

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

FELLIPE MARQUES TEIXEIRA

**DIMENSIONAMENTO DE CABOS DE ALUMÍNIO PARA REDE
SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO DE UM PARQUE EÓLICO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2015

FELLIPE MARQUES TEIXEIRA

**DIMENSIONAMENTO DE CABOS DE ALUMÍNIO PARA REDE
SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO DE UM PARQUE EÓLICO**

Trabalho de Conclusão de Curso ou Monografia apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Geração de Energia de Fontes Renováveis, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Esp. Luiz Fernando Ortega

CURITIBA

2015

TERMO DE APROVAÇÃO

FELLIPE MARQUES TEIXEIRA

DIMENSIONAMENTO DE CABOS DE ALUMÍNIO PARA REDE SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO DE UM PARQUE EÓLICO

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 10 de Dezembro de 2015, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Esp. Luiz Fernando Ortega
Orientador - UTFPR

Prof. Ms. José da Silva Maia
UTFPR

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
UTFPR

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

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os professores que disponibilizaram seu tempo para disseminar seu conhecimento e aos colegas que, sempre dispostos a debater, enriqueceram o mesmo.

RESUMO

TEIXEIRA, Fellipe Marques. Dimensionamento de cabos de Alumínio para Rede Subterrânea de Média Tensão de um Parque Eólico. 2015. 50f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Energias Renováveis). Programa de Pós-Graduação do Departamento de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2015.

A geração de energia elétrica a partir de parques eólicos, vem tendo um forte crescimento no Brasil, diante desse cenário o correto dimensionamento dos cabos de média tensão para uso nesses parques torna-se relevante. Seguindo uma abordagem prática e respeitando a norma brasileira que trata do assunto (NBR 14039) é apresentado neste estudo o dimensionamento de cabos de alumínio para uso em média tensão, visando minimizar os custos com infraestrutura e equipamentos. Ao final desta pesquisa, compara-se o resultado do dimensionamento do cabo de alumínio para uso em média tensão, com os efetivamente encontrados em parques eólicos no Brasil.

Palavras-chave: Geração de Energia; Parques Eólicos; Cabos de Alumínio.

ABSTRACT

TEIXEIRA, Fellipe Marques. Aluminum Cable Dimensioning for Underground Network Medium Voltage of a Wind Farm. 2015. 50p. Monograph (Specialization in Renewable Energy). Graduate Program of the Department of Electrical Engineering, Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2015.

Electricity generation from wind farms, strong growth has had in Brazil, in this scenario the correct sizing of medium voltage cables for use in these parks becomes relevant. Following a practical approach and respecting the Brazilian standard that deals with it (NBR 14039) is presented in this study the design of aluminum cables for use in medium voltage to minimize infrastructure costs and equipment. At the end of this study, we compare the result of aluminum cable sizing for use in medium voltage, with effectively found in wind farms in Brazil.

Keywords: Power generation; Wind farms; Aluminum cables.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Circulação atmosférica.....	14
Figura 2 – Potencial eólico brasileiro a 50 metros de altura.....	16
Figura 3 – Fluxo de ar através de uma seção transversal.....	17
Figura 4 – Aerogerador de eixo vertical tipo Darrieus	20
Figura 5–Aerogerador de eixo vertical tipo Savonius	20
Figura 6–Aerogerador de eixo vertical tipo Gorlov	21
Figura 7–Aerogerador de eixo vertical tipo Giromil	22
Figura 8 – Turbina eólica.....	23
Figura 9–Orientação das pás em relação ao vento.....	24
Figura 10 – Aerogeradores de três, duas e uma pá	25
Figura 11 – Efeito pelicular em condutor retilíneo	28
Figura 12 – Passo a passo para dimensionamento de cabo de média tensão	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Definição das classes de energia	15
Tabela 2 – Parâmetros utilizados para modelagem de linha de transmissão	30
Tabela 3 – Normas brasileiras para instalações elétricas e respectivos níveis de tensão	31
Tabela 4–Condutividade e resistividade de alguns materiais.....	32
Tabela 5 – Comparativo entre condutores circulares equivalentes de cobre e alumínio.....	33
Tabela 6 – Relação de tabelas da NBR-14039 para estimativa da bitola mínima do condutor	37
Tabela 7 – Tabelas da NBR-14039 para determinação do fator de correção	37
Tabela 8 – Temperatura máxima do condutor em função da isolação.....	38

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPR	Borracha Etileno-Propileno
CNI	Confederação Nacional da Indústria
DOE	<i>Department of Energy</i>
LTA	Linha de Transmissão Aérea
LTS	Linha de Transmissão Subterrânea
NBR	Norma Brasileira
PE	Polietileno
PVC	Cloreto de Polivinila
XLPE	Polietileno Reticulado

LISTA DE ACRÔNIMOS

ABBEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
ONU	Organização das Nações Unidas
PIB	Produto Interno Bruto
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA	11
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	11
1.3 OBJETIVOS.....	12
1.3.1 Objetivo Geral.....	12
1.3.2 Objetivos Específicos.....	12
1.4 JUSTIFICATIVA.....	12
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	12
2 ENERGIA EÓLICA	14
2.1 MAPEAMENTO E APROVEITAMENTO DO POTENCIAL EÓLICO.....	15
2.2 AEROGERADORES	18
2.2.1 Aerogeradores de Eixo Vertical	18
2.2.1.1 Rotor Tipo Darrieus.....	19
2.2.1.2 Rotor Tipo Savounius.....	19
2.2.1.3 Rotor Tipo Gorlov.....	21
2.2.1.4 Rotor Tipo Giromill	21
2.2.2 Aerogerador de Eixo Horizontal	22
3 FENÔMENOS FÍSICOS	27
3.1 EFEITO JOULE	27
3.2 EFEITO PELICULAR	28
3.3 EFEITO CORONA	29
3.4 EFEITO CAPACITIVO	29
4 REDES DE MÉDIA TENSÃO	31
4.1 CABOS DE MÉDIA TENSÃO	31
4.1.1 Condutor	32
4.1.2 Dielétrico.....	33
4.1.3 Proteção Externa	35
4.2 DIMENSIONAMENTO DE CABOS.....	35
4.2.1 Capacidade de Condução de Corrente.....	36
4.2.2 Corrente de Curto Circuito	37
4.2.3 Queda de Tensão	39
5 CASO DE ESTUDO	40
5.1 DEFINIÇÃO DO CASO DE ESTUDO	40
5.2 PREMISSAS E OUTRAS CONSIDERAÇÕES	40
5.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS	40
5.3.1 Exemplificação do procedimento de cálculo	41
5.3.1.1 Definição da corrente exigida pela carga	41
5.3.1.2 Definição da bitola mínima pelo critério de curto circuito	41

5.3.1.3 Definição da Bitola Mínima do Condutor.....	42
5.3.1.4 Queda de Tensão	43
5.3.1.5 Definição da bitola mínima da blindagem do condutor.....	44
5.3.2 Planilha de cálculo	46
6 CONCLUSÃO.....	47
REFERÊNCIAS.....	48

1 INTRODUÇÃO

As previsões de crescimento da população mundial apontam para que esta seja de 9,2 bilhões em 2050. Números um pouco assustadores quando confrontados com o número de habitantes em 1950: 2,5 bilhões; a população mundial atual ultrapassou os 7,2 bilhões de habitantes. Na mesma medida cresce a necessidade por energia.

A matriz energética mundial é composta por várias fontes primárias, dentre as quais se destacam petróleo, gás natural, carvão mineral, energia hidráulica, energia eólica, energia solar, entre outras. Apesar da diversidade, o consumo de combustíveis fósseis, que são recursos esgotáveis, prevalece sobre os demais.

A fonte eólica apresenta um grande potencial de geração, e pode auxiliar no crescimento e na diversificação da matriz energética atual. Segundo a ABEEólica, a altura dos aerogeradores e o diâmetro dos rotores somados a especificidades dos ventos brasileiros, proporciona uma vantagem comparativa em termos de produtividade para a geração, tornando o país um dos mais produtivos em termos de energia eólica. Com um potencial estimado da ordem de 300GW, estando esse potencial concentrado nas regiões Nordeste e Sul, o Brasil se destaca pelo potencial de produção de energia a partir do vento. Para que todo potencial seja aproveitado a rede de distribuição interna ao parque deve ser dimensionada corretamente de modo a evitar perdas excessivas e paradas indesejadas para manutenções corretivas.

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Estudo para dimensionamento de cabos de alumínio para rede subterrânea de média tensão de um parque eólico.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

A rede de média tensão de um parque eólico é responsável pela condução da energia gerada pelos aerogeradores até a subestação coletora, onde a tensão será elevada e ocorrerá a interligação do parque com o Sistema Interligado Nacional (SIN).

O dimensionamento ou escolha de parâmetros incorretos pode comprometer o funcionamento do parque, bem como inviabilizar economicamente o investimento. Como

premissas deste trabalho são apresentados os critérios de dimensionamento de cabos de alumínio para uso em média tensão para parques eólicos.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Dimensionar cabos de alumínio para rede subterrânea de média tensão de parque eólico seguindo a norma ABNT NBR-14039 (Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV).

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar o referencial teórico a respeito de geração de energia eólica, sistemas existentes e tecnologias disponíveis para implantação;
- Compreender os fatores físicos envolvidos no transporte de energia elétrica e que influenciam diretamente na construção e no dimensionamento dos cabos de redes de transmissão de média tensão;
- Estudar a norma NBR 14039 que trata de instalações elétricas em média tensão;
- Elaborar tutorial para aplicação dos critérios descritos na NBR 14039;
- Dimensionar uma rede elétrica de média tensão com condutores de alumínio de um parque eólico.

1.4 JUSTIFICATIVA

Uma rede de distribuição confiável é essencial para a operação do parque eólico e sua especificação de acordo com as normas e boas práticas de projeto é, portanto, de extrema importância.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é composto por seis capítulos, sendo:

O Capítulo 1, introdutório, apresenta o problema e os motivos pelos quais se justifica a execução do presente trabalho.

O Capítulo 2, focado no aproveitamento da energia eólica, dá um panorama geral sobre a formação dos ventos e a conversão da energia cinética deste em energia elétrica. Explicando, inclusive, o funcionamento de um aerogerador.

No Capítulo 3 são apresentados os principais fenômenos físicos envolvidos na transmissão de energia elétrica e que devem, mesmo que indiretamente, ser levados em consideração na fabricação e no dimensionamento dos cabos de redes de transmissão de média tensão.

E o Capítulo 4, além de detalhar os componentes que constituem um cabo de média tensão, apresenta a metodologia de dimensionamento adotado pela Associação Brasileira de Normas Técnicas para a seleção dos cabos de redes de transmissão de média tensão.

No Capítulo 5 aplica-se a norma ABNT NBR-14039:2005 para o caso de estudo, junto à análise de seus resultados para uma rede de transmissão subterrânea com condutores de alumínio.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas.

2 ENERGIA EÓLICA

“Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento. Seu aproveitamento ocorre com o emprego de aerogeradores que a convertem em energia elétrica” (Atlas de Energia Eólica 2a Edição – ANEEL 2014). Tal conversão ocorre em dois passos: as pás transformam a energia cinética de translação em energia cinética de rotação e o gerador transforma esta em energia elétrica.

