores têm reestruturado o setor de energia elétrica desde a década de 1980. Contudo, agentes de geração e reguladores têm dependência na estrutura convencional de geração, como usinas térmicas e hidrelétricas, e que por consequência regem o valor de mercado, uma vez que estão sujeitas a condições climáticas, escassez e a variação no preço de combustíveis fósseis. Desta forma, abrem-se portas para as energias renováveis, com a energia solar e eólica, adoção de tecnologias não convencionais em geração de energia por fontes renováveis (VELASCO, 2017).

Segundo Velasco (2017), ao passar do tempo, as políticas energéticas dos países incluem cada vez mais fontes renováveis de energia, e cada vez mais a matriz energética do mundo abre espaço para energias renováveis, essa evolução é mostrada conforme a tabela 1.

Tabela 1 - Oferta interna de energia no Brasil e no mundo

Fonte	Brasil		OCDE		Outros		Mundo	
	1973	2015	1973	2015	1973	2015	1973	2015
Óleo	45,6	37,3	37,3	35,8	29,9	24,1	46,1	30,8
Gás Natural	0,4	13,7	13,7	25,2	12,9	20,2	16,0	21,4
Carvão	3,2	5,9	5,9	19,0	31,1	36,7	24,6	28,4
Urânio	0	1,3	1,3	10,0	0,2	1,8	0,9	4,9
Hidro	6,1	11,3	2,1	2,3	1,2	2,6	1,8	2,6
Outras não-renováveis	0	0,6	0	0,5	0	0,1	0	0,3
Outras renováveis	44,8	29,9	2,5	7,2	24,7	14,4	10,6	11,6
+ Eólica	0	0,62	0	0,88	0	0,28	0	0,51
Total (%)	100	100	100	100	100	100	100	100
Total (Mtep)	82	299	3.741	5.185	2.105	7.814	6.109	13.653
% do mundo	1,3	2,2	61,2	38,0	34,5	52,2		

Fonte: Velasco (2017)

É possível visualizar que no período de 1973 a 2015, ocorreu uma participação maior do gás natural, e uma queda na utilização petróleo e derivados em -8,3% no Brasil e -16,8% nos países membros da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico, e neste mesmo período, um aumento

da utilização da energia eólica de 0,62% no Brasil e 0,88% para o OCDE (países membros da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico), mostrando a importância da contínua evolução na geração de energia em fontes renováveis. Contudo, um parque eólico possui componentes com vida útil, e em consequência do avanço tecnológico, tornam-se obsoletos, com impacto na redução de potência das turbinas ao decorrer do tempo, e com as mais recentes, trazendo prejuízos na geração. Por este ponto, os países pioneiros na implantação de aerogeradores mostram-se em uma fase de revitalização ou modernização (VELASCO, 2017).

Com o intuito de aumentar a vida de operação e eficiência de aerogeradores, a revitalização traz o conceito de modernização dos componentes para retardar o desgaste dos parques eólicos que já estão em fim de operação (VELASCO, 2017).

De forma sucinta, SGE (sistemas de geração eólica) são compostos por pás, turbina, caixa de engrenagens sendo um item opcional dependendo da configuração e um gerador. As pás captam a energia cinética dos ventos, que é transformada em energia mecânica pelo rotor da turbina, transferida para o gerador e transformada em energia elétrica (JUNIOR, 2014).

Uma das configurações existentes são sistemas de geração eólica utilizando um SCIG (gerador de indução com rotor gaiola de esquilo), que é conectado diretamente na rede elétrica, caracterizando um turbina do tipo 01, entretanto esta configuração opera em velocidade fixa. Isso porque, os primeiros sistemas de geração eólica usavam um sistema de controle simples e sem controle da variação de velocidade. Ou seja, nesta configuração as turbinas atuam com velocidade fixa, onde a velocidade do gerador é determinada pela frequência da rede e seus polos, e eram projetados para trabalhar com eficiência máxima a uma velocidade fixa, mas com perda em outras faixas de velocidade, desta forma, causando estresse mecânico e afetando a qualidade de energia, se comparado com o avanço da tecnologia e o aumento da capacidade de geração (JUNIOR, 2014).

Uma forma de aumentar a eficiência de turbinas do tipo 01, é o conceito de revitalização destes sistemas SGE (VELASCO, 2017). E consiste em atuar com velocidade variável, desta maneira, obtendo máxima eficiência em uma faixa ampla de velocidade. Para isto, utiliza-se de eletrônica de potência, com conversores de energia *de carga total* (JUNIOR, 2014).

1.1 Justificativa

Devido ao avanço tecnológico, existe uma necessidade de implementar a revitalização em Sistemas de geração eólica do tipo 01, com intuito de prover maior vida útil em máxima eficiência, aproveitando o sistema já instalado. Desta forma, O intuito deste trabalho é avaliar a modernização do tipo 01 onde a conexão é diretamente acoplado na rede (operação em velocidade fixa), de geradores de indução com rotor gaiola de esquilo, para um acoplamento por meio de um conversor *de carga total*, turbina do tipo 04, permitindo um controle de velocidade e uma operação em ampla faixa de velocidade com máxima eficiência, com o objetivo obter um aumento no fator de capacidade.

1.2 Objetivos

Analisar o efeito da modernização de turbinas do tipo 01 para o 04, no fator de capacidade, para uma turbina do modelo MADE AE-61 com capacidade de 1320 kW.

1.2.1 Objetivos específicos

- Levantamento da curva de potência por velocidade do vento, característica de uma turbinas do tipo 01, com Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo em velocidade fixa;
- Elaboração da curva de potência por velocidade de rotação, para turbina atuando em velocidade variável;
- Adotar um perfil de vento e realizar a análise e comparação da energia gerada e do fator de capacidade para a turbina MADE AE-61 atuando em velocidade fixa e atuando em velocidade variável, para o perfil de vento adotado.

2 TURBINAS EÓLICAS

Assim como a energia solar, a energia eólica tem como origem em um fenômeno natural, obtida através da ação de correntes de vento, sendo assim, a energia cinética que é gerada pelas correntes de vento aéreas. Entretanto, formas de aquisição de energia através de turbinas estão atreladas a uma conversão de energia, que se dá pela energia mecânica para elétrica, e esta transformação é realizada pelas turbinas eólicas ou aerogeradores (VELASCO, 2017).

Em sua maioria, turbinas eólicas são projetadas em um grande porte, instaladas em alturas elevadas e em localidades com altas correntes de vento, tanto em configurações onshore (terra firme) e em oceanos (offshore) que apresentam uma maior regularidade nas correntes de vento. Em geral, os aerogeradores são conectados em paralelo na rede elétrica (VELASCO, 2017).

Os aerogeradores podem ser classificados de acordo com a orientação do rotor da turbina, vertical ou horizontalmente. Devido a sua topologia, turbinas do tipo vertical (vertical axis wind turbine - HAWT) tem, independente da direção da corrente de ar, a capacidade de captar o vento. Já seguindo a topologia horizontal (horizontal axis wind turbine - VAWT), devido a instalação em alturas mais elevadas, proporciona a interceptação de ventos com uma maior energia em quantidade, e proveniente de baixa turbulência. Ambas podem conter números variáveis de pás, e tendem a ser dirigidas com o intuito de que o eixo da turbina siga o sentido oposto à corrente de vento (ZANCHETTIN, 2012).

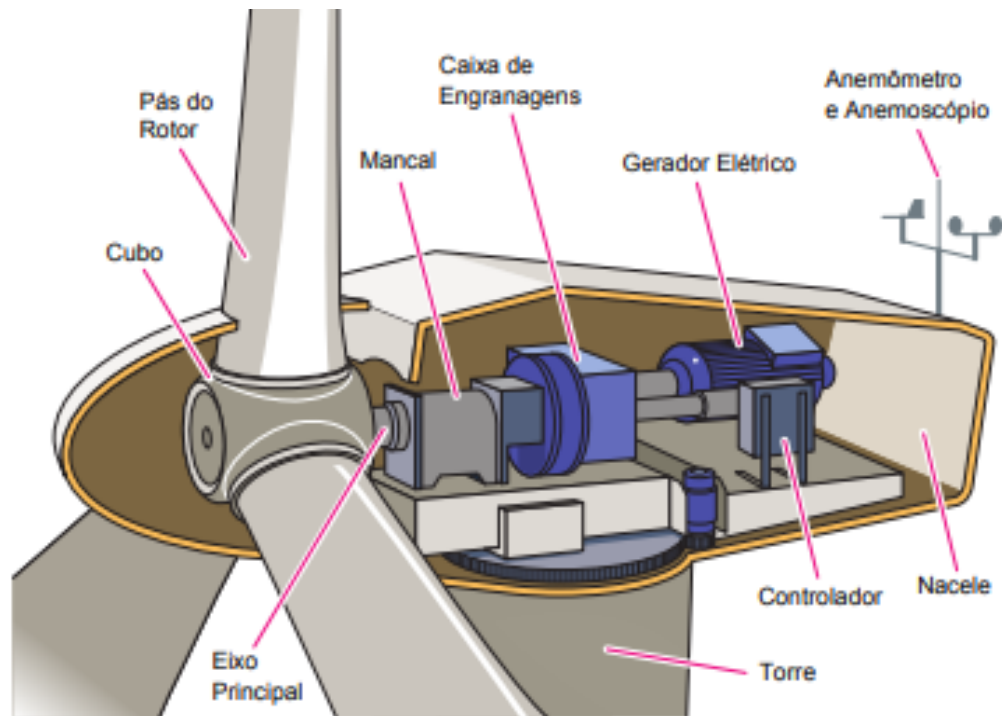
2.1 Composição de um Aerogerador

A composição e funcionamento de um conjunto aerogerador está baseada em duas etapas de conversão de energia, a cinética para mecânica, em seguida elétrica, de forma respectiva. A primeira conversão é proveniente da rotação da turbina, resultado da ação do vento nas pás do rotor; em segundo a energia mecânica é transformada em elétrica a partir de um gerador de energia (PINTO, 2013)

Segundo Moura (2011), para esse conjunto de transformações ocorrerem, os principais componentes de um aerogerador são: nacelle, torre, pás, cubo, eixo

principal, caixa de engrenagem, gerador, anemômetro, anemoscópio e um sistema de controle, conforme ilustrado na figura 1.

Figura 1 - ilustração dos principais componentes de um aerogerador



Fonte: Moura (2011)

De acordo com Moura (2011):

- **Nacela:** Compartimento para abrigar componentes do aerogerador, como: caixa de engrenagens, mancal, freios, gerador, e implica em alto custo de manutenção, devido a necessidade de substituição, de acordo com a vida útil do aerogerador (VELASCO, 2017). Em sua maioria, a base (chassi) é de material metálico, local de fixação dos principais componentes. Já sua cobertura é composta de fibra de vidro. Esta estrutura abriga os demais componentes das ações naturais, como vento, chuva e poeira (MOURA, 2011).
- **Torre:** Segundo Dutra (2008), proporciona a captação do recurso eólico, posicionando em altura projetada o conjunto rotor-nacela, elemento estrutural e de sustentação do conjunto rotor-nacela. Podem ser, tubular, treliçadas, haste estaiada ou híbridas (combinando demais configurações) (MOURA, 2011).

