

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNÓLOGICA DE MINAS GERAIS

Departamento de Engenharia Mecânica

Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

Shirley Mota Pedreira

**Avaliação da Produtividade e Eficiência
Global Energética de um Sistema de
Geração de Energia Eólica**

Belo Horizonte

2010

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

Shirley Mota Pedreira

Avaliação da Produtividade e Eficiência Global Energética de um Sistema de Geração de Energia Eólica

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia, Em Associação Ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del Rei, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia.

Área de concentração: Sistemas Energéticos

Orientador: Prof. Dr. Daniel Enrique Castro

Co-Orientador: Prof. Dr. Cláudio de Castro Pellegrini

Centro Federal de Educação
Tecnológica de Minas Gerais

Belo Horizonte

2010

ERRATA

Onde se lê	Leia-se	Página	Parágrafo	Linha
-------------------	----------------	---------------	------------------	--------------

Ficha Catalográfica, conforme o Código de Catalogação Anglo-Americano vigente.

Deve ser confeccionada por uma **Bibliotecária**.



Centro Federal de Educação tecnológica de Minas Gerais
Departamento de Engenharia Mecânica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

Dissertação intitulada “Avaliação da Produtividade e Eficiência Global Energética de um Sistema de Geração de Energia”, de autoria da mestranda Shirley Mota Pedreira, aprovada pela banca examinadora constituída pelos seguintes professores:

Prof. Dr. Daniel Enrique Castro – CEFET MG - Orientador

Prof. Dr. Cláudio de Castro Pellegrini – UFSJ MG – Co-Orientador

Prof. Dr. Marco Aurélio dos Santos Bernardes – CEFET MG – Docente do Mestrado

Prof. Dr. Paulo Cesar Pinheiro – UFMG MG – Pesquisador Externo

Prof. Dr. Yukio Shigaki – CEFET MG – Suplente

Prof. Dr. José Henrique Martins Neto
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia
CEFET MG

Belo Horizonte, 6 de agosto de 2010

Av. Amazonas, 7675 – Belo Horizonte, MG – Brasil

Aos meus pais, e a todos aqueles que sempre me apoiaram em todos os momentos. Como também, a todos que ofereceram críticas construtivas, de modo a contribuir para o meu crescimento profissional e a tornar-me uma pessoa melhor e mais humana.

Agradecimentos

Aos meus pais pelo apoio e compreensão nos momentos de maior necessidade.

Meus sinceros agradecimentos ao Professor e Orientador, Daniel Enrique Castro, que direcionou meus passos para a obtenção e conclusão deste trabalho de pesquisa. Os resultados aqui presentes foram obtidos devido ao seu auxílio e determinação.

Ao Professor Co-orientador Cláudio de Castro Pellegrini que não poupou esforços para completar as lacunas que teriam se tornaram intransponíveis sem sua ajuda.

Ao Professor e ex-Coordenador do Mestrado de Engenharia de Energia, José Henrique Martins, sempre disposto a auxiliar em tudo o que fosse possível. E igualmente agradeço ao atual Coordenador Adjunto, Professor Frederico Romagnoli pelo apoio essencial nos momentos finais do curso de Mestrado.

Aos Professores Marco Aurélio Bernardes, Paulo Pinheiro e Yukio Shigaki, que tão gentilmente se propuseram a assistir à Defesa dessa dissertação e a todos os demais professores pela paciência e apoio recebidos.

À CEMIG, que através da pessoa de Alexandre Heringer, cedeu informações preciosas à conclusão deste trabalho. Assim como também ao Cleber Mendes, José César de Souza, Flávio Oscar Guimarães e a outros que apesar de não ter citado seus nomes, tiveram um papel fundamental na conclusão desse trabalho.

O meu apreço à Banca Examinadora que me mostrou que não apenas em exaustivas avaliações e testes que se obtém conhecimento, e pela aceitação e interesse demonstrado em analisar este trabalho.

Ao CEFET pelo fornecimento das primeiras parcelas de bolsas recebidas e a CAPES pela continuidade do processo, sem os quais não teria concluído esse mestrado.

Meus sinceros agradecimentos à Cibele Mally, Samira Fontes, Silvio Júnior, Viviane Rezende do Mestrado e Sérgio Roberto e Prof. Marcos (CCC) que muito me ajudaram na fase final do trabalho. E a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para que as idéias aqui contidas ultrapassassem as barreiras do cientificismo.

Epígrafe

“Se não sabes, aprende; se já sabes, ensina.”

Confúcio

Resumo

Este trabalho visa desenvolver um método para avaliar a eficiência produtiva de sistemas de geração de energia eólica, considerando aspectos tais como a incidência de ventos (prospecção probabilística) e também aspectos operacionais (manutenção, monitoramento e inspeção). Será utilizado o conceito de Eficiência Global de Equipamento ou OEE (Overall Equipment Efficiency), desenvolvido pela JIPM (Japan Union of Scientists and Engineers) e aplicado para medir as perdas de eficiência em sistemas produtivos devido a paradas, baixas velocidades de operação e perdas por qualidade.

E foi utilizado em conjunto com o OEE, o FMEA cuja sigla em inglês representa *Failure Modes and Effects Analysis* ou Análise dos Efeitos e Modos de Falhas. Trata-se de uma ferramenta de análise de processos ou produtos tanto do ramo industrial quanto do administrativo, que permite analisar as falhas, inclusive o modo com afetam o sistema. E dessa forma dar prioridade àquelas de maior urgência.

Um dos objetivos primários deste trabalho foi desenvolver uma metodologia para avaliar as perdas globais dos sistemas de geração eólicos e otimizar os processos de manutenção, visando maximizar a produtividade dos sistemas de geração de energia eólica.

As significativas perdas operacionais observadas no sistema de geração eólico do parque do Morro do Camelinho alcançaram 60% e são provenientes de paradas imprevistas e perdas funcionais originadas em velocidades reduzidas de operação. As perdas imprevistas se originam na sua maioria em aspectos técnico-operacionais influenciados por manutenção inadequada. Quanto às falhas de carácter funcional surgem devido a aspectos de manutenção

mal gerenciados e a perdas aerodinâmicas. Assim, os resultados obtidos nesse trabalho indicam que é necessário um desenvolvimento tecnológico e operacional se quisermos tornar competitiva a energia eólica.

Abstract

This work aims to develop a method to evaluate the productive efficiency of wind power generation systems considering aspects like the incidence of winds (probabilistic prospection) as well as operational aspects (maintenance, monitoring and inspection). The concept of Global Equipment Efficiency or OEE developed by the JIPM- Japan Union of Scientists and Engineers (União Japonesa de Cientistas e Engenheiros) will be used. This concept was developed to measure the efficiency losses in productive systems due to unexpected breakdowns, low operation rates and poor quality.

It will be used in set with the OEE, the FMEA whose acronym in English represents Failure Modes and Effects Analysis or Análise of the Effect and Failure modes. This is a tool analysis of processes or products industrial and management, that allows to analyze the failures affecting systems.

One of the primary objectives of this work is to develop a method to evaluate the global losses of wind power generation systems and to optimize maintenance processes in order to maximize the productivity of wind power plants.

The significant observed operational losses in the generation of wind park Hill Camelinho reached 60% and are proceeding from unexpected stops and originated functional losses in reduced speeds of operation. The unexpected losses originate mostly in technical and operational aspects influenced by improper maintenance. As for character flaws arise because the functional aspects of maintenance badly managed and the losses appear due aerodynamic. Thus, the present results indicate that technological development is needed if we are to become operational and competitive wind energy.

Lista de Ilustrações

Gráfico 1 – Diagrama da capacidade total instalada de energia eólica no mundo MW.....	9
Gráfico 2 – Diagrama da capacidade de produção mundial instalada de energia eólica em 2008.....	10
Gráfico 3 – Diagrama das taxas médias de crescimento anual da capacidade de energia renovável pelo tipo de energia	11
Gráfico 4 – Diagrama da capacidade alemã instalada em megawatts	15
Gráfico 5 – Gráfico do coeficiente de Betz em função do quociente de velocidade	31
Gráfico 6 – Gráfico da variação do coeficiente de eficiência real de um rotor $C_{p, real}$	32
GRÁFICO 7 – Diagrama de comparação entre a potência e as perdas num gerador eólico.....	34
GRÁFICO 8 – Evolução dos custos operacionais anuais das centrais eólicas.....	36
GRÁFICO 9 – Variação do OEE dos quatro aerogeradores do Morro do Camelinho	81
GRÁFICO 10 – Variação das taxas de falha com o tempo	87
Gráfico 11 – Frequência de Falhas Mecânicas.....	88
Gráfico 12 – Frequência de Falhas Elétricas.....	90
Gráfico 13 – Frequência de Falhas de Controle	93
Figura 1 – Mapa da capacidade total instalada em MW por estado americano	13
Figura 2 – Diagrama das principais regiões brasileiras com incidência de ventos	18
Figura 3 – Distribuição dos ventos globais	21
Figura 4 – Origem dos ventos e brisas marítimas	24
Figura 5 – Fluxos de vento em regiões montanhosas	25
Figura 6 – Variação do perfil de ventos devido à camada limite atmosférica	26
Figura 7 – Fluxo de corrente de acordo com o modelo de Betz	30
Figura 8 – Partes constituintes de um sistema eólico	38
Figura 9 – Classificação quanto a posição do eixo do rotor	40
Shirley Mota Pedreira	xii

Figura 10 – Quatro forças da aerodinâmica atuantes num perfil aerodinâmico.	42
Figura 11 – Fluxo separado (estol) em volta do perfil	46
Figura 12 – Evolução das formas de manutenção ao longo dos anos	50
Figura 13 - As seis grandes perdas	58
Figura 14 - Impacto de Falhas	60
Figura 15 – Usina Eólio-experimental do Morro do Camelinho	70
Figura 16 – Aerogeradores do Parque Eólico Morro do Camelinho	71
Figura 17 - Os quatro aerogeradores do Parque Eólico Morro do Camelinho	72
Figura 18 – Aerogerador visto de baixo.....	73
Figura 19 – Interior da Unidade Geradora e cabos ligando painel à nacele.....	74
Figura 20 - Painel/ Visor apresentando dados da unidade geradora “dois”.....	75
Figura 21 – Gerador dois interligado á rede.	76
Figura 22 – Transformador 380 V e interligação à rede de Transmissão	76
Quadro 1– Códigos de Falhas da Usina Morro do Camelinho	83

Lista de Tabelas

Tabela 1- Modelo de FMEA	62
Tabela 2- Probabilidade de Ocorrência (Lafraia)	66
Tabela 3- Probabilidade de Ocorrência (Helman).....	66
Tabela 4-Índice de Ocorrência(Lafraia)	67
Tabela 5- Índice de Ocorrência (Helman).....	67
Tabela 6- Índice de Detecção (Lafraia).....	68
Tabela 7- Índice de Detecção (Helman).....	69
Tabela 8- Número de Prioridade de Risco (RPN).....	69
Tabela 9- Distribuição da frequência de classes de velocidade de vento sobre as naceles %.....	77
Tabela 10-Dados da CEMIG e resultados dos cálculos do OEE para os quatro aerogeradores	80
Tabela 11- Incidência e Frequência de Falhas	84
Tabela 12-Tabela índice de Ocorrência para os aerogeradores da CEMIG.....	85
Tabela 13- Distribuição Anual de Taxa de Falhas por Sistemas	86
Tabela 14- Probabilidade de índice de Ocorrência (CEMIG)	94
Tabela 15-Tabela do Índice de Gravidade (CEMIG).....	94
Tabela 16- Tabela do Índice de Detecção (CEMIG).....	95
Tabela 17-Tabela do Índice de Risco (CEMIG)	95
Tabela 18- Falha de Origem Mecânica Histórica (Parte I)	97
Tabela 19- Falha de Origem Mecânica Histórica (Parte II)	98
Tabela 20- Falha de Origem Elétrica Histórica (Parte I).....	99
Tabela 21- Falha de Origem Elétrica Histórica (ParteII)	100
Tabela 22- Falha de Origem Elétrica Histórica (Parte III)	101
Tabela 23- Falhas de Origem de Controle Histórica (Parte I).....	102
Tabela 24- Falhas de Origem de Controle Histórica (ParteII)	103
Tabela 25-Tabela de Índice de Risco (RPN).....	104

Tabela 26- Falhas de Origem Mecânica Conceitual (Parte I)	117
Tabela 27- Falhas de Origem Mecânica Conceitual (ParteII)	118
Tabela 28- Falhas de Origem Mecânica Conceitual (Parte III)	119
Tabela 29- Falhas de Origem Mecânica Conceitual (ParteIV)	120
Tabela 30- Falhas de Origem Elétrica Conceitual (ParteI)	121
Tabela 31- Falhas de Origem Elétrica Conceitual (ParteII)	122
Tabela 32- Falhas de Origem Elétrica Conceitual(ParteIII)	123
Tabela 33- Falhas de Origem Elétrica Conceitual (Parte IV)	124
Tabela 34- Falhas de Origem de Controle Conceitual (Parte I)	125
Tabela 35- Falhas de Origem de Controle Conceitual (Parte II)	126
Tabela 36- Falhas de Origem de Controle Conceitual (ParteIII)	127
Tabela 37- Falhas de Origem Estrutural Conceitual (Parte Única)	128

Lista de Abreviaturas e Siglas

AAEE-	Argentinian Wind Energy Association
ABEEólica-	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABEAMA-	Associação Brasileira de Energia Renováveis e Meio Ambiente
ANEEL-	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARRA-	The American Recovery and Reinvestment Act
AWEA-	American Wind Energy Association
JUSE-	Japanese Union of Scientists and Engineers
SNPTEE-	Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
WWEA-	World Wind Energy Association
OEE-	Overall Efficiency Energy (Na produção de Energia)
OEE-	Overall Equipment Effectiveness (Na produção industrial)
FMEA-	Failure Mode and Effect Analysis

Lista de Símbolos

$C_{P_{Real}}$	-	Coeficiente de Eficiência Real
$C_{P_{Betz}}$	-	Coeficiente de Potência de Betz
A	-	Fator de Disponibilidade
B	-	Fator de Desempenho
C	-	Fator de Qualidade
dE	-	Diferencial da Energia
dm	-	Diferencial da Massa
dt	-	Diferencial do Tempo
E	-	Energia Cinética
F	-	Força
m	-	massa
$Pot.$	-	Potência
$Pot. \text{ rotor}$	-	Potência do rotor

R - Raio do Rotor

T . *Calendário*
- Tempo Disponível

Tempo Padrão- (T. tempo) Tempo necessário à produção de KWh

v - velocidade

V - Velocidade Média dos Ventos

$V1$ - Velocidade da massa de ar à entrada no modelo de Betz

$V2$ - Velocidade da massa de ar após passar pela turbina.

$V3$ - Velocidade da massa de ar à saída

ε - Coeficiente de Deslizamento

λA - Taxa de Velocidade do Rotor

ρ - Densidade

ω - Velocidade Angular

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
1.2 Objetivo Geral	4
1.3 Objetivos Específicos.....	5
1.4 Metodologia.....	6
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 Situação Atual da Energia Eólica	7
2.1.1 Situação da Energia Eólica nos Estados Unidos	12
2.1.2 Situação da Energia Eólica na Alemanha.....	14
2.1.3 Situação da Energia Eólica no Brasil	17
2.2- Características desejáveis da Produção de Energia Eólica.....	19
2.3 Fatores que influenciam a distribuição do vento.....	20
2.4- Caracterização da Energia Disponível nos Ventos	27
2.5- Influência de Fatores Eletromecânicos na Transformação da Energia Disponível no Rotor em Energia Elétrica.....	33
2.6- Influência de Fatores Operacionais na Eficiência Energética de Sistemas de Geração de Energia Eólica	35
2.7 Descrição de um Aerogerador	37
2.7.1 Rotor.....	39
2.7.3 Gerador Elétrico	44
2.7.3 Sistema de Transmissão	45
2.7.3 Sistema de Controle	46
2.7.4 Torre.....	47
2.7.5 Sistema de Freios	48
2.8 Manutenção Produtiva Total (TPM) e Eficiência Global de Equipamento (OEE).....	49
2.8.1 Avaliação das Seis Grandes Perdas Através do Coeficiente OEE	55
2.9 Análise de Modo e Efeito de Falhas (FMEA)	59
2.9.1 Dimensão da Ocorrência de Falha.....	65
2.9.2 Dimensão da Gravidade de Falha.....	66
2.9.3 Dimensão da Detecção de Falha	68
2.9.4 Dimensão do Risco de Falha	69

USINA EÓLIO-EXPERIMENTAL MORRO DO CAMELINHO	70
3.1- Descrição da Usina Eólio-Experimental Morro do Camelinho.....	70
3.2 Cálculo da Eficiência Global de Energia (OEE) da Usina do Morro do Camelinho	78
3.3 Caracterização dos Processos de Falha Observados nos Aerogeradores da Estação do Morro do Camelinho	82
3.3.1 Classificação das Falhas Históricas dos Aerogeradores.....	83
3.3.2 Análise das Principais Ocorrências por Sistema	86
3.3.3 Análise da Criticidade Utilizando o FMEA	94
FMEA HISTÓRICO	97
4.1- Falhas de origem Mecânica	97
4.1.2- Falhas de origem Elétrica.....	98
4.1.3- Falhas de origem de Controle	101
4.1.4- Resumo dos modos de falha mais críticos	103
ANÁLISE DOS RESULTADOS	105
CONCLUSÕES.....	109
PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS	111
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	112
APÊNDICE A	116
APÊNDICE B.....	129
ENTREVISTA 1	129
ENTREVISTA 2	132

INTRODUÇÃO

O acelerado crescimento econômico mundial das últimas décadas e a crescente necessidade da sociedade moderna de transformar matérias primas em produtos e serviços de valor agregado cada vez mais elevado exigem capacidades de geração e de transmissão de energia cada vez maiores.

Neste contexto, a produção de energia deveria ser capaz de atender princípios básicos de sustentabilidade (preservação do meio ambiente, utilização de recursos renováveis, etc.), e de desempenho técnico (alta eficiência de produção, minimização de perdas, alta confiabilidade, baixo risco, etc.).

Entre todos os aspectos mencionados anteriormente o mais importante a ser considerado é, sem dúvida, o relativo à sustentabilidade. A questão ambiental está sendo bastante valorizada quanto à escolha de futuras fontes de energia. A utilização de fontes de energia não renováveis nas últimas décadas levou o planeta a uma mudança climática e esgotamento de recursos não renováveis como o petróleo estão exigindo uma mudança radical nos conceitos de geração e utilização de energia.

Entretanto, de nada adiantará garantir a sustentabilidade se os recursos energéticos não estiverem disponíveis em grande quantidade, de forma que possam suprir a crescente demanda energética do mercado. Esta mesma energia deverá também ser barata e renovável para que consiga competir equilibradamente com as fontes convencionais de energia.

Por todos os motivos expostos, este trabalho está orientado a analisar uma fonte renovável de energia, que está sendo cada vez mais aplicada em vários países do primeiro mundo, em particular na Europa, e concentrando a atenção na avaliação das perdas

energéticas neste tipo de fonte através de um indicador confiável. Será considerada a energia eólica ou energia produzida a partir do vento. Países como Alemanha tem atualmente mais de 18.000 geradores eólicos com uma produção anual de 18.500 MW, o que representa aproximadamente 6% do consumo energético total do país. A Espanha está investindo fortemente neste tipo de geração, seguindo os passos da Alemanha.

Um dos principais problemas inerentes à produção de energia eólica é a aleatoriedade na fonte de energia, que depende da época do ano assim como das características do local de instalação. Esta característica não pode ser gerenciada facilmente, já que atualmente não é possível armazenar a energia dos ventos. Um dos pontos mais críticos na operação deste tipo de sistemas de geração de energia é o alto custo operacional. Os custos de manutenção de modo geral, são bastante altos, se comparado a sistemas convencionais de geração de energia. É necessário investir em sistemas sofisticados de diagnóstico da condição de elementos mecânicos (pás, redutores, geradores, etc.) e não é fácil a substituição e reparo destes sistemas, que demandam ações demoradas e que interferem significativamente com o ciclo produtivo do equipamento. Assim, a gestão de um sistema de geração eólico deve otimizar a disponibilidade da instalação nas épocas de máxima incidência dos ventos. As atividades de manutenção e teste devem acontecer somente quando a incidência dos ventos é baixa. Isto significa que os planos de manutenção devem ser ajustados às condições ambientais e, mesmo neste contexto, deve garantir a eficiência funcional máxima da instalação nas épocas de ventos mais propícios.

Por este motivo, o objetivo deste trabalho é realizar um levantamento dos principais fatores envolvidos na disponibilidade e eficiência de produção dos sistemas de geração eólicos. Serão levantados parâmetros de operação de sistemas já existentes e estes dados serão

processados de forma a elaborar um mapeamento dos principais fatores que definem a eficiência global de um sistema de geração eólico.

No início da década de 1970 a indústria automobilística constatou que as perdas dos sistemas de produção são decorrentes não só de paradas imprevistas das máquinas, mas principalmente pelas perdas funcionais durante a operação (velocidades lentas de produção, pequenas interrupções, inícios lentos de ciclos produtivos, etc). Para avaliar a influência de todas essas perdas, as indústrias japonesas desenvolveram um parâmetro denominado OEE *Overall Equipment Efficiency*, que mede todas as perdas operacionais das máquinas.

O foco principal desse trabalho será utilizar este indicador existente no meio industrial e adequá-lo ao meio de produção energética.

Dessa forma, o presente trabalho estará centrado acima de tudo na determinação das perdas operacionais dos principais componentes que compõem um sistema de geração de energia eólica utilizando o OEE e identificando as causas raízes desse tipo de perdas, o modo de falha e seu efeito, propondo ações para que o sistema possa atingir a máxima eficiência.

1.2 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é realizar um mapeamento das condições operacionais reais de um sistema de energia eólica, considerando fatores técnicos ligados à operação e manutenção, e por último elaborar um processo de avaliação destes fatores que permita medir e quantificar a eficiência global, ou seja, a eficiência obtida subtraindo-se a percentagem das perdas aerodinâmicas, eletro-mecânicas e operacionais, de um sistema de geração eólica.

1.3 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desse trabalho consistem em determinar as perdas de energia provocadas pelas falhas operacionais em sistemas de geração de eólica e fazer uma análise comparativa das perdas operacionais com as perdas aerodinâmicas e eletro-mecânicas existentes nos sistemas de geração eólica. Bem como avaliar a eficiência global dos sistemas de geração eólica utilizando o parâmetro “*Overall Energy Efficiency*” Eficiência Global Energética (OEE). Serão propostas ações que minimizem as perdas operacionais e aumentem a eficiência produtiva dos sistemas de geração eólica.

1.4 Metodologia

Na metodologia pretende-se fazer levantamento de dados reais de operação e manutenção de sistemas de geração eólica em operação além de avaliar o desempenho global do sistema considerando aspectos, técnicos e de operação utilizando o parâmetro OEE (*Overall Energy Efficiency*).

Dar prosseguimento à metodologia analisando os processos de falha observados numa estação eólica real utilizando a técnica FMEA. E elaborar um roteiro de avaliação para futuras instalações eólicas de forma a garantir já na fase de projeto a eficiência futura da instalação.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Situação Atual da Energia Eólica

Como consta no Atlas da Agência Nacional de Energia Elétrica Aneel (2005), a energia eólica caracteriza-se pela utilização da energia contida nos ventos, ou seja, no ar em movimento. As chamadas turbinas eólicas encarregam-se de transformar a energia cinética das massas de ar em energia cinética de rotação de uma hélice e posteriormente em energia elétrica.

Conforme consta no Atlas da ANEEL (2006), em 1976 foi interligada à rede a primeira turbina eólica comercial, localizada na Dinamarca. A expectativa é que até 2020 a contribuição de energia eólica na matriz energética mundial seja de 12%.

A energia eólica é uma das fontes mais bem vistas atualmente, devido ao fato de ser uma fonte de energia limpa. No entanto, segundo Leite *et al* (2006), existem algumas desvantagens na produção de energia elétrica em usinas eólicas como a variação dos ventos ou a disponibilidade dos insumos, fator de suma importância para que seja economicamente viável.

Segundo a ANEEL (2006) para analisar o potencial eólico de um determinado local deve ser realizado criteriosamente um trabalho de coleta e análise prévia de dados. E num primeiro momento, os dados fornecidos pelas estações meteorológicas ou aeroportos podem ser de grande valia para serem tomados como base.