O vento ocorre devido à diferença de pressão, que promove o deslocamento do ar das regiões de maior pressão (menor temperatura) para as regiões de menor pressão (maior temperatura), conforme ilustrado na Figura 1. A principal causa deste gradiente entre regiões é o aquecimento heterogêneo da superfície terrestre.

Uma estimativa da energia total dos ventos disponível ao redor do planeta pode ser feita a partir da hipótese de que aproximadamente 2% da energia solar absorvida pela Terra são convertidas em energia cinética dos ventos. Esse percentual, embora pareça pequeno, representa centena de vezes a potência anual instalada nas centrais elétricas do mundo. (RODRIGUES, 2011, p. 8).

A não uniformidade deste aquecimento se deve, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e ao movimento do globo terrestre. Na região entre os trópicos os raios solares incidem quase que na perpendicular, aquecendo-a mais que as regiões polares.

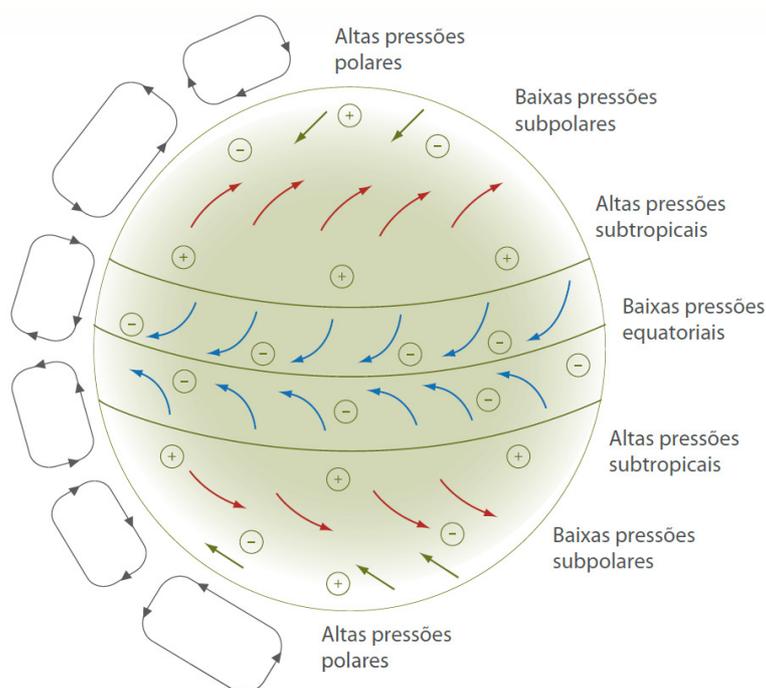


Figura 1 – Circulação atmosférica
Fonte: CRESESB, 2011.

A superfície aquecida transfere calor para a camada de ar próxima a ela aumentando o afastamento entre as partículas que a compõem, diminuindo sua densidade e a pressão atmosférica local, formando uma zona de baixa pressão; por outro lado, a concentração de ar frio, mais denso, forma uma zona de alta pressão. À medida que o ar quente sobe para a atmosfera, o ar frio toma o seu lugar.

2.1 MAPEAMENTO E APROVEITAMENTO DO POTENCIAL EÓLICO

O primeiro passo para o aproveitamento do potencial eólico é identificar regiões adequadas e analisar a viabilidade econômica para geração de energia eólica nela. A principal característica considerada é obviamente a velocidade do vento, mas não somente, pois a constância de sua presença também é altamente desejável. O aproveitamento de um potencial de vento de alta velocidade e de presença constante e uniforme é o cenário ideal para um projeto rentável. “Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m²a uma altura de 50m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s” (GRUBB; MEYER, 1993). Tal condição é atendida em 13% do globo; embora apenas 10% destas áreas, devido a questões socioambientais, possam ser exploradas, seu potencial corresponde a quatro vezes o consumo mundial de eletricidade.

De acordo com seu potencial eólico, conforme critérios da Tabela 1, as regiões são classificadas em diferentes classes: “as regiões da classe 1 apresentam pouco ou nenhum interesse para aproveitamento de energia eólica, as regiões das classes 2 e 3 podem ou não ser favoráveis dependendo das condições topográficas e as regiões de classe 4 apresentam condição favorável para o aproveitamento do vento para a geração de energia elétrica” (Atlas de energia elétrica do Brasil, 2005, p. 95).

Tabela 1 – Definição das classes de energia

Classe	Densidade de Energia Média (W/m ²)				
	Mata	Campo Aberto	Zona Costeira	Morros	Montanhas
4	> 200	> 300	> 480	> 700	> 1250
3	80 - 200	200 – 300	250 - 480	380 - 700	650 – 1250
2	25 - 80	80 – 200	100 - 250	200 - 380	300 – 650
1	< 25	< 80	< 100	< 200	< 300

Fonte: FEITOSA, 2003. (modificada)

Com base nas definições da Tabela 1, apresenta-se na Figura 2o mapeamento do potencial eólico brasileiro a 50 metros de altura, cujas medições foram obtidas ao nível do mar, com uma temperatura de 20 °C e fator de Weibull de 2,5.

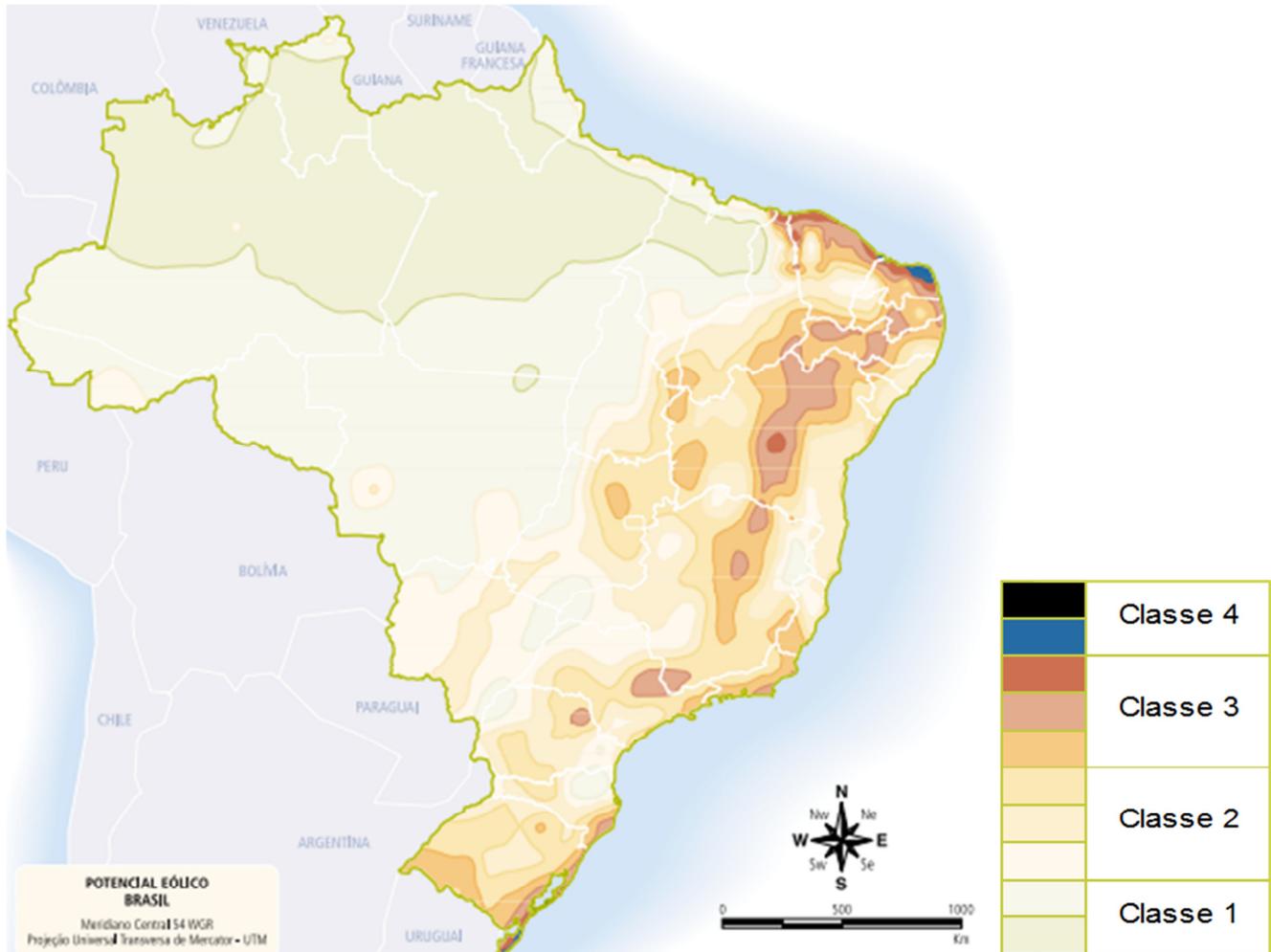


Figura 2 – Potencial eólico brasileiro a 50 metros de altura
Fonte: FEITOSA, 2003. (modificada)

A energia cinética de uma massa de ar é determinada pela da Equação 1.

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

Equação 1

Onde,

E = energia cinética (J);

m = massa do ar (kg);

v = velocidade da massa de ar (m/s).

Considerando o movimento da mesma massa de ar perpendicular a uma sessão transversal de um cilindro imaginário, conforme Figura 3, pode-se demonstrar que a potência disponível no vento que passa pela seção A, transversal ao fluxo de ar, é dada pela Equação 2:

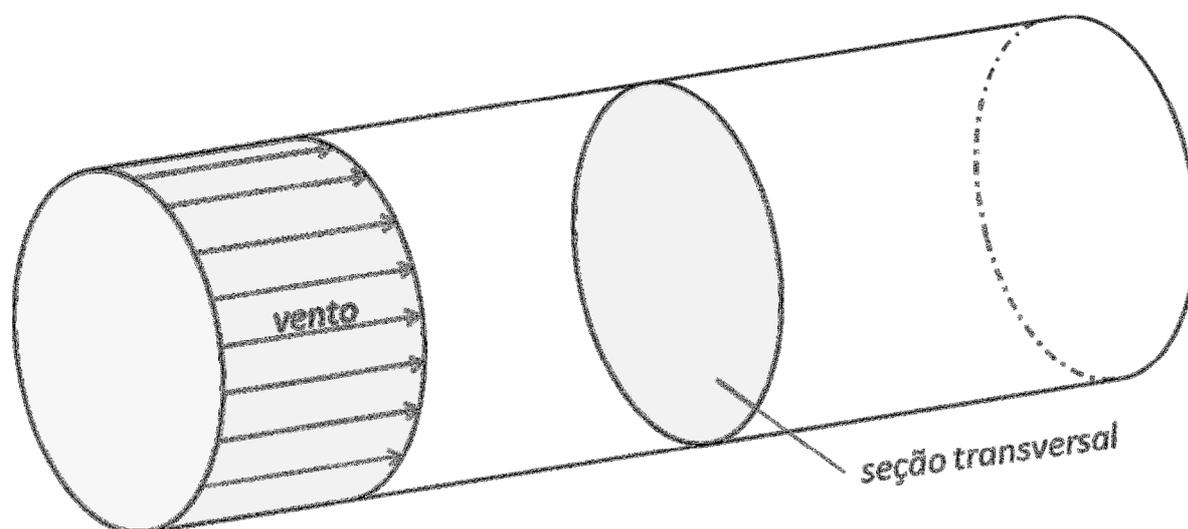


Figura 3 – Fluxo de ar através de uma seção transversal
Fonte: Autoria própria

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Equação 2

Onde,

P = potência disponível (W);

ρ = densidade do ar (kg/m³);

A = área da seção transversal (m²);

v = velocidade do vento (m/s).