- **Pás:** Estrutura que representa a aerodinâmica responsável por captar o vento e energia cinemática e transformar em rotação mecânica no eixo do gerador, de composições variadas, como: compostos sintéticos, madeira e metais (MOURA, 2011). Além disso, podem chegar a 20% do custo total por equipamento (VELASCO, 2017).
- **Cubo:** Componente estrutural com a finalidade de acoplar pás e eixo rotor; permite a transmissão da força aerodinâmica que é realizada nas pás, para o torque no eixo. Podem ser fabricados em ferro fundido devido estar sobre esforços elevados (MOURA, 2011).
- **Eixo principal:** Componente que transmite para a caixa de engrenagens o torque ocasionado pelo rotor (VELASCO, 2017).
- **Caixa de Engrenagem:** Tem como objetivo elevar a velocidade de rotação do eixo, para que seja viável o aproveitamento no gerador elétrico. Por estar sujeita a cargas elevadas, resulta em um componente pesado e de alto custo. É adotado por alguns fabricantes. Em geradores com operação em baixa velocidade de rotação, dessa forma, o acoplamento ocorre direto no eixo principal, conceito chamado de direct drive (MOURA, 2011).
- **Sistema de controle:** Componente responsável por minimizar quaisquer falhas, monitorando o aerogerador, e atuando com base na guinada da nacele e no controle a partir da variação de passo nas pás (MOURA, 2011).

2.2 Fator de Capacidade

O fator de capacidade em valor percentual pode ser representado como o potencial eólico de uma região, e como o real percentual de aproveitamento de um parque de produzir energia em relação a sua potência máxima instalada, e pode ser obtido através das equações 1 e 2 (BREITENBACH, 2016).

$$E_{elétrica} = \sum_{i=1}^n f_i * p_i * t \quad (1)$$

Onde:

$E_{elétrica}$ = Energia elétrica;

f_i = frequência anual de ocorrência de uma velocidade de classe i ;

p_i = potência equivalente para velocidade de classe i (Watts);

t = intervalo de tempo entre medições (horas).

$$FC = \frac{E_{elétrica}}{p_{nominal} * T} \quad (2)$$

Onde:

$p_{nominal}$ = potência nominal do aerogerador (Watts);

T = período de análise (horas).

2.3 GERADORES NO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

Nos sistemas de geração eólica são utilizados tanto os geradores síncronos como geradores de indução (assíncronos), em sua maioria os geradores de indução são utilizados operando em velocidade fixa, mas podem trabalhar em velocidade variável com ajustes na configuração de acoplamento à rede elétrica, utilizando como interface com a rede elétrica os conversores eletrônicos de potência, assim como os geradores síncronos, e que normalmente atuam apenas em velocidade variável (JUNIOR, 2014).

2.3.1 Gerador síncrono

O gerador síncrono produz um campo magnético no rotor, que pode ser através do uso de imã permanente ou eletroímã, aplicando uma corrente contínua no enrolamento do rotor. Desta forma, o rotor entra em rotação a partir de uma máquina primária, e um campo magnético girante é produzido no interior da máquina, em consequência tensões são induzidas nos enrolamentos do estator do gerador (CHAPMAN, 2005).

Devido a necessidade da corrente contínua no rotor para induzir um campo magnético, esta máquina apresenta maior complexidade mecânica e custo elevado (ACKERMANN, 2005). Nota-se pela equação 3, que a velocidade mecânica do

campo ou velocidade de sincronismo em rpm do gerador é estabelecida pelo número de polos provenientes da máquina, e pela frequência da rede (CHAPMAN, 2005).

$$w_m(\text{rpm}) = \frac{120 * f_s}{p} \quad (3)$$

onde:

w_m = velocidade mecânica do campo (rpm);

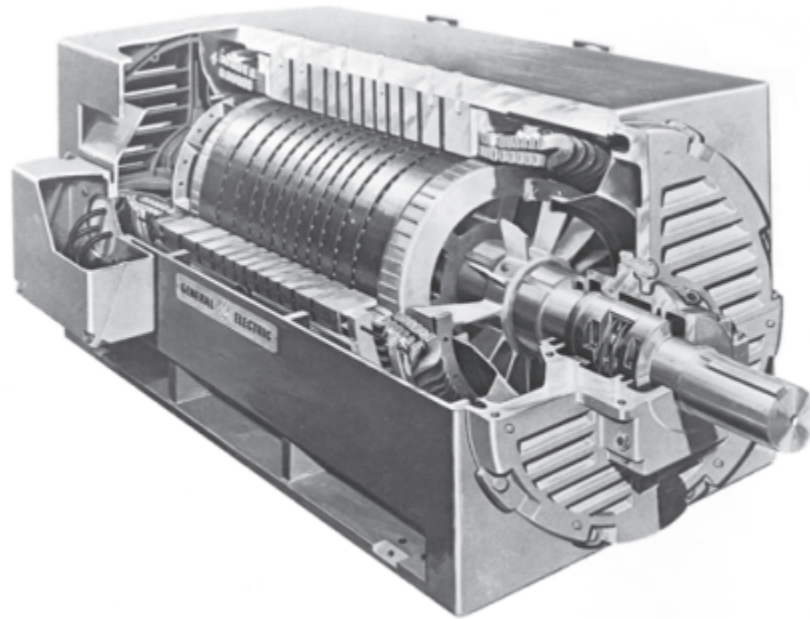
f_s = frequência em (Hz);

p = número de polos.

2.3.2 Gerador assíncrono de indução com rotor gaiola de esquilo

Geradores de indução ou assíncronos, são compostos de estator e rotor bobinado ou rotor de gaiola de esquilo, respectivamente. O primeiro possui um conjunto de bobinas em seu rotor, conectadas em “estrela” em uma de suas pontas; as outras são conectadas a anéis, com o intuito de realizar o controle das correntes do rotor bobinado, por meio de escovas que permite a conexão de fontes CA. Já o rotor de gaiola de esquilo tem uma complexidade menor, possuindo apenas barras encaixadas em ranhuras no rotor, e curto-circuitadas nas suas extremidades, e leva esse nome pois os condutores se assemelham a rodas de exercício em gaiola de esquilos, conforme a figura 2 (CHAPMAN, 2005).

Figura 2 - Motor de indução com rotor gaiola de esquilo



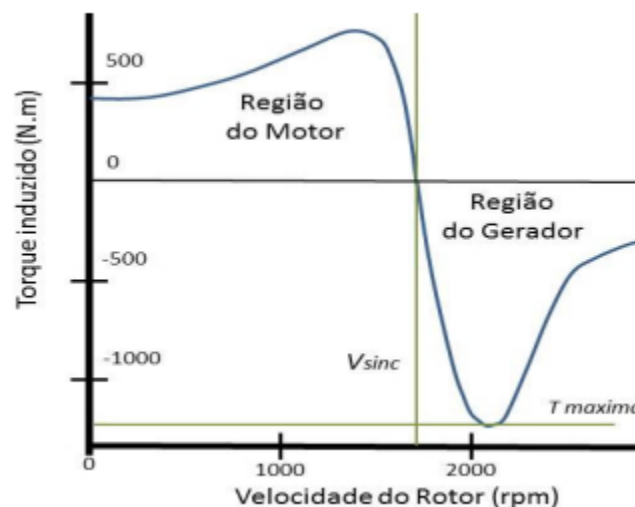
Fonte: Chapman (2005)

Já no estator da máquina de indução, estão as bobinas responsáveis por gerar um campo magnético rotacional, e que passam pelas barras do rotor, induzindo uma tensão e uma corrente nos condutores do rotor, assim gerando um campo magnético. As tensões e correntes no rotor e estator apresentam uma defasagem, e essa defasagem é encontrada também entre os dois campos magnéticos (CHAPMAN, 2005). Devido ao assincronismo entre o campo do rotor e o campo do estator, o eixo é movimentado para que os polos de estator e rotor tente se alinhar, e isso caracteriza a assincronia da máquina, já que o rotor não acompanha a velocidade do campo do estator que gira na velocidade síncrona (WILDI, 2007).

No SCIG, o conjunto de tensão trifásico no estator, resulta em um grupo trifásico de correntes que circulam pelo estator, cuja velocidade é dada pela mesma velocidade do gerador síncrono. Desta forma, o campo magnético proveniente do estator, passa pelas barras do rotor, induzindo tensões nas mesmas, e resultando em um fluxo de corrente, saindo das barras superiores e entrando nas barras inferiores, assim induzindo um campo magnético no rotor. Conforme a figura 3, representando o comportamento da máquina assíncrona, ao chegar perto do sincronismo, há uma perda de torque e que caso o rotor supere a velocidade de

sincronismo através de uma turbina, há uma inversão de fluxo e a máquina se comporta como gerador assíncrono fornecendo energia ativa à rede (WILDI, 2007). Porém, o conjunto trifásico do rotor está em defasagem com o conjunto do estator, em consequência, o campo do rotor não alinha com o campo do estator, e se o rotor girar em velocidade síncrona, não ocorreria indução de tensão. Desta forma, não tem fluxo de corrente e campo magnético no rotor, ou seja, o valor do conjugado seria igual a 0, e o rotor perderia velocidade. Assim, a máquina de indução pode ter velocidade aproximada à velocidade síncrona, mas jamais alcançá-la, e em funcionamento normal ambos campos giram à velocidade síncrona, mas o rotor sempre em velocidade menor (CHAPMAN, 2005).

Figura 3 - comportamento da máquina assíncrona



Fonte: Guerrero (2014)

O escorregamento é proveniente da diferença entre a velocidade de sincronismo e a velocidade do rotor, conforme as equações 4 e 5, e em caso do motor no estado estacionário, o escorregamento tem valor 1, mas assim que há indução de tensão no rotor, ocorre a aceleração e redução do escorregamento (WILDI, 2007).

$$S = \frac{w_s - w_m}{w_s} * 100\% \quad (4)$$

$$w_m(\text{rpm}) = (1 - S)w_s \quad (5)$$

onde:

w_m = velocidade mecânica do campo (rpm);

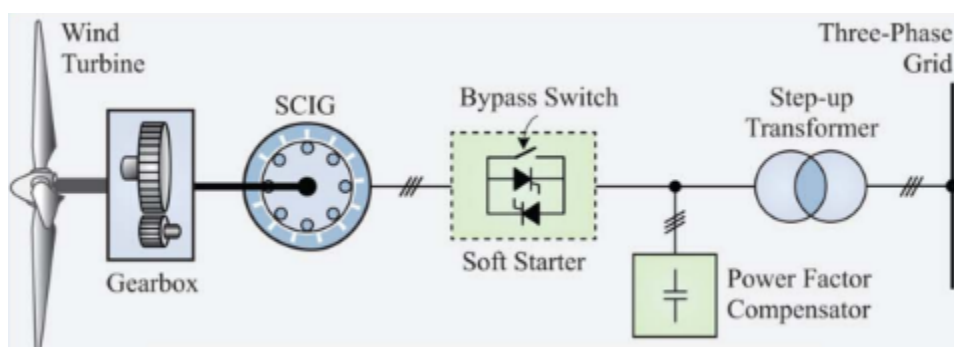
w_s = velocidade mecânica síncrona (rpm);

S = escorregamento;

2.4 Sistema de conversão de energia eólica em velocidade fixa.

Devido ao baixo custo, complexidade e grande robustez, se comparado aos sistemas de conversão atual, os primeiros sistemas de conversão de energia eólica em velocidade fixa implementados, conforme a figura 4, utilizavam o gerador de energia assíncrono de indução com rotor gaiola de esquilo atuando em uma velocidade fixa. Este sistema consiste na utilização de uma caixa de engrenagem para a multiplicação de velocidade, um soft stater que atua na partida do sistema, para evitar altas correntes ocasionado pelo gerador. Da mesma forma, em algumas configurações é possível encontrar um banco de capacitor para compensar a potência reativa consumida pelo SCIG (YARAMASU et al., 2015).