Não se pode negar que o alto crescimento econômico mundial teve seu esteio graças aos combustíveis fósseis como o petróleo e o carvão mineral. Na passagem do século XX para o atual, um choque com a realidade econômica levou o mundo a perceber a futura ineficiência do petróleo e do carvão provocado por um novo ciclo de crescimento econômico e pelos agravantes ambientais. A preocupação com o meio ambiente tomou forma, mas as fontes alternativas de energia, ou seja, aquelas que chegaram com a finalidade de substituir as fontes convencionais, ainda não estavam prontas para atender a demanda energética mundial. Contudo o alarmante estado ambiental do planeta, como por exemplo, o aquecimento climático, gerado pela emissão de gases produzidos durante a combustão, além do esgotamento das reservas convencionais utilizadas, culminou na valorização e considerável dependência de fontes alternativas de energia conhecidas como “energia verde”.

Como lembra a ANEEL,

O desafio é reduzir o impacto ambiental e, ao mesmo tempo, ser capaz de suportar o crescimento econômico – que, entre outros desdobramentos, proporciona a inclusão social de grandes contingentes da população, com o aumento da geração de renda e da oferta de trabalho. (ANEEL 2008, P.)

Segundo Martins *et al* (2007), em todo o mundo está havendo inúmeros incentivos no sentido de promover o desenvolvimento das fontes de energia limpas, ou seja, todas aquelas que não contribuem para o aumento do efeito estufa. E nesse contexto destaca-se a transformação da energia do vento em energia elétrica. Não somente por se tratar de uma fonte de energia que contribui para um decréscimo na emissão de gases poluentes, como também por permitir segurança no fornecimento. Ainda segundo MARTINS *et al* (2007).

A experiência dos países líderes do setor de geração eólica mostra que o rápido desenvolvimento da tecnologia e do mercado têm grandes implicações sócio-econômicas. A formação de recursos humanos e a pesquisa científica receberam incentivos com a finalidade de dar o suporte necessário para a indústria de energia eólica em formação. Na atualidade, diversos estudos apontam a geração de emprego e o domínio da tecnologia como fatores tão importantes quanto a preservação ambiental e a segurança

energética dos países da comunidade europeia para a continuidade dos investimentos no aproveitamento da energia eólica [MARTINS *et al*, 2007].

Em relação ao mundo de uma forma geral a *World Wind Energy Association*¹ (WWEA) no ano de 2009 previu para o final do mesmo ano, um crescimento de dois dígitos na produção de energia eólica global apesar da crise. Assim, 80% dos países do mundo considerados os maiores produtores de energia eólica, apresentariam segundo a WWEA, 5.374 MW extras instalados somente no primeiro trimestre de 2009. Ao se comparar esse valor com a produção do mesmo período em 2008 pode-se perceber um acréscimo de 23%. A associação previu ainda que até o final de 2009 um total de 152.000 MW de capacidade de produção de energia eólica seria instalada a nível mundial. Desse valor, 21% representariam um crescimento de mercado no período de um ano, em relação a 2008, ao que corresponde a aproximadamente 30.000 MW. Vide GRAF.1.

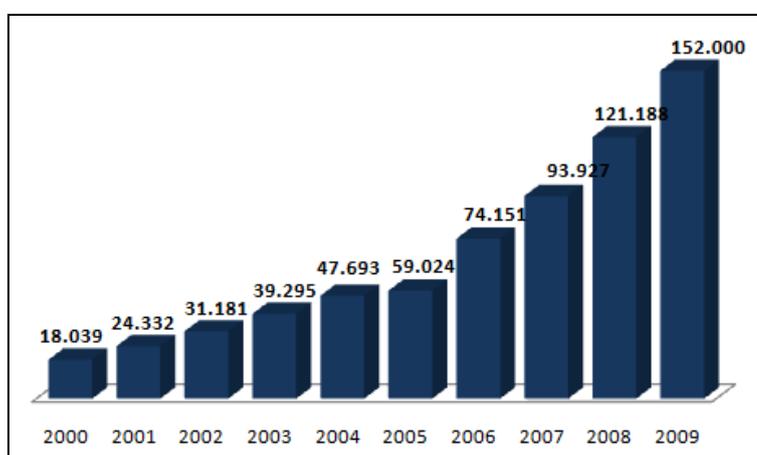


GRÁFICO 1 – Diagrama da capacidade total instalada de energia eólica no mundo MW

Fonte: WWEA, 2009

¹ Associação Mundial de Energia Eólica
Shirley Mota Pedreira

Dados da associação WWEA afirmam que 2009 foi um ano recorde de novas instalações de energia eólica alcançando 10,163 GW, constituindo 39% de toda nova capacidade instalada na União Européia naquele ano.

Para 2010, a *European Wind Energy Association*² (EWEA) prevê até 1GW de nova capacidade de instalações de energia eólica “*Offshore*”, energia produzida no mar, em comparação com 577 MW instalados em 2009, segundo a WWEA.

A WWEA acredita que mesmo quando alguns projetos de energia eólica são adiados em função de problemas com financiamento, ainda assim o desenvolvimento promovido pelo mercado global pode compensar esses atrasos mostrando grandes sinais de vitalidade.

O GRAF. 2 mostra a capacidade de produção mundial instalada de energia eólica no ano de 2008 e a contribuição em percentagem dos principais países responsáveis por tal execução. O primeiro lugar foi ocupado pelos Estados Unidos que conseguiram surpreender a muitos que apostavam no primeiro lugar para a China.

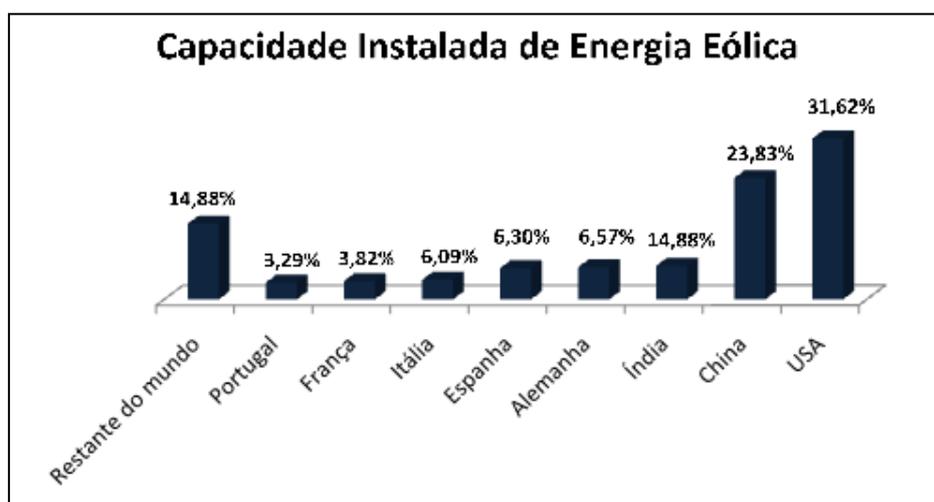


GRÁFICO 2 – Diagrama de produção mundial instalada de energia eólica em 2008

Fonte: WWEA, 2009

² Associação Européia de Energia Eólica
Shirley Mota Pedreira

E o GRAF.3 mostra as taxas médias de crescimento anual das diversas formas de energia renováveis no mundo, inclusive a eólica.

A energia eólica ocupa o terceiro lugar como a forma de energia alternativa mais utilizada, perde apenas para a energia solar e o biodiesel nesse gráfico. Isso não quer dizer, entretanto, que isso seja totalmente válido, pois costuma haver falta de registro em relação à produção de energia eólica a partir de pequenos aerogeradores domésticos.

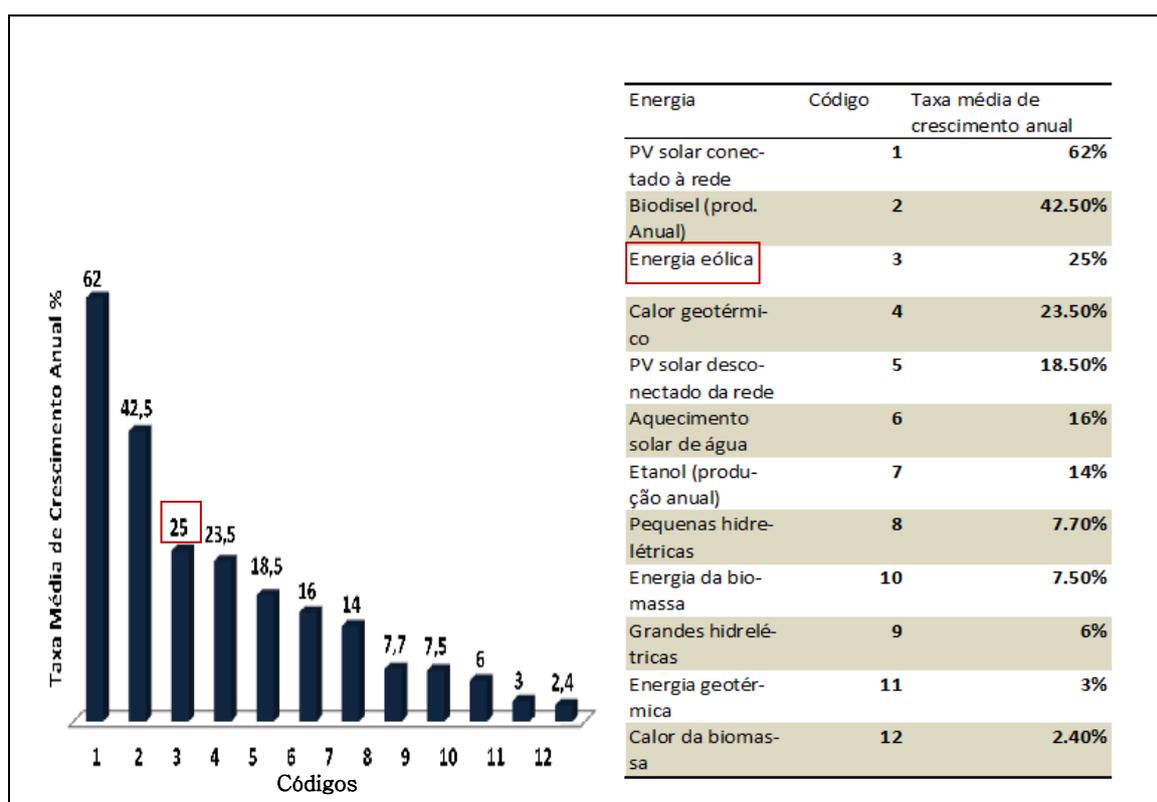


GRÁFICO 3- Diagrama das taxas médias de crescimento anual da capacidade de energia renovável pelo tipo de energia.

Fonte: Rede de Energias Renováveis para o Século XXI (REN21), 2008

2.1.1 Situação da Energia Eólica nos Estados Unidos

Nos Estados Unidos a *American Wind Energy Association*⁷ (AWEA) registrou um grande crescimento na produção de energia eólica. Em 2008 foram instalados mais de 8.500 MW, suficientes para atender a demanda de mais de dois milhões de residências americanas. Os projetos criados em 2008 correspondem a cerca de 42% de toda a nova capacidade de produção a nível nacional acrescentada em 2007. Assim, apenas para o ano de 2008 foi prevista uma redução de quase 44 milhões de toneladas de emissões de carbono, o equivalente a sete milhões de carros nas estradas.

Ao final de 2008, Texas tinha consolidado a sua liderança em termos de capacidade instalada de energia eólica e Iowa superou o estado da Califórnia. Dessa forma, os cinco principais estados americanos em termos de capacidade eólica instalada agora são: Texas, ocupando o primeiro lugar, seguido por Iowa, Califórnia, e ainda Minnesota e Washington.

Em *The American Recovery and Reinvestment Act*⁸ (ARRA) dentre alguns benefícios oferecidos pelo órgão está um programa que permite obter um subsídio do Tesouro nacional a fim de permitir a continuidade e o desenvolvimento da produção eólica mesmo em épocas inseguras de crise, justamente quando são reduzidas as chances de assegurar os créditos fiscais para as fontes renováveis de energia.

Segundo a AWEA (2009), a produção de energia eólica também contribui simultaneamente para a geração de empregos na manufatura, onde cada vez mais pessoas são empregadas na fabricação de turbinas eólicas. A produção desses equipamentos nos Estados Unidos aumentou em 20% no período de 2005 a 2008. Considerando-se fabricantes de

⁷ Associação Americana de Energia Eólica

⁸ Lei Americana de Recuperação e Reinvestimento

turbinas e seus componentes, foram adicionadas e/ou expandidas 70 novas instalações no período anteriormente citado. Na FIG. 1 temos a capacidade instalada por estado americano.

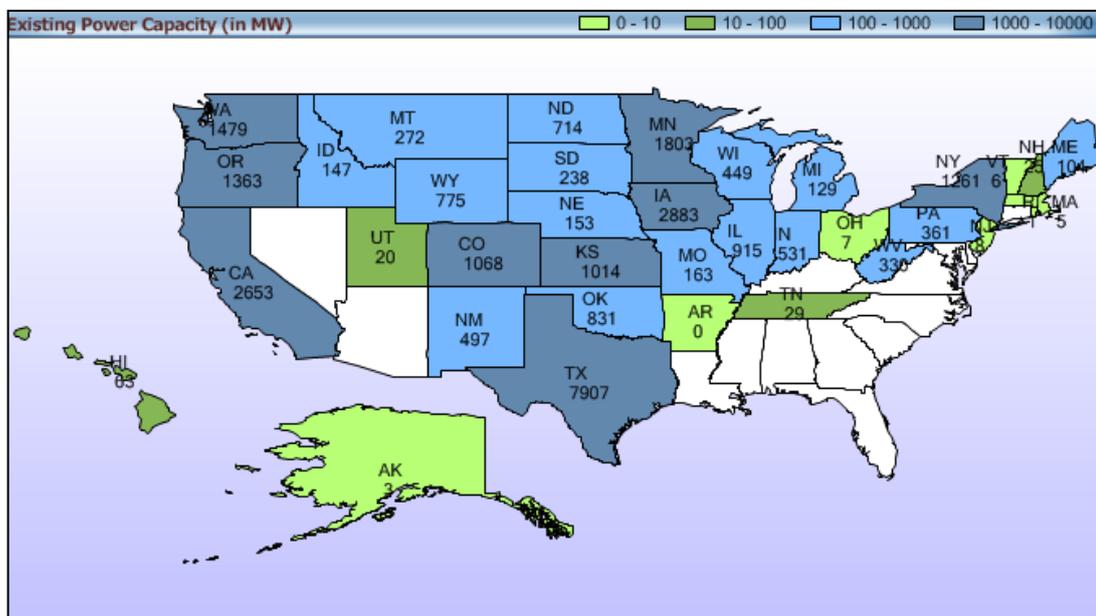


FIGURA 1– Mapa da Capacidade total instalada em MW por estado americano

Fonte: AWEA, 2009

Todas as informações anteriores sobre os Estados Unidos foram retiradas do sítio da AWEA no ano de 2009.

Em 2007, para os Estados Unidos, a energia eólica representou 30% de todo o incremento de capacidade de produção de energia elétrica. Entretanto, esses acréscimos foram observados apenas “*onshore*”, apesar de que esse País possui grande disponibilidade “*offshore*”. Se essa capacidade em potencial fosse aproveitada, seria suficiente para manter toda a demanda de eletricidade dos Estados Unidos . (COSTA *et al*,2009).

2.1.2 Situação da Energia Eólica na Alemanha

Sabe-se que a cada dia as fontes renováveis de energia estão sendo mais valorizadas mundialmente, inclusive a energia eólica. Pelo conceito da *German WindEnergy Association*¹¹(BWE, 2009), o interesse na energia eólica está crescendo globalmente, assim também, a demanda por serviços, sistemas e componentes relacionados à essa forma de energia.

Segundo a BWE, “A indústria gera crescimento econômico e emprego na Alemanha, aproximadamente 100.000 empregos diretos e indiretos”, disse Hermann Albers, presidente da Associação Alemã de Energia Eólica.

A BWE aponta dados de considerável crescimento nas receitas provenientes de instalações de energia eólica e seus componentes, um aumento de praticamente 12%. Para 2008, em relação ao ano de 2007, nada menos que um salto de 7,6 para 8,5 bilhões de dólares. “A demanda global de energia continuará a aumentar e, conseqüentemente, também a procura de tecnologias energéticas eficientes e ambientalmente saudáveis.” (ALBERS, BWE 2009)

A BWE pensa da seguinte forma:

Se os Estados Unidos e o presidente Barack Obama podem conseguir o objetivo de duplicar a oferta de energia renovável em apenas três anos, haverá uma corrida para a fabricação e instalação de centrais de energia eólica. O setor alemão de energia eólica vê-se bem equipado para fortalecer e ampliar ainda mais sua posição de liderança. (BWE, 2009)

¹¹ Associação Alemã de Energia Eólica
Shirley Mota Pedreira

Segundo a BWE, até o final de 2007 a Alemanha instalou 19.460 turbinas eólicas com uma capacidade total instalada de 22.247 MW. Com uma produção de 39,5 TWh de eletricidade, a eólica representa 7,2% do consumo elétrico nacional de 2007.

A *Renewable Energy Sources Act*¹² (EEG), ainda no ano de 2000 lançou a Lei que regulamentava as fontes de energia renováveis (Erneuerbare-Energien-Gesetz / EEG), dando prioridade a estas fontes para ligação à rede, como também distribuição e transmissão. Essa prioridade consiste em obrigar os operadores da rede a comprar a energia vinda de fontes como geotérmica, solar, eólica, proveniente de aterros sanitários, fossas e gás de esgoto. Pode-se dizer que os resultados obtidos com essa Lei são bastante satisfatórios.

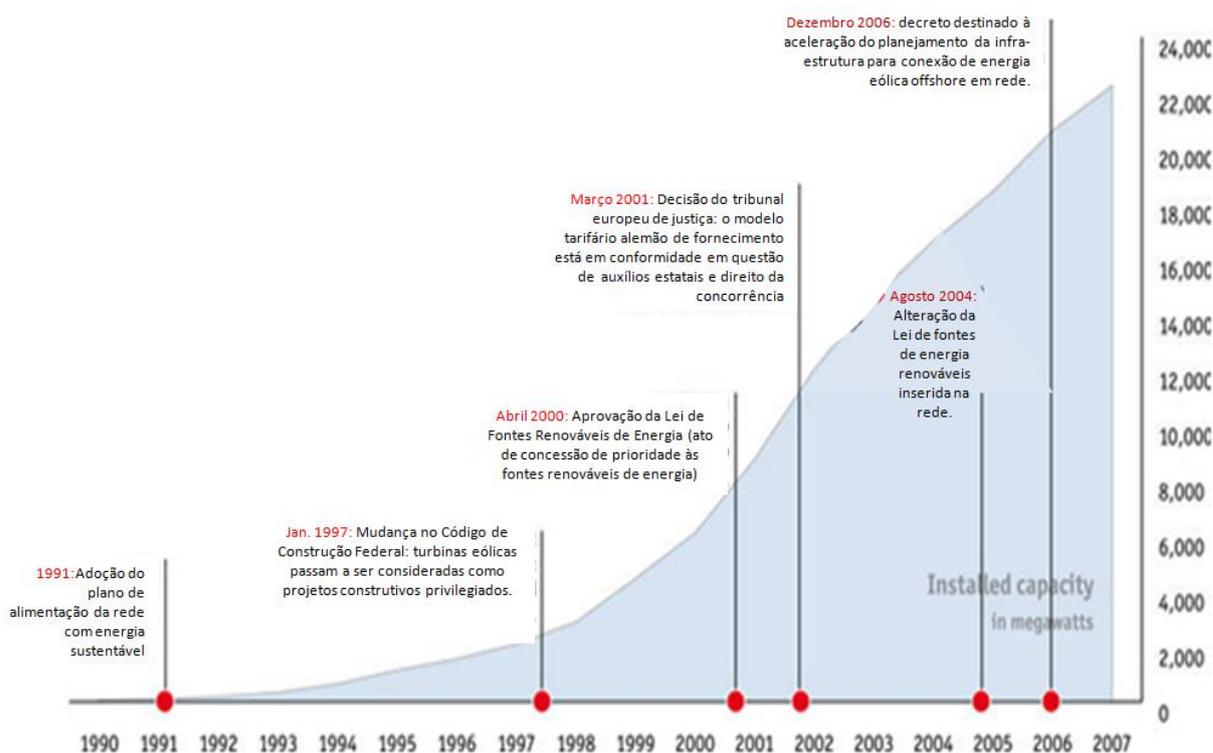


GRÁFICO 4 – Diagrama da capacidade alemã instalada em megawatts

Fonte: BWE 2009

¹² Regulamentação das Fontes de Energias Renováveis
Shirley Mota Pedreira

O GRAF. 4 apresentado mostra o crescimento da capacidade instalada em megawatts na Alemanha no período de 1990 à 2007. Neste gráfico alguns anos são destacados, como o ano de 1991 quando houve a adoção da energia sustentável à rede. Em 1997 foi caracterizada por uma mudança num código federal, que estabelecia que as turbinas passariam a ser consideradas como projetos prioritários de construção, haveria privilégios a esses projetos.

Para 2000 houve a adoção do ato de concessão de prioridade a fontes renováveis de energia e 2001 por decisão do tribunal de justiça europeu, foi considerada adequada a lei das fontes de energias renováveis em termos de auxílios estatais e de concorrência. Em 2004 houve a alteração da regulamentação dessas fontes inseridas na rede. Por fim, em 2006 caracterizou-se pela aceleração da regulamentação da Infra-estrutura de planejamento para ligação à rede da energia eólica “*offshore*”.

Segundo a BWE (2009), na Alemanha, as tarifas de energia eólica são geralmente fixadas por 20 anos e há também benefícios para as construções de instalações eólicas, os chamados projetos privilegiados. As autoridades ficam incumbidas em designar locais específicos prioritários ou zonas preferenciais para a utilização da produção de energia eólica e restringir a construção de parques eólicos em determinadas áreas.

Um problema a ser enfrentado na instalação de parques eólicos corresponde ao aumento do preço do aço, que dobrou em 2004, principal matéria-prima utilizada na construção das turbinas eólicas.

Outro problema é que um grande número de locais adequados são impedidos de comportarem os parques devido a restrições de vizinhança ou de altura. Estas restrições inibem a produção máxima das unidades eólicas.

Entretanto, cálculos feitos pela BWE, mostram que existe ainda como dobrar o potencial de uso dos ventos na produção “*onshore*”, bastando que para isso ocorra a

repotenciação de parques já utilizados, substituindo-se as turbinas existentes por outras com poder de triplicar o rendimento energético. Dessa forma são previstos para 2020 45.000 MW de capacidade “*onshore*” acrescidos de 10.000 MW de capacidade “*offshore*”.

Devido à questões ambientais, os parques “*offshore*”, obedecem à regra de distanciamento de 20 a 60 metros da costa e de 20 a 40 metros de profundidade em águas profundas. Como ainda há pouca experiência na construção de parques eólicos “*offshore*”, o que contribui para aumentar o número de riscos, isso faz com que seja mais complicado obter um financiamento por parte dos bancos.

2.1.3 Situação da Energia Eólica no Brasil

A Associação Brasileira de Energias Renováveis e Meio Ambiente (ABEAMA) classifica a energia eólica como uma fonte de energia abundante, limpa e disponível, tão bem conceituada no mundo inteiro que o Comitê Internacional de Mudanças Climáticas prevê para 2030 a instalação de 30.000 MW.

No Brasil, destaca-se a Usina eólio-elétrica do Morro do Camelinho no município de Gouveia em Minas Gerais, “primeira experiência brasileira de geração de eletricidade para o sistema interligado...” (SNPTEE, Costa *et al*, 2005).

A ABEAMA defende o Estado do Ceará como um dos primeiros a fazer levantamento do potencial eólico com anemógrafos computadorizados. E refere-se também a Minas Gerais quando lembra,

Em Minas Gerais, por exemplo, uma central eólica está em funcionamento, desde 1994, em um local (afastado mais de 1000 km da costa) com excelentes condições de vento. (ABEAMA, 2007).

Dados da produção de energia da Usina Eólio-experimental do Morro do Camelinho serão utilizados para o cálculo de eficiência afim de que os resultados apresentados nesse trabalho expressem a realidade de uma usina eólica.

A Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEólica) previu 414.5 MW de capacidade de produção de energia eólica para o ano de 2009, sendo alcançado de fato mais de 600 MW, quase 200 MW a mais que o previsto. Dessa forma, a estimativa é que para 2010 essa capacidade alcance 1.450 MW de potência instalada total da mesma forma de energia. E os estados que mais favoreceriam tal resultado seriam as costas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte. Também o Planalto da Diamantina na Bahia e a costa do Rio Grande do Sul conforme FIG.2, onde todas essas regiões estão circuladas.