O aerogerador, ao reduzir a velocidade do deslocamento da massa de ar converte a energia cinética do vento em energia mecânica através da rotação das pás. A potência disponível no vento não é totalmente aproveitada pelas pás e o gerador, devidos às perdas, também não converte a totalidade da potência em seu eixo. Por isso, são acrescentados dois coeficientes à Equação 2.

Portanto, a expressão que determina a potência elétrica obtida pela conversão da energia cinética do vento que atravessa a área do rotor de um aerogerador é dada da seguinte forma:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_{rotor} \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta$$

Equação 3

Onde,

P = potência elétrica (W);

ρ = densidade do ar (kg/m³);

A_{rotor} = área do rotor (m²);

v = velocidade do vento (m/s);

C_p = coeficiente aerodinâmico das pás;

η = eficiência do conjunto gerador / transmissão.

A força aplicada pelo vento nas pás dos aerogeradores, denominada resultante aerodinâmica, pode ser decomposta em duas componentes: a força de sustentação e a força de arrasto; respectivamente, perpendicular e paralela à superfície da pá. Há diferentes tipos construtivos de aerogeradores, projetados de modo a aproveitar o melhor possível as componentes da resultante aerodinâmica, e se diferenciam de acordo com a orientação de seus rotores que pode ser horizontal ou vertical.

2.2 AEROGERADORES

No início da utilização da energia eólica, surgiram turbinas de vários tipos – eixo horizontal, eixo vertical, com apenas uma pá, com duas e três pás, gerador de indução, gerador síncrono etc. Com o passar do tempo, consolidou-se o projeto de turbinas eólicas com as seguintes características: eixo de rotação horizontal, três pás, alinhamento ativo, gerador de indução e estrutura não flexível. (Atlas de energia elétrica do Brasil, 2005, p. 97).

Apresentam-se a seguir os quatro principais modelos de aerogeradores de eixo vertical. Em seguida, com maiores detalhes, são apresentadas as principais características do aerogerador de eixo horizontal amplamente utilizado em parques eólicos.

2.2.1 Aerogeradores de Eixo Vertical

Turbinas de eixo vertical são em geral mais simples, pois como não precisam ser orientadas para o vento, não possuem mecanismos para acompanhamento do mesmo.

Outra vantagem deste tipo de rotor é a sua proximidade com o solo, que facilita em muito a instalação e a manutenção do equipamento.

Por outro lado, a montagem de turbinas de eixo vertical em torres é uma operação complicada, principalmente na presença de ventos fortes característicos em regiões de grandes altitudes, por isso, operam em regiões mais baixas. Recebem, portanto, o fluxo de ar próximo ao solo e com maior turbulência, o que implica uma menor frequência de operação e uma menor eficiência na geração de energia elétrica. Além disso, devido ao movimento de rotação, o ângulo de ataque do vento sobre as pás altera constantemente, limitando seu rendimento e causando grandes vibrações em sua estrutura.

Há quatro modelos principais de aerogeradores de eixo vertical: Darrieus, Savonius, Gorlov e Giromill.

2.2.1.1 Rotor Tipo Darrieus

Este tipo de rotor eólico, constituído de duas ou três pás em formato de arco troposkiano, foi desenvolvido e patenteado em 1991 nos Estados Unidos pelo engenheiro francês Feorges J. M. Darrieus. Conforme Krohn (2003) uma desvantagem deste tipo de rotor é não apresentar torque de partida, o que faz necessário que se dê a partida para início de sua operação. Para que seja garantida a estabilidade da estrutura são necessários suportes fixados no solo, conforme Figura 4.

No final dos anos 1980, chegaram a ser desenvolvidos aerogeradores Darrieus de até 65 kW e 34 metros de diâmetro, nos Laboratórios Sandia, ligados ao Departamento de Energia Americano(DOE), e, comercialmente, turbinas de 17 metros e 170 kW pela empresa FloWind, na Califórnia.

2.2.1.2 Rotor Tipo Savounius

Este tipo de aerogerador foi desenvolvido na Finlândia em 1922 pelo engenheiro Savounius. É um rotor de baixa rotação e alto torque mecânico ideal para sistemas de bombeamento de água. Apresenta baixo rendimento, cerca de 15% e há protótipos gerando eletricidade em sistemas isolados de 5 kW na Universidade do Kansas.

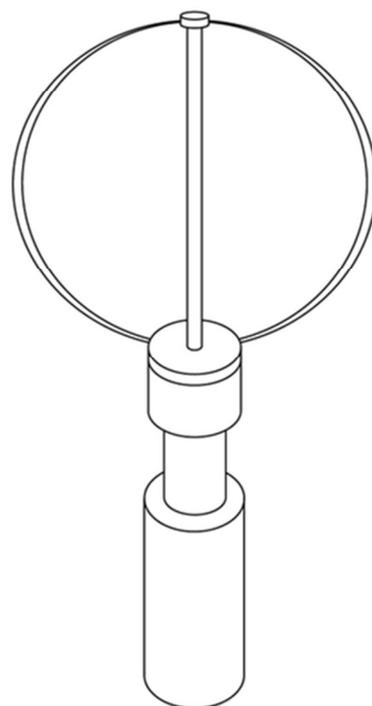


Figura 4 – Aerogerador de eixo vertical tipo Darrieus
Fonte: Institut für Flugzeugbau, 2012

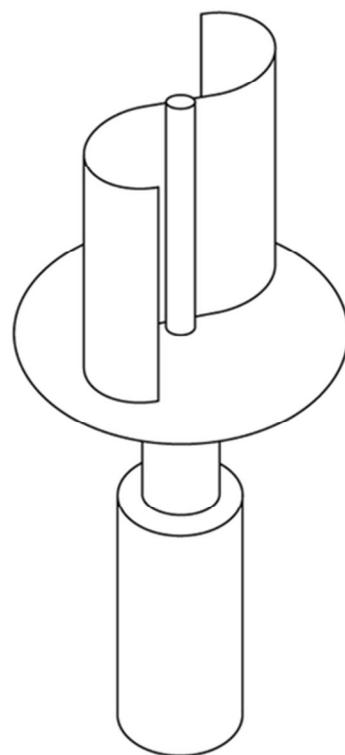


Figura 5–Aerogerador de eixo vertical tipo Savonius
Fonte: Symscape, 2007

2.2.1.3 Rotor Tipo Gorlov

Patenteado em 2001, este é essencialmente uma turbina Darrieus em uma configuração helicoidal desenvolvido com o objetivo de solucionar a maioria dos problemas do rotor original Darrieus. Esta turbina possui auto-partida, tem menor oscilação de torque, baixa vibração e ruído, além de baixo estresse cíclico. Pelo menos dois produtos de turbinas eólicas verticais tipo Gorlov já estão no mercado, incluindo a turbina eólica Turby e a turbina eólica Quietrevolution. Essas empresas apostaram em turbinas discretas que apresentam bons resultados em áreas urbanas, podendo ser montadas no topo de edifícios, precisam de pouca manutenção e menor investimento. Já funcionam em algumas lojas de varejo, departamentos governamentais, escolas e universidades. Seu mecanismo alcança até 35% de eficiência, um resultado bastante competitivo entre as turbinas de eixo vertical.

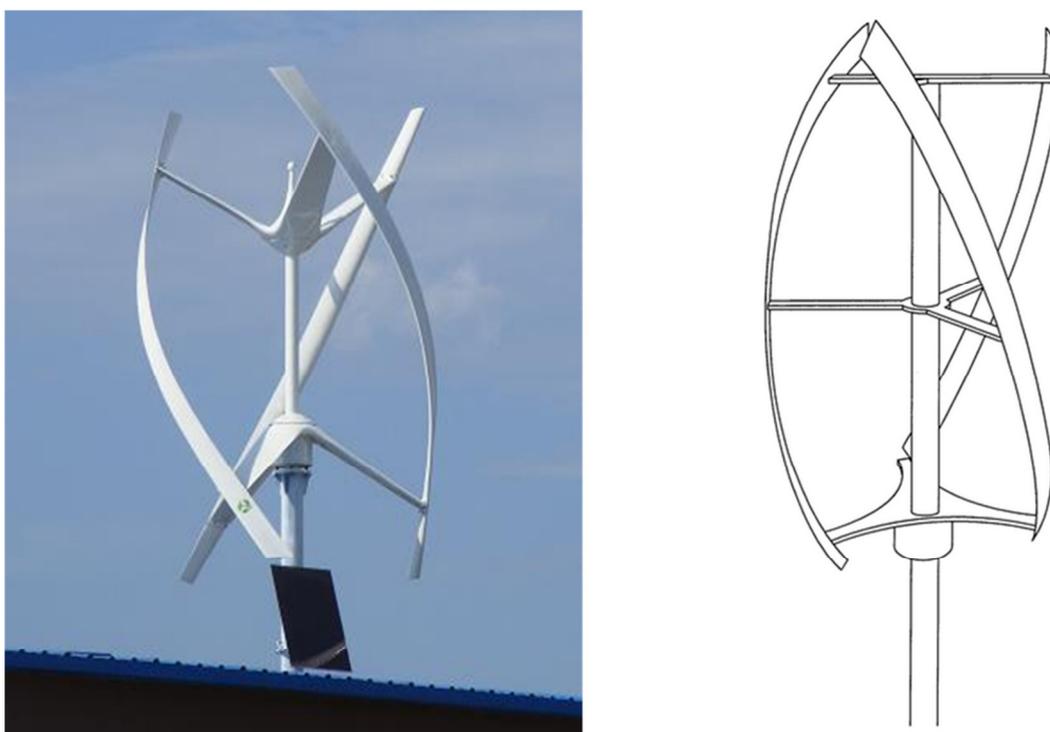


Figura 6—Aerogerador de eixo vertical tipo Gorlov
Fonte: Solar-Wind-Nature-Energy

2.2.1.4 Rotor Tipo Giromill

Também é um subtipo de turbina Darrieus, onde as pás, originalmente curvas, são substituídas por lâminas retas verticais paralelas à torre. Outra característica desta turbina é o Cycloturbine, que permite que cada lâmina possa girar em torno de seu eixo vertical. A

principal vantagem deste projeto é que o torque gerado permanece quase constante ao longo de um amplo intervalo. Durante este intervalo, o torque é perto do máximo possível. Embora apresentem menor rendimento que as turbinas tipo Darrieus, as turbinas tipo Giromill possuem outras vantagens como o alto torque de partida e maior eficiência em operações com ventos turbulentos (Solar Wind Nature Energy, 2014).