Figura 4 - Composição do sistema de conversão com SCIG em velocidade fixa



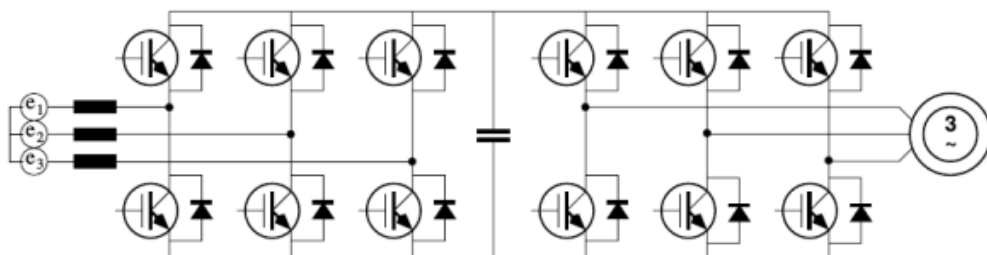
Fonte: Yaramasu, et al., (2014)

Estes sistemas foram projetados para operar em máxima eficiência em uma velocidade fixa. Entretanto, operando em baixa eficiência nas demais faixas de velocidade, e a variação na velocidade do vento pode ser refletida em oscilações na rede elétrica e estresse mecânico.(YARAMASU et al., 2015).

2.5 Conversor de carga total com SCIG

A topologia B2B ou conversores *carga total*, é constituída por dois conversores retificador (CA-CC) e inversor (CC-CA), conectados entre si por um link CC. Ambos os conversores são conectados pelo barramento CC em comum, como é possível ver na figura 5, que apresenta uma tensão mais elevada comparado ao lado CA, assim permitindo um fluxo de duas direções, tanto potência ativa quanto reativa. Além disso, o barramento CC possibilita o controle de cada conversor separadamente (BRAGANÇA, 2018).

Figura 5 - Conversor de carga total



Fonte: Clerice (2019)

Topologias utilizando o conversor de carga total, são bem utilizadas, pois apresentam boa operação regenerativa em acionamentos de máquinas tanto síncronas como assíncronas, e a geração de energia acoplada diretamente à rede elétrica operando em velocidade fixa, ou através da eletrônica de potência e da topologia B2B para operação em velocidade variável, com o objetivo de realizar o controle de potência ativa e reativa (CLERICE, 2019).

Os Aerogeradores compostos de Geradores com rotor gaiola de esquilo (SCIG - Squirrel-Cage Induction Generator) podem ser conectados diretamente na rede

elétrica, contudo, operam em velocidade fixa, ou com baixa variação. Desta forma, o que determina a velocidade é a frequência da rede e o número de polos, e projetados para máxima eficiência em uma determinada velocidade do vento. Porém, em consequência existe perda para outras faixas de velocidade. Devido a variação do vento e conjugado sem o mínimo controle, leva ao estresse mecânico e pode acarretar em problemas na qualidade de energia (CLERICE, 2019). Uma maneira de operar em velocidade variável, é a utilização de conversores de carga total completos conforme mostra a figura 6 (CLERICE, 2019).

Figura 6 - Sistema de geração eólica com SCIG com conversor completo

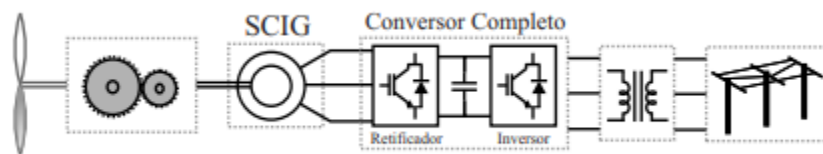


Figura: Junior (2014)

2.6 Técnica de rastreamento de pontos de máxima potência (MPPT)

Aos conversores eletrônicos de potência que realizam uma interface entre a turbina e a rede, é aplicado um sistema de controle que possibilita implementar a atuação do MPPT (algoritmo ou técnica de rastreamento de pontos de máxima potência). A técnica MPPT, tem como objetivo atualizar de forma constante a referência de controle de operação da turbina para que a máxima potência seja rastreada durante a operação para cada faixa de velocidade do vento (DUTRA, 2008).

Segundo Kumar (2016), existem quatro regiões de operação para uma turbina em função da velocidade do vento, como pode-se observar na figura 7, onde nas regiões 1 e 4 a turbina está fora de operação por segurança e para evitar danos aos componentes do sistema. Já na região 3, a potência é limitada e representa a zona de segurança da turbina. Desta forma, a técnica MPPT atua na região 2, rastreando os pontos de máxima potência para uma ampla faixa de velocidade.

Figura 7 - Regiões de operação de uma turbina com conversor completo

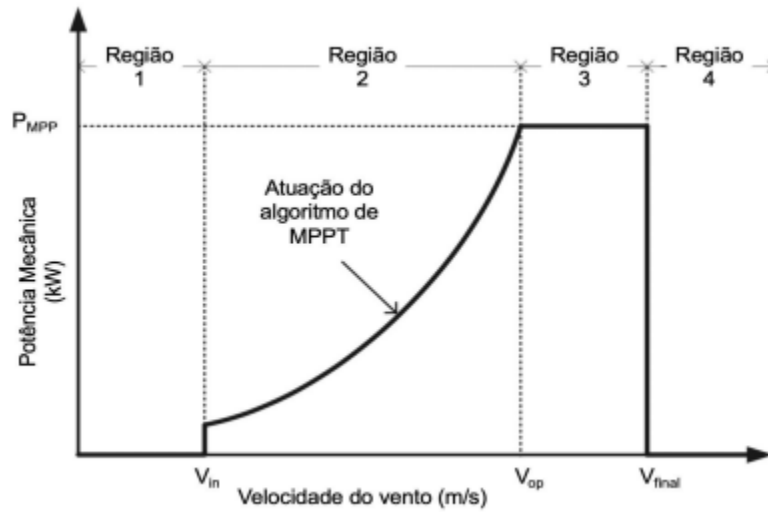


Figura: Kumar (2016)

A potência que o gerador disponibiliza está atrelada à velocidade do vento, e para cada velocidade do vento é observado uma curva de rotação do eixo do conjunto turbina e gerador, que entrega uma potência mecânica máxima, conforme a figura 8, ou seja, a rotação do eixo do gerador e a potência que o gerador disponibiliza está atrelada à velocidade do vento (PREVIERO, 2020).

Figura 8 - Gráfico de curvas de potência por velocidade de rotação para variação da velocidade do vento

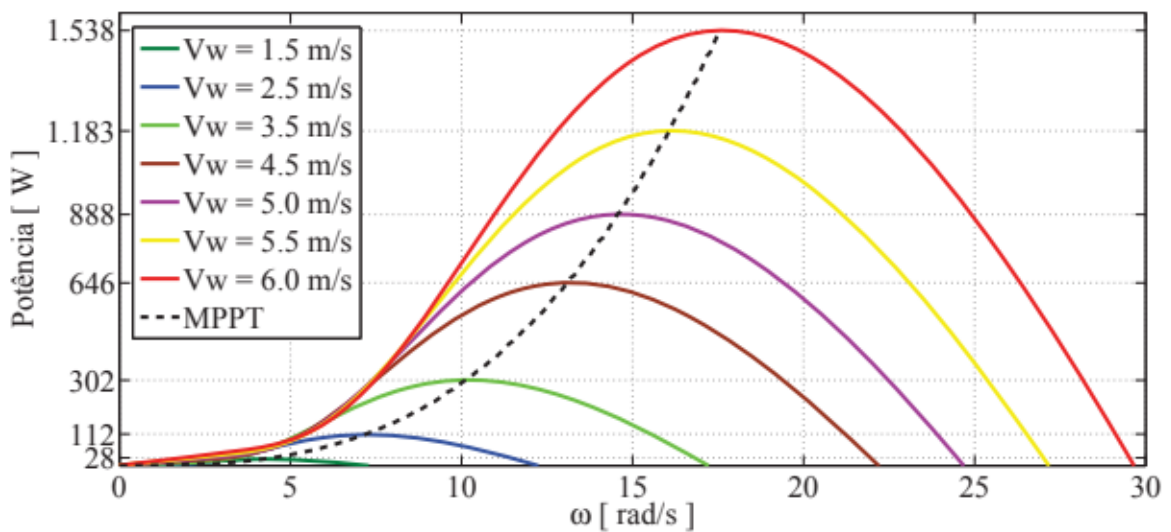


Figura: Duarte (2002)

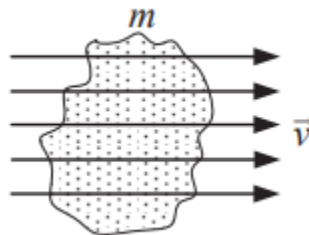
Os algoritmos e técnicas MPPT nos sistemas eólicos atuam interferindo a variação do torque sobre o eixo do gerador e fazendo com que alcance o ponto de máxima potência, independente se a velocidade do vento encontra-se em valor nominal, pois este sistema atua desacoplando a velocidade de rotação e a frequência da rede (KUMAR, 2016).

2.7 Potência, aproveitamento de energia e teorema de Betz.

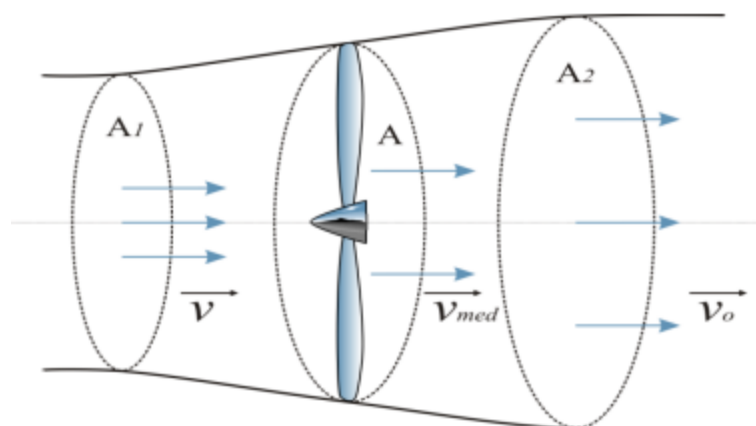
O aproveitamento da energia em uma turbina eólica se dá através da passagem de uma “massa” (m) de ar a uma determinada velocidade (v) representada pela figura 9, através das pás da turbina eólica como é ilustrado na figura 10, e captam parte de sua energia cinética pode ser representada pela equação 6 (PATEL, 1999).

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (6)$$

Figura 9 - massa de ar em deslocamento



Fonte: Patel (1999)

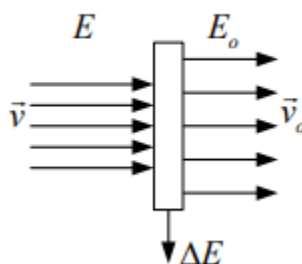
Figura 10 - Passagem de ar pela turbina

Fonte: Tibola (2009)

Como é possível ver na figura 10, a passagem da massa de ar por um determinado obstáculo, neste caso as pás da turbina eólica, a sua velocidade vetorial é alterada, pois parte de sua energia resulta em trabalho sobre a pá, e conseqüentemente a massa de ar parte com menor velocidade e menos energia do que inicialmente (Carvalho, 2003).

O fenômeno de absorção da energia pelo sistema eólico pode ser representado pela figura 11, e pode-se observar que a energia absorvida pelo sistema é descrita pela equação 7, ou seja, a variação da energia inicial e final após o obstáculo.