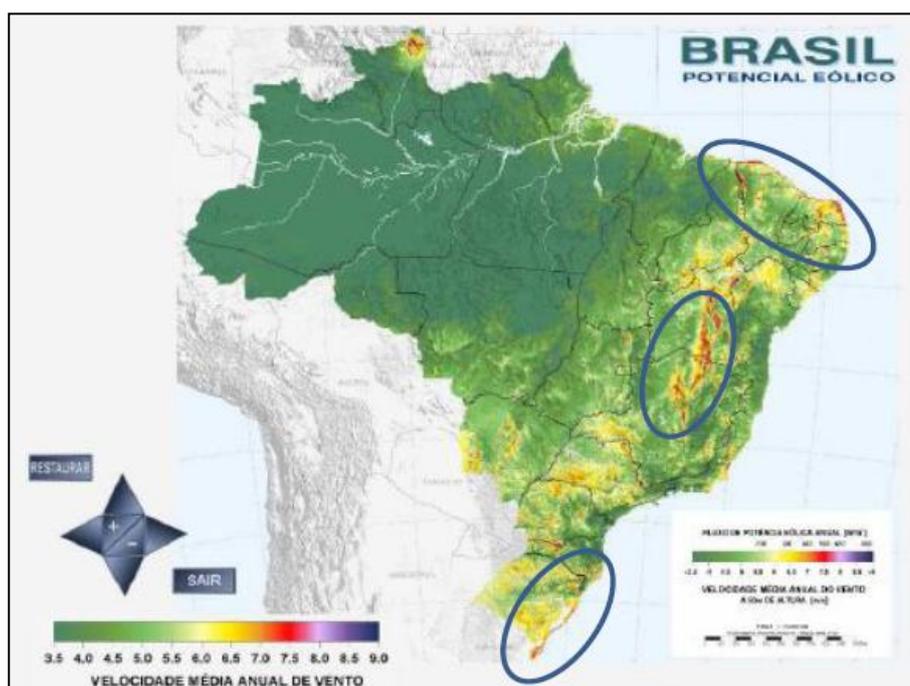


FIGURA 2 - Diagrama das principais regiões brasileiras com incidência de ventos

Fonte: ABEólica, 2009

O Atlas terceira edição criado pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), revela que em 2008, mais precisamente em novembro, o Brasil possuía 17 usinas eólicas. O País é favorecido pela forte incidência de ventos duas vezes maior que a média de incidência mundial. Num estudo realizado em 2001, constatou-se que o potencial eólico nacional era de 143 mil megawatts, ao passo que, em 2008 a potência instalada total de eletricidade não ultrapassava 105 mil megawatts. Ou seja, apenas o potencial eólico nacional seria suficiente para cobrir toda a produção de energia elétrica produzida no Brasil em 2008, sem a necessidade de produção de energia elétrica por nenhuma outra fonte.

Quanto à localização dos parques “*offshore*” nada foi encontrado a respeito da produção eólica brasileira. Segundo Sokër *et al*¹³ (2000, citado por Simão *et al*, 2004), o motivo para tanto interesse na produção “*offshore*” é devido às circunstâncias tais, como pouca disponibilidade de espaço terrestre, também velocidade de vento marítimo superior à terrestre, e, conflitos devido à ocupação do solo com parques eólicos. Para o Brasil, que dispõe de extensas áreas territoriais com grande incidência de ventos, prefere-se optar pela produção “*onshore*”, onde quase não apresentam-se problemas como os citados e cujos custos são menores que na “*offshore*”.

2.2- Características desejáveis da Produção de Energia Eólica

Para ser confiável, uma fonte de energia deve estar disponível o maior tempo possível e deve ser capaz de suprir a demanda existente. Segundo a Aneel (2006), é de extrema importância a realização de trabalhos de campo como a coleta e análise de dados que

¹³ Sokër *et al*. *Offshore Wnd Energy in the North Sea: Technical Possibilities and Ecological Considerations- A Study for Greenpeace*. Online: www.offshorewindenergy.org, 2000.

contenham a velocidade e o regime dos ventos e que possam determinar com certeza a disponibilidade de ventos na região e a validade de um possível parque eólico. Para tanto, podem ser úteis os dados coletados em aeroportos e estações meteorológicas nas proximidades.

Em relação à produção de energia elétrica a partir da eólica, são muitos os fatores a serem considerados e que contribuem de forma decisiva ao sucesso e boa aceitação desta fonte renovável de energia, tais como aspectos geográficos, climáticos, eletro-mecânicos e operacionais.

Segundo Geller (2002), a partir de 2010 prevê-se que o consumo global de energia, aqui se inclui todas as formas de energia, aumentará cerca de 2% ao ano. Além do mais, o uso de combustíveis tradicionais (de origem fóssil, carvão, dentre outros) continuará a crescer, porém, de modo mais lento. E caso as políticas e tendências energéticas permaneçam inalteradas e deficientes, o consumo global de energia para 2025 poderá dobrar, quando comparado ao consumo de energia no ano de 1990. Outra estimativa é que o consumo global poderá estar triplicado em 2050 quando comparado ao consumo de energia que existia em 1990.

2.3 Fatores que influenciam a distribuição do vento

A atmosfera terrestre pode ser considerada como uma gigantesca máquina térmica, onde as massas de ar são transportadas de forma constante devido aos diferentes potenciais

térmicos existentes sobre a superfície do planeta. A fonte de energia desta máquina térmica é o sol.

Em Gasch (2007), afirma-se que devido à forma esférica do planeta, a irradiação solar é máxima no equador, diminuindo em direção aos pólos. Desta forma, existe um excesso de energia térmica no equador e um déficit nos pólos e para equilibrar este processo se gera um fluxo de calor através das massas de ar do equador para aqueles. Se assim não fosse, os pólos se tornariam cada vez mais frios e o Equador cada vez mais quente. Este sistema de equilíbrio térmico é que gera a circulação da atmosfera e também dos oceanos.

Este processo é o responsável pelo denominado sistema global de ventos. A FIG. 3 mostra a distribuição dos ventos globais no planeta. Pode-se observar que em cada hemisfério existem três regiões: a tropical, a temperada e a polar. A região tropical se estende do equador até o paralelo de 30° em cada hemisfério. Nesta região se forma uma corrente ascendente de ar quente e úmido que se direciona para as regiões polares.

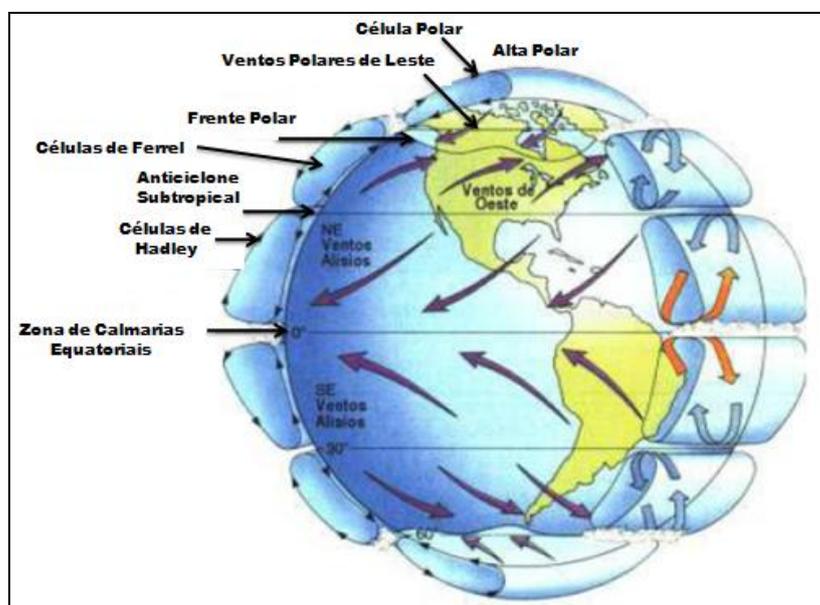


FIGURA 3 -Distribuição dos ventos globais

Fonte: Fonte: <http://www.proclira.uevora.pt/modulos/modulo6.pdf>

Assim, existe um escoamento que ocorre em função das circulações de Hadley e Ferrel. A circulação de Hadley também conhecida como circulação das células de Hadley ocorre da seguinte forma, segundo Martins *et al* (2008), o ar do Equador próximo à superfície, torna-se menos denso, portanto mais leve sobe e então resfria-se, sua umidade é condensada em forma de chuva. Quando esse ar chega ao topo da troposfera terrestre, frio e seco, consegue deslocar-se na direção dos pólos Sul e Norte graças às parcelas de ar que ascendem da superfície terrestre. Entre 20 a 35 graus de latitude Norte e Sul, o ar descende até a superfície e parte desse ar dirige-se ao Equador em baixos níveis, fechando assim, a célula de circulação de Hadley.

Na célula de Hadley e na Polar devido ao movimento de rotação da terra ao redor de seu eixo imaginário, as massas de ar são desviadas para o oeste. Aproximadamente no paralelo de 30^o estas massas descem mais frias e secas e são novamente direcionadas para o equador, gerando um fluxo global de ar denominado Circulação de Hadley (Gasch, 2007). A região temperada se estende aproximadamente entre os paralelos de 30^o e 60^o onde predominam ventos ciclônicos na direção oeste. Finalmente, na região polar existem correntes frias direcionadas predominantemente para o leste.

Segundo a CRESESB em “Energia Eólica Princípios e Aplicações”, a definição para a circulação de Hadley explica que as regiões tropicais, por receberem quase que perpendicularmente os raios solares, são muito mais aquecidas que as regiões polares. Dessa forma o ar quente “produzido” nas baixas regiões dos trópicos sobe e é substituído pelo ar frio proveniente das regiões polares. Esse movimento das massas gera o vento. Então, os ventos jamais se ausentarão de determinadas regiões terrestres, porque nelas sempre existirão fatores desencadeadores de produção eólica. Esses fatores, como já foi mencionando, é o

aquecimento dos trópicos e o resfriamento dos pólos. Essa categoria de ventos semi-permanentes é chamada de ventos planetários.

Existe também o escoamento pluri-anual que ocorre em função das circulações de Walker, associada à ocorrência dos fenômenos de El Niño e La Niña. As células de Walker apesar de como as células de Hadley constituírem um escoamento médio de grande escala, se diferenciam por ser uma circulação no plano vertical-zonal (oeste-leste), ao passo que, a circulação de Hadley caracteriza-se por ser circulação no plano vertical-meridional (sul-norte).

As células de Ferrel são formadas quando a circulação atmosférica existe nas regiões extratropicais entre 30° e 60° de latitude, mas acaba resultando numa célula meridional em cada hemisfério. Dessa forma, parte do ar que desce ou descendente, que se encontra a entre 20° e 35° de latitude escoar para as proximidades da polares da terra. Quando lá chega, ao chocar-se com ar mais frio e denso da região polar, esta célula, por se encontrar mais aquecida, e portanto, menos densa que a massa polar, é obrigada a subir. Neste instante a celular encontra-se já a 60° de latitude e vem acompanhada pela condensação da umidade, como também precipitação e divergência do ar em níveis mais altos.

As classificações para os ventos planetários seriam os ventos alísios, que são aqueles que sopram dos trópicos para o Equador em baixas altitudes. Os contra-alísios, um pouco semelhantes ao anterior, mas que diferem por soprar do Equador para os pólos, assim como os primeiros, mas a altas altitudes. Os ventos do Oeste que sopram dos trópicos para os pólos e os ventos polares. Esses são os ventos frios que sopram dos pólos para as zonas temperadas.

Outros fatores atuam como moduladores dos ventos planetários. O mais importante é a presença de continentes que desloca os centros semi-permanentes das altas e baixas pressões. Associadas a esses fatores estão as monções, ventos periódicos, cuja principal característica é

sua mudança de direção a cada seis meses, onde em certas épocas do ano sopram numa direção e em outra época sopram em direção diferente.

Sobrepostos aos ventos globais existem também distribuições locais de vento originadas principalmente por dois fatores: circulação Mar-Terra e Circulação Montanha-Vale. No caso da circulação Mar-Terra trata-se de um sistema de vento de periodicidade diária nas regiões de costa marítima e de forma menos intensa nas regiões de lagos de grande porte. Nestas regiões, durante o dia a terra aquece mais rapidamente do que a superfície das águas. Isto origina uma elevação das massas de ar na terra que sobem e são direcionadas ao mar.

Simultaneamente, estas massas de ar frio são direcionadas para a costa, originando um vento frio carregado de umidade, conhecido como vento marítimo. Durante a noite este processo se inverte, devido ao fato de que a terra resfria mais rapidamente do que o mar. Estes ventos noturnos são menos intensos devido ao fato de que são detidos pelas irregularidades do terreno e pela vegetação. A FIG. 4 mostra o princípio dos ventos locais gerados entre Mar e Terra.

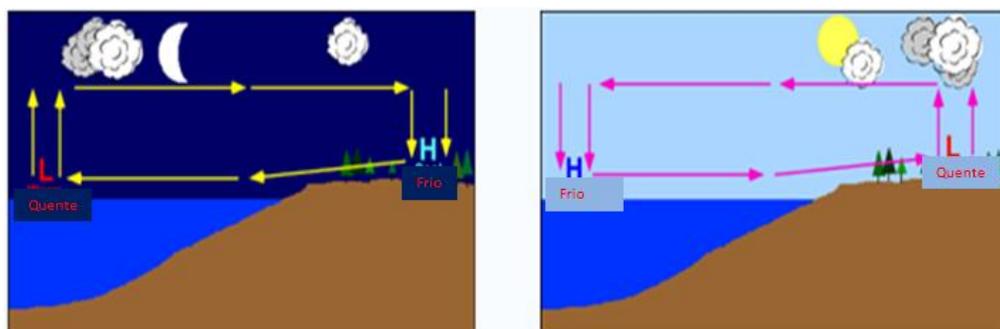


FIGURA 4– Origem dos ventos e brisas marítimas

Fonte: www.physicalgeography.net/fundamentals

A circulação da brisa marítima e terrestre, é um fenômeno de mesoescala caracterizado por possuir dimensões de 1 a 100 Km e tempo de vida, ou duração de minutos a dias. Isso pode ser explicado como a exemplo do que ocorre nas regiões costeiras.

Em termos de ventos de pequena escala existem ainda os ventos anabático e catabático, também conhecidos como brisa vale-montanha e montanha-vale. Também são ventos originados por diferenças de temperatura, nesse caso entre o solo da montanha (aquecido de dia e resfriado a noite) e o ar circunvizinho.

Nas regiões de montanha são formados diversos tipos de fluxos locais de vento originados também em diferenças térmicas e nas características do terreno. Existem ventos de drenagem, cuja direção muda do dia para a noite. A FIG. 5 mostra os principais sistemas de ventos em regiões de montanha. Pode-se observar que, durante o dia, as correntes no vale e nas ladeiras da montanha são ascendentes e durante a noite são descendentes.

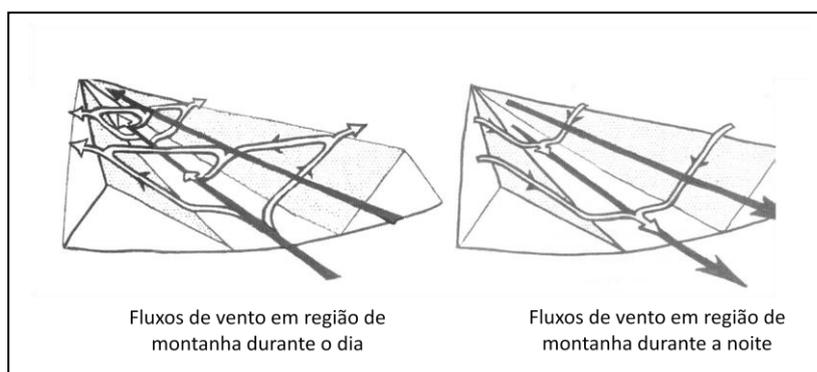


FIGURA 5– Fluxos de vento em regiões montanhosas

Fonte: Gasch; Twele, 2007

Alem dos aspectos mencionados anteriormente, existe mais outra fonte de variação dos ventos, originada no processo de fricção das massas de ar com o solo. Esta região é denominada camada limite atmosférica e origina uma variação vertical do perfil de velocidades de acordo com o mostrado na FIG. 6.

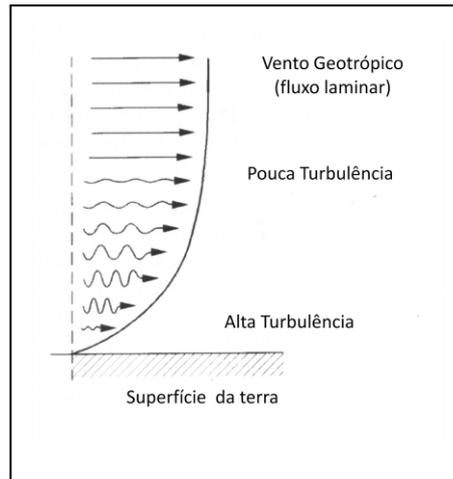


FIGURA 6– Variação do perfil de ventos devido à camada limite atmosférica

Fonte: Gasch; Twele, 2007

Os equipamentos de geração de energia eólica trabalham precisamente dentro da camada limite atmosférica. Dependendo da rugosidade do terreno, do perfil vertical de temperatura e da velocidade do vento, a altura da camada limite atmosférica varia de forma significativa. A rugosidade, por exemplo, é bastante decisiva quanto à absorção do impacto do vento sobre a superfície terrestre.

Na camada limite atmosférica a velocidade horizontal dos ventos é da ordem de 10 m/s. O atrito existente na superfície faz com que as velocidades médias verticais da camada mais próximas do chão sejam extremamente baixas, apenas alguns milímetros por segundos. As ondas noturnas da camada limite costumam transportar pequenas quantidades de calor, umidade e poluentes, além do transporte de quantidade de movimento e energia. Essas ondas são geradas pelo cisalhamento do vento médio e pelo fluxo médio devido aos obstáculos a serem vencidos pelas camadas. Essas ondas conseguem se propagar mesmo distantes de sua fonte de emissão assim como ocorre nas explosões e tempestades. A intensidade da turbulência existente nessas ondas faz com que a camada limite se apresente com características diferentes do restante da atmosfera.

Além da camada limite atmosférica, existe ainda turbulência em nuvens convectivas e também nas proximidades correntes de jatos que são capazes de criar um regime turbulento. A turbulência pode ser definida como a sobreposição de redemoinhos de diferentes tamanhos. E por sua vez, os redemoinhos podem ser definidos como rajadas sobrepostas de vento a ventos médios. Parte da turbulência da camada limite atmosférica provém de forças terrestres como o aquecimento da terra pelo sol. O ar aquecido passa a ocupar uma posição mais alta, configurando o que se conhece por turbulência convectiva. Também existe a turbulência cisalhante, originada pelas forças de atrito com a superfície. Por fim, obstáculos terrestres como árvores e construções também desviam o fluxo gerando turbulência em regiões vizinhas.

Devido a todas as influências mostradas anteriormente e a superposição do sistema global e sistemas locais de vento, a intensidade e direção dos ventos varia significativamente. Por este motivo, é necessário selecionar um local adequado para a instalação de geradores eólicos, de forma a maximizar a intensidade dos ventos e também minimizar as influências negativas que possam interferir com o fluxo dos ventos como, por exemplo, a presença de edificações, plantações, etc.

2.4- Caracterização da Energia Disponível nos Ventos

Quanto à energia disponível no vento, ela é originada na energia cinética existente nas massas de ar em movimento que pode ser expressa pela seguinte equação

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

Onde m é a massa de ar em movimento e v a velocidade desta massa de ar.

A potência do vento medida através de uma superfície de controle F numa corrente de vento pode ser expressa pela variação da energia no tempo

$Pot = dE/dt$, como se trata de uma potência gerada a partir da energia do vento tem-se que:

$$Pot = \frac{d\left(\frac{1}{2}mv^2\right)}{dt} \quad (2.2)$$

Obtem-se:

$$Pot = \frac{1}{2}\left(\frac{dm}{dt}\right)v^2 \quad (2.3)$$

Porém, uma vez que a massa pode ser considerada constante,

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} \quad (2.4)$$

Considerando-se que existe conservação de massa e se trata de um fluido incompressível tem-se, que ρ é a massa específica onde,

$$m = \rho \text{Volume} \quad (2.5)$$

E a fórmula do volume será dado substituindo-se a altura pela distância d .

$$\text{Volume} = F(\text{área da seção}) \times d \quad (2.6)$$

E dessa forma a massa será expressa em função da massa específica, da área da seção transversal e da distância:

$$m = \rho F d \quad (2.7)$$

Como a distância pode ser expressa em função da velocidade e do tempo a massa será:

$$m = \rho F v t \quad (2.8)$$

onde:

$$\dot{m} = \frac{d(\rho F v t)}{dt} = \rho F v \frac{dt}{dt} \quad (2.9)$$

A diferencial acima resultando em:

$$\dot{m} = \rho F v \quad (2.10)$$

Se a equação (10) for substituída na (3) obter-se-á:

$$Pot = \frac{1}{2} \rho F v^3 \quad (2.11)$$

Em suma, $Pot = \frac{1}{2} [dm/dt] v^2 = \frac{1}{2} \rho F v^3$.

Esta é a potência disponível em uma corrente fluida. Para considerar a potência que um rotor de um gerador de energia eólica pode efetivamente extrair de uma massa de ar que incide com uma velocidade v no rotor, pode ser utilizado o modelo de Betz (Gasch, 2007). Neste modelo, é considerado um fluxo ideal de vento que incide com uma velocidade v_1 num rotor, chegando ao rotor a uma velocidade v_2 . O rotor atua como um elemento de absorção de energia, de forma que a velocidade na saída do rotor diminui a um valor v_3 , inferior ao valor v_1 . A FIG. 7 mostra o fluxo de corrente incidente num rotor de acordo com o modelo ideal de Betz (Gasch, 2007).

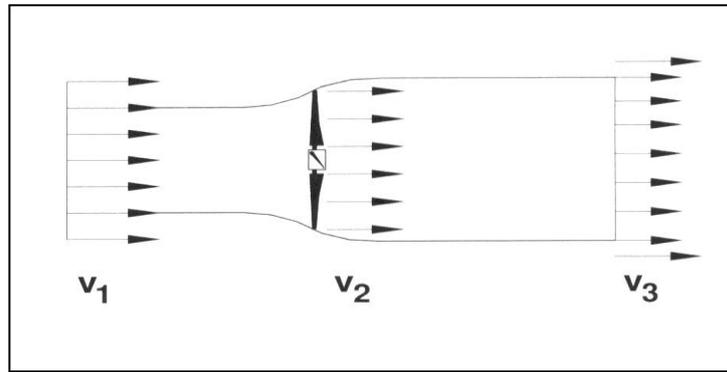


FIGURA 7- Fluxo de corrente de acordo com o modelo de Betz

Fonte: Gasch; Twele (2007)

De acordo com este modelo, a potência que pode ser extraída do motor é definida pela seguinte expressão

$$Pot_{rotor} = \frac{1}{2} \rho F v_1^3 \left\{ \frac{1}{2} (1 + v_3/v_1) [1 - (v_3/v_1)^2] \right\} \quad (2.12)$$

Esta equação pode também ser escrita da seguinte forma

$$Pot_{rotor} = \frac{1}{2} \rho F v_1^3 C_{p,Betz} \quad (2.13)$$

Sendo $C_{p, Betz}$ um coeficiente de eficiência, que permite calcular a fração de potência que, é possível extrair num rotor sobre o qual incide uma massa de ar com uma velocidade v_1 . Este coeficiente é definido pela seguinte relação,

$$C_{p,Betz} = \left\{ \frac{1}{2} (1 + v_3/v_1) [1 - (v_3/v_1)^2] \right\} \quad (2.14)$$

O valor máximo deste coeficiente é atingido para uma relação $v_3/v_1=1/3$. Para esta relação o coeficiente de eficiência atinge o seguinte valor, $C_{p,Betz} = 0,59$, como mostra a GRAF. 5.

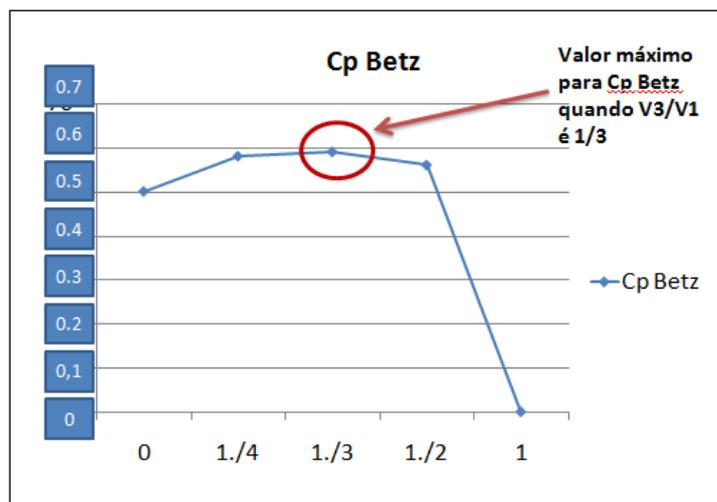


GRÁFICO 5: Gráfico do coeficiente de Betz em função do quociente de velocidade

Fonte: Gasch, Twele, 2007

Isto significa que, de acordo com o modelo de Betz, a máxima energia, que é possível extrair de uma massa de ar através de um rotor, é de aproximadamente 60% da energia disponível na massa de ar incidente no rotor.