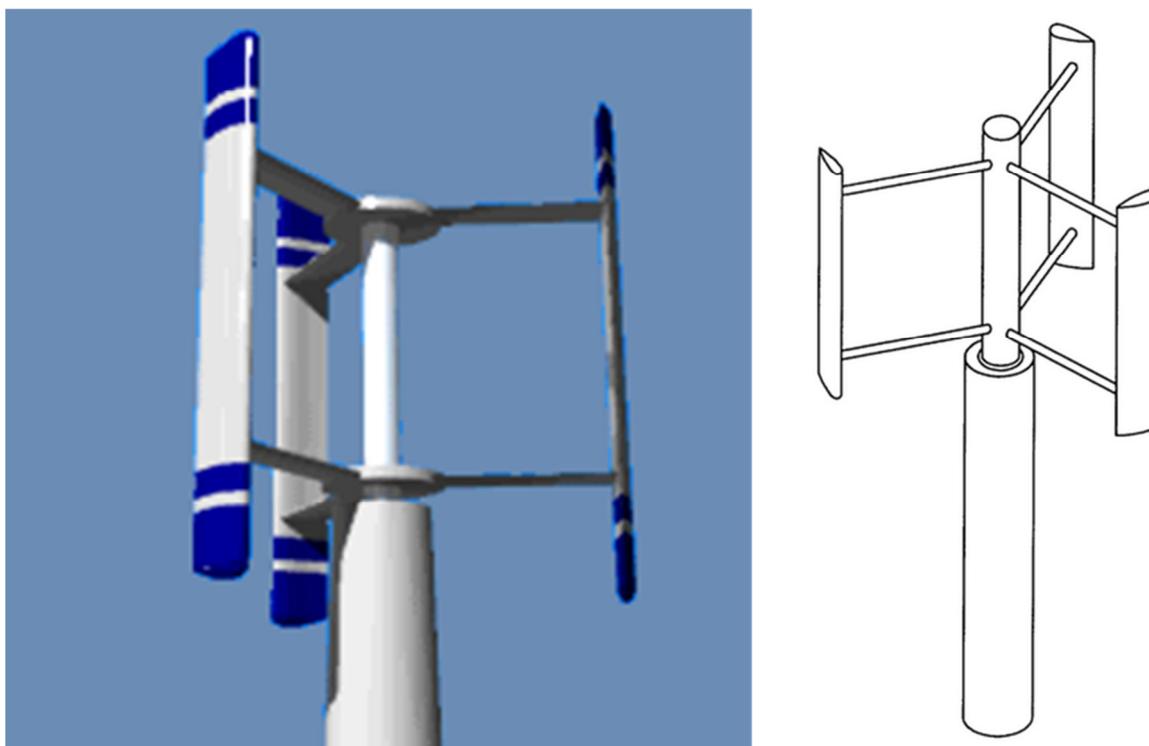


Figura 7 – Aerogerador de eixo vertical tipo Giromil
Fonte: MAKEMU, 2014

2.2.2 Aerogerador de Eixo Horizontal

Amplamente utilizado, pode ser dividido em três grandes blocos: o cubo rotor com suas pás, a nacela, onde se encontram a caixa de câmbio e o gerador, e a torre. Seus componentes são apresentados na Figura 8.

São os mais comuns, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. São movidos por forças aerodinâmicas de sustentação (*lift*) e de arrasto (*drag*). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (DUTRA, 2009, p. 29).

Os aerogeradores de eixo horizontal, perpendicular ao fluxo do vento, são movidos majoritariamente por forças de sustentação. Para uma mesma velocidade de vento, rotores deste tipo permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob o efeito de forças de arrasto.

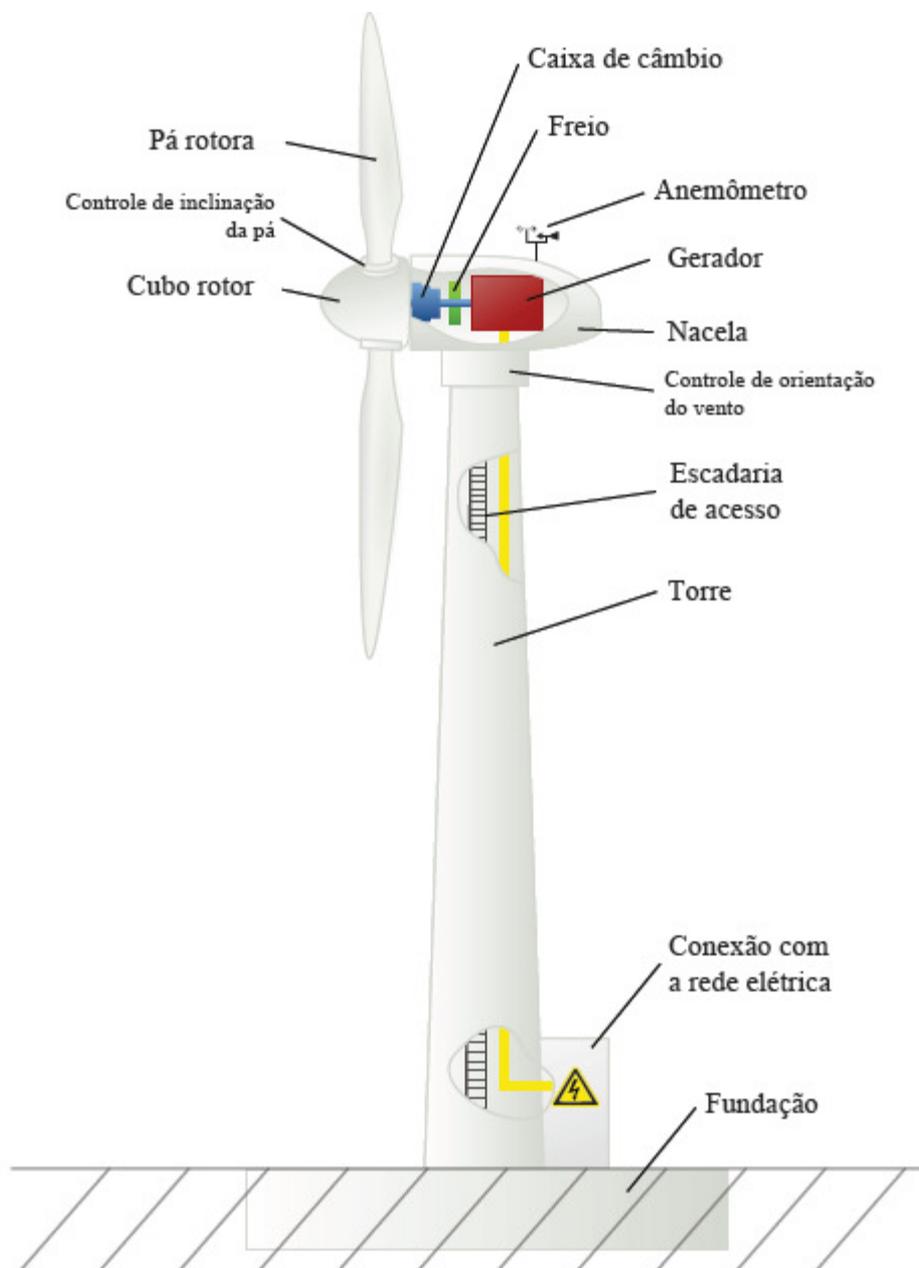


Figura 8 – Turbina eólica
Fonte: NORDMANN, 2007.

As pás, fixadas por flange no cubo rotor, podem variar em quantidade, forma e no material empregado. Utiliza-se geralmente um conjunto de três pás rígidas de alumínio ou fibra de vidro reforçada (mais leve e eficiente) orientados a montante do vento em relação à torre. Conforme a Figura 9, as pás podem ser orientadas a montante (*upwind*) ou a jusante (*downwind*).

Quando aplicadas a jusante as pás devem ser flexíveis e seu rotor auto-orientado. A montante, as pás devem ser rígidas e o rotor do aerogerador deve possuir dispositivo motor para posicionar as pás adequadamente contra o fluxo de ar.

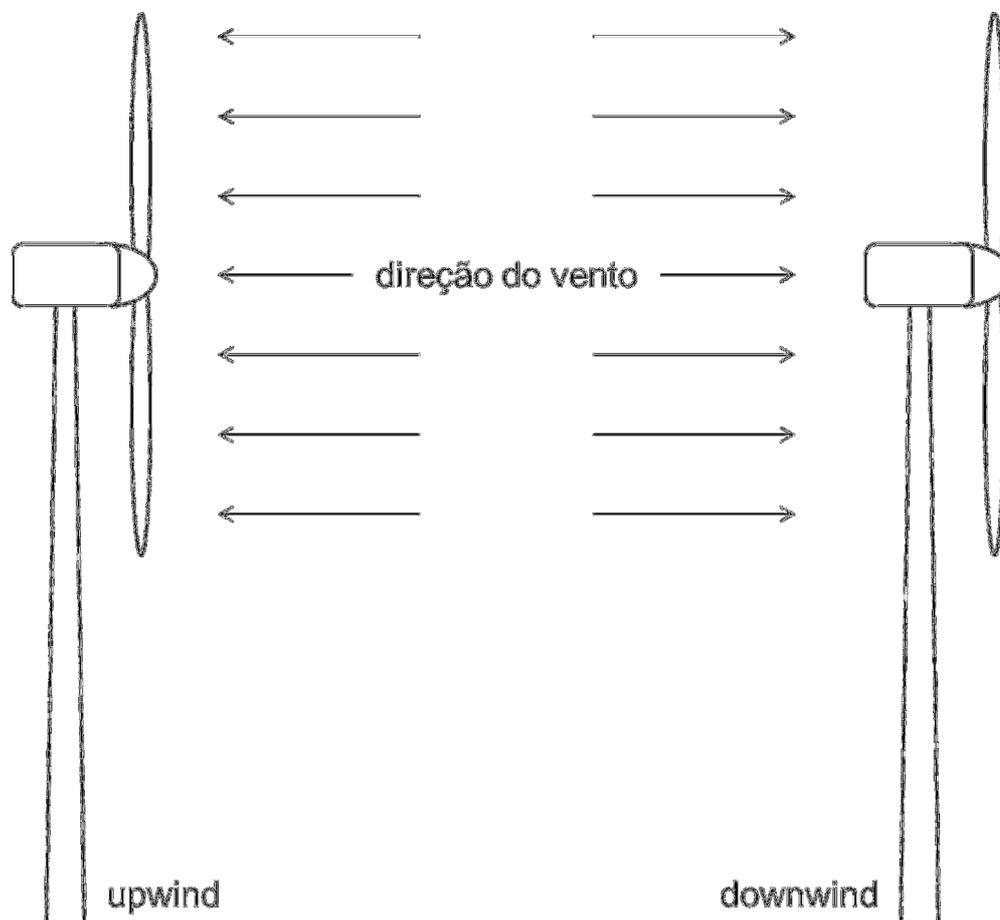


Figura 9–Orientação das pás em relação ao vento
Fonte: Autoria própria

Há modelos de uma e de duas pás, mas estes possuem desvantagem em relação ao modelo de três pás. O primeiro apesar de mais eficiente, é também mais propenso à turbulência o que representa risco à estrutura do aerogerador. Já o modelo de pá única possui um desbalanceamento aerodinâmico natural fazendo-se necessário um reforço da fundação da torre.

O eixo acopla o cubo rotor ao gerador, transferindo a energia mecânica da turbina. Os aerogeradores que empregam máquina síncrona podem ser diretamente acoplados, mas na maioria dos sistemas é empregada caixa de câmbio, ou caixa multiplicadora, com uma relação de conversão pré-determinada para a transmissão de potência mecânica

(MONTEANU, 2008). A caixa multiplicadora eleva a velocidade de rotação e reduz o torque mecânico; na a máquina elétrica há também uma diminuição do torque eletromagnético.