Figura 11 - Energia absorvida por um obstáculo na passagem da massa de ar



Fonte: Tibola (2009)

$$\Delta E = E - E_0 \quad (7)$$

Sabendo que ambas energias são cinéticas, podemos encontrar a variação de energia absorvida pelas pás substituindo a equação 5 da energia cinética em 7, desta forma chegando a 9:

$$\Delta E = \frac{1}{2}mv^2 - \frac{1}{2}mv_0^2 \quad (8)$$

$$\Delta E = \frac{1}{2}m(v^2 - v_0^2) \quad (9)$$

Onde v representa a velocidade da massa de energia antes de tocar as pás, e v_0 após. Da mesma forma, podemos admitir que a potência resultante é dado pela energia absorvida em um determinado período de tempo em que a massa de ar esteve em contato com o obstáculo, e pode ser representada pela equação 10 e inserindo a energia absorvida, temos na equação 11 a potência retida em função da velocidade da massa de ar :

$$P_{ret} = \frac{\Delta E}{\Delta t} \quad (10)$$

$$P = \frac{1}{2} \frac{m}{t} (v^2 - v_0^2) \quad (11)$$

Onde m é representa a massa de ar, e que pode ser representada pela equação 12, ou seja, sua densidade (ρ) em quilograma por metro cúbico e Vol , o volume da massa de ar em metros cúbicos, substituindo a massa pela densidade e volume da massa, obtemos a equação 13 (PATEL, 1999).

$$m = \rho.Vol \quad (12)$$

$$P_{ret} = \frac{\rho.Vol.(v^2-v_0^2)}{2\Delta t} \quad (13)$$

o Vol para sistemas eólicos pode ser representado pela distância em metros da coluna de vento e pela área A de varredura das pás do rotor:

$$Vol = A.d \quad (14)$$

Para se obter a equação final da potência resultante, é preciso levar em conta que tanto a velocidade como as áreas das massas de ar são diferentes antes e após a passagem pelas pás, ou seja, considera se uma área A como na figura 11 para área de varredura das pás e uma velocidade média representada pela equação 15. Ainda, podemos relacionar a velocidade média sendo uma determinada distância percorrida por um tempo como na equação 16, podemos verificar qual é a distância da coluna de vento, e isolando d e substituindo na equação 14, obtemos a equação final da potência resultante na turbina representada pela equação 18.

$$V_{med} = \frac{v+v_0}{2} \quad (15)$$

$$V_{med} = \frac{d}{\Delta t} = \frac{v+v_0}{2} \quad (16)$$

$$d = \frac{(v+v_0)\Delta t}{2} \quad (17)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \frac{(1+\frac{v_0}{v})[1-(\frac{v_0}{v})^2]}{2} \quad (18)$$

2.7.1 Coeficiente de Potência e teorema de Betz.

Após analisar a equação 18, é possível identificar a expressão responsável por definir a parcela de potência que é absorvida pelo sistema eólico, a qual se relaciona com as velocidades da massa de ar antes e após a perda da parcela de energia cinética pela pá da turbina eólica. Esta parcela é denominada como Coeficiente de Potência representado em (19):

$$C_p = \frac{(1+\frac{v_0}{v})[1-(\frac{v_0}{v})^2]}{2} \quad (19)$$

Logo, podemos substituir C_p em (18) e estabelecer a dependência entre a potência resultante e o coeficiente de potência, que representa a parcela de energia absorvida.

$$P_{ret} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (20)$$

Se considerarmos a relação de velocidade inicial e final em C_p , como um coeficiente α em (19), onde devido às características físicas seu valor é definido pelo intervalo ($0 < \alpha < 1$), podemos encontrar o valor para qual essa equação estabelece seu máximo valor teórico, descrito como teorema de Betz:

$$\alpha = \frac{v_0}{v} \quad (21)$$

substituindo na equação 19 de C_p :

$$C_p = \frac{(1+\alpha)[1-\alpha^2]}{2} \quad (22)$$

Obtemos 22:

$$C_p = \frac{1+\alpha-\alpha^2-\alpha^3}{2} \quad (23)$$

Para o teorema do valor final onde uma função vai para um valor constante em um determinado regime, isso indica que sua derivada é zero neste regime, e aplicando o teorema do valor final, podemos extrair a máxima potência através das raízes do polinômio obtido pela derivada da equação 23, obtemos:

$$\frac{dC_p}{d\alpha} = \frac{1+0-2\alpha-\alpha^3}{2} = 0 \quad (24)$$

$$\alpha^3 + 2\alpha - 1 = 0 \quad (25)$$

onde:

$$\alpha_1 = \frac{1}{3} \quad (26)$$

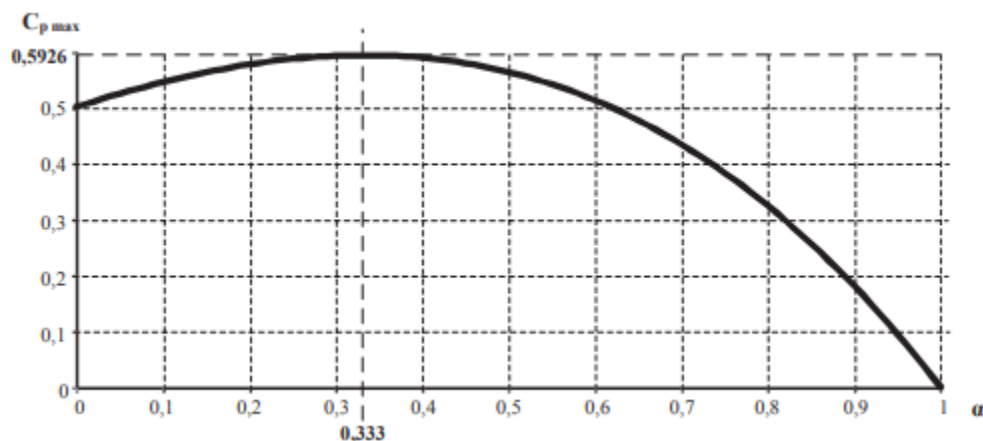
$$\alpha_2 = -1 \quad (27)$$

Devido a sempre termos uma velocidade menor após a passagem de ar por um obstáculo, desta forma perdendo energia, as raízes deste polinômio não podem aceitar valores negativos ou maiores que um, ou seja, para obter o máximo valor do coeficiente de potência, consideramos a raiz α_1 no valor de 1/3, obtemos o máximo valor teórico e a equação de Betz dada pela equação 28 é representada pela figura 12:

$$C_{pmax} = C_{p(\alpha=\alpha_1)} = \frac{(1+\frac{1}{3})[1-(\frac{1}{3})^2]}{2} = 0,5926 \quad (28)$$

$$P_{max} = \frac{1}{2}\rho Av^3 C_{pmax} \quad (30)$$

Figura 12 - curva do coeficiente de potência para o teorema de Betz



Fonte: Duarte (2002)

A equação (30) do teorema de Betz afirma, que o valor limite para a absorção da parcela de energia para uma turbina eólica, onde uma turbina pode ter no máximo um valor de absorção em 59,26%. Apesar das limitações do teorema de betz que desconsideram em sua análise diversos fatores como perda de energia por atrito e compressibilidade do fluido, tornando a obtenção do valor de $C_{p\max}$ complexa, o teorema de Betz traz uma boa aproximação, e a qual se reflete para coeficientes que se aproximam de 0,5 e 0,4, respectivamente para turbinas de alta velocidade, de grande porte até duas pás e baixas velocidades com três pás (PATEL, 1999).

Apesar do coeficiente de potência, demonstrado anteriormente de forma teórica, na prática apresenta-se de forma mais complexa como uma função dependente do Tip Speed Ratio (TSR), representando a relação entre a velocidade de rotação na ponta da pá, e a velocidade do vento, e a equação apresenta a mesma dependência do ângulo de passo ou ângulo de ataque (B) (DUARTE, 2017).

2.7.2 Coeficiente de potência com Tip Speed Ratio e Ângulo de passo

O TSR dado por (31), pode ser representado pela velocidade de rotação v_u e a velocidade do vento v_w , onde a velocidade de rotação é composto pela velocidade angular e o raio da pá; da mesma forma, a área de varredura apresentada

anteriormente por A , pode ser representada pela constante π e o raio da pá ao quadrado, dado por (33):

$$\lambda = \frac{v_u}{v_w} \quad (31)$$

$$v_u = R \cdot \omega \quad (32)$$

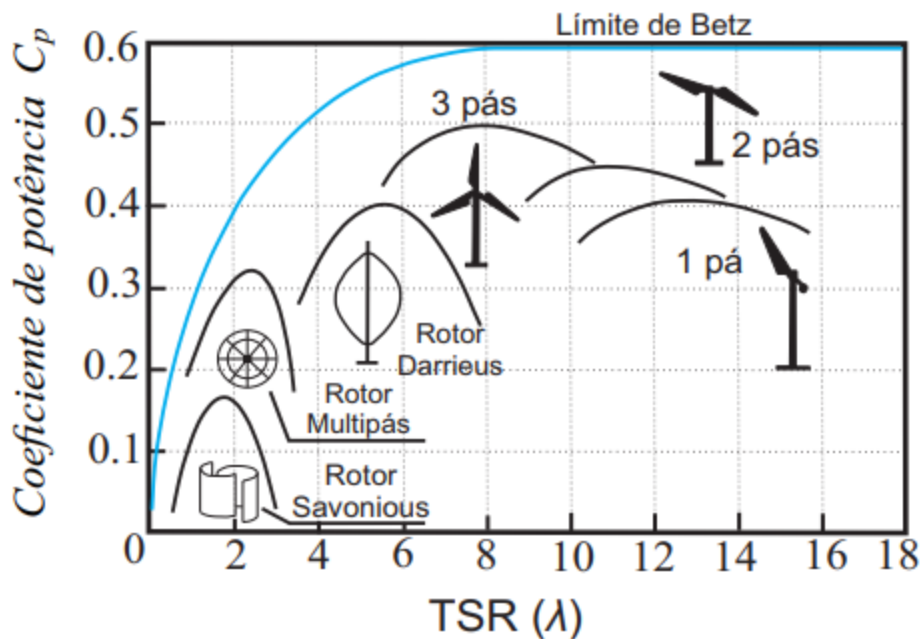
$$A = \pi R^2 \quad (33)$$

substituindo (32) em (31), obtemos:

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega}{v_w} \quad (34)$$

Tanto o TSR quanto o ângulo de ataque são importantes para determinar o coeficiente de potência, como o C_p depende das características da turbina, a figura 13 representa as curvas de C_p por TSR para diferentes turbinas, considerando um ângulo de ataque ótimo.

Figura 13 -Curvas de coeficiente de potência por TSR para diferentes turbinas



Fonte: Oliveira (2018)

De acordo com as decomposições realizadas anteriormente, obtemos a equação da potência retida representada por (35), e em função do TSR e ângulo de ataque.

$$P_{ret} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (35)$$

2.7.3 Torque a partir do coeficiente de potência

O torque mecânico imprimido pela turbina pode ser determinado pela frequência angular e pela potência mecânica, dado pela equação 36, substituindo a potência mecânica na equação 35 do coeficiente de potência. Desta forma estabelecemos uma relação do torque com o ângulo de ataque e TSR, ou seja, obtemos a equação do torque, dado por 38, e a relação entre o coeficiente de potência e de torque expressa por 39.

$$T_{mec} = \frac{P}{\omega} \quad (36)$$

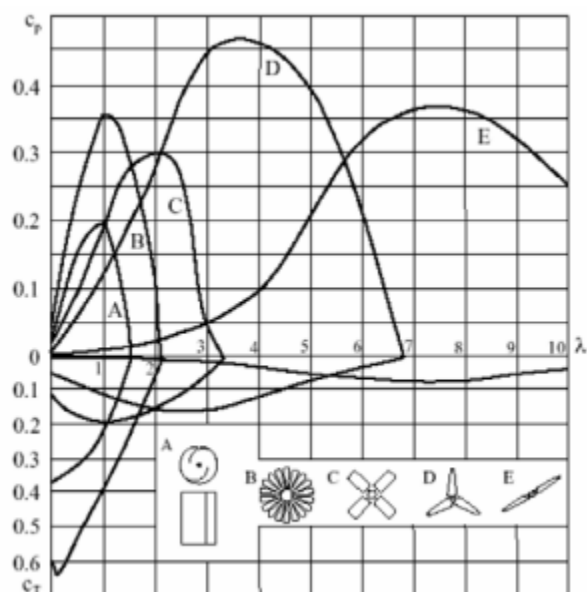
$$T_{mec}(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\omega} \quad (37)$$

$$T_{mec}(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 C_t(\lambda, \beta) \quad (38)$$

$$C_t(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\omega} \quad (39)$$

Desta forma, para diferentes configurações de turbina teremos variadas curvas tanto para coeficiente de potência como de torque, dado pela figura 14, variando em relação ao TSR com um ângulo de ataque definido. E que para cada curva existirá um ponto de máximo com um determinado ângulo de ataque, e em função do TSR, estes pontos definem a melhor faixa de operação para a turbina (TIBOLA, 2009).