Este modelo não considera outras perdas existentes no processo de transformação de energia do vento em energia no rotor, como as perdas por fricção no perfil do rotor, perdas no extremo das pás do rotor por geração de vórtices e perdas devidas aos torques reativos originados nas pás do rotor. Todos estes fatores reduzem ainda mais a energia que pode ser extraída do vento. Para considerar estas perdas é medido um coeficiente de eficiência real denominado $C_{p, real}$ (Gasch, 2007) que depende do tipo de perfil aerodinâmico utilizado no rotor, do número de pás do rotor e da relação entre a velocidade máxima tangencial atingida no rotor e a velocidade de incidência do vento (v_1). O GRAF. 6 mostra o diagrama de variação do coeficiente de eficiência real $C_{p, real}$ em função dos parâmetros mencionados anteriormente,

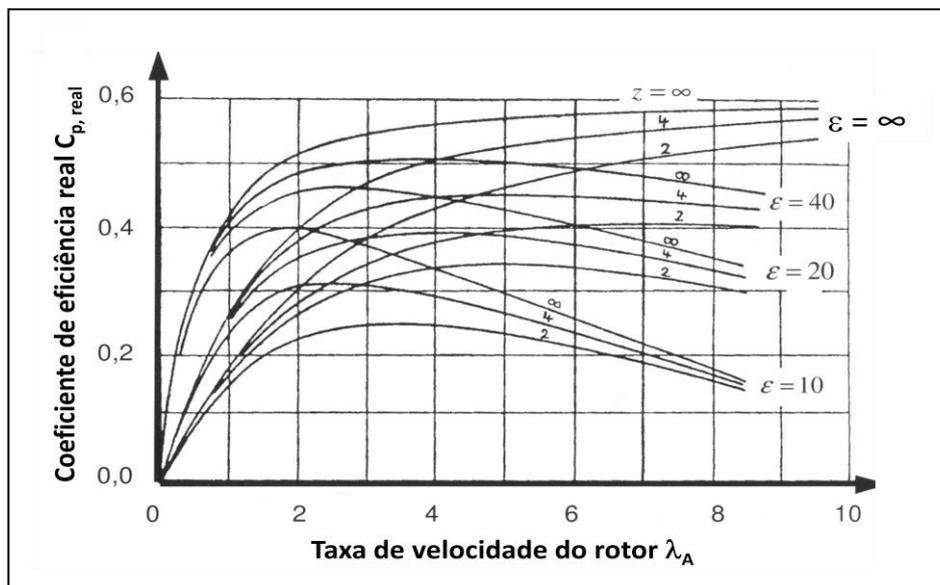


GRÁFICO 6 - Gráfico da variação do coeficiente de eficiência real de um rotor $C_{p,real}$

real

Fonte: Gasch; Twele, 2007

Nesta figura λ_A é denominada taxa de velocidade do rotor e é definida pelo quociente entre a velocidade tangencial máxima do rotor e a velocidade incidente da massa de ar (v_I)

$$\lambda_A = \omega R / v_I \quad (2.15)$$

Sendo ω a velocidade angular do rotor e R o raio do rotor.

O parâmetro ϵ do GRAF. 6 é denominado coeficiente de deslizamento, segundo o autor, e é a relação entre a força de sustentação e a força de arrasto do perfil aerodinâmico utilizado no rotor.

$$\epsilon = (\text{Força de Sustentação} / \text{Força de Arrasto})_{\text{perfil}} \quad (2.16)$$

Pode-se observar no GRAF. 6 que a eficiência máxima real do rotor pode variar significativamente dependendo do tipo de perfil aerodinâmico utilizado (ϵ), do diâmetro do rotor (λ_A) e do número de pás do rotor (z). Para perfis aerodinâmicos eficientes, com valores

de ε superiores a 40, tendendo a ∞ (infinito) e taxas de velocidade de rotor λ_A superiores a 5 ou 6, é possível atingir coeficientes de eficiência máxima de 0,55; ou seja, na melhor das condições construtivas do rotor é possível extrair em torno de 55% da potência existente na massa incidente de ar. Assim, as perdas totais no rotor devido a fatores aerodinâmicos estão por volta de 45% para perfis aerodinâmicos mais eficientes e rotores de grandes diâmetros, podendo atingir valores superiores a 60% no caso de rotores com perfis aerodinâmicas menos eficientes e pequenos diâmetros de rotor.

2.5- Influência de Fatores Eletromecânicos na Transformação da Energia Disponível no Rotor em Energia Elétrica

Os geradores de energia eólica são atualmente utilizados para gerar energia elétrica. Na maioria dos casos são utilizados geradores de corrente alternada que alimentam diretamente a rede elétrica respeitando a frequência utilizada na rede (por exemplo, 50 Hz na Alemanha ou 60 Hz nos Estados Unidos). Para transformar a potência disponível no rotor em potência elétrica fornecida à rede elétrica devem ser utilizados equipamentos mecânicos e elétricos, tais como redutores de velocidades, geradores elétricos, sistemas de freio para controlar a velocidade de rotação da hélice, etc. Todos estes componentes consomem parte da energia disponível no rotor em perdas mecânicas decorrentes de fricção entre componentes mecânicos, perdas elétricas devido a aquecimento de condutores (efeito Joule) e perdas

indutivas nos diversos componentes do sistema elétrico entre outras perdas inerentes aos sistemas eletromecânicos necessários para a transformação da potência existente no rotor em potência fornecida à rede.

No que se refere aos geradores elétricos que são acoplados aos geradores eólicos se faz necessário conhecer suas características elétricas e seu desempenho para diferentes faixas de rotação. Com esta finalidade, foi implementado no LAER (Petry et al, 2006), Laboratório de Energias Renováveis do NUTEMA (Núcleo Tecnológico de Energia e Meio Ambiente), uma bancada de testes para geradores de pequeno porte, onde foram medidas as perdas observadas nos geradores elétricos utilizados em geradores eólicos de pequeno porte. Os resultados obtidos são mostrados no seguinte gráfico:

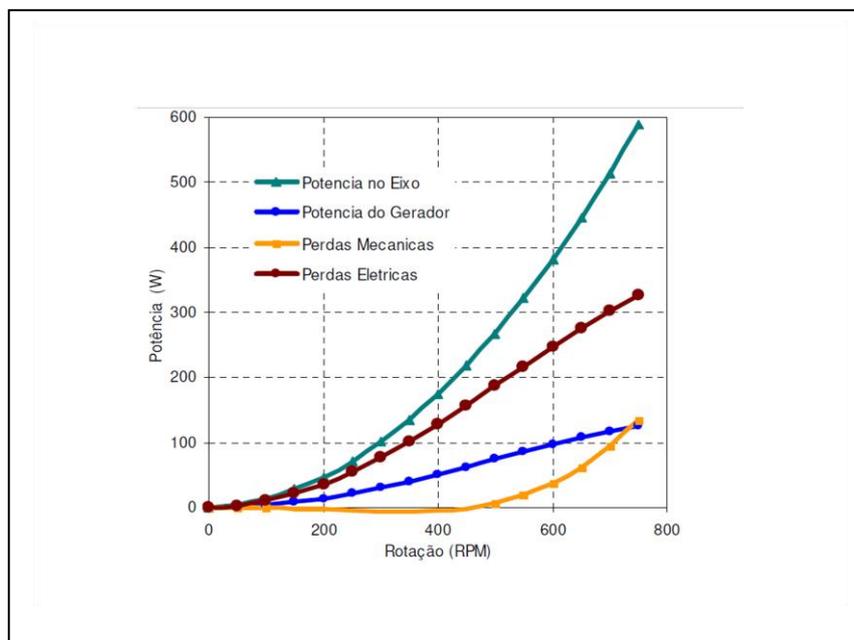


Gráfico 7 – Diagrama de comparação entre a potência e as perdas num gerador elétrico

Fonte: Petry, 2006

Pode-se observar não GRAF. 7 que as perdas mecânicas quanto às elétricas aumentam significativamente com a velocidade do rotor (velocidade no eixo). Este é um dos motivos que limitam os projetos dos geradores eólicos, já que rotações elevadas geram perdas significativas nos diversos componentes eletromecânicos, necessários para transformar a energia disponível no rotor do gerador eólico em energia elétrica. Os dados apresentados no GRAF. 7 não podem ser considerados como definitivos para avaliar as perdas nos geradores eólicos de grande porte, já que foram obtidos em geradores de pequeno porte. Entretanto, é importante observar que as perdas na transformação da potência no rotor em potência elétrica fornecida à rede elétrica são muito significativas e devem ser cuidadosamente avaliadas na definição de uma central de energia eólica.

2.6- Influência de Fatores Operacionais na Eficiência Energética de Sistemas de Geração de Energia Eólica

Como foi detalhada nas seções anteriores, a potência máxima que pode ser extraída de uma massa de ar em movimento com uma velocidade média v_1 através de um rotor varia entre 40% e 60%. Para transformar esta energia obtida no rotor em energia elétrica, é necessário também pagar um alto preço, já que as perdas nos sistemas eletromecânicos envolvidos nesta transformação são também muito significativas.

Mesmo considerando-se as perdas aerodinâmicas anteriormente mencionadas, existem ainda fatores operacionais envolvidos, que podem interferir significativamente na eficiência da energia global fornecida pelos parques de geração eólicos.

Nos sistemas modernos de geração eólica, o principal problema operacional que limita a eficiência dos parques eólicos é a forte incidência de paradas imprevistas por manutenção e os altos custos de manutenção ao longo da vida útil dos geradores. O GRAF. 8 apresenta a evolução dos custos operacionais dos geradores eólicos com a idade dos equipamentos (Gasch, 2007).

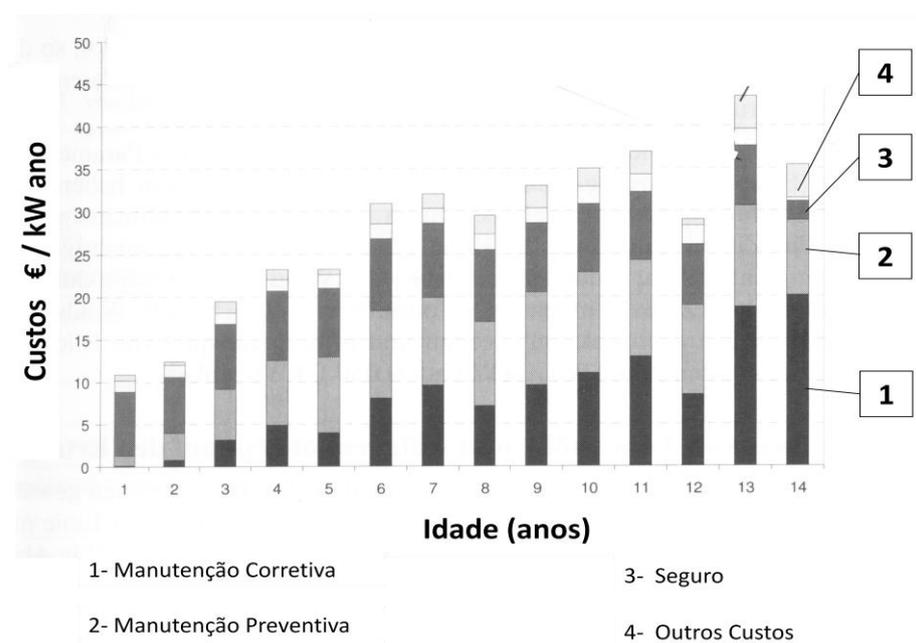


GRÁFICO 8 – Evolução dos custos operacionais anuais das centrais eólicas

Fonte: Gasch, 2007

Pode-se observar no GRAF. 8 que depois de uma década de operação os custos operacionais chegam a quadruplicar. Evidentemente esta evolução não é muito aceitável para nenhum sistema de produção. Pode-se observar também no gráfico que o aumento maior de custos está ligado à manutenção corretiva, o que se trata de um sério problema, uma vez que se deveria dar prioridade à manutenção preventiva ou preditiva dependendo da situação. Este fato é bastante importante e merece muita atenção já que, em geral, o aumento de custos diretos com a manutenção corretiva tem associado também perdas indiretas por indisponibilidade de equipamentos e perdas de produção de energia, que geralmente resultam em valores muito superiores aos custos diretos de manutenção.

2.7 Descrição de um Aerogerador

Abaixo, a figura que mostra os principais constituintes de um aerogerador. Na sua extremidade inferior esquerda pode-se observar um perfil aerodinâmico. Onde as setas mais finas correspondem ao escoamento do fluido. A seta mais grossa perpendicular ao perfil representa a força de sustentação, semelhante ao que acontece com as asas de um avião.

Atualmente, muito se tem dominado a respeito da tecnologia da transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica através de geradores, segundo a CRESESB/CEPEL (2005), isso já não constitui um problema. A dificuldade quando se deseja produzir energia elétrica a partir da energia dos ventos é “a integração dos geradores aos sistemas de conversão.” (CRESESB/CEPEL, 2005).

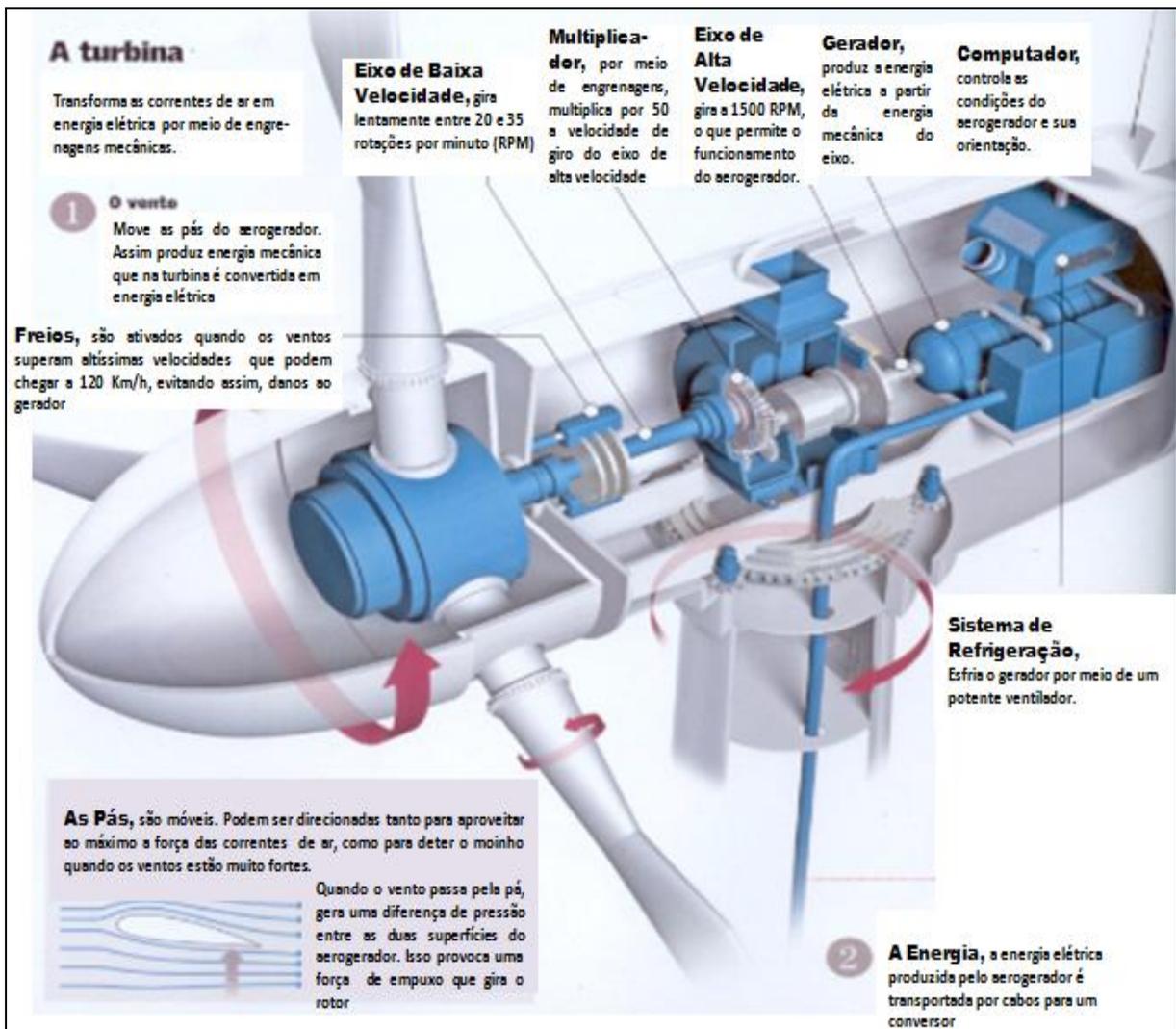


FIGURA 8: Partes constituintes de um sistema eólico

Fonte: Atlas Visual da Ciência, p.50

A seguir estão listados aspectos relacionados à energia primária e à rede elétrica na qual o sistema eólico é inserido, segundo Nunes (2003):

- variações na velocidade do vento (extensa faixa de rotações por minuto para a geração);
- variações do torque de entrada (uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo);
- exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida;

- facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção (isto é, necessitam ter alta confiabilidade);
- rede elétrica fraca com limitações na transmissão da potência elétrica, ou sistema forte com reservas de potência reativa.

A CEPEL acredita na idéia de que atualmente, existem várias alternativas de conjuntos moto-geradores, são eles: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores de comutador de corrente alternada. E como cada um apresenta suas vantagens e desvantagens, deve-se fazer uma análise detalhada a respeito de sistemas de conversão de energia eólica. A seguir são detalhados os principais componentes de um aerogerador.

2.7.1 Rotor

Em CRESESB/CEPEL (2005) é citado o rotor, instrumento que transforma a energia eólica do vento em energia mecânica. Este equipamento captura a energia cinética dos ventos para que esta possa posteriormente ser transformada em energia mecânica de rotação. De todos os componentes pode-se dizer que é aquele que se apresenta como o mais importante, ou pelo menos como o mais característico do sistema do qual faz parte. O tipo mais utilizado nos sistemas eólicos atuais é o rotor de eixo horizontal. Geralmente esse tipo de eixo é o mais comum e é movido por forças de sustentação, que atuam perpendicularmente ao escoamento e as de arrasto, que atuam na mesma direção do escoamento. Se um corpo obstruir o movimento

do vento, ele sofrerá a influência de forças que atuam de modo perpendicular à direção de escoamento, que são as forças de sustentação. E também sofrerá a ação das forças que atuam na mesma direção de escoamento ou forças de arrasto. Todos esse dois tipos de força são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento.

Quanto à posição do eixo do rotor, existem dois tipos: eixo vertical e horizontal. Como cita Carvalho (2006), nos rotores de eixo vertical, FIG. 9, não existe a necessidade de um sistema de orientação para direcionar o rotor na direção do vento, e nem de um sistema de controle do ângulo de ataque das pás. No entanto, o acionamento inicial do rotor/turbina deve ser feito a partir de motores, até que se atinja a velocidade adequada para impulsionar as pás. E também, as Lâminas das pás de eixo vertical sofrem constantemente os efeitos de fadiga mecânica, porque se encontram expostas a cargas alternadas.

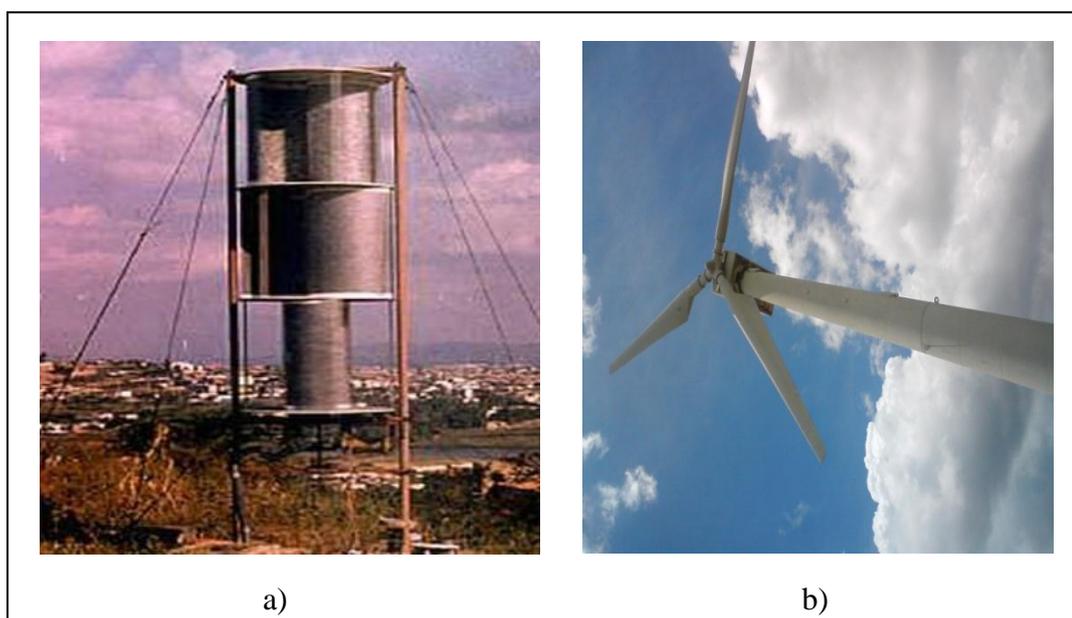


FIG. 9- Classificação quanto à posição do eixo do rotor

- a) Turbina com rotor de eixo vertical (*savonius*)
- b) Turbina com rotor de eixo horizontal

Fonte: a) NERG, www.aondevamos.com.br

b) Foto tirada da estação da CEMIG, Morro do Camelinho

Devido às desvantagens citadas acima das turbinas de eixo vertical, é que geralmente se escolhe as turbinas de eixo horizontal uma vez que, apresentam construção simplificada em relação às de eixo vertical, e podem contar com tecnologia mais desenvolvida. Sobretudo, apresentam melhor rendimento quando comparadas com as primeiras turbinas citadas.

Nunes¹⁴ (2003, citado por Reguse *et al*, 1999) lembra que apenas uma pá, por apresentar geometria assimétrica, costuma sofrer seriamente com problemas de fadiga mecânica na base do rotor. E há a necessidade de instalação “de um contrapeso para balancear o rotor.” (DALMAZ, 2007).

Em Nunes (2003), um rotor de duas pás tem capacidade produtiva inferior ao de três pás e apresenta muito ruído, o que é provocado por uma velocidade mais alta nas pontas das pás.

Segundo Dalmaz (2007), aerogeradores de uma ou duas pás possuem velocidade de rotação maior, o que reduz o peso e tamanho da caixa multiplicadora de velocidade, também conhecida como caixa de transmissão. Em velocidades maiores, não há tanta necessidade de multiplicação da velocidade do rotor para que seja adequada à velocidade do gerador.

Ademais, um rotor de três pás possui estrutura de sustentação mais pesada e custa mais caro do que um rotor com duas pás apenas. Mas independente disso, os rotores contendo três pás são mais utilizados.

As pontas das pás do rotor costumam sofrer perdas. Essas perdas, conforme é explicado por Dalmaz (2007) promovem o deslocamento da camada limite na borda de saída da pá, aumentando assim o arrasto e diminuindo a força de sustentação. Onde, a sustentação é a principal responsável pelo movimento das pás na turbina e conseqüentemente, pela

¹⁴ NUNES, Marcus. *Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas*. Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para a

produção de energia. Assim, a diferença de pressão existente entre a superfície superior e a inferior da pá é compensada por um fluxo radial em torno da ponta da pá, isso ocasiona o que se chama perda pelas pontas da pá.

As forças atuantes nas pás de um rotor se assemelham às forças na asa de uma aeronave toda vez que, a força de sustentação vista na figura seguinte for maior que a força de arrasto. Quando isso acontece, tem-se que o perfil das pás do rotor que entram em movimento rotatório, assemelhar-se á de um aerofólio. Segundo Carvalho (2006), o formato da pá e seu ângulo de ataque, ângulo sobre o qual o vento incide na pá, influenciam consideravelmente a produção de energia. Dessa forma o conhecimento desenvolvido para ser utilizado nas asas dos aviões, “contribui fortemente para a consolidação da tecnologia de aerogeradores.” (CARVALHO, 2006).