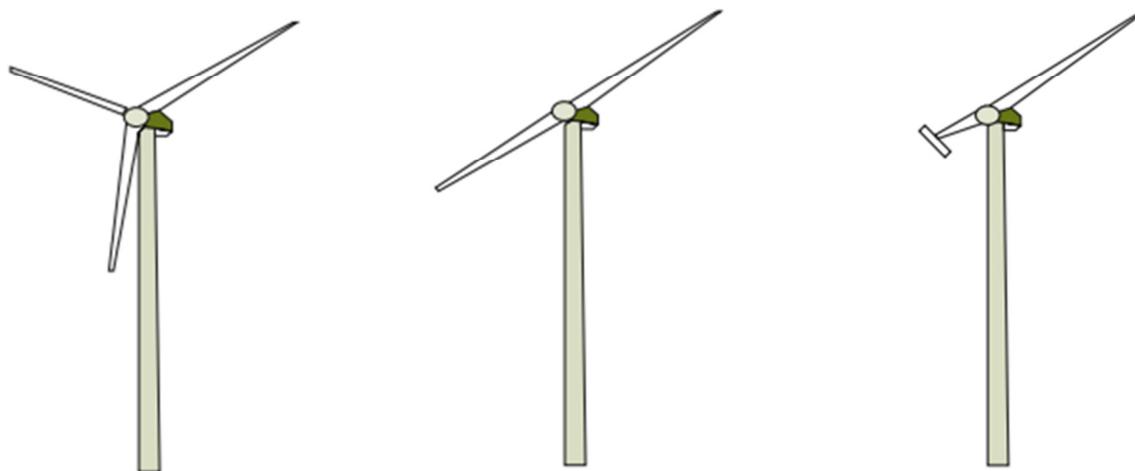


Figura 10 – Aerogeradores de três, duas e uma pá
FONTE: JELARE, 2011, p. 18

Para garantir a operação do aerogerador dentro do limite de potência para o qual foi projetado, são empregados sistemas de controle para limitar a potência extraída do vento. Devido às restrições de velocidade na ponta das pás, dependendo do modelo, a velocidade angular do rotor deve variar entre 20 e 150 rpm; os geradores operam em rotação até dez vezes maior. Dentre estes sistemas são comumente utilizados o controle de estol (*stall*) ou o controle de passo (*pitch*).

Com o controle de passo, quando devido ao aumento da velocidade do vento a potência nominal do gerador é ultrapassada, as pás giram em torno de seus eixos longitudinais para reduzir o ângulo de ataque do vento e limitar a potência absorvida. Nos modelos com controle de estol, as pás são fixas e não giram em torno de seu eixo longitudinal, seu ângulo de passo é fixo e escolhido de modo que o escoamento de ar descole da superfície da pá favorecendo as forças de arrasto em detrimento das forças de sustentação; é um controle passivo. Há também um sistema híbrido chamado de controle de estol ativo resultante da combinação dos dois sistemas citados.

O gerador por sua vez transforma a energia mecânica rotacional em energia elétrica. Esta transformação se dá pela indução de tensão elétrica promovida pela variação cíclica do fluxo eletromagnético em um conjunto de espiras.

A lei de Faraday descreve quantitativamente a indução de tensões por parte de um campo magnético variável no tempo. A conversão eletromecânica de energia ocorre

quando a variação do fluxo é associada ao movimento mecânico. Em máquinas rotativas, são geradas tensões em enrolamentos ou grupos de bobinas, pela rotação mecânica destes enrolamentos em um campo magnético, por um campo magnético girante que atravessa um enrolamento, ou fazendo com que a relutância do circuito magnético varie com a rotação do motor (FITZGERALD, 1975, p. 131)

A aplicação de geradores no sistema eólico envolve três problemas: a variação da velocidade do vento, a variação do torque de entrada e, para sistemas conectados à rede, a necessidade de se manter constantes a frequência e a tensão elétrica da energia entregue. Para geradores de corrente contínua a tensão não depende de uma velocidade constante de rotação; estes, entretanto possuem limitações de potência e custo elevado. São geralmente utilizadas máquinas de corrente alternada e há três opções: geradores síncronos, geradores assíncronos e geradores de comutador de corrente alternada. Sendo o gerador do primeiro tipo aplicado na maior parte dos empreendimentos.

Por fim, não menos importante, a torre posiciona o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento. É um item estrutural de grande porte e de alto custo que pode ser feita de metal ou concreto e que deve suportar esforços diversos, inclusive forças de torção. Uma questão fundamental de seu projeto é a sua frequência natural que não deve coincidir com a frequência de rotação das pás nem seus múltiplos para evitar ressonância, o que a fadigaria e reduziria sua vida útil.

3 FENÔMENOS FÍSICOS

São apresentados neste capítulo os principais fenômenos físicos envolvidos na transmissão de energia elétrica e que devem, mesmo que indiretamente, ser levados em consideração na fabricação e no dimensionamento dos cabos de redes de transmissão de média tensão.

3.1 EFEITO JOULE

Todo condutor quando percorrido por corrente elétrica produz calor conforme a seguinte relação:

$$Q = R \cdot i^2 \cdot t$$

Equação 4

Onde,

Q = calor gerado(J)

R = resistência do condutor (Ω)

i = corrente elétrica que percorre o condutor (A)

t = duração da passagem de corrente (s)

Este aquecimento acontece devido ao aumento da energia cinética dos átomos do condutor devidos às sucessivas colisões entre estes e os elétrons que o percorre, podendo ser interpretado como o trabalho realizado para se transportar os elétrons, ou cargas elétricas, através do condutor.

Quando a corrente não for constante em relação ao tempo, o efeito Joule segue a relação:

$$Q = R \int i^2 dt$$

Equação 5

O aquecimento excessivo do condutor de um cabo danifica sua isolação e a degradação desta possibilita fugas de corrente e curtos-circuitos causando, no pior dos casos, rompimento deste condutor. Por isso, sendo o calor proporcional ao quadrado da corrente, procura-se transmitir energia elétrica a níveis de tensão mais elevados; o que significa, para uma mesma potência, uma menor corrente elétrica e menor perda térmica.

Além disso, uma baixa corrente exige um condutor de bitola menor e estruturas de sustentação menos robustas.

3.2 EFEITO PELICULAR

Em corrente alternada, a corrente elétrica não se distribui de forma uniforme ao longo da seção do condutor, mesmo quando regular e homogêneo, tendendo à sua superfície. Sendo o efeito intensificado com o aumento da frequência da corrente que percorre o condutor.

Cargas em movimento produzem campo magnético. Em um condutor de seção circular, este movimento gera linhas de campo circulares perpendiculares ao eixo, cujo campo elétrico criado tende reforçar, conforme Figura 11, o fluxo de corrente próximo à superfície do condutor.

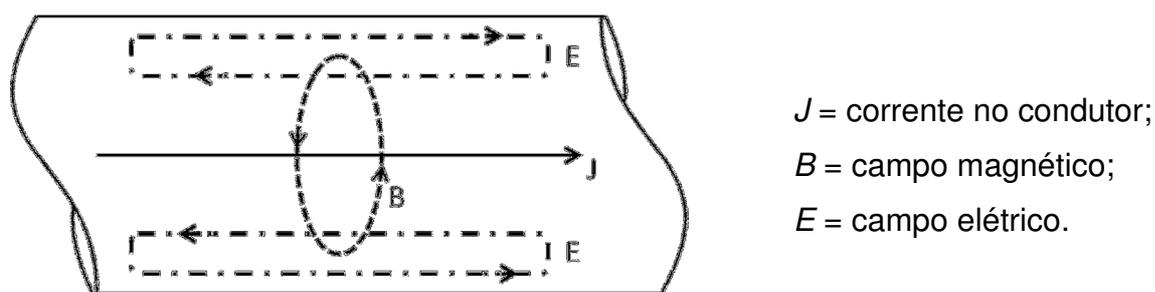


Figura 11 – Efeito pelicular em condutor retilíneo
Fonte: Autoria própria

Sendo a área efetivamente ocupada pelos elétrons menor que a área total da seção do condutor, pode-se assumir que há um aumento da resistência do condutor; o que representa perdas na forma de calor. Lembrando que:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Equação 6

Onde,

R = resistência do condutor linear (Ω)

ρ = resistividade do material que forma o condutor ($\Omega \cdot m$)

l = comprimento do condutor (m)

S = seção transversal do condutor linear (m^2)

Para amenizar este efeito utilizam-se condutores entrelaçados e em grandes distâncias, dependendo do valor das perdas, a transmissão é realizada em corrente contínua.

3.3 EFEITO CORONA

Condutores irregulares carregados eletricamente possuem uma distribuição igualmente irregular e como consequência disso forma-se um gradiente de campo elétrico em seu interior. Este campo quando grande o suficiente para romper o dielétrico do meio a sua volta torna-o condutivo. A ionização do meio permite a formação de um circuito elétrico e a ocorrência de fagulha momentânea (uma ionização mais severa formaria um arco-elétrico) devido à liberação de elétrons; é a dita descarga corona.

A descarga corona representa perda de energia e pode gerar, principalmente em redes de transmissão, ruído audível e de rádio frequência (interferência eletromagnética). Outra consequência indesejada é a formação de ozônio, cancerígeno quando associado ao nitrogênio, nas redes aéreas devido à ionização do átomo de oxigênio nas partículas de água presentes no ar.

Ocorre geralmente em partes pontudas e/ou com pequeno raio de curvatura.

3.4 EFEITO CAPACITIVO

Como resultado da diferença de potencial entre os condutores, a capacitância faz com que os condutores se carreguem de forma semelhante a um capacitor. Depende da dimensão e do afastamento entre os condutores e pode ser expressa pela relação abaixo:

$$C = \frac{Q}{\Delta V}$$

Equação 7

Onde,

C = capacitância (F)

Q = carga acumulada (C)

ΔV = diferença de potencial (V)

A corrente gerada pelo carregamento dos condutores de uma linha de transmissão é chamada de corrente de carregamento da rede. Ela afeta tanto a queda de tensão ao longo

da rede quando o seu rendimento e o seu fator de potência e a estabilidade do sistema ao qual esta rede pertence.

O modelo comumente utilizado para estudo das redes de transmissão é caracterizado por quatro parâmetros: resistência série, indutância série, condutância shunt e capacitância shunt; que, conforme Tabela 2, representam:

Tabela 2 – Parâmetros utilizados para modelagem de linha de transmissão

Parâmetro	O que representa?
Resistência série	Perdas por efeito Joule causadas pela corrente que flui pelo condutor.
Indutância série	Campo magnético criado pela corrente que percorre o condutor.
Condutância shunt	Perdas por efeito Joule causadas pela diferença de potencial no meio que circunda os condutores.
Capacitância shunt	Campo elétrico resultante da diferença de potencial entre os condutores.

Fonte: SALGADO, 2010, p. 71

4 REDES DE MÉDIA TENSÃO

As instalações elétricas são classificadas de acordo com seu nível de tensão e seguem normas específicas. Instalações de média tensão (de 1,0 kV a 36,2 kV), por exemplo, devem estar de acordo com a norma ABNT NBR-14039.

Tabela 3 – Normas brasileiras para instalações elétricas e respectivos níveis de tensão

Norma ABNT	Nível de Tensão	
	Corrente Alternada	Corrente Contínua
NBR-14039	de 1.000V a 36,2 kV	-
NBR-5410	até 1.000 V	até 1.500 V

Fonte: Autoria própria

A NBR-14039 cita, em sua tabela 25, nove tipos de redes elétricas que podem ser agrupados como redes aéreas (RTA) e redes subterrâneas (RTS).