Figura 14 - Curvas de coeficiente de torque e potência para diferentes configurações de turbina

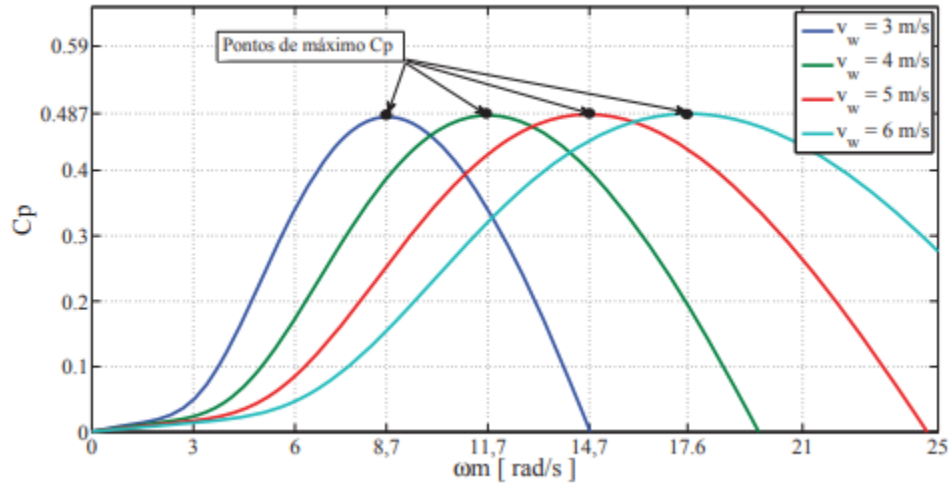


Fonte: Tibola (2009)

2.7.4 Curvas de coeficiente de potência em relação a TSR.

Devido ao fato da composição da equação de potência retida, o coeficiente de potência depende das definições das características de cada turbina, e também pode-se observar que para cada curva de velocidade do vento, existe um valor de velocidade de rotação da turbina para que o coeficiente de potência seja máximo, como pode ser observado na figura 15 (DUARTE, 2017).

Figura 15 - Coeficiente de potência para várias curvas do vento



Fonte: Duarte (2017)

Segundo Heier (2006), o coeficiente de potência em função do TSR e ângulo de ataque, pode ser aproximado por meio de função não linear representada pela equação 40, e o TSR em função do ângulo de ataque é dado por 41.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1(C_2\lambda_1 - C_3\beta - C_4\beta^x - C_5)e^{-C_6\lambda_1} + C_7 \quad (40)$$

$$\lambda_1 = \frac{1}{\lambda + 0,008\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (41)$$

onde:

$$c_1 = 0,5 \quad c_2 = \frac{v_w}{\omega} \quad c_3 = 0$$

$$c_4 = 0,022 \quad c_5 = 0,5 \quad c_6 = \frac{0,17v_w}{\omega} \quad x = 2$$

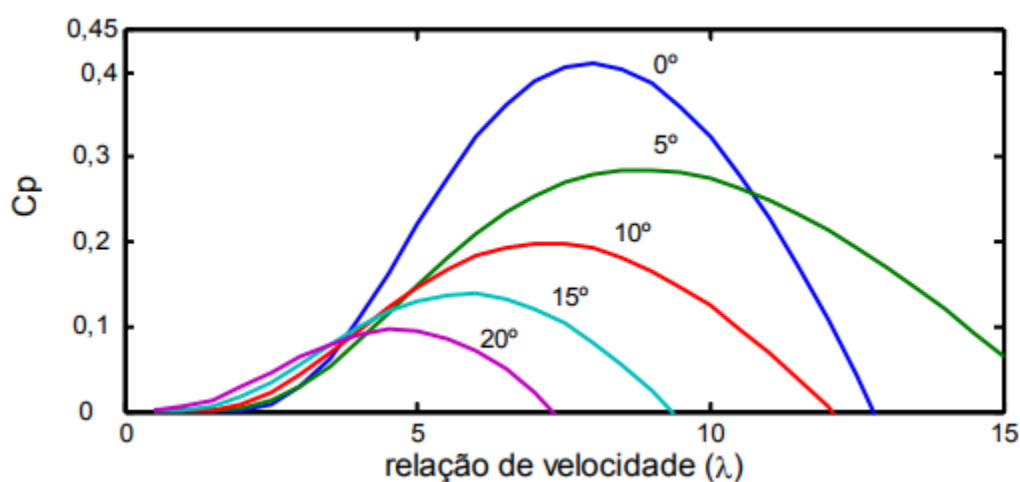
onde V_w se refere a velocidade do vento ω a velocidade angular. Entretanto, podem ser descritos através do TSR dado pela equação 41.

$$c_1 = 0,5 \quad c_2 = \frac{116}{\lambda_1} \quad c_3 = 0,4$$

$$c_4 = 0 \quad c_5 = 5 \quad c_6 = \frac{21}{\lambda_1}$$

A figura 16 representa as características das curvas para a variação do ângulo de ataque, para valores representados no quadro 1.

Figura 16 - Curvas de coeficiente de potência para diferentes valores do ângulo de ataque



Fonte: Salles (2009)

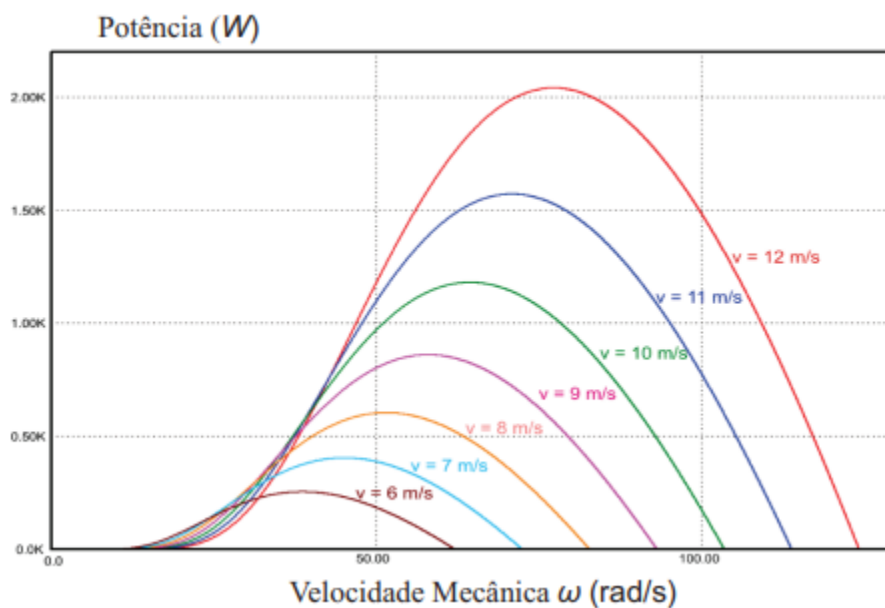
Quadro 1 - valores para coeficientes da equação não linear do coeficiente de potência

C1	C2	C3	C4	C5	C6	x	B
0,5	116	0,4	0	5	21	1,5	10

Fonte: Adaptado de Salles (2009)

A figura 17, foi obtida a partir de uma simulação em (TIBOLA, 2009) utilizando a formulação descrita acima; as curvas de potência por velocidade angular do rotor para vários valores da velocidade do vento, até a nominal.

Figura 17 - Curvas de potência para várias velocidade do vento



Fonte: Tibola (2009)

Levando em consideração a formulação do teorema de Betz, conclui-se que para cada curva, dada uma velocidade do tempo, é encontrado um ponto de máxima potência, onde o valor do coeficiente de potência será ótimo para um TSR ótimo.

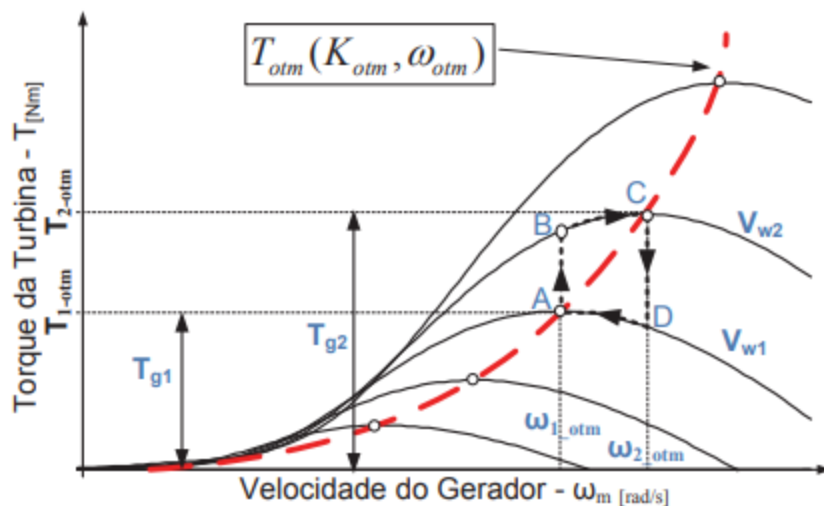
2.8 Mppt aplicado a curvas de velocidade do vento.

Como visto anteriormente, as técnicas MPPT buscam os pontos de máxima potência. De acordo com Caixeta (2011), as técnicas desenvolvidas e mais aplicada a turbinas eólicas são os métodos de OTC (Optimal Torque Control), PSF (Power Signal Feedback), TSR (Tip Speed Ratio) HCS (Hill Climbing Search) e PO (Perturb and Observation), todas estas técnicas são aplicadas para a busca dos pontos de máxima potência em múltiplas curvas de vento, e em turbinas eólicas atuando em velocidade variável.

2.8.1 Métodos de busca MPPT.

Segundo Thongam et al (2011) e Mojtaba (2015), os métodos OTC e PSF dependem da curva de potência ou torque da turbina eólica. O método OTC está atrelado às características da turbina e do conhecimento do parâmetro do TSR ótimo apresentado anteriormente. Este método é indicado para localidades com alta variação de velocidade do vento. Como é possível observar na figura 18, para a turbina atuando sobre uma velocidade do vento v_{w1} aplicando um torque t_{g1} rastreado no MPP (maximum power point), ao sofrer uma alteração da curva do vento para v_{w2} no ponto B, para que ocorra um aumento no torque para t_{g2} no ponto ótimo C, o MPPT altera a velocidade angular para que o ponto ótimo C seja alcançado.

Figura 18 - MPPT de busca para curva de torque por velocidade angular

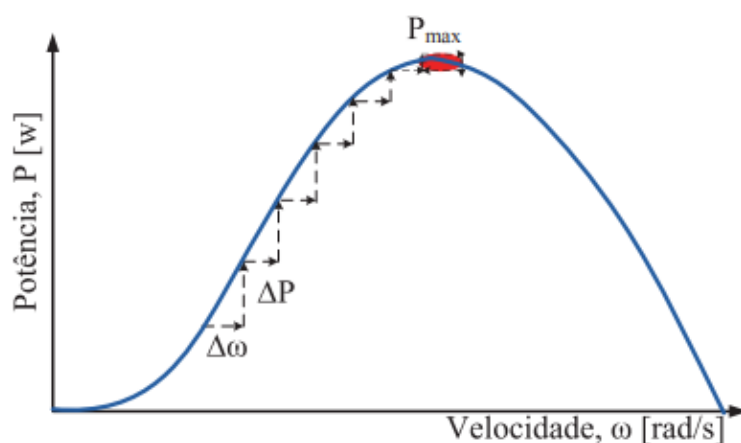


Fonte: Duarte (2017)

Já o método HCS, não está atrelado a característica ou curva da turbina, nem mesmo a necessidade de se medir a velocidade do vento, representado pela figura

19. A ideia do método é de perturbar a velocidade de rotação e observar o resultado da potência na saída do conversor, e verificar se ocorreu um aumento ou diminuição da potência. A partir deste resultado é decidido se na próxima perturbação deverá ocorrer uma perturbação positiva no valor da velocidade ou negativa (LAHARI; SHETTY, 2015).