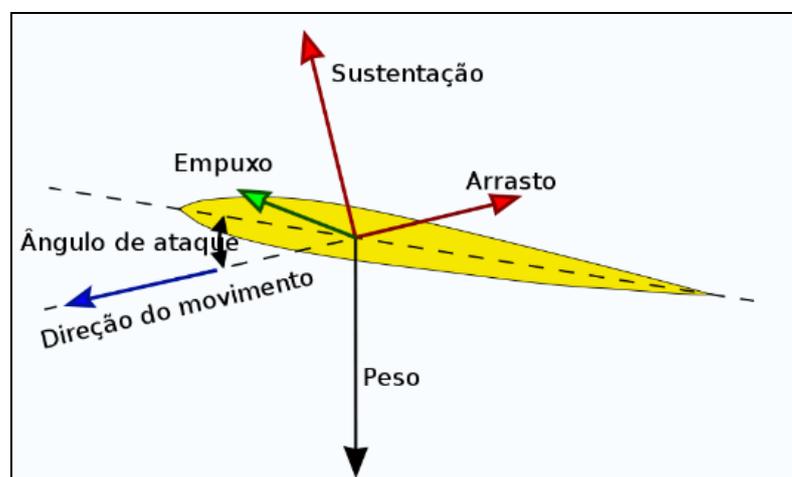


FIGURA 10: Quatro forças da aerodinâmica atuantes num Perfil aerodinâmico
Fonte: Wikipédia, a enciclopédia livre, Acesso: ago/2009 e jun/2010.

Aerofólio, ou perfil de asa, segundo a Wikipédia (Acesso Junho de 2010) é uma seção bidimensional, projetada para provocar variação na direção da velocidade de um fluido, a

reação desse fluido no aerofólio é a força produzida a partir da variação da quantidade de movimento. Conforme consta em Tipler (1995), a quantidade de movimento ou momento linear de um corpo é o produto de sua massa pela velocidade.

$$P=mv \quad (2.7.1)$$

A reação do fluido sobre o aerofólio será decomposta em ângulos normais a direção de seu movimento, isso foi mostrado na figura anterior.

Como expõe Nunes (2003), rotores de eixo horizontal são movidos por forças de sustentação e de arrasto. Assim, um anteparo que obstrua o percurso desenvolvido pelo vento, sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento daquele, ou seja, forças de sustentação. E também de forças que atuam na mesma direção do escoamento, as forças de arrasto. A de se saber que, forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque.

Ângulo de ataque é o ângulo formado pela velocidade relativa do vento e o eixo do corpo, ou como é mostrado na figura anterior, entre o eixo do corpo e a direção do movimento deste. Em rotores de eixo horizontal na presença de ventos, onde surgem na sua maioria forças de sustentação, faz-se necessário a utilização de dispositivos que, permitam que o disco varrido pelas pás do rotor seja perpendicular à direção de propagação do vento. Nessas condições, em qualquer ponto da pá o ângulo de ataque é “aproximadamente constante para uma dada velocidade do vento.” (NUNES, 2003).

2.7.3 Gerador Elétrico

Além do rotor e do sistema de transmissão, existe o gerador, que é responsável em transformar a energia mecânica transmitida e multiplicada pelo conjunto anterior, em energia elétrica. Segundo a CRESESB/CEPEL (2005), enquanto a tecnologia domina o uso dos geradores na transformação eletro-mecânica, algumas dificuldades são bastante difíceis de serem contornadas na produção de energia eólica como um todo. Inclusive às variações na velocidade do vento, (extensa faixa de rotações por minuto quando se trata da geração), variações de frequência e tensão de energia gerada pelo aerogerador, as quais deveriam ser constantes na energia final produzida.

Os geradores elétricos utilizados na produção de energia elétrica, segundo Dalmaz (2007), podem ser de dois tipos, os síncronos e os assíncronos. Os primeiros apresentam problemas ao serem conectados diretamente à rede, devido a isso, nunca são usados nessa situação. Para conectá-los à rede utiliza-se um conversor de frequência, uma vez que a rede tem frequência constante, mas a velocidade de giro do rotor não é constante. Esse conversor também permite o controle da potência reativa injetada na rede. Os geradores assíncronos dispensam conversor de frequência ao aceitarem rotores com velocidade variável. Acabam reduzindo os esforços sobre os componentes e dispensam os conversores. Assim, parte das variações de velocidade do vento, é convertida em energia.

2.7.3 Sistema de Transmissão

Outro componente importante dos aerogeradores é o sistema de transmissão que transmite a energia mecânica existente no eixo do rotor até o gerador. Quando se fala no sistema de transmissão a de se lembrar que este engloba a caixa multiplicadora contendo as engrenagens de transmissão, como também os eixos, os mancais e acoplamentos. Esse sistema consegue elevar a baixa velocidade do rotor em elevadas velocidades necessárias do gerador. A faixa de velocidades de um gerador é de 1200 a 1800 RPM, sobretudo os geradores síncronos. E as faixas de velocidade do rotor são aproximadamente de 20 a 150 RPM, bastante limitada devido às perdas das pontas das pás explicadas anteriormente.

Segundo Amenedo & Feito¹⁵ (2003, citado por Dalmaz 2007) se um gerador está conectado diretamente à rede elétrica a qual tem frequência constante, deve-se usar uma caixa multiplicadora para ajustar a frequência da unidade geradora de energia à frequência da rede. Caso a caixa não fosse incluída no aerogerador, seria necessário adquirir um equipamento com um número alto de pólos. Isso conferiria um peso considerável à nacelle e principalmente à torre responsável pela sustentação do conjunto. Mas, atualmente existem geradores multipolos que se caracterizam por serem diretamente acoplados à rede elétrica dispensando-se a caixa multiplicadora. Isso já é empregado nas turbinas modernas.

¹⁵ AMENEDO, Rodriguez et al. *Sistemas Eolicos de Production de Energia Electrica*. Rueda, 2003.
Shirley Mota Pedreira

2.7.3 Sistema de Controle

O sistema de controle é responsável pela orientação do rotor, pelo controle de velocidade deste e controle de carga do aerogerador. Há dois tipos de controle: o de passo e o de estol. Nesse trabalho será citado apenas o segundo que é atualmente utilizado na usina eólica piloto estudada neste trabalho.

O controle por estol trata de um sistema passivo que reage a velocidade do vento, caso a velocidade ultrapasse a velocidade nominal ou velocidade de projeto. Quando isso acontece, as pás do rotor que são fixas em seu ângulo de passo, ou seja, não podem girar em volta do seu eixo longitudinal, “porque são unidas de forma rígida ao rotor” (DALMAZ, 2007). Então, essas pás apresentam desenhos projetados de forma que a velocidades superiores a de projeto da turbina ocorram perdas aerodinâmicas. A FIG. 11 mostra o descolamento da camada limite semelhante ao que ocorre num sistema por estol.

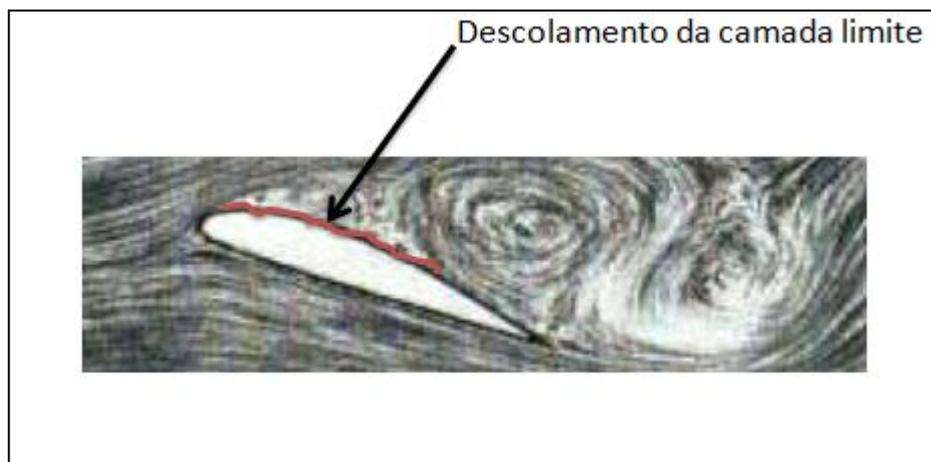


FIGURA11- Fluxo separado (estol) em volta do perfil

Fonte: DEWI¹⁶(CRESESB,CEPEL 2005)

¹⁶ DEWI (Germany Wind Energy Institute)
Shirley Mota Pedreira

De acordo com a CRESESB/CEPEL (2005), essa situação faz com que o escoamento ou a camada limite na borda de saída desta, ou em torno do perfil da pá se descole formando o estol. Como mostrado na FIG. 11.

Uma vez que o estol é gerado, as forças de arrasto aumentam em detrimento das de ataque que diminuem. Assim, toda a vez que a velocidade exceder a nominal haverá em torno dos perfis das pás um descolamento do escoamento pelo menos parcial, o qual produzirá menores forças de sustentação e consideráveis forças de arrasto. Entretanto, menores forças de sustentação e maiores forças de arrasto contribuem para reduzir ou pelo menos não permitir o aumento da potência do rotor, e como muitas vezes não se deseja reduzir significativamente a potência daquele, é comum evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás simultaneamente, assim, estas criam uma pequena torção longitudinal que permite um leve efeito de estol. No controle por estol existe a vantagem de não se necessitar de um sistema de mudança de passo. Acontece, porém, que as pás são projetadas de modo que a potência nominal da unidade geradora seja alcançada a velocidades geralmente altas. Assim, o sistema passivo (estol) deve obrigatoriamente contar com um sistema de freios.

2.7.4 Torre

A torre deve suportar o rotor, a caixa de transmissão e multiplicadora, o gerador, etc. A uma altura suficiente para o bom funcionamento do aerogerador. A torre contribui significativamente para o custo inicial da unidade geradora. “Em geral, as torres são

fabricadas de metal (treliça ou tubular) ou de concreto e podem ser ou não sustentadas por cabos tensores.” (CRESESB/CEPEL 2005).

Carvalho (2006), lembra que as torres treliças implicam em menores custos, com suas fundações simples e menos robustas. Além de que o sombreamento provocado pela torre é bem menor que numa torre de estrutura tubular. Entretanto, as torres tipo treliça estão caindo em desuso simplesmente pelo seu aspecto, ou seja, pelo efeito visual.

Em Dalmaz (2007) é dito que a torre deve ser o mais alta quanto possível, de modo a aproveitar ao máximo a energia dos ventos, uma vez que, a altas altitudes, obtém-se maiores velocidades dos ventos. Entretanto, os contras dessa situação apontam para maior custo, já que a torre é mais alta; e maior dificuldade na montagem da nacelle e do rotor. A altura mínima da torre ocorre em função principalmente do diâmetro do rotor.

2.7.5 Sistema de Freios

Na bibliografia consultada nem sempre se encontrou a atenção devida ao sistema de freio, geralmente não se encontra muito comentário sobre o esse sistema, inclusive, algumas vezes o freio é citado como acessório da unidade geradora como acontece no artigo da CRESESB/CEPEL (2005): “Os acessórios englobam todos os itens de apoio necessários ao funcionamento do sistema eólico. Incluem-se transmissões, freios, embreagens, eixos, acoplamentos e mancais, que não apresentam nenhum problema tecnológico aos sistemas eólicos.” CRESESB/CEPEL 2005). Também citam os freios da seguinte forma: “fortes freios desnecessários para paradas de emergência do rotor”.

Em decorrência da citação acima, entende-se o porquê da pouca bibliografia sobre o freio e seu sistema. Ademais, costuma-se pelo menos citar algo para caracterizar o tipo de freio como acontece em Lima (2009), “Freio mecânico de disco: utilizado em caso de emergência ou manutenção.” (LIMA , 2009).

2.8 Manutenção Produtiva Total (TPM) e Eficiência Global de Equipamento (OEE)

Conforme elucida Santos A. e Santos M. em seu trabalho, a eficácia dos equipamentos é utilizada na técnica “*Total Productive Maintenance*” (TPM), ou Manutenção Produtiva Total. E é nessa metodologia onde se propõe o “*Overall Equipment Effectiveness*”(OEE) ou Eficiência Global de Equipamento, o indicador de eficácia conhecido hoje internacionalmente em ambientes industriais.

O TPM, como nos apresenta Fernandes, é uma forma de “identificar, reportar, minimizar e até eliminar a causa das quebras, falhas e defeitos.” Assim, leva à compreensão de um processo intrínseco e a criação do senso crítico nas pessoas. Estas se tornam parte responsável do bom funcionamento do equipamento e do processo do qual fazem parte, dessa forma eliminando ou pelo menos reduzindo inconvenientes como: “perdas relacionadas a paradas de equipamentos por quebra ou falhas, a geração de peças defeituosas e a ocorrência de acidentes.”

Segundo Kardec & Ribeiro (2002), o TPM surgiu no Japão por volta de 1971, em função do desenvolvimento das técnicas de manutenção preventiva, manutenção do sistema de produção, prevenção da manutenção e engenharia de confiabilidade, cujo objetivo era

centrado na falha ou quebra zero dos equipamentos, simultaneamente “com o defeito zero nos produtos e perda zero no processo.” (KARDEC & RIBEIRO, p. 41, 2002)

Na FIG. 12, são mostradas as datas em que foram criadas as técnicas mais eficientes da manutenção. Conforme mostra Castro (2009), nota-se, por exemplo, que a manutenção preventiva surgiu ainda no início da década de 50, enquanto a preditiva surgiu no início da década de 60, o TPM na primeira metade da década de 70, tendendo para o início desta como foi citado pelos autores Kardec & Ribeiro (2002). E a confiabilidade desponta ainda na década de 80, mais precisamente na transição entre as décadas de 80 e 90. Todas essas técnicas são ainda bastante utilizadas pelas empresas.

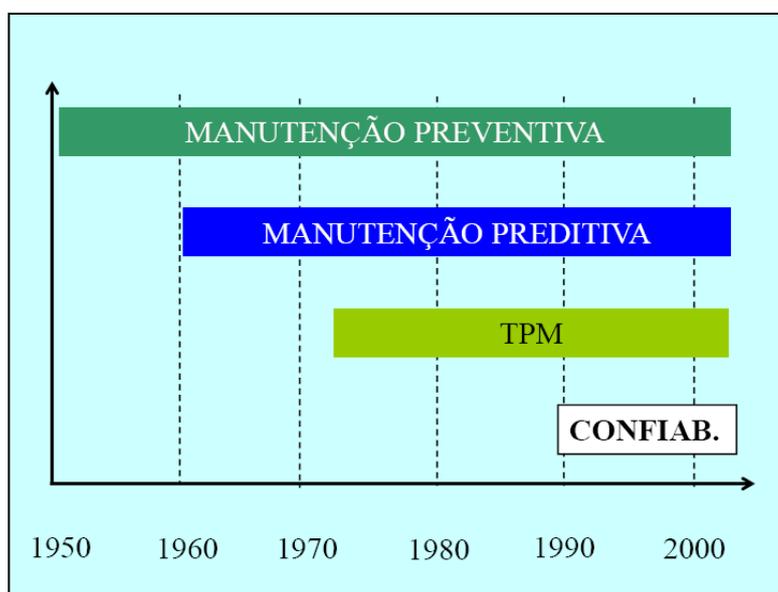


FIGURA 12: Evolução das formas de manutenção ao longo dos anos

Fonte: Castro, 2009

Segundo Lafraia (2006), a manutenção preventiva é caracterizada por tentar reter a máquina em seu estado de funcionamento, ou operacional, sempre se preocupando em manter a disponibilidade do equipamento através da prevenção de ocorrência de falhas. Se a manutenção for executada antes mesmo de um equipamento falhar, porém, tendo certeza absoluta da

ocorrência da falha devido a monitoramento contínuo, pode-se a essa manutenção chamar de preditiva, ou manutenção preventiva preditiva, ou ainda manutenção sob condições. A confiabilidade de um sistema, “trata-se de um parâmetro atemporal, que mede a probabilidade de um sistema operar no futuro, com base nas falhas ocorridas no passado.” (CASTRO, 2009).

O TPM, segundo os autores, apresenta características tais como:

Um sistema que engloba todo o ciclo de vida útil da máquina e do equipamento; um sistema onde participam a Engenharia, a Produção e a Manutenção; um sistema que congrega todos os níveis hierárquicos da empresa; um processo motivacional na forma de trabalho em equipe. (KARDEC & RIBEIRO, p. 41, 2002)

Algumas empresas têm se mostrado tendenciosas a desvincular o termo *Maintenance*, ou seja, “Manutenção”, da sigla TPM. Optaram então, por introduzir o termo *Management*, o que significa “Gerenciamento”, mas de qualquer forma, TPM visa sempre o aumento da eficiência e a diminuição de todas as perdas operacionais de um sistema.

Em Kardec & Nacif (2005), nos grupos de trabalho surgiu o que se convencionou chamar como Círculos de Controle de Qualidade (CCQ) ou Defeito Zero (ZD) de *Zero Defects*. Assim, disseminaram-se os conceitos, que notoriamente constituem a base do TPM, são eles:

Cada um deve exercer o autocontrole; a minha máquina deve ser protegida por mim; homem, máquina e empresa devem estar integrados; a manutenção dos meios de produção deve ser preocupação de todos. (KARDEC & NACIF, p.181, 2005).

O TPM visa como já foi explicado a “Falha Zero” de um sistema. Para esse tipo de manutenção não é interessante que o profissional se aperfeiçoe em realizar consertos cada vez mais perfeitos, mas sim, se esmerar em evitar de qualquer forma o surgimento de uma falha.

Pode-se dizer que o TPM é capaz de conseguir tal objetivo devido à forma como ele envolve todo o ciclo de vida útil da máquina. Permite também onde todos possam participar

do programa como o setor da manutenção, principal implementadora; a produção, a engenharia e outros setores que farão a diferença na aplicação do TPM.

E foi dentro da perspectiva do TPM que surgiu a Manutenção Autônoma, na verdade, ela constitui um dos pilares existentes daquele. E pelo conceito de “Falha Zero” têm-se que cada operador deve aprender a zelar pela máquina com a qual se lida.

Apesar de tantos possíveis tipos de perdas, a meta a ser atingida pelo TPM é a “Quebra Zero” ou “Zero Defeito”, isso significa que a máquina não poderá parar de operar enquanto estiver produzindo. Isso já foi dito, no entanto, é necessário saber o que poderá ser feito para obter um resultado positivo. Algumas medidas deverão ser cumpridas se realmente se quer alcançar tal objetivo, e uma delas será atender às medidas básicas de limpeza. O descarte de materiais desnecessários e sem condições de uso, contribuirá dentre outros para evitar acidentes, facilitar a localização de objetos e auxiliar na preservação do que de fato interessa, além do correto aproveitamento de espaços. O ponto mais importante é a inspeção geral e autônoma do equipamento por parte do próprio operador.

Operar adequadamente os equipamentos é também imprescindível, por exemplo, após o reparo de algum equipamento, uma das queixas do pessoal da manutenção, é justamente a má utilização e operação incorreta do equipamento. Algumas vezes, devido à falta de conhecimento do operador e outras até por descaso ou comodidade deste.

Outra medida para se obter a Quebra Zero é corrigir as deficiências que vieram ainda da fase do projeto, e também melhor capacitar o operador, o manutenedor, ou quem quer que lide com a produção.

Segundo Castro (2009), pelo conceito da lógica “Quebra Zero” do TPM têm-se:

- A máquina não quebra por si só.
- O homem deixa a máquina quebrar

- Mudança comportamental.
- Treinamento de operadores para identificar e bloquear processos de desgaste.

Ocorre que devido às metas de produção que o operador deseja ou necessita cumprir, este fica protelando a manutenção da máquina que muitas vezes dá avisos de falha. E geralmente, a manutenção somente é acionada com a parada total ou na quase impossibilidade de funcionamento do equipamento.

A manutenção quase sempre acusa a produção de só parar a produção para os reparos e manutenção quando a máquina já está quebrada ou em condições precárias de funcionamento. Enquanto isso, a produção costuma acusar a manutenção de impedir o cumprimento de metas de produção e de entregar o equipamento consertado em condições ruins.

A implantação do TPM exige a atuação em oito níveis, denominados “Oito Pilares”, cuja função é atingir a maior eficiência produtiva. São eles:

- 1- Manutenção autônoma: o operador torna-se um colaborador do setor de manutenção, há autocontrole, gerenciamento por parte do operador.
- 2- Manutenção planejada: significa ter tudo sob controle quando se trata da programação diária e do melhor planejamento das paradas, neste caso, utiliza-se softwares de planejamentos.
- 3- Melhoria focada: procura-se melhorar o desempenho do equipamento, focando em sua melhoria em todos os aspectos.
- 4- Educação e treinamento: tanto para o pessoal da manutenção quanto da operação, visando uma mudança comportamental, gerencial e técnica.
- 5- Controle inicial: ter o controle desde a fase inicial, afim de minimizar ou evitar problemas futuros decorrentes ainda da fase de projeto.

- 6- Manutenção de qualidade: fixar na meta Zero Defeito ou Quebra Zero.
- 7- Segurança: criar um sistema que envolva saúde, segurança e meio-ambiente.
- 8- TPM Office: para ser utilizado pelo setor administrativo da empresa, mas que também vise o aumento da eficiência

No contexto do TPM operadores e mantenedores devem buscar de forma constante a eliminação das denominadas “Seis Grandes Perdas”.

A abordagem das perdas segundo (KARDEC & NASCIF, p. 182-183, 2005) resulta no seguinte:

1. Perdas por Quebras constituem a maior parte das quebras, cujos dois principais tipos são: perdas em função da falha do equipamento (quebra repentina); perda em função de degeneração gradativa que torna os produtos defeituosos.
2. Perdas por Mudança de Linha que surgem quando é efetuada a mudança de linha, com a interrupção para a preparação das máquinas para um novo produto. Esse tempo inclui alterações nas máquinas, regulagens e ajustes necessários.
3. Perdas por Operação em Vazio e Pequenas Paradas, interrupções momentâneas causadas por problemas na produção ou nos equipamentos, que normalmente exigem pronta intervenção do operador para que a linha volte a produzir normalmente. Exemplos: trabalho em vazio pelo entupimento do sistema de alimentação; detecção do produto não conforme por sensores e conseqüente parada linha de produção; sobrecarga em algum equipamento ocasionando seu desligamento.
4. Perdas por Queda de Velocidade de Produção, provocadas por condições que levam a trabalhar numa velocidade menor, ocasionando perda, como: desgaste localizado obrigando a trabalhar com velocidade 15% menor; superaquecimento em dias quentes por deficiência de refrigeração o qual requer funcionamento com 80% da velocidade;

vibração excessiva em algum equipamento da linha, a 100% de velocidade, mas tolerável a 75% desta.

5. Perdas por Defeitos Defeituosos são aquelas oriundas de qualquer retrabalho ou descarte de produtos defeituosos. Estas perdas devem incluir tudo aquilo que foi feito além do programado.
6. Perdas por Queda no Rendimento são perdas devido ao não-aproveitamento da capacidade nominal das máquinas, equipamentos ou sistemas, causados basicamente, por problemas operacionais. Exemplos: Instabilidade operacional que surge quando o processo fica instável e ocorrem situações como perda de especificação de produtos e/ou redução da produção e a falta de matéria-prima.

2.8.1 Avaliação das Seis Grandes Perdas Através do Coeficiente OEE

Para avaliar a influência das seis grandes perdas, Nakajima (1988) definiu o OEE. Ao criá-lo, Nakajima tinha a intenção de que a produção conseguisse atingir cada vez mais uma melhoria significativa capaz de superar a anterior. No ocidente o OEE foi extremamente difundido servindo de base quando se lida com eficácia de equipamentos.

Assim, o OEE surgiu com a finalidade de analisar a evolução da produtividade. Os números que são indicados pelo OEE permitem tomar decisões acertadas a cerca do que está gerando a perda de produtividade. Índices como disponibilidade leva-se em consideração o tempo disponível para a produção e as paradas para manutenção além do *set up* (troca do ferramental e/ou preparação da máquina). Se o fator considerado for a qualidade, tem-se o número de produtos que foram produzidos e de rejeitados. No desempenho, considera-se tudo

o que não foi considerado nos demais fatores, mas que apresenta relevante importância como o tempo teórico, que é o tempo necessário para produzir uma unidade de produto, considera-se também o número de produtos, o tempo disponível para a produção, os tempos de paradas para manutenção e tempos de *set up* como os demais índices já consideram. Após determinar o OEE, faz-se um julgamento sobre o índice encontrado com os outros padrões existentes.