Menos expostas, as LTS's sofrem menor influência do meio. Ventos, descargas atmosféricas, chuva, salinidade e animais provocam intervenções mais frequentes nas redes aéreas. Todavia, a impossibilidade de realizar inspeções visuais dificulta a localização de falhas, sendo necessária, muitas das vezes, a troca de toda a seção da rede defeituosa.

A diferença entre os cabos utilizados em uma LTS e uma LTA está basicamente em sua isolação.

4.1 CABOS DE MÉDIA TENSÃO

Os cabos são compostos por condutor, dielétrico e proteção externa. O condutor é a parte do cabo que transporta efetivamente a energia elétrica; o dielétrico, externo ao condutor, isola este eletricamente diminuindo as perdas; e a proteção externa protege o cabo do meio.

Antes de expor os detalhes de cada uma das três partes que formam um cabo de média tensão, vale comentar sobre duas propriedades físicas: a condutividade e a, inversamente proporcional, resistividade. A primeira corresponde à facilidade com a qual um material é capaz de conduzir corrente elétrica e a segunda corresponde à capacidade de um material opor-se à passagem ou condução de corrente elétrica.

Materiais sólidos exibem uma espantosa faixa de condutividades. De fato, uma maneira de classificar materiais sólidos é de acordo com a facilidade com que conduzem uma corrente elétrica; dentro deste esquema de classificação existem três agrupamentos: condutores, semicondutores e isolantes. Metais são bons condutores, tipicamente tendo condutividades da ordem de 10^7 ($\Omega \cdot m$)⁻¹. No outro extremo estão os materiais com muito baixas condutividades, situando-se entre 10^{-10} e 10^{-20} ($\Omega \cdot m$)⁻¹; estes são os isolantes elétricos. Materiais com condutividades intermediárias, geralmente entre 10^{-6} e 10^4 ($\Omega \cdot m$)⁻¹, são denominados semicondutores. No Sistema Internacional de Unidades, é medida em Siemens por metro (VILLATE, 2013).

Emprega-se, portanto, materiais de alta condutividade no condutor e materiais de alta resistividade, e baixa condutividade, no isolante do dielétrico; nas blindagens do dielétrico, utilizam-se materiais semicondutores. A Tabela 4 apresenta as grandezas de alguns materiais:

Tabela 4–Condutividade e resistividade de alguns materiais

Material	Condutividade	Resistividade (20 °C)
Prata	$6,29 * 10^7$ S/m	$1,59 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Cobre	$5,81 * 10^7$ S/m	$1,72 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Chumbo	$4,55 * 10^7$ S/m	$2,20 * 10^{-7}$ $\Omega \cdot m$
Ouro	$4,10 * 10^7$ S/m	$2,44 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Alumínio	$3,55 * 10^7$ S/m	$2,82 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Tungstênio	$1,79 * 10^7$ S/m	$5,60 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Níquel	$1,15 * 10^7$ S/m	$8,70 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Vidro	10^{-14} a 10^{-10} S/m	10^{10} a 10^{14} $\Omega \cdot m$
PVC	10^{-18} a 10^{-16} S/m	10^{16} a 10^{18} $\Omega \cdot m$
PE	10^{-22} a 10^{-18} S/m	10^{18} a 10^{22} $\Omega \cdot m$

FONTE: Boylestad, 2004, p. 50

É importante saber que “isolantes não permitem o movimento de cargas elétricas em seu interior. Entretanto, se a tensão elétrica aplicada em suas extremidades for superior à sua rigidez dielétrica, tornar-se-á um condutor” (SERWAY; JEWETT, 2008, p. 748-749).

4.1.1 Condutor

É formado por um fio ou por conjunto de fios entrelaçados feitos geralmente de cobre ou alumínio, pois são materiais de baixa resistividade e de custo relativamente baixo. A

prata, por exemplo, possui uma resistividade ainda mais favorável à transmissão de energia, mas, sendo um metal preciso, é muito caro. Outro fator relevante, principalmente em redes de transmissão aéreas, é o peso do cabo.

A espessura, o formato, a disposição e a quantidade de fios determinam a flexibilidade do cabo. Quanto mais complexo for este agrupamento, maior o custo do cabo.

O cobre possui ótima condutividade. É um material mais denso e com maior ponto de fusão que o alumínio, o que lhe confere maior resistência mecânica e um melhor desempenho sob condição de curto-circuito, quando a temperatura tende a elevar. Por outro lado, o cobre é mais pesado e pouco flexível. Sua condutividade sofre grande interferência de impurezas por isso o condutor de cobre deve ser puro.

Com resistividade superior à do cobre, cerca de 60% maior, a bitola do condutor de alumínio é também 60% maior que a bitola de um condutor de cobre. Sendo, porém, 50% mais leve há uma vantagem de peso em seu favor. Além disso, é mais flexível que o cobre e possui maior resistência contra corrosão. Sua resistência mecânica é inferior.

Tabela 5 – Comparativo entre condutores circulares equivalentes de cobre e alumínio

Característica	Cobre	Alumínio
Relação entre bitolas	1	1,64
Relação entre pesos	1	0,50
Relação entre diâmetros	1	1,28

Fonte: LEÃO, 2009

4.1.2 Dielétrico

Utilizado para isolar o condutor e confinar campo elétrico provocado pelas cargas que passam por ele, o dielétrico é formado pela blindagem do condutor, pela isolação e pela blindagem da isolação.

As blindagens são empregadas para se ter redes de campo bem definidas e equipotenciais, para assim equalizar o campo elétrico através da isolação, sendo constituídas de material semicondutor. Integrando a blindagem do isolante, mais externa, há também uma malha metálica utilizada para transporte das correntes capacitivas e de curto-circuito.

A escolha do material isolante bem como sua aplicação merece atenção especial, uma vez que este é submetido a elevado gradiente de tensão com valor máximo na blindagem do condutor e mínimo (zero Volt, pois deve ser aterrada) na blindagem da própria isolação.

Uma simples bolha de ar no isolamento, por exemplo, representa enorme risco, pois sua rigidez dielétrica (inferior à do isolante) será quebrada, haverá descargas parciais e a formação de gases, que em um segundo momento somado ao calor provocará a formação de ácido nítrico e a deterioração gradual da isolação até a sua ruptura (BRASSAC, 2003, p.1).

Normalmente, as duas camadas semicondutoras e a camada isolante são aplicadas por um processo de tripla extrusão simultânea, para garantir uma perfeita adesão entre as três camadas (SANTOS, 2005, p. 32).

Os materiais isolantes atualmente em uso são todos sintéticos e dividem-se em dois grupos: o primeiro formado por materiais termoplásticos, sendo o PVC (cloreto de polivinila) e o PE (polietileno) os mais utilizados, e o segundo contendo materiais termofixos ou termorígidos e elastômeros, sendo o XLPE (polietileno reticulado) e o EPR (borracha etileno-propileno) também os mais utilizados.

O PVC possui boas características elétricas com elevada rigidez dielétrica e resistência de isolamento. Seu coeficiente de perdas dielétricas, entretanto, não pode ser desprezado para altas tensões, sendo utilizado em linhas de até 10 kV. Apresenta boa resistência contra choques mecânicos e compressão, e suporta elevado tracionamento, mas possui pouca flexibilidade. É quimicamente inerte e dificilmente pega fogo, mas quando inflamado libera gases nocivos.

O PE, outro material termoplástico, é utilizado para isolamento de cabos de até 400 kV de tensão. Mais flexível e com menores perdas dielétricas, sofre menor influência da temperatura. Possui características (elétricas, mecânicas e químicas) semelhantes às do PVC, mas apresenta fraca resistência à propagação de chamas e alta sensibilidade à água (ocorrência de arborescência), sendo necessário um bom revestimento externo.

O XLPE possui desempenho elétrico inferior ao do PE, mas devido à reticulação das cadeias poliméricas possui melhor estabilidade térmica e características mecânicas, admitindo, conforme Tabela 8 apresentada adiante, temperaturas superiores nos diferentes regimes de operação. É também quimicamente estável e apresenta o mesmo problema de baixa resistência à propagação de chamas e sensibilidade à água (inferior à do PE).

O EPR apresenta perdas superiores às do PE e do XLPE, é mais flexível que ambos e possui desempenho térmico semelhante ao do XLPE. Além disso, a ocorrência de arborescência neste material é menos comum.

4.1.3 Proteção Externa

A proteção externa, chamada de cobertura, como o próprio nome sugere, envolve a blindagem da isolação e protege o cabo das influências externas de ordem química e mecânica. São geralmente utilizados materiais termoplásticos devido à sua estabilidade térmica, impermeabilidade e resistência à abrasão. Os materiais mais utilizados são o PVC e o PE.

A aplicação da cobertura possibilita ainda a utilização de mais de uma via compondo o mesmo cabo. Para este dá-se o nome de cabo multipolar.

4.2 DIMENSIONAMENTO DE CABOS

O dimensionamento de cabos consiste no cálculo da seção do condutor (bitola) e da espessura do isolante. O primeiro é calculado de forma indireta pela verificação da capacidade de corrente, das condições de curto-circuito e da queda de tensão dos cabos disponíveis no mercado; a segunda é fixada pelo fabricante que já dimensiona a espessura do isolante de acordo com a bitola do condutor levando em consideração os fatores de segurança, em acordo com a norma ABNT NBR-6251.

O dimensionamento dos cabos de média tensão (1,0 kV a 36,2 kV) segue as definições da norma ABNT NBR-14039:2005, cujo procedimento é resumido na Figura 12:

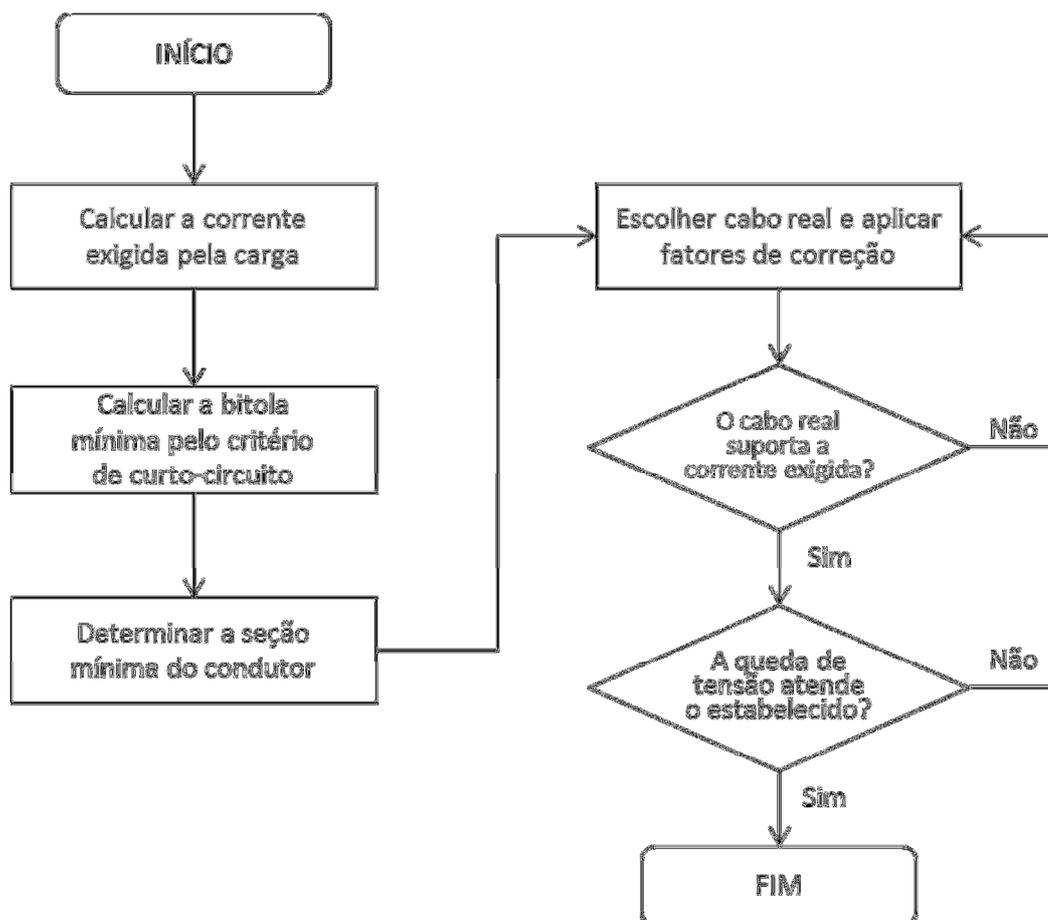


Figura 12 – Passo a passo para dimensionamento de cabo de média tensão
Fonte: Autoria própria

4.2.1 Capacidade de Condução de Corrente

Consiste em determinar a corrente máxima que um cabo elétrico pode conduzir em regime sem que haja deterioração do mesmo, ou seja, a corrente máxima admitida que garanta um tempo de vida satisfatório aos cabos.