Figura 19 - busca do ponto de máxima potência pelo HCS



Fonte: Duarte (2017)

Diferente dos métodos anteriores, o método do TSR necessita da medição para o conhecimento da velocidade do vento, além da medição da velocidade de rotação da turbina, com o intuito de controlar a velocidade angular para um valor de referência ótimo, desta forma, aumentando o custo de implementação (MOJTABA, 2015).

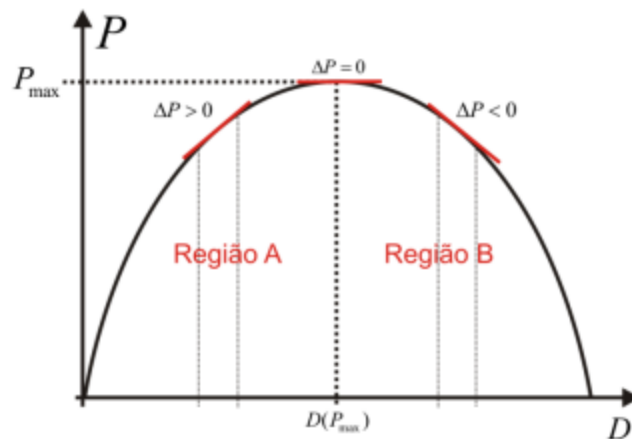
Semelhante ao método HCS, o método de PO (perturbar e Observar) não depende das características da turbina ou de suas curvas. Porém, diferentemente do método HCS, que necessita do conhecimento da velocidade de rotação da turbina, o método PO realiza a perturbação no sistema alterando a corrente elétrica, a partir da corrente de referência no sistema de controle, e observa qual é a variação da potência de saída, e verifica se essa variação é positiva ou negativa para decidir o valor de corrente em sua próxima perturbação (LAHARI, 2015).

De acordo com Liuchen (2004), métodos que não dependem de medições avançadas e conhecimento das características da turbina podem apresentar baixa

eficiência em aerogeradores de grande porte, devido a inércia elevada que implica em uma resposta lenta do sistema mecânico.

O sistema de Perturbar e Observar, pode ser simples e, sem instrumentos de medição, como tacômetro e anemômetro, para medições de variáveis mecânicas. Desta forma, o sistema de rastreamento se torna o mais generalista possível e imparcial, já que também não há conhecimento das características da turbina. O método PO, pode consistir em perturbar a razão cíclica ou razão de trabalho do conversor, para que o conversor de potência opere em outro ponto a partir da variação da potência medida. Desta forma, como exemplificado na figura 20, dependendo da taxa de variação de potência é possível saber em qual região ela se encontra e qual ação deve ser tomada para alcançar o ponto de máxima potência, seja ele, aumentar ou diminuir a taxa de trabalho ou razão cíclica do conversor de potência (TIBOLA, 2009).

Figura 20 - Curva exemplo de Potência por Razão de ciclo do conversor



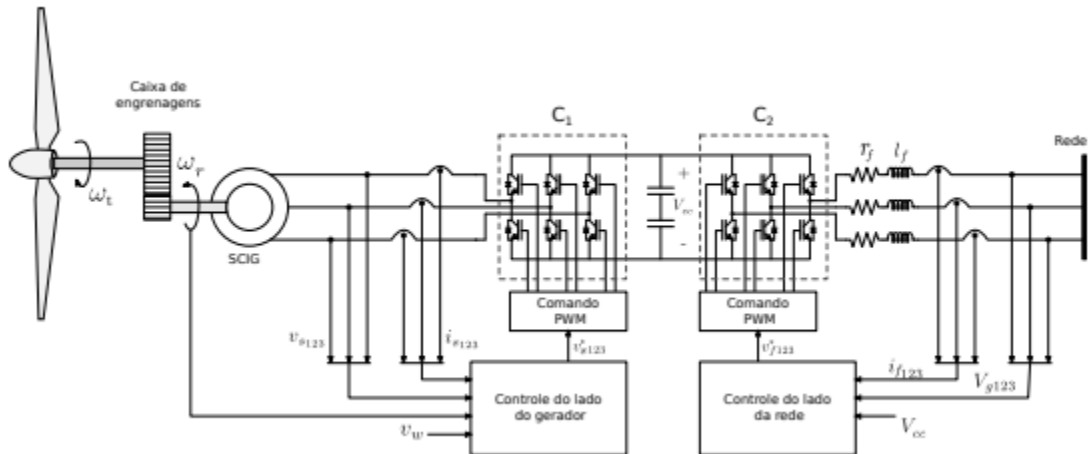
Fonte: Tibola (2009)

2.9 Atuação do conjunto MPPT, controle e conversor de potência.

Representado pela figura 21, o conversor back-to-back apresentado anteriormente, desempenha duas funções; do lado do gerador é conectado o conversor C1 (CA-CC), que desempenha o rastreamento do ponto de máxima potência. Através da razão cíclica, que em algumas técnicas é a variável de perturbação, pode se atuar na corrente ou tensão, a fim de buscar o ponto de potência ótimo. Desta forma, combina-se o uso da técnica de rastreamento e sistemas de controle. A variável é lida e entregue ao algoritmo MPPT que toma a decisão se a variável de perturbação deve ser incrementada ou decrementada; a variável é lida por um controlador, muitas vezes composto por um somador que compara o valor de referência com a variável de entrada para processar o valor do sinal de saída; a saída do controlador por sua vez, é composto por um sinal PWM, que comanda a razão cíclica ou taxa de trabalho de chaveamento do conversor de potência e altera a variável desejada, por exemplo a corrente do estator do gerador, evitando saturação e possibilitando máximo fornecimento de potência ativa gerada (TIBOLA, 2009).

O conversor C2 (CC-CA), mais conhecido como inversor, que em sistemas eólicos está conectado e é responsável pela rede elétrica, tem como objetivo realizar o controle do link (Barramento) CC. Desta forma, garante que a potência ativa gerada seja injetada na rede, e o controle da potência reativa da máquina de indução, seja ela injetada ou absorvida (JUNIOR, 2014).

Figura 21 - sistema de conversão com conversor *back-to-back*

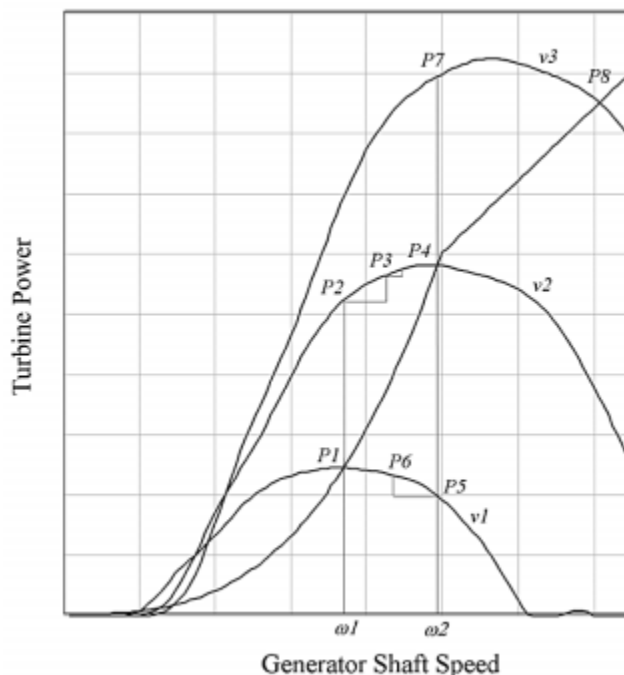


Fonte: Barros (2005)

2.9.1 Desempenho na geração de energia.

Segundo os estudos desenvolvidos por Datta e Ranganathan (2002), ao colocar como interface de conexão à rede um conversor de carga total, e através do MPPT e um sistema de controle imprimindo um sinal PWM no chaveamento dos IGBTs do conversor, ocorre o desacoplamento da velocidade de rotação em relação a frequência da rede e das características da máquina elétrica. Desta forma, é possível fazer com que a turbina opere no ponto de máxima potência, como mostra a figura 22:

Figura 22 - Rastreamento do ponto de máxima potência

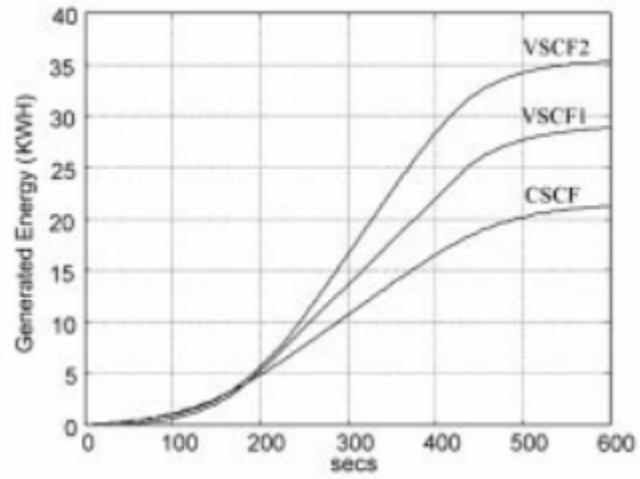


Fonte: Datta e Ranganattan (2002)

Na figura 23, os pontos P1 e P4 são pontos de máxima potência, Para uma turbina atuando em uma velocidade do vento v_1 , caso a velocidade do vento passe a operar em v_2 , a potência na turbina será P2. Devido ao sistema de controle, a velocidade de rotação é alterada para que a potência chegue até P4, passando antes pelo ponto de menor potência P3; em caso de diminuição na velocidade do vento, operando novamente sobre a curva v_1 , o sistema ajusta a velocidade para que a turbina volte a operar em P1, passando antes pelo ponto P6.

Datta e Ranganathan (2002), a partir de seu estudo, representado na figura 23, onde a curva CSCF representa uma turbina com SCIG com velocidade fixa, VSCF1 uma turbina com SCIG com controle de velocidade e por último a curva VSCF2 uma turbina composta por um DFIG (gerador de indução duplamente alimentado), concluem que há um aumento de 22,8% na energia gerada em 10 minutos da curva VSCF1 em relação a CSCF, e a um aumento de 62,7% para a curva VSCF2 em relação a CSCF.

Figura 23 - Desempenho das turbinas em velocidade fixa e variável

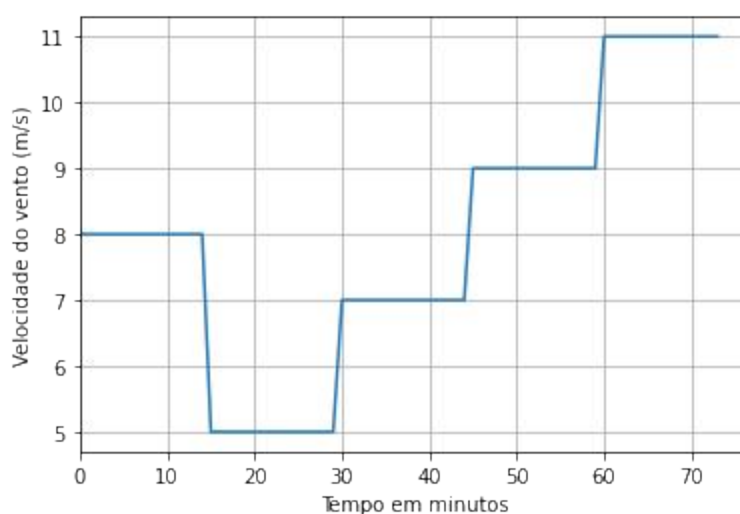


Fonte: Datta e Ranganattan (2002)

3 RESULTADOS

O presente trabalho constituiu-se em adotar um perfil de velocidade do vento representado pela figura 24, para avaliar o desempenho da geração de energia de uma turbina eólica operando em velocidade fixa e velocidade variável, o perfil consiste em uma curva em degrau para as velocidades de 8, 5, 7, 9 e 11 m/s, onde cada velocidade atua por 15 minutos.