O OEE é um indicador que mostra as perdas ocultas, ou seja, aquelas perdas que quase nunca são registradas. Notadamente, as empresas preocupam-se em se manter no mercado, para tanto, devem apresentar um produto com qualidade competitiva e preços no mínimo razoáveis. Isso já é motivo suficiente para utilizar o indicador.

Busca-se a redução de custos e um aumento da produção através da eficiente e correta utilização de recursos. Deseja-se sempre ampliar a capacidade produtiva instalada, através da disponibilidade de equipamento, ou seja, do tempo em que o equipamento estará disponível para produzir.

Um dos problemas mais sérios para quantificar a eficiência de sistemas de produção é avaliar adequadamente todas as perdas que realmente afetem a operação. No início da década de 1970 a JUSE (Japan Union of Scientists and Engineers) do Japão criou uma técnica de manutenção denominada TPM (Total Productive Maintenance) que tem como princípio eliminar todas as perdas existentes em sistemas de produção. A JUSE chegou à conclusão que as perdas operacionais podem ser classificadas em três tipos diferentes:

Perdas por paradas de máquina

Perdas por velocidades reduzidas de operação

Perdas de qualidade (produtos defeituosos e retrabalho)

Para quantificar estes três tipos de perdas, a JUSE criou um indicador denominado OEE (Overall Equipment Efficiency) (Hansen, 2002) ou Eficiência Global de um Equipamento, que é calculado da seguinte maneira:

$$\text{OEE} = \text{Fator de Disponibilidade} \times \text{Fator de Velocidade} \times \text{Fator de Qualidade}$$

Fator de Disponibilidade (A):

O Fator de Disponibilidade é calculado em função do tempo calendário e o tempo de paradas, seja por paradas programadas (manutenção preventiva ou ajustes de produção), falhas em equipamentos (manutenções corretivas) ou problemas de processo. Este fator é calculado através da seguinte relação,

$$A = \frac{\text{TempoCalendário} - \text{TempodeParadas}}{\text{TempoCalendário}} \quad (2.8.1)$$

Fator de Desempenho (B):

O Fator de Desempenho é calculado com base no tempo operacional efetivo considerando um tempo padrão unitário e no tempo operacional, o tempo calendário - tempo de paradas, como se segue:

$$B = \frac{\text{TempoPadrão} \times N^{\circ} \text{deProdutosProduzidos}}{\text{TempoCalendário} - \text{TempodeParadas}} \quad (2.8.2)$$

Fator de Qualidade (C):

Através do Fator de Qualidade, demonstra-se que a qualidade do produto tem influência no

rendimento da produção. O Fator de Qualidade é calculado com base no tempo de eficaz operação, ou seja, tempo de produção de qualidade padrão e no tempo operacional.

$$C = \frac{N^{\circ} \text{de Produtos Produzidos} - N^{\circ} \text{de Produtos Rejeitados}}{N^{\circ} \text{de Produtos Produzidos}} \quad (2.8.3)$$

Na figura seguinte é mostrado de modo esquemático como estão interligados os coeficientes “A”, “B” e “C” na avaliação das seis grandes perdas de um sistema.

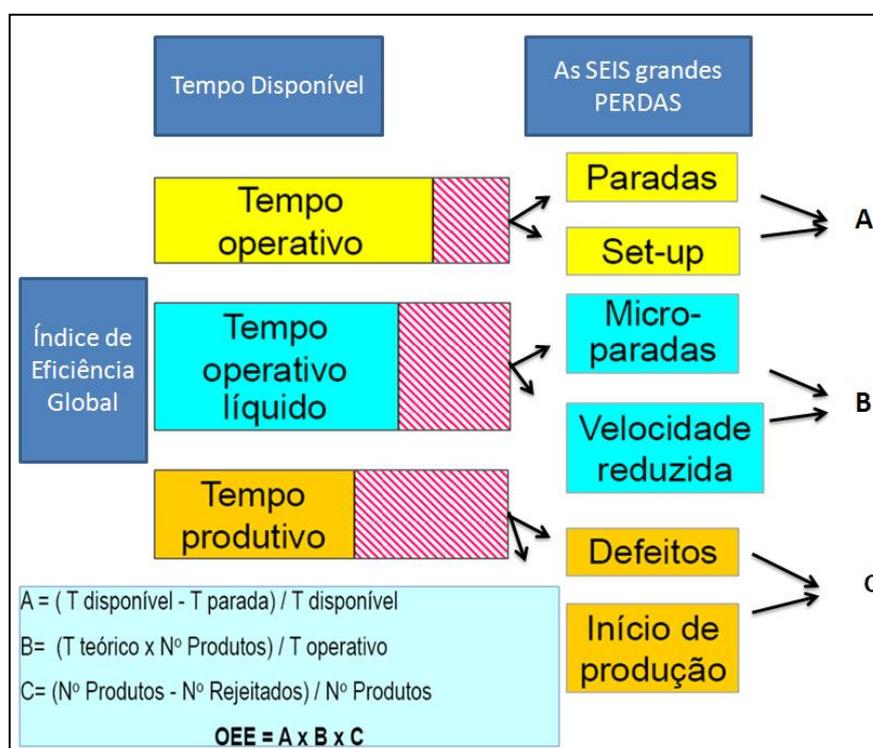


FIGURA 13: As seis grandes perdas

Fonte: Castro, 2009

Em Castro (2009) é lembrado como pode ser possível eliminar as grandes perdas através do incentivo ao autocontrole, capacitação em relação ao conhecimento dos equipamentos, desenvolvimento das rotinas de conservação, identificação das causas básicas dos processos de degradação.

2.9 Análise de Modo e Efeito de Falhas (FMEA)

Segundo Lafraia (2006) a Análise de Modos de Falha (FMEA) ou *Failure Mode and Effect Analysis*, constitui uma técnica que prevê antecipadamente e corrige cada modo de falha de um sistema ou produto em questão, essa abordagem analítica resulta em ações corretivas. O pessoal geralmente envolvido com essa análise são projetistas do Produto e do Processo, engenheiros de Testes, engenheiros de Produção e engenheiros de Qualidade.

Segundo Silva (2007) o FMEA pode ser definido pela identificação dos modos de falhas dos itens de um sistema e a avaliação dos efeitos daquelas bem como agir para a redução da ocorrência de falhas em projetos de novos produtos processos, os quais provavelmente não possuem histórico, além do aumento da confiabilidade de produtos ou processos já em operação por meio da análise das falhas que já ocorreram.

O FMEA funciona como catálogo de informações sobre falhas e produtos, permitindo um maior conhecimento dos problemas e redução de custos por meio da prevenção. Trata-se de um processo de um sistema indutivo, ou seja, de baixo para cima, e além de servir para reconhecer falhas potenciais e recomendar ações corretivas, serve também de meio para identificar testes necessários e os meios requeridos para certificar um projeto. Como qualquer outro meio de análise o FMEA requer algum conhecimento para que possa ser aplicado de modo efetivo dentre eles pode-se destacar o relevante conhecimento da própria técnica a ser aplicado, o conhecimento do produto, o conhecimento das funções do produto, o meio de aplicação daquele e seu processo de fabricação.

O FMEA também se caracteriza pela sua função econômica através do reaproveitamento da análise feita a um produto ou processo a outro semelhante. Essa análise

puramente dedutiva dispensa cálculos trabalhosos. Totalmente documentado esse tipo de análise se utiliza de um formulário, mas o procedimento não se resume apenas na elaboração deste, mas este “servirá de roteiro para a explicação de como se utiliza o método”. (HELMAN & ANDERY, 1995). A figura a seguir mostra uma pequena análise que se pode fazer a respeito de determinada falha e todo o emaranhado que faz parte do processo.

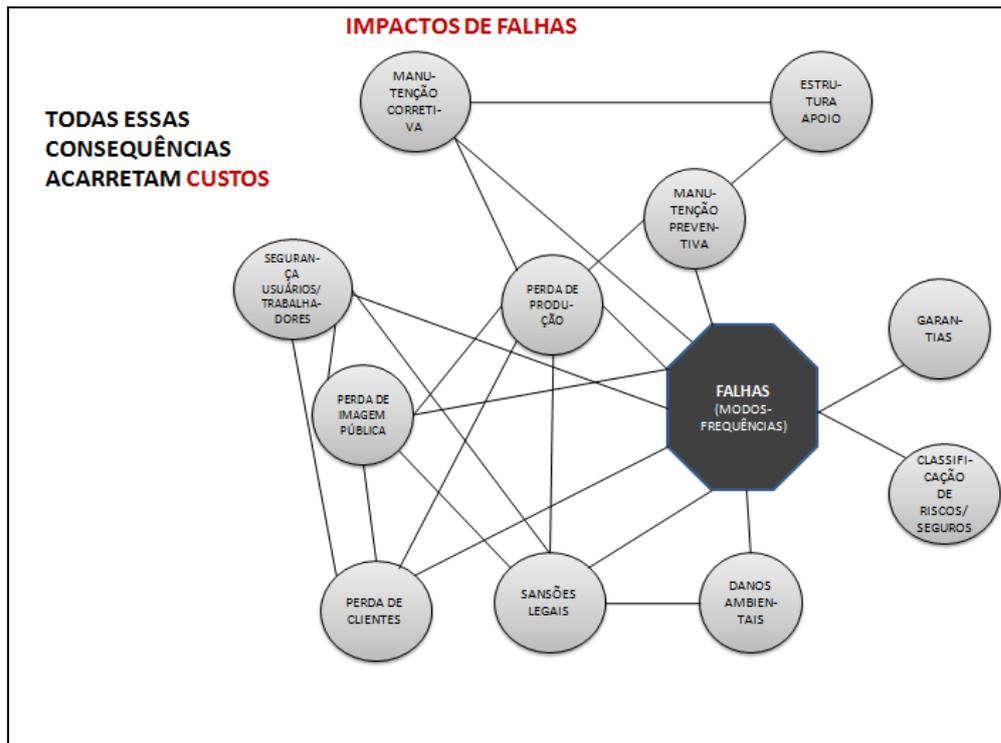


FIGURA 14: Impacto de falhas

Fonte: LOGIS, Núcleo de Logística Integrada e Sistemas

Na FIG. 14 pode-se ver que as falhas levam a diversos tipos de consequências lembrando que todas elas geram custos para a empresa. As falhas (modos e frequências) são o reduto de todos os acontecimentos posteriores.

A perda de produção também é consequência direta do surgimento de falha. Ou pode-se dizer que as falhas são a causa da perda de produção, isso pode ser observado de ângulos diferentes. Quando um produto está avariado, ainda que possa ser reciclado, reutilizado como

matéria-prima, ou mesmo retrabalhado, haverá novo consumo de energia na sua nova fabricação, além de gastos com horas/homem de produção a mais, além de outros fatores. De qualquer modo isso é perda na produção. Assim, quando a manutenção faz reparos numa máquina acarreta custos à empresa devido ao tempo ocioso do operador e também à própria parada de produção, gerando mais custos à empresa devido ao não cumprimento dos prazos de entrega.

Falhas também contribuem diretamente para o aparecimento de danos ambientais. Além de contribuir em dobro com emissões geradas e degradando mais o meio ambiente. Preocupação semelhante, senão maior que aquela com os danos causados ao meio, está a imagem da empresa. São anos para se construir uma imagem satisfatória e apenas alguns minutos para destruí-la. Assim, os produtos e ações que atravessam os limites empresariais influenciam de forma considerável a imagem e patrimônio da empresa. Uma vez que a mídia traz ao público fatos antes mesmo de serem julgados pela Lei.

Outro item ligado diretamente às falhas é a segurança de usuários e trabalhadores. A falta de segurança sentida pelo usuário ao utilizar um produto, impede, na maioria das vezes, que o consumidor realize a compra. Isso acarreta prejuízos. Também, a displicência da empresa com os requisitos de segurança em relação ao usuário envolve questões legais podendo, assim, influenciar ou não a perda da imagem pública.

A análise do FMEA é realizada através de uma planilha como a mostrada na TAB.1.

TABELA 1: Modelo de FMEA

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS							DIVISÃO				
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO		<input type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO					FOLHA				
CLIENTE/REF.	Campos 1 e 2		APLICAÇÃO			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO			
DATA ÚLT. REVISÃO DO PROJETO			PRODUTO/PROCESSO			FORNECEDOR		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Fonte: Helman e Andery (1995), p.30

Acima estão circulos os campos que compõem a tabela do FMEA.

- Campo 1: onde é definido se o FMEA a ser realizado possui características de produto ou de processo.
- Campo 2: são acrescentadas informações imprescindíveis para identificação correta do FMEA, se produto ou processo, tais como: número do produto e de série; qual a etapa do processo a qual corresponde; a data de liberação do projeto e da revisão e confecção da FMEA, etc.

- Campo 3: é acrescentado o número de itens considerados, apesar de que, dependendo da extensão, é permitido fazer um item por formulário.
- Campo 4: especifica-se o nome do componente ou a etapa do processo de forma clara, cuidando de utilizar a nomenclatura mais comumente usada na empresa, ainda que essa linguagem não seja técnica.
- Campo 5: Onde é mostrada a função do produto ou processo. Com uma simples pergunta se pode ter a noção exata como exemplo: “Qual é o propósito desta peça (operação)? (HELMAN & ANDERY, 1995). É importante lembrar que a falha constitui um impedimento da função a ser realizada.
- Campo 6: conhecido como modo (tipo) da falha reúne os eventos que provocam um decréscimo parcial ou total da função do produto. Costuma-se definir sobre qual modo o componente falha em aspectos físicos e objetivos. Todo o esforço empreendido deve concentrar-se na forma como o objeto de estudo falhará e não em se falhará ou não falhará. Convém que as falhas sejam vistas dentro da qualidade total do sistema, que envolve custo, segurança e prazo de entrega. E sobretudo a descrição do modo de falha deverá ser bem rica invés de genérica, dessa forma facilitará o serviço para o técnico.
- Campo 7: conhecido com efeito de falha implica em mostrar de que forma o modo de falha afeta o sistema em que está inserido na visão do cliente. Pede-se atenção somente para não confundir o efeito com o modo de falha.
- Campo 8: Trata da causa da falha e mostra os eventos responsáveis pelo surgimento do modo de falha. O fator causador deve ser descrito de maneira simples, mas que se consiga compreender de fato, tendo o cuidado de que a descrição de cada causa leve à fácil proposição de soluções.

- Campo 9: Controles Atuais servem para registrar as medidas tomadas tanto na elaboração do projeto quanto no acompanhamento do processo.
- Campo 10: conhecido como índice de ocorrência e pressupõe-se uma estimativa das probabilidades combinadas de ocorrência. Essa estimativa pode ser considerada como um tipo de nota a ser dada a cada causa de falha. Se por acaso o processo ou produto ainda não existirem e, portanto não se dispuser de dados estatísticos deve-se lançar mão de dados similares de um processo, dados obtidos de fornecedores e dados da literatura técnica.
- Campo 11: o índice de Gravidade é neste que justamente se deve refletir a gravidade do efeito da falha sobre o cliente, deve-se assumir a possibilidade que a falha ocorra. Uma falha poderá ter tantos índices de gravidade quantos forem os seus efeitos.
- Campo 12: corresponde ao índice de Detecção onde se avalia a probabilidade de a falha ser detectada antes mesmo do produto chegar ao cliente.
- Campo 13: é onde se registra o produto dos três itens anteriores uma vez que é neste campo, conhecido como Índice de Risco que é constituído pela multiplicação dos índices de gravidade, ocorrência e detecção.
- Campo 14: é o campo das Ações Preventivas Recomendadas, ações que devem ser conduzidas para bloqueio da causa da falha ou diminuição da sua gravidade ou ocorrência. Como por exemplo, as ações tomadas com a finalidade de diminuir uma gravidade de ocorrência ou mesmo bloquear a causa. Estas ações deverão fazer parte de um plano de ação para o estabelecimento de medidas contrárias posteriores, também deverá ser feito um plano de ação utilizando o

5W- 1H por exemplo. Qualquer registro deverá ser feito de forma concisa e objetiva, como mostra a TAB.. 1.

2.9.1 Dimensão da Ocorrência de Falha

O índice “O”, que corresponde ao campo de código 10 da TAB.1, é conhecido como Probabilidade de ocorrência e na literatura segundo cada autor, pode ser apresentado de maneira pouco diferente. Em Lafraia (2006) o índice pode ser classificado de acordo com uma faixa de taxa de falhas. E representa uma estimativa das probabilidades combinadas de ocorrer alguma causa ou motivo de falha e isso de fato vir a acontecer e resultar numa falha de produto ou processo.

Em Helman e Andery para que se apresentasse numa tabela a classificação do índice e também as faixas, foi necessário uma junção entre tabelas de páginas diferentes, corpo do texto e apêndice, mas do mesmo livro, o que permitiu formar uma tabela mais completa.

Tanto a tabela de Lafraia TAB.2, como a de Helman TAB.3, servirão de base para compor uma terceira tabela a ser usada nesse trabalho, uma espécie de híbrido, na tentativa de se adequar melhor às ocorrências de falhas de uma usina.

TABELA 2
Tabela de probabilidade de ocorrência (Lafraia)

Probabilidade de Falha	Ranking	Taxa de Falhas
Remota: a falha é improvável	1	<1 em 10^6
Baixa: relativamente poucas falhas	2	1 em 20000
	3	1 em 4000
	4	1 em 1000
Moderada: falhas ocasionais	5	1 em 400
	6	1 em 80
	7	1 em 40
Alta: falhas repetitivas	8	1 em 20
	9	1 em 80
Muito Alta: falhas quase que inevitáveis	10	1 em 2

Fonte: LAFRAIA, 2006, P.112

Em Helman & Andery (1995) o índice de ocorrência pode apresentar classificação similar, TAB. 3:

TABELA 3
Tabela de probabilidade de ocorrência (Helman)

Probabilidade de Ocorrência	Ocorrência
Muito remota	1 Excepcional
Muito pequena	2 Muito poucas vezes
Pequena	3 Poucas vezes
Moderada	4,5,6 Ocasional, algumas vezes
Alta	7,8 Frequente
Muito alta	9 e 10 Inevitável*

*Certamente ocorrerá

Fonte: HELMAN & ANDERY, 1995, p. 30 e 133

2.9.2 Dimensão da Gravidade de Falha

O índice “G” ou campo 11 da TAB. 1 está relacionado à gravidade do problema, ou seja, ao efeito de falha, e este efeito deve ter sua repercussão observada sobre o cliente. A

pergunta que deve ser feita de modo a julgar o índice adequado para cada falha é: o quanto o defeito ou falha observada pode incomodar o cliente.

Para o índice citado serão mostradas as tabelas dos autores Helman & Andery (1995), TAB. 5 e Lafraia (2006), TAB.4, uma vez que ambos os exemplos apresentam suas peculiaridades.

TABELA 4
Tabela do índice de gravidade (Lafraia)

Severidade das Consequências	Ranking
Marginal : A falha não teria efeito real no sistema. O cliente provavelmente nem notaria a falha.	1
Baixa : A falha causa apenas pequenos transtornos ao cliente. O cliente notará provavelmente leves variações no desempenho do sistema.	2
Moderada : A falha ocasiona razoável insatisfação no cliente. O cliente ficará desconfiado e irritado com a falha. O cliente notará razoável deterioração no desempenho do sistema.	3
Alta : Alto grau de insatisfação do cliente. O sistema se torna inoperável. A falha não envolve riscos à segurança operacional ou o descumprimento de requisitos legais.	4
Muito Alta : A falha envolve riscos à operação segura do sistema e/ou descumprimento de requisitos legais.	5

Fonte: Lafraia (2006), p.112

TABELA 5
Tabela do índice de gravidade (Helman)

Gravidade	
Apenas perceptível	1
Pouca impotância	2 e 3
Moderadamente grave	4 a 6
Grave	7 e 8
Extremamente grave	9 e 10

Fonte: Helman e Andery (1995), p.30

Estas tabelas servirão de base para definir a tabela de gravidade dos aerogeradores da planta da CEMIG no próximo capítulo.

2.9.3 Dimensão da Detecção de Falha

Ao índice “D” de detecção, campo 12, TAB.1, também deve ser atribuído valores, assim como nos demais índices, afirma Lafraia (2006). E por se tratar de um índice que avalia a detecção, isso sugere que a falha deva ser detectada obrigatoriamente antes de chegar ao cliente, ou antes, mesmo de afetar externamente o sistema. As Tabelas 6 e 7 dão exemplos de classificação do índice.

TABELA 6
Probabilidade de detecção (Lafraia)

Probabilidade de Detecção	Ranking
Muito Alta: A falha será certamente detectada durante o processo de projeto/fabricação/montagem/operação.	1 e 2
Alta: Boa chance de determinar a falha.	3 e 4
Moderada: 50% de chance de determinar a falha.	5
Baixa: Não é provável que a falha seja detectável.	7 e 8
Muito Baixa: A falha é muito improvavelmente detectável.	9
Absolutamente Indetectável: A falha não será detectável com certeza.	10

Fonte: Lafraia (2006), p. 113

TABELA 7

Probabilidade de detecção (Helman)

Probabilidade de Detecção	
Muito alta	1
Alta	2 a 3
Moderada	4 a 6
Pequena	7 e 8
Muito pequena	9
Remota	10

Fonte: Helman e Andery (1995), p.30

2.9.4 Dimensão do Risco de Falha

Finalmente, será tratado o índice de Risco “R”, campo 13, TAB.1, cuja função principal é hierarquizar as falhas, segundo Helman & Andery (1995), ou seja, sua função é nos dar a visão dos modos de falha de maior risco de um sistema. Às falhas com maior índice de risco caberão a prioridade na tomada de medidas. A TAB. 8, autores Helman & Andery apresentará um índice para cada situação, mas deve ser lembrado que, para a obtenção deste, antes, devem-se multiplicar os índices de ocorrência, gravidade e detecção; para cada efeito. E só então, é que a tabela do índice de risco ou tabela de RPN (Risk Priority Number – Número de Prioridade de Risco), deverá ser consultada.

A seguir será mostrada uma tabela de índice de risco:

TABELA 8

Número de prioridade de risco RPN

Risco	
Baixo	1 a 135
Moderado	135 a 500
Alto	501 a 1000

Fonte: Helman & Andery (1995), p.30

USINA EÓLIO-EXPERIMENTAL MORRO DO CAMELINHO

3.1- Descrição da Usina Eólio-Experimental Morro do Camelinho

Para avaliar o impacto global dos fatores operacionais na geração de energia eólica serão utilizados dados reais fornecidos pela Companhia Elétrica de Minas Gerais (CEMIG) relativos à sua estação piloto de energia eólica, localizada em Camelinho - Minas Gerais, FIG. 15.

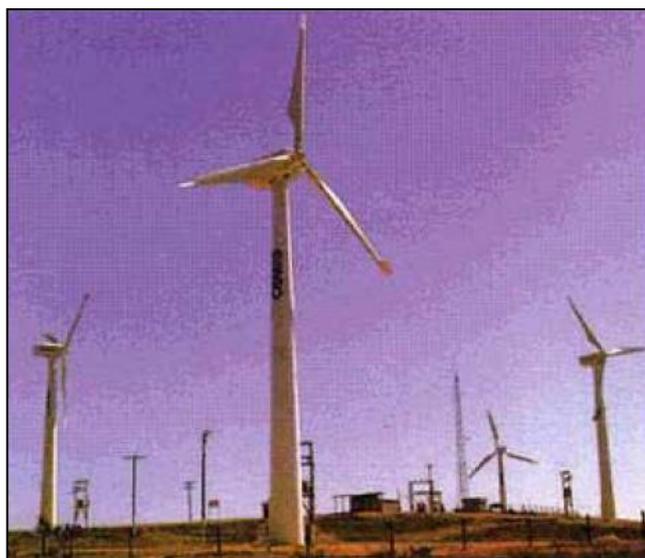


FIGURA 15: Usina Eólio-experimental do Morro do Camelinho

Fonte: CRESESB, 2000

A Usina Eólio-Elétrica Experimental (UEEE) do Morro do Camelinho, localizada sobre a Serra do Espinhaço, no Município de Gouveia-MG, constituiu a primeira experiência

brasileira de geração de eletricidade, a partir da energia eólica, alimentando o sistema interligado.



FIGURA16: Aerogeradores do Parque Eólico Morro do Camelinho

A principal finalidade do projeto foi a de ser um laboratório e não uma usina comercial. O Morro do Camelinho, onde já funcionava uma estação piloto de rádio-comunicação da Cemig alimentada por energia eólica, era, na época, entre os locais com dados anemométricos pesquisados pela Empresa, aquele que possuía, ao mesmo tempo, as características mais adequadas para a implementação do parque eólico, tais como o melhor regime de ventos, presença de uma rede de transmissão e de uma infra-estrutura civil já desenvolvida.

Na FIG. 17 são mostrados os quatro aerogeradores do Morro do Camelinho.