Sua determinação inicia com o cálculo da corrente exigida pela carga a partir de sua tensão, potência ativa (geralmente) e fator de potência. Posteriormente levando em consideração os materiais condutor e isolante do cabo, e o método de instalação deste (tabela 25 da NBR-14039), determina-se a seção mínima do condutor com o auxílio das tabelas 28, 29, 30 e 31 da NBR-14039, conforme indicado na Tabela 6.

Tabela 6 – Relação de tabelas da NBR-14039 para estimativa da bitola mínima do condutor

Tabela da NBR-14039	Material Condutor	Material Isolante
Tabela 28	Cobre	XLPE e EPR
Tabela 29	Alumínio	XLPE e EPR
Tabela 30	Cobre	EPR
Tabela 31	Alumínio	EPR

Fonte: Autoria própria

Utilizando a seção mínima como parâmetro escolhe-se um cabo “real”. Dentre os dados geralmente fornecidos pelo fabricante está a corrente máxima suportada, cujo valor deve ser corrigido. No fim, se a corrente suportada corrigida for superior à corrente exigida, o cabo escolhido pode ser utilizado, caso contrário, deve-se escolher outro cabo e refazer os cálculos. É um processo iterativo.

A correção da corrente suportada leva em consideração o método de instalação, o material do condutor, o material do isolante, o agrupamento dos circuitos, a temperatura do meio circundante e, no caso de redes subterrâneas, a resistividade térmica do solo. Para isso, são utilizadas diversas outras tabelas da NBR-14039, cuja relação é se apresenta na Tabela 7.

Tabela 7 – Tabelas da NBR-14039 para determinação do fator de correção

	Método de Instalação	Fator de Correção
Tabela 32	Todos	Temperatura
Tabela 33	F, G, H e I	Resistividade térmica do solo
Tabela 34	B	Agrupamento de cabos
Tabelas 35 e 36	A	Agrupamento de cabos
Tabela 37	F e G	Agrupamento de cabos
Tabela 38	H e I	Agrupamento de cabos

Fonte: Autoria própria

4.2.2 Corrente de Curto Circuito

O principal limitante na capacidade de condução de corrente de um cabo é a temperatura. A situação mais severa do ponto de vista térmico, a situação em que a temperatura atinge seu maior valor, é no momento de um curto-circuito e o cabo deve estar

dimensionado adequadamente de modo que sua isolação e suas conexões não sofram danos. A tabela 27 da NBR-14039, reproduzida na Tabela 8, apresenta o valor da temperatura limite de curto-circuito para diferentes tipos de isolação.

Tabela 8 – Temperatura máxima do condutor em função da isolação

Tipo de Isolação	Temperatura máxima do condutor (°C)		
	Serviço contínuo	Sobrecarga*	Curto-circuito**
PVC	70	100	160
PE	70	100	160
EPR	90	130	250
XLPE	90	130	250
EPR 105	105	140	250

Fonte: NBR-14039 – ABNT (2005)

* A operação neste regime não deve superar 100 horas ao ano, nem 500 horas durante a vida do cabo;

** A duração deste regime não deve ultrapassar 5 segundos.

A partir da temperatura limite de curto-circuito calcula-se a corrente de curto-circuito máxima admitida pelo condutor com uma das equações abaixo; sendo a primeira utilizada para condutores de cobre e a segunda para condutores de alumínio.

$$I_{cc_{cobre}} = 340,1 \cdot A \cdot \left[\frac{1}{t} \cdot \log \left(\frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2} \quad \text{Equação 8}$$

$$I_{cc_{alumínio}} = 220,7 \cdot A \cdot \left[\frac{1}{t} \cdot \log \left(\frac{T_1 + 228}{T_0 + 228} \right) \right]^{1/2} \quad \text{Equação 9}$$

Onde,

I_{cc} = corrente de curto-circuito (A)

A = seção ou bitola do condutor (mm²)

t = tempo de duração do curto-circuito ou tempo de atuação da proteção (s)

T_0 = temperatura do condutor em regime contínuo (°C)

T_1 = temperatura do condutor durante o curto-circuito (°C)

Porém, mais prático que calcular a máxima corrente de curto-circuito a partir da bitola escolhida, é fazer a cálculo inverso para determinar a partir da corrente de curto-circuito

(determinada em estudo preliminar) a bitola mínima admitida. As equações ficam da seguinte forma:

$$A_{\text{mín}_{\text{cobre}}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{340,1 \cdot \left[\log \left(\frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2}} \quad \text{Equação 10}$$

$$A_{\text{mín}_{\text{alumínio}}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{220,7 \cdot \left[\log \left(\frac{T_1 + 228}{T_0 + 228} \right) \right]^{1/2}} \quad \text{Equação 11}$$

O mesmo cálculo é válido para a blindagem do condutor, sendo, uma vez que formada por diversos fios, utilizada nas equações a seção efetiva da blindagem. Essa é dimensionada pelo fabricante de acordo com os limites do próprio condutor seguindo as normas NBR-7286 e NBR-6251, não sendo necessário seu dimensionamento por parte dos projetistas.

4.2.3 Queda de Tensão

A queda de tensão ao longo do condutor deve estar dentro da margem estabelecida em projeto (geralmente, entre 5% e 7%) e é calculada através da seguinte equação:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot i \cdot L \cdot (R_{ca} \cdot \cos\theta \pm X_l \cdot \sin\theta) \quad \text{Equação 12}$$

Onde,

ΔV = queda de tensão ao longo do condutor (V)

i = corrente nominal do circuito (A)

L = comprimento do circuito (m)

R_{ca} = resistência do cabo (Ω/m)

$\cos\theta$ = fator de potência

X_l = reatância do cabo (Ω/m)

Caso ΔV esteja além do valor admitido, deve-se escolher um cabo com condutor de maior bitola e refazer tal análise.

5 CASO DE ESTUDO

5.1 DEFINIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

A instalação em questão faz parte de um complexo eólico de 90 MVA que, por motivos fiscais, foi dividido em três unidades de 30 MVA. Estes parques eólicos possuem quinze aerogeradores de 2 MW cada; suas máquinas, trifásicas, produzem energia em 690 V e transformadores localizados na base dos aerogeradores elevam a tensão para 34,5 kV.

Uma vez elevado seu nível de tensão, a energia é transportada por rede de transmissão subterrânea até a subestação coletora, que como o próprio nome sugere, eleva a tensão para 230 kV e exporta a energia do complexo eólico para o Sistema Interligado Nacional; é para uma dessas redes de transmissão subterrâneas que serão dimensionados os cabos.

5.2 PREMISSAS E OUTRAS CONSIDERAÇÕES

Para fins de projeto será considerado um fator de potência de 0,95. Além disso, os condutores serão dimensionados com uma folga de 5% em relação à corrente nominal do respectivo trecho do circuito. A perda máxima admitida por parque eólico é de 1,35%. Resistividade e temperatura do solo do parque em estudo são, respectivamente, 2,5 K.m/W e 30 °C.

Conforme tabela 25 da NBR-14039 será adotado o método de instalação H“cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares diretamente enterrados”. Serão adotados 23kA para o nível de curto-circuito trifásico na barra do gerador e o tempo de atuação da proteção adotado é de 200 ms. O projeto da subestação prevê a utilização de um reator para limitar o nível de curto circuito fase-terra em 1.000 A.

5.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS

A rede de média tensão é formada por quinze circuitos. Para fins de cálculo, os cabos serão dimensionados com condutores de alumínio e isolamento de XLPE.

5.3.1 Exemplificação do procedimento de cálculo

Devido à ligação entre aerogeradores, o dimensionamento inicia pelo circuito mais distante da subestação. Neste caso o circuito1, que interligados cubículos dos aerogeradores G1 e G2. Este circuito possui apenas um aerogerador e há um condutor por fase.

Para exemplificar o procedimento, é apresentado a seguir o cálculo passo-a-passo para dimensionamento dos cabos do circuito1.

5.3.1.1 Definição da corrente exigida pela carga

A corrente exigida pela carga é determinada pela Equação 13.

$$P = V \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \theta$$

Equação 13

Sendo:

Potência do circuito = 2.000kW;

Tensão da rede de média tensão = 34,5kV;

Fator de potência adotado = 0,95.

Temos que a corrente do circuito em questão é:

$$2.000.000 = 34500 \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot 0,95$$

$$I = \frac{2.000.000}{56.768} = 35,23 \text{ A}$$

5.3.1.2 Definição da bitola mínima pelo critério de curto circuito

Com a Equação 11:

$$A_{\text{mín alumínio}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{220,7 \cdot \left[\log \left(\frac{T_1 + 228}{T_0 + 228} \right) \right]^{1/2}}$$

Onde,

Corrente de curto circuito trifásico =23.000 A;

Tempo de atuação da proteção =200 ms;

Temperatura máxima do condutor durante curto circuito =250 °C;

Temperatura máxima do condutor em regime contínuo =90°C.

A seção mínima do condutor de cobre pelo critério de curto circuito é:

$$A_{mín\ alumínio} = \frac{23000 \cdot \sqrt{0,200}}{220,7 \cdot \left[\log \left(\frac{250+228}{90+228} \right) \right]^{1/2}}$$

$$A_{mín\ alumínio} = \frac{23000 \cdot \sqrt{0,200}}{92,85}$$

$$A_{mín\ cobre} = 110,8 \text{ mm}^2$$

Logo, a bitola mínima do condutor pelo critério de curto circuito é de 110,8mm²; Sendo 120 mm² a menor bitola comercial.

5.3.1.3 Definição da Bitola Mínima do Condutor

Após o cálculo da corrente nominal do circuito e da bitola mínima pelo critério de curto circuito deve-se, com o auxílio das tabelas 28, 29, 30 e 31 da NBR-14039, determinar o valor da capacidade nominal de condução de corrente dos cabos.