Figura 24 - Curva de perfil para velocidade do vento

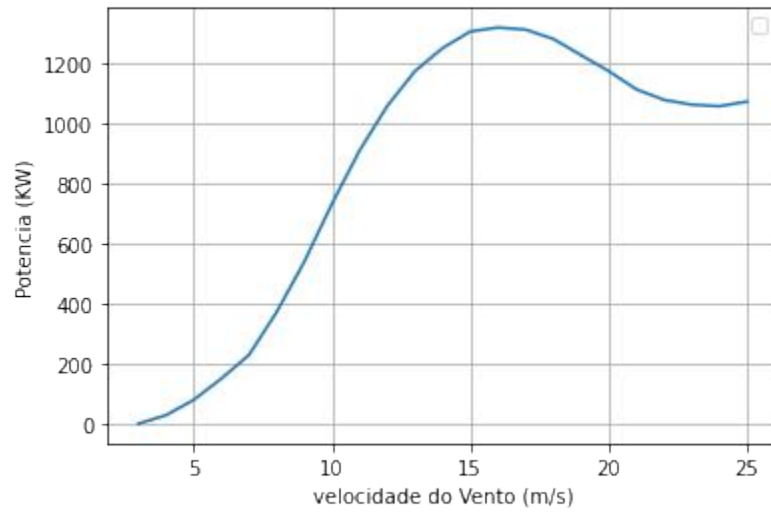


Fonte : Adaptado de Alves e Barros (2018)

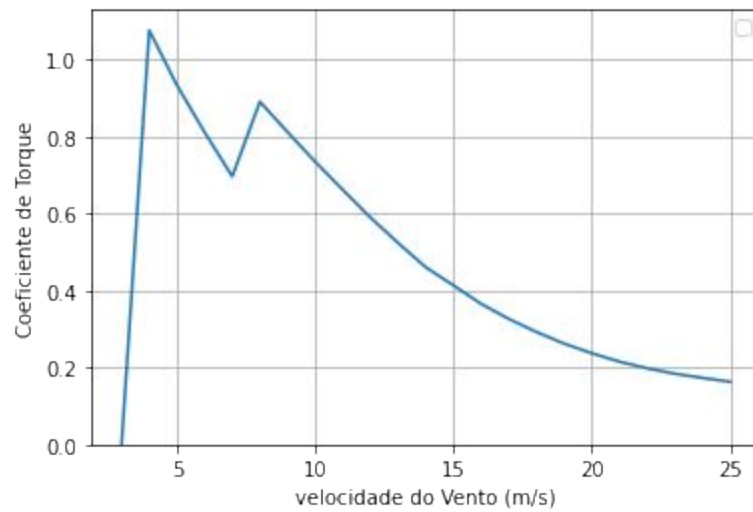
Para este perfil de vento, foi realizada a análise e comparação dos resultados do fator de capacidade e da energia gerada para uma turbina eólica atuando em velocidade fixa e para uma turbina atuando em velocidade variável.

A turbina MADE AE-61 que tem como característica a operação em velocidade fixa, com ângulo de passo fixo em zero, e com raio da pá de 30,5 metros atuando com comutação de polos, 4 e 6 polos, com uma potência nominal de 1.320 KW, a turbina opera em uma velocidade de 12,5 rpm e 18,8 rpm com uma caixa multiplicadora de 1:80,8, ou seja, o SCIG atua em 6 polos com uma velocidade de 1010 rpm e comuta para 4 polos operando em 1519 rpm.

A figura 25 representa a potência da turbina MADE AE-61 por velocidade do vento, a figura 26 representa o coeficiente de torque, ambas para operação da turbina em velocidade de rotação fixa em 12,5 rpm e 18,8 rpm, conforme a comutação de polos.

Figura 25 - Gráfico de potência por velocidade do vento

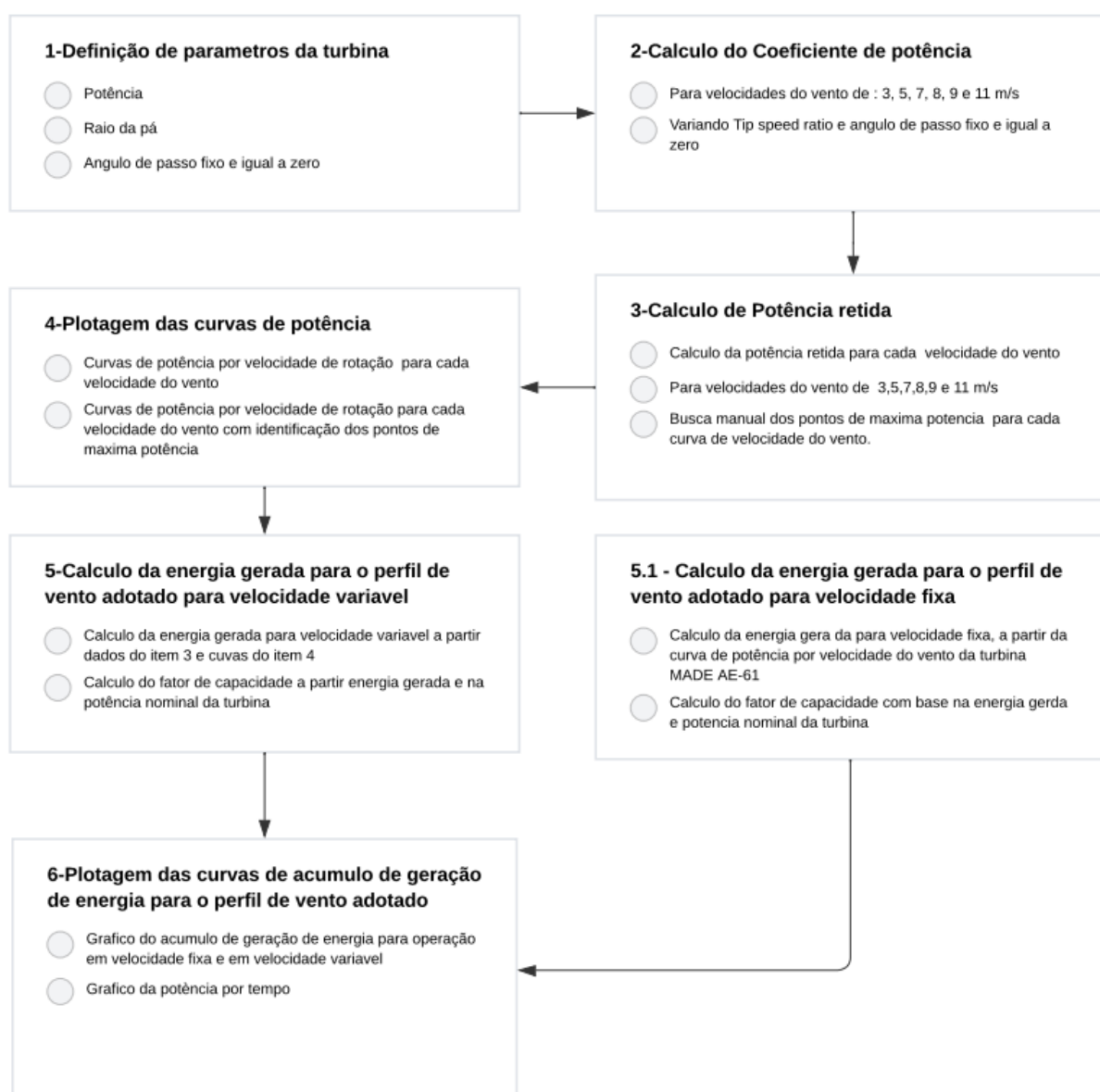
Fonte: adaptado de MADE AE-61 (2013)

Figura 26 - Gráfico coeficiente de torque por velocidade do vento

Fonte: adaptado de MADE AE-61 (2013)

Para o desenvolvimento dos cálculos de coeficiente de potência, potência retida e categorização da energia gerada em velocidade fixa e velocidade variável, assim como a elaboração do gráfico de potência por velocidade de rotação, e energia gerada para a turbina atuando em velocidade fixa e variável, utilizou-se de programação estruturada, onde o fluxograma do programa é representado pela figura 27.

Figura 27 - Fluxograma da programação estruturada utilizada para desenvolvimento dos cálculos e plotagem de gráficos

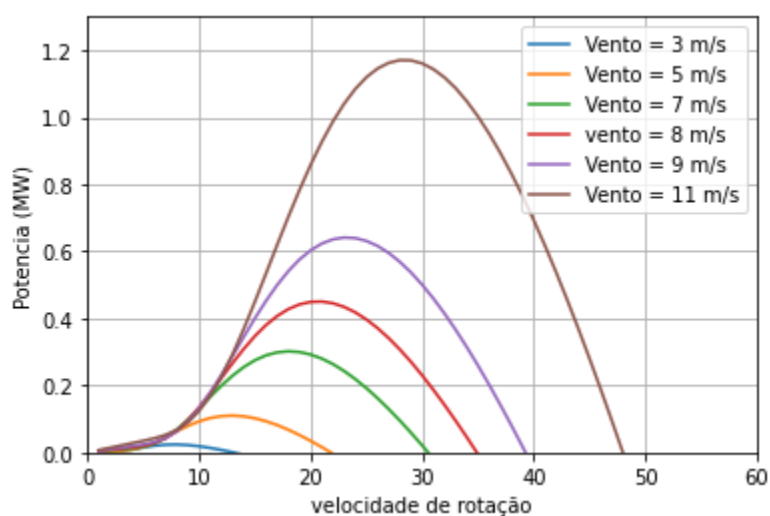


Fonte: Autoria própria (2022)

A figura 27, demonstra o fluxograma do programa estruturado desenvolvido para a elaboração dos cálculos e gráficos de potência e geração de energia para o perfil de vento adotado, tanto para a turbina operando em velocidade fixa quanto para operação em velocidade variável.

Na etapa 1 é foram definidos os parâmetros da turbina, nas etapas 2 e 3 do fluxograma, para a turbina atuando em velocidade variável, foram utilizadas as equações 34, 40 e 41 para os cálculos do coeficiente de potência e a potência retida. Desta forma, utilizando-se dos conjuntos de dados de coeficiente de potência e potência retida obtidos na etapa 3, foi possível realizar na etapa 4 a elaboração das curvas de potência por velocidade de rotação para cada uma das velocidades do vento, representada pela figura 28, e os pontos de máxima potência identificados na figura 29.

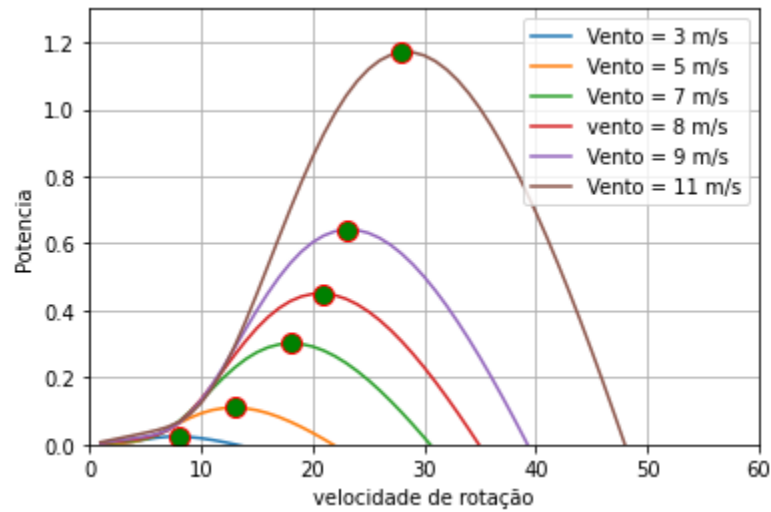
Figura 28 - Curvas de potência para várias velocidade do vento



Fonte: Autoria própria (2022)

A figura 29 destaca os pontos de máxima potência para cada velocidade do vento.