FIGURA 17: Os quatro aerogeradores do Parque Eólico Morro do Camelinho

A UEE do Morro do Camelinho é composta de quatro aerogeradores (TW250), fabricados pela empresa alemã Tacke Windtechnik. Cada um deles possui capacidade nominal de geração de 250 kW, rotor de eixo horizontal, três pás com 26 metros de diâmetro rotórico e sistema de controle de potência por *stall*. Todo o conjunto está montado sobre torre tubular cônica de aço de 30 metros de altura. Os geradores elétricos são trifásicos, do tipo assíncrono de pólos chaveados (8/6 pólos), duplo estágio (80/250 kW) e operam em rotações de 900 e 1200 RPM respectivamente.

A mudança de estágio do gerador elétrico trifásico é feita através de chaveamento. No estado um cuja potência seja de 80KW corresponde à rotação de 900 RPM, e no estado 2, para a potência de 250 KW a rotação correspondente é de 1200 RPM. O ponto limite para o chaveamento seria um valor de velocidade de vento por volta de 7-8 m/s. Rotações superiores à 1200 RPM o sistema corta a produção de energia, ou “trava”, como se refere o responsável pela operação do sistema.



FIGURA 18: Aerogerador visto de baixo

Por dentro da torre de 30m passam cabos que saem do painel de controle, que também se encontram dentro daquela, e se ligam à nacelle, um tipo de cabine para o gerador, girando com esta. A nacelle girará toda a vez que um sistema de detecção da direção dos ventos for acionado devido a uma mudança de direção. Esse movimento gera a torção dos cabos por estarem presos a ela. Faz-se então necessário distorcê-los toda a vez que a nacelle der mais de dois giros na mesma direção. Esses cabos trazem dentro de si cabos de menor bitola de sensores e de tensão de saída do gerador, alimentação dos circuitos de comando e válvulas hidráulicas. A nacelle é girada em sentido contrário evitando assim maiores problemas, mas caso o sistema de distorção falhe, entra em ação o sistema de proteção que pára toda a unidade antes de uma possível quebra dos cabos. A foto da FIG. 19 mostra a maneira como estão colocados os cabos da nacelle dentro da torre.



FIGURA 19: Interior da unidade geradora e os cabos que ligam o painel à nacele.

A Usina era totalmente automática, prescindia da presença de operador (telecomandada). Entretanto, as intempéries climáticas além da troca de equipamentos, fizeram com que a presença do operador passasse a ser imprescindível. Assim, os processos de operação/monitoração dos aerogeradores que eram realizados remotamente pela equipe de operação através de sistema computadorizado de tele supervisão e tele controle, tais como: partida e parada das turbinas, sinalização de eventos de erros como sobre tensão e subtensão, falha de frequência, vibração, dentre outros, perfazendo um total de 50 registros diferentes; são agora todos os processos presenciais. A figura a seguir mostra o visor do aerogerador da unidade geradora dois (G2). Os dados contidos nesse aerogerador e apresentados no visor referem-se ao valor da produção e o número de horas trabalhadas até a data da visita em 14 de janeiro de 2010. No entanto, deve-se atentar para o fato de que esses dados não são consistentes por serem dados contabilizados em época mais recente, uma vez que o computador responsável pelo fornecimento e contagem dos dados atuais foi substituído por ser obsoleto.

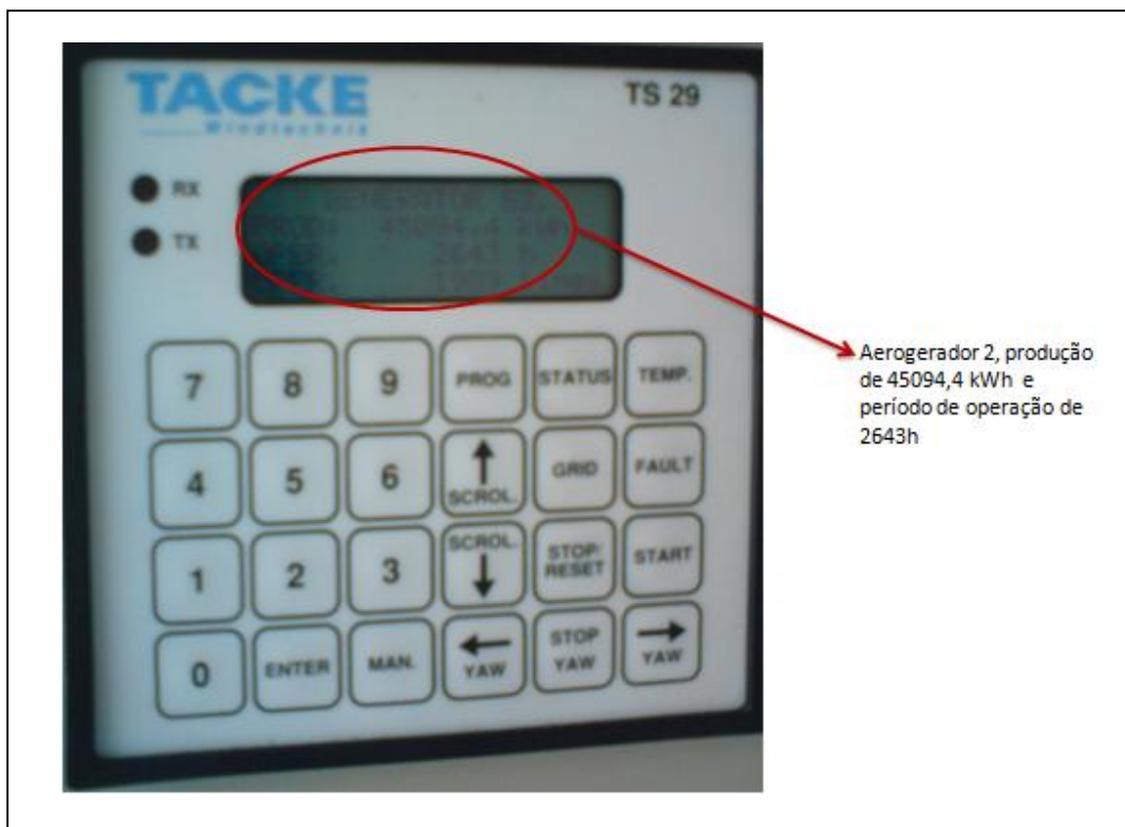


FIGURA 20: Painel/ Visor apresentando dados da unidade geradora “dois”.

Infelizmente encontram-se em operação apenas as unidades dois e três, ambas mantidas pela unidade um, da qual são retiradas as peças para abastecer as unidades ainda em funcionamento. E quanto à unidade quatro, esta já está também desativada a algum tempo.

Na FIG. 21 tem-se a velocidade do vento igual a 2,3 m/s, a rotação adquirida pelo gerador igual a 900 RPM. Essa rotação é a mínima necessária para que o sistema entre em operação. A uma rotação menor, e, portanto insignificante para o sistema, este fica girando livre (Free Wheeling), ou seja, as pás se movimentam, energia é produzida, mas o sistema não é interligado à rede. A expressão usada como “running” representa que a unidade está de fato interligada à rede e se encontra em situação contrária á descrita anterior, a de “free wheeling”. Quando o visor indica a mensagem “running”, toda a energia produzida pelo aerogerador será incorporada à energia produzida pela hidrelétrica local.



FIGURA 21: Gerador “dois” interligado á rede.

Desde 2007, o sistema de telecomando sofreu avarias e para a monitoração e/ou operação da usina faz-se necessária a presença de um operador, como já foi mencionado. Qualquer acompanhamento da usina é feito pessoalmente pelo operador, que anota os dados e principais ocorrências e resolve parte dos problemas ocasionados pelas falhas, os quais não necessitem obrigatoriamente da atenção do técnico especializado.



FIGURA 22-Transformador 380 V e interligação à rede de transmissão

Acima, FIG. 22, é notado um dos transformadores, foto à esquerda, e a interligação à rede de transmissão, foto à direita.

A eletricidade gerada em 380 V e 60 Hz é elevada para 13,8 kV e transmitida para uma subestação de 1 MW, construída no local. Nessa, a tensão é novamente elevada para 34,5 kV e então conectada a LT 34,5 kV Paraúna-Gouveia, que passa a 500 metros da subestação.

O sítio onde a Usina foi instalada está situado sobre a Serra do Espinhaço, a 1.350 metros de altitude, no Município de Gouveia, a 240 km ao norte de Belo Horizonte. Possui topografia complexa, bem característica dos sítios eólicos encontrados no norte do Estado. Os ventos mais freqüentes são provenientes da região de alta pressão situada no Oceano Atlântico e têm como origem predominante a direção leste (66 %). Na TAB.9 é mostrada a distribuição de ventos medida em cada aerogerador.

TABELA 9-Distribuição de freqüência das classes de velocidade de vento sobre as naceles (%)

FAIXA DE VELOCIDADES DO VENTO (m/s)	AEROGERADOR			
	1	2	3	4
3 a 4	7,4	5,6	9,5	4,7
4 a 5	22,3	25,2	26,4	24,8
5 a 6	21,8	22,6	23,9	21,5
6 a 7	17,8	18,2	17,2	17,7
7 a 8	13,1	12,1	10,9	12,7
8 a 9	8,8	8,4	6,7	8,6
9 a 10	5	4,5	3,1	5,3
10 a 11	2,4	1,9	1,3	2,6
11 a 12	0,6	0,7	0,5	1,1
12 a 13	0,3	0,3	0,1	0,4
13 a 14	0,1	0,1	0,1	0,2
V. média em m/s	6,23	6,17	5,88	6,31

Fonte: CEMIG, 1998

3.2 Cálculo da Eficiência Global de Energia (OEE) da Usina do Morro do Camelinho

O objetivo do presente trabalho é determinar as perdas operacionais observadas na geração do parque eólico de Morro do Camelinho da CEMIG, utilizando o conceito de Eficiência Global de um Equipamento de forma a quantificar todas as perdas observadas na geração deste parque eólico. Na TAB. 10 são mostrados os dados operacionais fornecidos pela CEMIG em relação à produção dos quatro aerogeradores existentes no parque eólico de Morro do Camelinho. A companhia foi responsável pelas medições e coleta de dados. Esses dados compreendem o período de agosto de 1994 até junho de 1997 devido ao fato de que este intervalo de tempo constituiu o maior período em que houve uniformidade no fornecimento de dados pela CEMIG.

Analisando a TAB. 10, a coluna (I) indica a produção total mensal dos quatro aerogeradores em kW. A coluna (II), as horas efetivas de produção, ou seja, as horas reais de produção descontando todo tipo de parada nos aerogeradores. Dessa forma, essa coluna corresponde ao numerador do fator “disponibilidade” do OEE na seção 2.8.1, equação também 2.8.1.

$$A = \frac{COLII}{TempoCalendário} \quad (3.2.1)$$

A coluna (III) corresponde às horas disponíveis nos quatro aerogeradores que seriam as horas calendário vezes um fator de segurança igual a 0,95 utilizado pela CEMIG, menos o percentual de calmaria de cada mês. A calmaria corresponde a períodos de tempo onde a

intensidade do vento é inferior a 3,33 m/s, de acordo com as informações fornecidas pela CEMIG.

$$COLIII = HorasCalendário \times 0,95 \times \left(\frac{1 - \% Calmaria}{100} \right) \quad (3.2.2)$$

Assim o fator disponibilidade do OEE é:

$$A = \frac{COLII}{COLIII} \quad (3.2.3)$$

Se subtrairmos da coluna III, que corresponde ao tempo calendário, os valores da coluna II, que constitui as horas efetivas de produção, achar-se-á o tempo de paradas dos aerogeradores.

O tempo padrão foi obtido como o menor quociente entre as horas efetivas produzidas (coluna II) e a produção total de cada mês (coluna I). Este valor que corresponde a 3,57 hr/KW representa a melhor eficiência de produção de energia. Por esse motivo será utilizado 3,57 hr/kW, do mês de agosto de 1996, para o cálculo do coeficiente de desempenho [B] do OEE.

Com base nesses dados foram calculados os coeficientes do OEE utilizando-se as seguintes relações:

$$A = \text{Coluna (II)} / \text{Coluna (III)} \quad (3.2.4)$$

$$B = \text{Tempo padrão (3,57 hr/kW)} \times \text{Coluna (I)} / \text{Coluna (II)} \quad (3.2.5)$$

$$C = 1 \text{ (não foram consideradas perdas de qualidade de energia)} \quad (3.2.6)$$

$$OEE = A \times B \times C \quad (3.2.7)$$

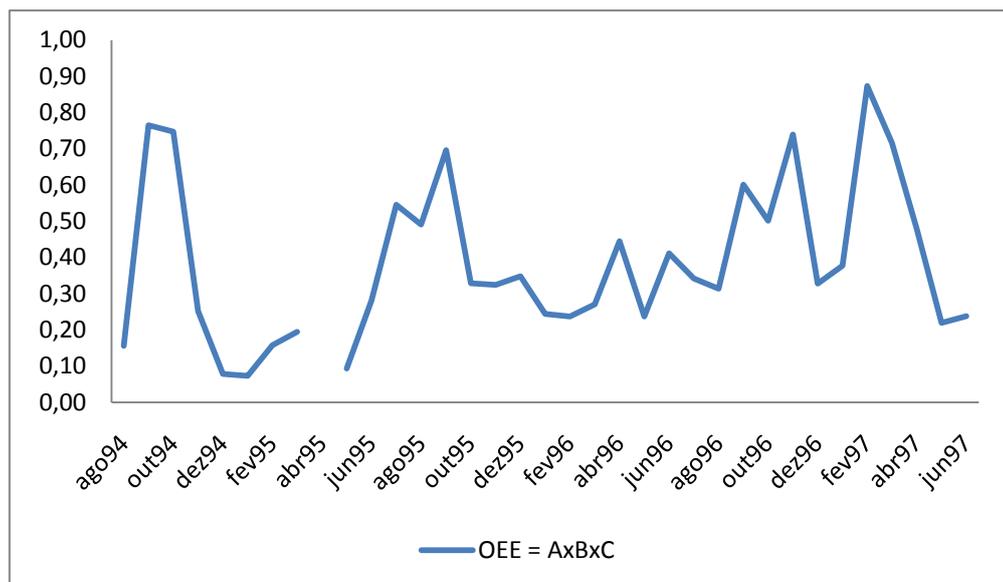


Gráfico 9 – Variação da eficiência operacional global (OEE) dos quatro aerogeradores do Parque Eólico Morro do Camelinho

Fonte: CEMIG

A interrupção observada no GRAF. 9 exatamente em abril de 95 corresponde à ausência no fornecimento de dados por parte da CEMIG, dessa forma, todos os dados para esse período foram arbitrados.

Pode-se observar no GRAF. 9 que a eficiência operacional global dos aerogeradores do Morro do Camelinho foi inferior a 90% durante todo o tempo analisado. A eficiência média foi de 0,39, ou seja, as perdas médias de produção foram superiores a 60% neste período de operação. A disponibilidade média foi de 64% (fator A do OEE) e o fator de desempenho que mede as perdas por velocidade reduzida de produção foi de 56% (fator B).

De acordo com as metas colocadas pela JIPM para sistemas automatizados de produção, que seria o caso dos aerogeradores do Morro do Camelinho, teria que ser atingida uma eficiência global superior a 90%.

As perdas de produtividade observadas são originadas em paradas imprevistas de manutenção e baixas velocidades de operação dos aerogeradores. Estas perdas merecem uma análise mais detalhada, de forma a identificar as suas causas reais e tentar tomar ações adequadas para sua eliminação. Entre os aspectos fundamentais, que devem ser analisados, se encontra a análise crítica dos procedimentos de manutenção (Castro, 2006). Já que paradas imprevistas devem ser eliminadas através de monitoramentos preventivos e preditivos eficazes que monitorem a condição física dos aerogeradores e antecipem o acontecimento de quebras e falhas imprevistas nos diversos sistemas dos aerogeradores. Outro ponto importante, que merece ser observado, é a variação dos ventos já que, como pode ser visto na TAB.1, existe uma variação nas correntes de vento, que pode explicar os baixos fatores de desempenho B do OEE e que responde a velocidades reduzidas de produção. A seguir serão realizadas análises das interrupções observadas nos aerogeradores, estas permitirão avaliar as possíveis causas das perdas de eficiência observadas naqueles.

3.3 Caracterização dos Processos de Falha Observados nos Aerogeradores da Estação do Morro do Camelinho

Para caracterizar o processo de falha nos aerogeradores será utilizada a técnica FMEA.

As tabelas citadas nas seções 2.9.1, 2.9.2, 2.9.3 e 2.9.4 para os índices de ocorrência, gravidade, detecção e mesmo de risco, servirão de base para a criação de tabelas, adaptadas às características de funcionamento da Usina Eólica do Morro do Camelinho.

3.3.1 Classificação das Falhas Históricas dos Aeroogeradores

No QUADRO 1 são mostrados os códigos de ocorrências utilizados pela CEMIG. Os códigos em algarismos arábicos do quadro foram criados com a função de economizar espaço quando utilizados em tabelas e gráficos, uma vez que, a nomeação das falhas dada pela CEMIG se mostra bastante extensa em alguns casos.

QUADRO 1: Códigos de falhas da Usina Morro do Camelinho

1 CORRENTE ASSIMÉTRICA	18 SOBREVELCIDADE NO GERADOR
2 DEFEITO NO SISTEMA DE DISTORÇÃO DOS CABOS	19 SOBREVELCIDADE NO ROTOR
3 SOBREVELCIDADE	20 THERMO RELAYS-MOTORES AUXILIARES COM SOBRECARGA
4 TIRISTOR OPERADO	21 SOBREVELCIDADE NO SENSOR DO ROTOR
5 BOMBA HIDRÁULICO-PRESSÃO INSUFICIENTE (HYD. PUMP. TIME)	22 NORMALIZADA APÓS MANUTENÇÃO
6 NÍVEL DE ÓLEO AGREGADO BAIXO OU COLOCADO 4 LITROS DE ÓLEO DTE-25	23 CONNECT MODOLE (MÓDULO DE CONEXÃO)
7 SECURITY-CHAIN	24 RETORNO EM OPERAÇÃO APÓS MANUTENÇÃO
8 BRAKING TIMEOUT-FRENAGEM MUITO LENTA	25 ANORMALIDADE NO CIRCUITO HIDRÁULICO
9 ANORMALIDADE DEVIDO COMPUTADORES (COMANDO)	26 ANORMALIDADE NO CIRCUITO DE PARTIDA
10 FALHA NO SENSOR DE DIREÇÃO DO VENTO (WING-LUG DEF)	27 VAZAMENTO DE ÓLEO NA NACELE
11 NORMALIZADA APÓS REPARO NO ANEMÔMETRO	
12 NORMALIZADA APÓS REPARO NO AGREGADO HIDRÁULICO	
13 DEFEITO NA PULSAÇÃO DO GERADOR	
14 DEFEITO NO ANEMÔMETRO	
15 CONTATOR G1, G2	
16 INTERLIGAÇÃO APÓS VERIFICAÇÃO MECÂNICA DE TRÊS MARIAS (GRID DROP, FREQUENCY FAULT)*	
17 TWISTED CCW (CABOS TORCIDOS)	

* Motivos determinantes: *Grip Drop* (Queda de linha), *Frequency Fault* (Falha de frequência) ou Sub e sobre-tensão.

Fonte: CEMIG

O QUADRO 1 mostra os defeitos ocorridos durante a operação da usina. Serão explicados os códigos mais relevantes, que constituem os de maior incidência. Para facilitar sua análise os códigos anteriores serão divididos em falhas de origem mecânica, elétrica e de controle. Na TAB.11, é mostrada a evolução das taxas de falhas (λ) históricas dos aeroogeradores, respeitando os códigos do quadro citado.

$$\lambda = \frac{\text{Número de Falhas}}{\text{Período}} \quad (3.3.1)$$

Os cálculos da taxa de falhas foram feitas apenas no período de 2001 a 2006 que é o período onde as falhas foram registradas na CEMIG. Assim, não existem registros anteriores para aquelas.

TABELA 11 - Incidência e frequência de falhas

Dados de incidência de falhas dos aerogeradores no período de 2001-2006											
CÓDIGOS DE FALHAS CEMIG	2001	2002	2003	2004	2005	2006	∑ de falhas	Frequência de falhas ↓	CÓDIGOS ↓	λ (tx falhas)	
FALHAS	3	2	12	8	5	0	2	29	32	5	0,0009
MECÂNICAS	5	0	2	1	22	6	1	32	29	3	0,0008
	6	0	1	1	3	1	0	6	12	21	0,0003
	8	0	1	0	0	0	1	2	6	6	0,0002
	11	1	0	0	0	0	0	1	3	18	0,0009
	12	1	0	0	0	0	0	1	3	24	0,0009
	18	0	3	0	0	0	0	3	2	13	0,0006
	19	0	1	0	0	0	0	1	2	22	0,0006
	20	0	0	0	0	0	0	0	2	25	0,0006
	21	0	0	0	7	4	1	12	2	26	0,0006
	22	0	0	0	0	2	0	2	1	11	0,0003
	24	0	0	0	0	0	3	3	1	12	0,0003
	25	0	0	0	1	0	1	2	1	19	0,0003
	26	0	0	0	2	0	0	2	0	20	0
	27	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0
	1	1	3	7	11	4	4	30	30	1	0,0009
FALHAS ELÉTRICAS	15	0	0	3	0	1	0	4	4	15	0,0001
	16	0	1	1	0	0	0	2	3	24	0,0009
	22	0	0	0	0	2	0	2	2	16	0,0006
	24	0	0	0	0	0	3	3	2	22	0,0006
FALHAS DE CONTROLE	2	1	21	12	6	3	0	43	43	2	0,001
	7	0	16	17	4	5	1	43	43	7	0,001
	9	0	0	0	6	1	0	7	17	10	0,0005
	10	0	1	2	4	9	1	17	7	9	0,0002
	14	0	4	0	0	0	0	4	4	14	0,0001
	17	0	1	2	0	0	0	3	3	17	0,0009
	22	0	0	0	0	2	0	2	3	24	0,0009
	23	0	0	0	0	0	1	1	2	22	0,0006
	24	0	0	0	0	0	3	3	1	23	0,0003
∑ de horas trabalhadas	947	12718	7518	5252	6446	2010	34891 (total)				
Taxa de falhas (λ) mecânicas	0,004	0,0016	0,0013	0,0076	0,002	0,0045					
Taxa de falhas (λ) elétricas	0,0021	0,00031	0,0016	0,0021	0,0011	0,0035					
Taxa de falhas (λ) de Controle	0,0011	0,0034	0,0031	0,0039	0,0031	0,003					

Fonte: CEMIG

Como se pode ver na TAB.11, a coluna de somatória das falhas, “∑ de Falhas CEMIG”, apresenta a soma de dados no período analisado (2001-2006).

Na coluna “Frequência de Falhas” o símbolo indicado pela seta (↓) simboliza que os dados da coluna da somatória estão dispostos em ordem decrescente, assim como os símbolos na coluna seguinte, para identificar as ocorrências de maior incidência.

Na linha “ Σ de Horas Trabalhadas”, têm-se o total anual de horas de funcionamento de todos os quatro aerogeradores para cada um dos anos.

Entretanto o que mais importa nessa tabela é retirar dados para determinar os índices de ocorrência do FMEA, baseados nas tabelas dos autores Helman & Andery (1995) e Lafraia (2006), a tabela então, torna-se adequada ao contexto de falha dos aerogeradores da CEMIG.

Os índices de ocorrência foram calculados a partir do maior e menor valor de λ observados nos registros históricos da CEMIG, TAB. 11. O menor valor de taxa de falhas λ que se pode encontrar é 0,00003 falhas/ano, enquanto que o maior é 0,001 falhas/ano. A subtração entre ambos, ou seja, do maior pelo menor originou um valor que foi dividido por dez, resultando no incremento $9,7 \times 10^{-5}$. Isso porque são dez os índices de ocorrência do FMEA.

A seguir é mostrada a TAB. 12 de “Índices de Ocorrência” a ser utilizada na análise FMEA dos aerogeradores da CEMIG.

TABELA 12- Tabela do índice de ocorrência para os aerogeradores da CEMIG

Probabab. De Ocorrência	<i>Ranking</i>	λ (Falhas/ano)
Muito remota	1	0,00003 - 0,000127
Muito pequena	2	0,000128 - 0,000225
Pequena	3	0,000226 - 0,000323
Moderada	4,5,6	0,000324 - 0,000615
Alta	7,8	0,000616 - 0,000811
Muito alta	9 e 10	0,000812 - 0,001

As classificações apresentadas como “Muito remota” dentre outras dessa mesma tabela, foram baseadas em Helman e Andery (1995).