Utilizando a tabela 29 da NBR-14039, capacidades de condução de corrente, em ampères, para o método de referência H, cabos unipolares de alumínio, isolamento XLPE, temperatura de 90°C no condutor e temperaturas 30°C (ambiente), 20°C (solo), temos que a capacidade máxima de condução de corrente da seção 120mm² é de 193 A.

Logo é necessário calcular a capacidade de condução de corrente do circuito aplicando os fatores de correção, conforme a seguinte equação.

$$I_c = I_n \cdot Ft \cdot Fr \cdot Fa$$

Equação 14

Sendo,

I_c = Corrente corrigida

I_n = Capacidade de condução de corrente do condutor = 193 A

F_t = Fator de correção de temperatura

F_r = Fator de correção de resistividade do solo

F_a = Fator de correção de agrupamento

Considerando 30°C a temperatura do solo, o fator de correção de temperatura é igual a 0,93, conforme a tabela 32 da NBR-14039.

A resistividade do solo deverá ser fornecida. Este parque apresentou resistividade do solo igual a 2,5 K.m/W, valor que conforme a tabela 33 da NBR-14039 recebe como fator de correção igual a 1,00.

Neste trecho de circuito o método de referência de instalação é o método H. A vala, neste trecho, receberá apenas este circuito, logo o fator de agrupamento conforme a tabela 38 da NBR-14039 é igual a 1,00.

$$I_c = 193 \cdot 0,93 \cdot 1,00 \cdot 1,00 = 179,49 \text{ A}$$

Assim a capacidade de condução de corrente deste circuito, aplicado os devidos fatores de correção ao cabo de seção #120 mm² é de 179,49 A. Como a corrente do circuito é inferior a capacidade de condução de corrente do condutor, o cabo está de acordo com este critério.

5.3.1.4 Queda de Tensão

Para determinar a queda de tensão ao longo do condutor é necessário utilizar a Equação 12. Os parâmetros elétricos de reatância ôhmica e reatância indutância do cabo são fornecidos pelo fabricante dos condutores e também são influenciados pelo método de instalação adotado.

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_c \cdot L \cdot (R_{ca} \cdot \cos\theta \pm X_l \cdot \sin\theta)$$

Equação 15

Onde,

I_c = Corrente de projeto = 35,23 A;

L = comprimento do circuito

= 40 metros (Distância G1 ao G2) + 34 metros (margem de conexão)

= 74 metros = 0,074 Km;

R_{ca} = resistência do cabo #120mm² = 0,3185Ω/km;

$\cos\theta = \text{fator de potência} = 0,95;$

$Xl = \text{reatância do cabo } \#120\text{mm}^2 = 0,1615\Omega/\text{km}.$

Primeiro é necessário encontrar o ângulo θ , logo:

$$\cos\theta = 0,95$$

$$\theta = \cos^{-1} 0,95$$

$$\theta = 18,19^\circ$$

Substituindo os valores na equação tem-se:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 35,23 \cdot 0,074 \cdot (0,3185 \cdot \cos 18,19 \pm 0,1615 \cdot \sin 18,19)$$

$$\Delta V = 4,52 \cdot 0,353 = 1,60 V$$

Para determinar a queda de tensão percentual no trecho podemos utilizar a seguinte equação:

$$\% = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100$$

Equação 16

Onde,

$\Delta V = \text{Queda de tensão calculada no trecho} = 1,60V;$

$V = \text{Tensão de operação da rede de distribuição} = 34.500V.$

Logo,

$$\% = \frac{1,25}{34500} \cdot 100 = 0,0046\%$$

5.3.1.5 Definição da bitola mínima da blindagem do condutor

Para definir a bitola mínima da blindagem do condutor é também necessário utilizar a Equação 8.

$$A_{\text{mínblindagem}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{220,7 \cdot \left[\log \left(\frac{T_1 + 228}{T_0 + 228} \right) \right]^{1/2}}$$

Onde,

$I_{cc} = 1.000 \text{ A}$ (limitado pelo reator);

$t = 0,200 \text{ s}$;

$T_1 = 250 \text{ °C}$;

$T_0 = 90 \text{ °C}$;

$\beta = 228$.

Aplicando os valores na equação temos:

$$A_{\text{mínblindagem}} = \frac{1.000 \cdot \sqrt{0,200}}{220,7 \cdot \left[\log \left(\frac{250 + 228}{90 + 228} \right) \right]^{1/2}} = 4,82 \text{ mm}^2$$

Logo, a bitola da blindagem do condutor deve ter pelo menos 5 mm^2 .

5.3.2 Planilha de cálculo

Circuito	Máquinas	Intervalo		Cabos por Fase	Distância (m)	Margem p/ conexão no aero/poste e SE (m)	Total por Fase (m)	Total por Trecho (m)	Potencia (kW)	Corrente Calculada	Método de Instalação	Bitola Sugerida dos Condutores (mm²)	Resistencia / fase (ohms)	Ampacidade	Agrupamento		Temperatura		Resistividade do solo		Ampacidade Corrigida	Icc Máxima (kA)		Queda de Tensão		Perdas (kW)	
															nº de circuitos	Fator	Temperatura (°C)	Fator	resistividade do solo (Km/W)	Fator		1 seg	0,5 seg	(V)	(%)		
1	1	G1	G2	1	40	34	78,00	234	2.000	35,23	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	1,65	0,0048	0,092	
1	2	G2	G3	1	62	34	101,00	303	4.000	70	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	4	0,0124	0,479	
1	3	G3	G9	1	120	34	162,00	486	6.000	106	H	120	0,318	164	2	0,88	30,00	0,93	2,50	1,00	134	10,5	14,8	10	0,0298	1,729	
1	4	G9	G10	1	53	34	92,00	276	8.000	141	H	150	0,265	183	2	0,88	30,00	0,93	2,50	1,00	150	13,1	18,5	7	0,0194	1,453	
1	5	G10	SE	1	167	10	186,00	558	10.000	176	H	240	0,162	239	3	0,81	30,00	0,93	2,50	1,00	180	21,0	29,7	11	0,0325	2,805	
																									34,12	0,0989	6,5577
2	1	G4	G5	1	40	34	78,00	234	2.000	35	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	2	0,0048	0,092	
2	2	G5	G6	1	37	34	75,00	225	4.000	70	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	3	0,0092	0,356	
2	3	G6	G7	1	35	34	73,00	219	6.000	106	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	5	0,0134	0,779	
2	4	G7	G8	1	40	34	78,00	234	8.000	141	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	7	0,0192	1,480	
2	5	G8	SE	1	145	10	163,00	489	10.000	176	H	240	0,162	239	3	0,81	30,00	0,93	2,50	1,00	180	21,0	29,7	10	0,0284	2,458	
																									25,89	0,0750	5,1650
3	1	G15	G14	1	73	34	113,00	339	2.000	35	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	2	0,0069	0,134	
3	2	G14	G13	1	45	34	83,00	249	4.000	70	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	4	0,0102	0,394	
3	3	G13	G12	1	44	34	82,00	246	6.000	106	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	5	0,0151	0,875	
3	4	G12	G11	1	40	34	78,00	234	8.000	141	H	120	0,318	164	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	153	10,5	14,8	7	0,0192	1,480	
3	5	G11	SE	1	68	10	82,00	246	10.000	176	H	240	0,162	239	3	0,81	30,00	0,93	2,50	1,00	180	21,0	29,7	5	0,0143	1,237	
																									22,67	0,0657	4,1189

Conforme esperado, devido às características do alumínio, a linha de média tensão será composta por cabos de bitolas elevadas. São mais 4,5 km de cabos, dos quais 3.003 m são de 120 mm², 276 m de 150 mm² e 1.293 m de 240 mm²; cujas perdas totalizam 0,24% (15,84kW).

6 CONCLUSÃO

O correto dimensionamento de cabos de média tensão para interligação dos aerogeradores ao SIN, passa obrigatoriamente pela utilização da norma NBR-14039. Esta norma apresenta os critérios para seleção adequada dos condutores.

O conhecimento técnico acumulado pelo projetista do sistema de interligação do aerogerador é um fator que impacta na correta tomada de decisão, visando minimizar os investimentos e perdas técnicas.

É importante destacar o cuidado necessário na fase de projeto com as não idealidades. Diferentes fatores precisam ser considerados, todos ligados à limitação térmica dos cabos, que se deterioram e reduzem sua vida útil quando submetidos a temperaturas elevadas.

Os cabos de alumínio possuem maior resistividade quando comparados aos cabos de cobre, o que exige uma maior bitola deste condutor, porém seu custo é inferior.

Em relação ao caso estudado, devido ao nível de curto-circuito o isolamento de XLPE exige uma bitola mínima de 120 mm², suficiente pelos critérios da NBR-14039 para a maior parte dos circuitos.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 1 agosto 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11301: Cálculo da Capacidade de Condução de Corrente de Cabos Isolados em Regime Permanente**. Rio de Janeiro, 1990.
- NBR 14039: Instalações Elétricas em Média Tensão de 1 a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2005
- BERG, J.; FURULIND, J. **Feasibility Study for a Wind Power Project in Sri Lanka**. Royal Institute of Technology. Estocolmo, Suíça. 100 p. 2008.
- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. (2008). **Energia e Potência Extraída do Vento**. Disponível em <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=221> Acesso em 15 de agosto de 2015.
- CEPEL. (2001). *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. CEPEL.
- DANISH WIND TURBINE MANUFACTURES ASSOCIATION. **Guided Tour on Wind Energy. The Power of Wind: Cube of Wind Speed**. 2003. Disponível em: <www.windpower.dk/es/tour/wres/enrspeed.htm> Acesso em: 13/07/2015.
- DUTRA, R. M. **Energia eólica, princípios e tecnologias**. Ministério de Minas e Energia. 2009. 58 p.
- DUTRA, R.M. **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de M. Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2001. 300 p.
- DUTRA, R. M. **Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do Proinfa**. 2007. 436 f. Tese (Pós-graduação em engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2007.
- FITZGERALD, A. (2006). **Máquinas Elétricas**. São Paulo: McGraw-Hill.
- KROHN, S. **Wind Energy Reference Manual**. 2003. Disponível em: <www.windpower.org/en/stat/units>. Acesso em: 04/10/15.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy: Theory, Design and Application**. England: Ed. John Wiley & Sons Ltd, 2002. 577 p
- NOGUEIRA, J. F. (2010). **Comissionamento de Cabos Subterrâneos de Média Tensão em Parques Eólicos**.
- PAULA, J. J. (s.d.). **Campo Elétrico em um Cabo Isolado e Blindado**.
- ROBERT, R. (1999). **Efeito Pelicular**. Curitiba.
- ROCHA, P. E. (2007). **Modelagem de Cabos Subterrâneos e Submarinos para Estudos de Transitórios**. Rio de Janeiro.
- RODRIGUES, P. R. (2011). **Energias Renováveis: Energia Eólica**. JELARE.

SANTOS, J. N. (2005). **Condutores e Cabos de Energia**. Porto: FEUP.

SILVA, M. B. (2012). **Modelagem de Redes de Transmissão Trifásica no Domínio dos Modos**. Viçosa.

SUZUKI, K. K., KONDLATSCH, P. C., & GOMES, T. S. (2011). **Estudo do Comportamento das Tensões Residuais em Cabos Blindados de Média Tensão Após a Realização de Ensaio de Tensão Aplicada**. Curitiba.

VILLATE, J. E. (2013). **Eletricidade e Magnetismo**. Porto.