Figura 29 - Pontos de máxima potência para cada curva do vento

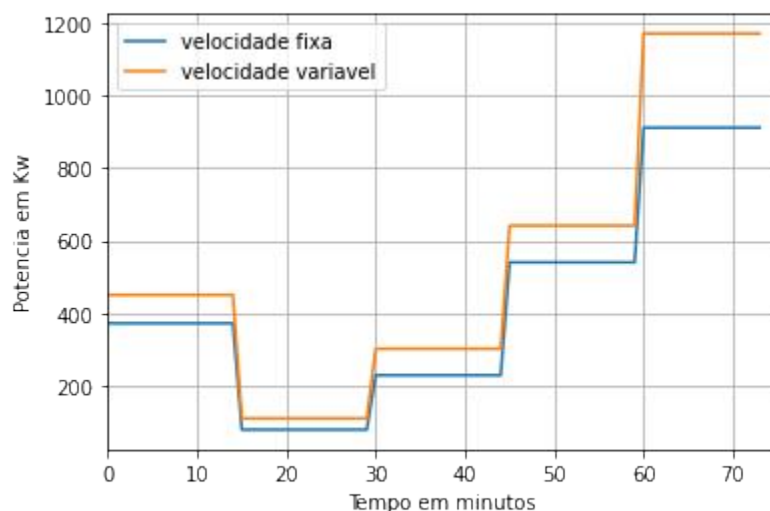


Fonte: Autoria própria (2022)

Da mesma maneira, na etapa 5, a partir dos gráficos da etapa 4, foram realizados os cálculos de geração de energia e fator de capacidade para o perfil de vento adotado, para a turbina operando em velocidade variável. Já na etapa 5.1 o cálculo de geração de energia e fator de capacidade para o perfil de vento adotado foram realizados com base no gráfico de potência por velocidade do vento da turbina operando em velocidade fixa, representado pela figura 26.

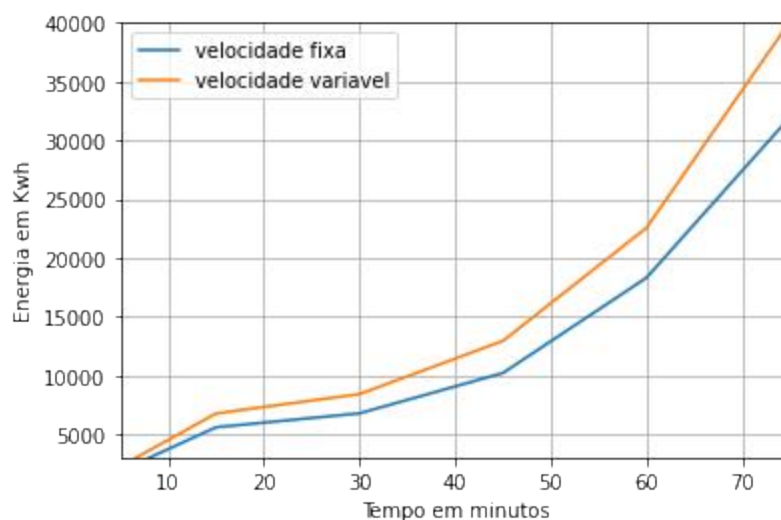
Por fim, a etapa 6 realiza a construção de dois gráficos para o perfil de vento adotado, o gráfico de potência por tempo representado na figura 30, e o gráfico de acúmulo de geração de energia ao longo do tempo representado pela figura 31, ambos para a turbina operando em velocidade fixa e em velocidade variável.

Figura 30 - Potência por tempo para o perfil de velocidade do vento



Fonte: Autoria própria (2022)

Figura 31 - Acúmulo de geração de energia ao longo do tempo



Fonte: Autoria própria (2022)

A partir da figura 31 pode-se notar que a potência em velocidade variável é maior para todo o perfil de vento adotado, em relação a velocidade fixa, já que a operação em velocidade variável atua sobre os pontos de máxima potência. Da mesma forma, é possível identificar na figura 32 um aumento na geração de energia para a turbina operando em velocidade variável. Na etapa 5.1 do fluxograma, onde é realizado o cálculo da energia gerada e do fator de capacidade para a turbina operando em velocidade fixa, é obtido um valor de 31.965 kWh

gerados e um fator de capacidade de 0,3228 para o perfil de vento adotado. Já na etapa 5, para a turbina operando em velocidade variável, para o mesmo perfil de vento, o valor obtido de geração é de 40.103 kWh e um fator de capacidade 0,4050, apresentando um aumento de 25% no fator de capacidade em relação ao obtido na etapa 5.1, este valor de 25% no aumento no fator de capacidade para a turbina operando em velocidade variável, está dentro do esperado com base na literatura e estudos que trazem a comparação entre turbinas operando em velocidade fixa e em velocidades variáveis.

4 CONCLUSÃO

Realizou-se o levantamento da curva de potência por velocidade do vento de uma turbina do tipo 01, para o auxílio no cálculo da energia gerada e do fator de capacidade para a turbina operando em velocidade fixa de acordo com o perfil de vento adotado.

Da mesma forma, elaborou-se a construção do gráfico das curvas de potência por velocidade de rotação para uma ampla faixa de velocidade do vento, para auxílio no cálculo da energia gerada pela turbina operando em velocidade variável e sobre os pontos de máxima potência para cada velocidade do perfil de vento adotado, além do cálculo do fator de capacidade.

Foram realizadas as análises da energia gerada e do fator de capacidade para a turbina operando em velocidade fixa e velocidade variável, onde obteve-se uma geração de 31.965 kWh com um fator de capacidade de 0,3228, para a turbina atuando em velocidade fixa. Foi possível identificar um aumento na geração de energia para a atuação em velocidade variável, com 40.103 kWh gerados e um fator de capacidade de 0,4050, representando um aumento de 25% em relação à atuação em velocidade fixa.

Desta forma o desenvolvimento deste trabalho, conclui na análise de viabilidade técnica, que a operação da turbina em velocidade variável faz com que a turbina opere com mais eficiência para uma ampla faixa de velocidade do vento, refletindo em um aumento na geração de energia e do fator de capacidade, sem a necessidade de alterar a infraestrutura, ou realizar a troca de equipamento para o aumento da capacidade de geração. Através da adição de um conversor de carga total e técnica de rastreamento de pontos de máxima potência, é possível utilizar o mesmo equipamento instalado, e obter um aumento na geração de energia pela turbina, devido ao fato da turbina passar a operar em velocidade variável e com maior eficiência em uma ampla faixa de velocidade do vento. Desta forma, viabilizando a modernização da turbina do tipo 01 para o tipo 04.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T. *wind Power in Power Systems*. Stockholm: Jhon Wiley & Sons. 2005.
- ALVES, A. R. C; BARROS, L. S. **Rastreamento da máxima potência de turbinas eólicas baseadas em máquina de indução com rotor em gaiola através do controle por escorregamento com fluxo estatórico**. ResearchGate. 2018.
- BARROS, L. S.; COSTA, F. B. **Back-to-back converter state-feedback control of DFIG (doubly-fed induction generator)-based wind turbines**. *Energy*, v. 89, p. 896–906, set. 2015.
- BRAGANÇA, Rafael Alvarenga. **Uso de sistemas back-to-back em geração hidráulica com rotação variável**. 2018. 89f. Dissertação (mestrado). Universidade federal de Itajubá. Itajubá, 2018.
- BREITENBACH, Guilherme. **Análise do potencial eólico para geração de energia elétrica em São Francisco de Paula, RS, utilizando método computacional WAsP**. 2016. Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental) – Universidade do Vale do Taquari - Univates, Lajeado, 15 nov. 2016. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10737/1402>.
- CARVALHO, P. **Geração eólica** . [S.l.: s.n.], 2003
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. Porto Alegre: **AMGH**, 2005. 700p.
- CLERICE.. Guilherme Augusto Marabezzi. **Detecção e diagnóstico de falhas em conversores de potência back to back utilizando modelagem inversa**. 2019
- DATTA and V. T. RANGANATHAN,,“Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine-a comparison with alternative schemes,” **IEEE Trans. Energy Convers.**, vol. 17, no. 3, pp. 414–421, Sep. 2002
- DUARTE, O. **Algoritmo MPPT para sistema de geração de energia eólica de pequeno porte PMSG**. Dissertação de mestrado. Pato Branco. 2017.
- DUTRA, R. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologia**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2008. 58p.
- GUERRERO, Gabriel Andres Valencia. **Análise em regime permanente de parques eólicos com máquinas SCIG e DFIG**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. 2014

JUNIOR, Ernano. **Estratégia de conversor para interligação de sistemas de geração eólica à rede elétrica**. 2014. 101 f. Dissertação (Mestrado em Automação e Sistemas; Engenharia de Computação; Telecomunicações) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

KUMAR, Dipesh; CHATTERJEE, Kalyan. A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 55, p. 957-970, 2016.

LAHARI, N. V.; SHETTY, H. V. K. Integration of grid connected pmg wind energy and solar energy systems using different control strategies. **International Conference on Power and Advanced Control Engineering (ICPACE)**, p. 23–27, 2015.

LIUCHEN, C. An intelligent maximum power extraction algorithm for inverterbased variable speed wind turbine systems. *Power Electronics*, **IEEE Transactions on**, v. 19, p. 1242–1249, 2004.

MADE AE-61. Aerogenerador 1.300 Kw. Made endesa, 2013.

MOJTABA, H. Comparison of maximum power point tracking methods for medium to high power wind energy systems. **IEEE Conference Publications**, p. 28–29, April 2015.

MOURA, J. C. **Proteções de sistemas elétricos: Uma visão de sua utilização em parques eólicos**. 2011. 86 f. Monografia (Especialização em Formas Alternativas de Energia) — Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2011.

OLIVEIRA, M. M. **Estratégia de rastreamento de máxima potência (MPPT) sem uso de sensores mecânicos para aerogeradores de pequeno porte**, 2018. Monografia - Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2018.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems**. [S.l.]: CRC Press, 1999.

PINTO, M. Fundamentos de energia eólica. Rio de Janeiro: **LTC Livros Técnicos e Científicos** Editora Ltda., 2013. 392 p

PREVIERO, Gabriel Ramos. **Implementação de Algoritmos de Otimização Heurísticos no Rastreamento do Ponto de Máxima Potência em um Sistema de Geração Distribuída Eólico Conectado à Rede Elétrica Trifásica**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2020.

SALLES, M. B. DE C. Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica. text—**São Paulo: Universidade de São Paulo**, 2 out. 2009.

TIBOLA, G. **Sistema Eólico de Pequeno Porte Para Geração de Energia Elétrica com Rastreamento de Máxima Potência**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2009

VELASCO ZÚÑIGA, Ana Maria. **Avaliação de Investimentos em Retrofit de Parques Eólicos por Opções Reais**. Dissertação (mestrado)— Pontifícia Universidade Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2017. Acesso em:
<<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/30877/30877.PDF>>.

WILDI, T. Maquinas Electricas y Sistemas de Potencia. 6th. ed. Cidade de Mexico: **Pearson Educacion**, 2007.

YARAMASU, Venkata et al. High-power wind energy conversion systems: State-ofthe-art and emerging technologies. **Proceedings of the IEEE**, v. 103, n. 5, p. 740-788, 2015.

ZANCHETTIN, Marcos Guilherme. **Análise da inserção de geração eólica com aerogeradores de indução**. Dissertação (mestrado) - Universidade estadual do oeste do Paraná. Foz do Iguaçu, 2012. Disponível em:
<https://tede.unioeste.br/bitstream/tede/1087/1/Marcos_Zanchettin_2012.pdf>.