3.3.2 Análise das Principais Ocorrências por Sistema

Devido à variação das falhas com o tempo é necessário verificar como é o comportamento das taxas de falhas nos três tipos caracterizados nos aerogeradores: falhas de origem mecânica, elétrica e de controle.

Na TAB.13 é mostrada a distribuição de taxas de falhas por tipo no período de 2001 a 2006.

TABELA 13 - Distribuição Anual de Taxa de Falhas por Sistemas

Sistema	Ano	λ
Falhas Mecânicas	2001	0.005
	2002	0.0016
	2003	0.0015
	2004	0.0076
	2005	0.002
	2006	0.0045
Falhas Elétricas	2001	0.0011
	2002	0.00031
	2003	0.0015
	2004	0.0021
	2005	0.0011
	2006	0.0035
Falhas de Controle	2001	0.0011
	2002	0.0034
	2003	0.0044
	2004	0.0039
	2005	0.0031
	2006	0.003

Fonte: CEMIG

O GRAF.10 dá uma idéia da distribuição das falhas observadas.

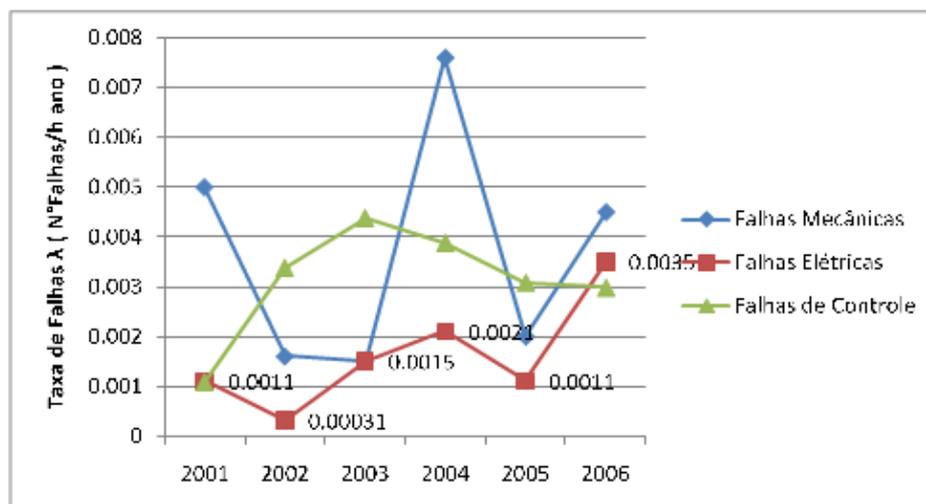


GRÁFICO 10: Variação das taxas de falha com o tempo

Fonte: CEMIG

No GRAF.10 podem ser feitas as seguintes observações:

1. As falhas de origem mecânica e as de origem elétrica oscilam significativamente no período observado.
2. No sistema de controle, houve um aumento até 2002 e depois se manteve a taxa de falhas até 2005.
3. As falhas de origem elétrica, por exemplo, diminuem consideravelmente no período de 2001 à 2002. Após esse período observa-se um crescimento moderado até 2004, quando voltam novamente a cair. A partir do ano de 2005 iniciam o crescimento novamente.
4. As falhas mecânicas são as que apresentam maior crescimento no período analisado. Assim, de 2001 a 2002 têm-se uma queda significativa, para depois crescer de forma considerável.
5. As falhas de controle possuem um crescimento inicial para depois se estabilizarem.

O pico apresentado no gráfico anterior corresponde às falhas de Origem mecânica.

Nas figuras 11, 12,13 seguintes são mostradas as principais ocorrências por tipo de falha analisado.

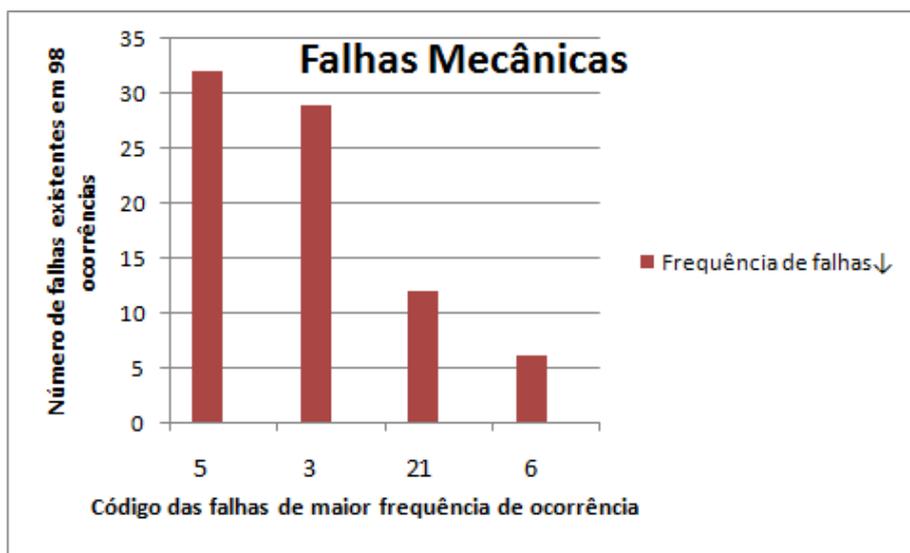


GRÁFICO 11: Frequência de falhas mecânicas

Fonte: CEMIG

No GRAF. 11 o código a apresentar maior incidência em relação às falhas mecânicas é o “cinco”, chamado de “Bomba Hidráulico-Pressão Insuficiente (HYD. PUMP. TIME). Constitui um problema característico do agregado hidráulico, onde a bomba não desenvolve pressão de óleo suficiente dentro do tempo fixado. Se este problema não for solucionado comprometerá significativamente todo o sistema hidráulico e este influenciará de modo negativo toda a unidade, que terminará por sair fora de operação, uma vez que todos os outros sistemas existentes no aerogerador dependem do sistema hidráulico para funcionar.

O segundo maior problema de origem mecânica, é o número “três” ou sobrevelocidade (OVEREPEED), que segundo a CEMIG, é devido a velocidades de vento maiores que o

permitido, excedendo o valor limite especificado. Em Vieira *et al* (2005) apresenta como em outros artigos a velocidade de corte de saída de operação ou “cut-off” do aerogerador como sendo 25 m/s.

Entretanto, os responsáveis diretos pelo funcionamento da usina de camelinho, afirmam que a velocidade máxima permitida para cada aerogerador corresponde à velocidade nominal adicionados 30% desse valor. O valor máximo permitido para a usina, conforme afirma seu operador é de 1200 RPM, ou seja, 900 RPM acrescidos de 30%. Assim, uma vez ultrapassada a rotação de 1200, a unidade geradora é desligada da rede devido ao acionamento do sistema de segurança.

A sobrevelocidade, falha de código “21” e que está na terceira posição no GRAF. 10, é um tanto semelhante à de número três. Em entrevistas e visita à usina, assim como nos dados fornecidos pela CEMIG, os quatro nomes dados à “sobrevelocidade” são redundantes, mas foram todos citados a fim de manter a fidelidade ao material fornecido. Não há perfeita distinção quando se fala em “sobrevelocidade”, ou “sobrevelocidade no gerador” ou mesmo “sobrevelocidade no sensor do rotor”, e ainda “sobrevelocidade no rotor”. Entretanto, no manual da empresa fornecedora das unidades à CEMIG descreve-se os três últimos eventos da seguinte forma:

GEN. OVERSPEED(Gerador Sobrevelocidade): a rotação do estágio de maior ou menor potência excedeu o valor limite fixado.

OVERSPEED SENSOR(Rotor Sobrevelocidade): a velocidade do rotor excedeu o valor limite fixado.

R. OVERSPEED(Rotor Sobrevelocidade): a rotação do rotor excedeu o valor limite fixado.

Quanto ao código “seis” no GRAF. 11, constitui o “nível de óleo agregado baixo ou colocado quatro litros de óleo” foi o quarto modo de falha mais significativo nas falhas de

origem mecânica. E a consequência ou efeito de uma falha dessas implica num tempo maior de funcionamento por parte da bomba do motor até que, se consiga atingir a pressão de óleo adequada ao funcionamento do aerogerador.

Como é mostrado no GRAF. 12, entre as falhas de origem elétrica citadas nesse trabalho, as quatro maiores incidências são as dos códigos um, quatro, quinze e 24, ou pelos nomes “corrente assimétrica”, “tiristor operado”, “contator G1, G2”, e “retorno em operação após manutenção, respectivamente.

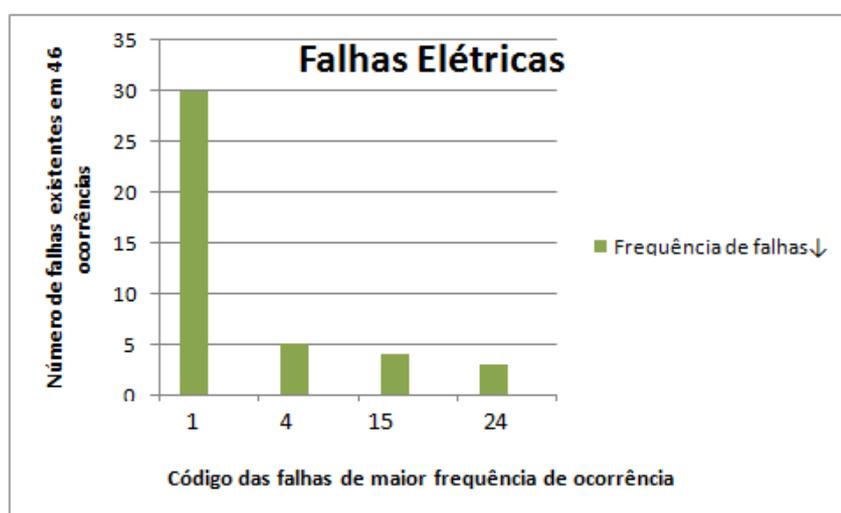


GRÁFICO 12: Frequência de Falhas Elétricas

Fonte: CEMIG

Quando se fala em corrente assimétrica, que é ocorrência elétrica de maior incidência, consta-se que uma corrente é **simétrica** quando as envoltórias daquela são simétricas em relação aos eixos do tempo, e assimétrica quando ocorre justamente as condições contrárias. Um exemplo de influência da corrente assimétrica ocorre quando, por exemplo, um curto-circuito está prestes a acontecer, nessa situação as ondas das correntes são assimétricas depois passam a ser simétricas.

Ou segundo Klock Jr (2005), quando uma corrente deslocada pela componente contínua é aplicada a um transformador de corrente, cuja carga secundária é resistiva, acontece da componente contínua da corrente introduzir um fluxo contínuo no núcleo do transformador de corrente sobre o qual já oscila um fluxo devido à componente alternada da corrente. Dessa forma uma corrente assimétrica necessita de mais corrente de excitação que a curva de excitação normalmente exigiria. E o efeito disso é que a saída de um transformador de corrente na presença da componente contínua é menor do que a que se esperava. Entretanto, os responsáveis pelo funcionamento da usina acreditam que a presença da corrente assimétrica entre as fases é provocada por falha em um dos tiristores. Sabendo-se que estes permitem o chaveamento inicial interligando a máquina ao sistema, além de possibilitar a entrada e saída de operação da unidade geradora.

A segunda ocorrência de maior frequência corresponde ao “tiristor operado”.

O defeito “contator G1, G2”, falha de número quinze, está em terceiro lugar, trata de um defeito no contator do aerogerador. A função de um contator é permitir que um sistema, que seja interligado à rede de energia continue ligado a ela completando o serviço inicial dos tiristores. Além de dar continuidade ao chaveamento que foi iniciado pelo tiristor, e após isso conseguir manter a interligação, mesmo estando este fora da operação. Assim, qualquer defeito no contator pode comprometer a interligação da unidade geradora.

O defeito “16” ou “interligação após verificação mecânica de Três Marias se subdivide em “*Grid Drop*”, “*Frequency Fault*”, “*Under*” e “*Over voltage*”(Queda de linha, Falha de Frequência e Sub e sobretensão), para facilitar a codificação e por todos estes provém da mesma raiz.

Outra ocorrência um tanto comum foi o “retorno em operação após manutenção”, falha de código “24”, GRAF. 12. Que pela falta de especificação por parte da CEMIG, a

nomeação da falha possa parecer um tanto superficial. Todavia, deduz tratar-se de um evento digno de menção e que possa ter atingido maiores proporções, uma vez que a falha não pôde ser solucionada apenas pelo operador prescindindo a presença do pessoal da manutenção.

A saber, as definições das principais ocorrências de falhas de acordo com o artigo escrito pela CEMIG para o CIDEL, CONGRESO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA (2006),

- :Grid drop (Queda de linha)- Este evento foi gerado devido às interrupções na alimentação da rede, atuando no funcionamento dos aerogeradores.
- Frequency fault (Falha de frequência)- Responsável pela maioria das interrupções no funcionamento dos aerogeradores. Esse evento não ocorre, necessariamente, em função de uma variação de frequência no sistema elétrico. Na maior parte das vezes, ocorre quando os aerogeradores perdem as referências do sistema elétrico, ou seja, quando este é interrompido (*Grid Drop*), e/ou quando a Usina opera momentaneamente isolada do sistema elétrico local.
- Undervoltage e Sobrevoltage (Sub e sobre tensão)- Estes eventos foram gerados, na sua grande maioria, devido ao fato da faixa de ajustes dos sensores de tensão estar fora dos valores admissíveis para as condições do sistema elétrico local. Como o sistema local apresenta variações de tensão freqüentes, tornou-se necessário à adequação do ajuste dos parâmetros aos níveis do local.

Das falhas relacionadas ao controle, entre as de maior incidência está a falha correspondente ao código “dois” ou defeito no sistema de distorção de cabos, a “sete” ou “security chain” (cadeia de segurança), a “dez” “WING-LUG. DEF” que é a falha no sensor de direção dos ventos. E a “nove” ou anormalidade devido a computadores de comando, GRAF.13.

A primeira falha citada corresponde ao giro na mesma direção de 360° dos cabos da nacele em número maior que duas vezes.

A segunda falha ou cadeia de segurança é um evento que faz parte do sistema de segurança dos aerogeradores. Inclui vários sensores (indicador de velocidade, vibração, parada de emergência etc.) e desliga imediatamente o aerogerador, independentemente da operação do computador de controle (mesmo se ocorrer uma falha no mesmo). Quando este evento (security chain) é ativado, a tensão nos contadores e válvulas é interrompida. (CEMIG/Congresso CIDEL 2006).

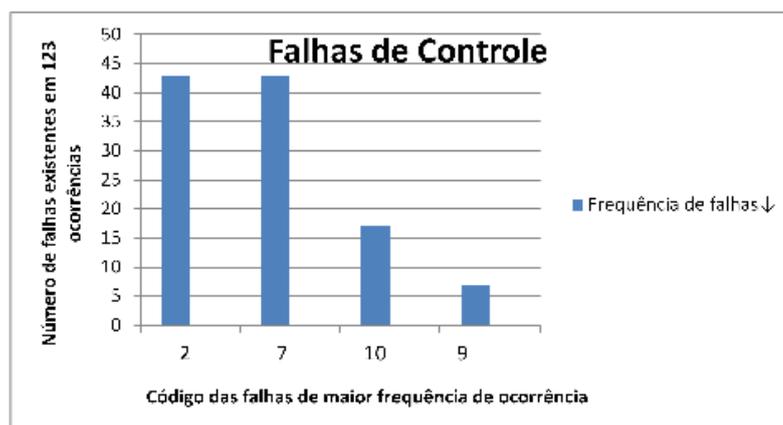


GRÁFICO 13: Frequência de Falhas de Controle

Fonte: CEMIG

Na falha no sensor de direção dos ventos percebe-se um comprometimento no sistema automático de detecção dos ventos. Esse sistema é responsável por fazer com que as pás do rotor fiquem perpendiculares à direção dos ventos. A CEMIG se refere a essa falha como um agarramento do sistema numa única posição. Finalmente em “anormalidade devido a computadores de comando” isso pode ser devido a qualquer problema relacionado ao

comando de sistemas. Essa falha tem pouca ocorrência e seu estudo não é de grande interesse por se mostrar vasto e de ocorrência mínima.

3.3.3 Análise da Criticidade Utilizando o FMEA

Devido à existência de vários modos de falha afetando geradores faz-se necessário realizar um estudo que permita caracterizar de forma mais ampla as diferentes ocorrências observadas nos aerogeradores. As dimensões de ocorrência de falhas serão mostradas nas tabelas 14, 15, 16 e 17.

Dimensão da ocorrência de falha

TABELA 14- Probabilidade de índice de Ocorrência (CEMIG)

Probabab. De Ocorrência	Ranking	λ (Falhas/ano)
Muito remota	1	0,00003 - 0,000127
Muito pequena	2	0,000128 - 0,000225
Pequena	3	0,000226 - 0,000323
Moderada	4,5,6	0,000324 - 0,000615
Alta	7,8	0,000616 - 0,000811
Muito alta	9 e 10	0,000812 - 0,001

Dimensão da gravidade de falha

TABELA 15 - Tabela do Índice de Gravidade (CEMIG)

Gravidade (G)	Ranking	
Apenas perceptível	1	Não tem influência sobre o cliente
Pouca impotância	2 e 3	Pouca influência sobre o cliente
Moderadamente grave	4 a 6	Influência moderada e perceptível sobre o cliente
Grave	7 e 8	Considerável influência sobre o cliente
Extremamente grave	9 e 10	Influência extrema sobre o cliente

Dimensão da detecção de falha

TABELA 16 - Tabela do Índice de Detecção (CEMIG)

Probabilidade de detecção (D)		
Muito alta	1	Operador detecta a olho nú estando imediatamente presente
Alta	2 a 3	Operador detecta com certa dificuldade imediatamente presente
Moderada	4 a 6	Manutenção detecta sem a presença de instrumentos
Pequena	7 a 8	Manutenção detecta através de instrumentos
Muito pequena	9	Facilidade de detecção pelo operador, mas não se encontra no instante

A partir das três dimensões acima, consegue-se uma quarta como resultado. A esta chamamos de dimensão de risco.

Dimensão do risco de falha RPN (Risk Priority Number – Número de Prioridade de Risco). Que é igual à $RPN = Ocorrência \times Gravidade \times Detecção$.

TABELA 17 - Tabela do Índice de Risco (CEMIG)

Risco=O X G X D	
Baixo	1 a 135
Moderado	135 a 500
Alto	500 a 1000

Esse trabalho procurou separar o FMEA em duas classes: *conceitual e histórico*. Na primeira foram apresentadas todas as falhas que, em potencial poderiam ocorrer num sistema de produção de energia eólica, mas que não necessariamente ocorreram de fato. Na segunda classe tratou-se do FMEA histórico, ou seja, foram estudados os reais problemas que surgiram durante a operação da usina, mediante ao fornecimento de dados pela CEMIG. Assim, os dados utilizados no trabalho foram cedidos pela CEMIG através de relatórios mensais de operação que continham as falhas que surgiram e também o número de horas de funcionamento de cada aerogerador. Dessa forma foi possível montar as tabelas de taxa de

falhas (λ) como visto anteriormente e os FMEAs históricos. Para a confecção do FMEA conceitual foram utilizados apenas dados contidos no manual “B6 Mensagens de Eventos” fornecido pelo pessoal responsável pela manutenção e operação da usina eólica.

O FMEA conceitual apresentado no anexo serve como base para a definição de ações de manutenção que permitem gerenciar os diferentes modos de falha da instalação. Como o objetivo principal dessa dissertação é analisar as causas das perdas de eficiência energética, será dada ênfase ao FMEA histórico apresentado na próxima seção.

FMEA HISTÓRICO

A seguir são apresentados os FMEAS históricos dos aerogeradores da estação Morro do Camelinho elaborados com base nas escalas de ocorrência, gravidade, detecção e risco.

4.1- Falhas de origem Mecânica

Nas tabelas 18 e 19 serão apresentados os FMEAS para os modos de falhas mecânicos.

TABELA 18- Falhas de Origem Mecânica Histórica (Parte I)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS							DIVI SÃO Falhas de origem mecânica				
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO PRODUTO			<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO				FOLHA				
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AEROGERADORES G1 G2 G3 G4	AGREGADO HIDRÁULICO	Indispensável à entrada em funcionamento da unidade na rede. Inclui sistemas hidráulicos como a bomba e reservatório de óleo.	Nível do reservatório abaixo do limite fixado. <u>5</u>	A unidade geradora fica impedida de entrar em funcionamento.	Pressão de fluxo de óleo insuficiente.	Inspeção visual	2	10	9	180	Elaboração de um plano de técnicas de inspeção.
			Pressão insuficiente dentro do tempo determinado. <u>5</u>	Sistema interrompe seu funcionamento.	Vazamento de óleo.	Medidores de nível.	2	10	9	180	Plano de ação preditiva.
			Sobrecarga <u>6</u>	A bomba é obrigada a trabalhar por muito mais tempo.	Sistema de vedação de ar da bomba comprometido.	Técnicas de inspeção.	8	10	9	720	Elaboração de um plano de inspeção
	CAIXA DE ENGRENAGENS.	Multiplicar a velocidade do rotor para a velocidade de giro do gerador. Além de acoplar o gerador ao rotor.	Defeito na pulsação, o período do rotor desviou em 25% do período do gerador. <u>13</u>	A caixa não consegue completar sua missão de adequar a velocidade do rotor para a velocidade de giro do gerador.	Falha na caixa de engrenagem ou quebra do acoplamento entre rotor e caixa de engrenagens ou entre esta e o rotor	Verificação e manutenção corretiva.	1	5	9	45	Elaboração de um plano de manutenção preventiva.
					Confirmação via modem/visual.	1	10	9	90	Elaboração de um plano de manutenção preditiva.	

TABELA 19- Falhas de Origem Mecânica Histórica (Parte II)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO(Falhas de origem mecânica)					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA					
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DO PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO									
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO			
DATA ÚLT. REV. PROJ			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		Fev/2010			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				RECOMENDAÇÕES
							O	G	D	R	
AEROGERADORES G1 G2 G3 G4	GERADOR ELÉTRICO	Transformar energia mecânica do rotor em elétrica	"Braking Time out"(frenagem lenta)	A rotação do gerador diminuiu muito lentamente durante a frenagem.	Desgaste do freio aerodinâmico ou velocidade muito alta do vento.	Indicação via modem	1	5	9	45	Elaboração de um plano de inspeção
			Sobrevelocidade. 3	A rotação do estágio de maior ou menor potência excedeu o valor limite fixado.	Velocidade do vento acima da admissível, ou falha na interligação da unidade à rede.	Verificação por meio do painel	8	8	9	576	Não há o que fazer sobre a velocidade alta do vento. No caso de falha pode-se criar um plano de inspeção.
	ROTOR	Transformar energia cinética dos ventos em energia mecânica.	Overspeed sensor (sobrevelocid.)	A velocidade do rotor excedeu o valor limite fixado.	Velocidade do vento acima do permitido ou falha ao interligar	Verificação por meio do painel	2	8	9	144	Não há solução para a falha. plano de inspeção para a falha.
			Braking Time-out (Frenagem deficiente).	A rotação do rotor excedeu o valor limite fixado.	Patilhas gastas ou velocidade muito alta.	Verificação por meio do painel	1	9	9	81	Manutenção preventiva elaboração de um plano de inspeção.
CIRCUITO DE PARTIDA.	Inicia o funcionamento do sistema	Anormalidade no circuito.	Não partida ou parada imediata da unidade.	Baixa pressão do sistema hidráulico sobrevelocidade ou falha no sist. de controle.	Painel	1	9	9	81	Manutenção preventiva.	

4.1.2- Falhas de origem Elétrica

Nas tabelas 20, 21 e 22 serão apresentados os FMEAS para os modos de falhas elétricos.

TABELA 20 -Falhas de Origem Elétrica (Parte I)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS							DIVISÃO Falhas de Origem Elétrica				
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO			<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA				
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PRODUTO			<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO								
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL	ÍNDICES				AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)		CONTROLES ATUAIS	O	G	D	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	CONTADORES	Dão continuidade ao chaveamento iniciado pelo tiristor, necessitando deste para entrada em operação do sistema elétrico. Uma vez interligada à máquina, o tiristor se retira e os contadores mantêm a interligação. Permitem também a entrada e saída de operação do sistema.	Corrente assimétrica. <u>1</u>	A unidade geradora é desconectada da rede pois excederá o limite de operação dos tiristores.	Falha ao atuar como "bypass"	Indicação via modem	8	10	9	720	Corretiva e plano de inspeção e controle.
			Falha ao atuar (Contator G1) <u>15</u>	Atuação incorreta dos contadores para o estágio de maior potência, 250Kw Aerogerador 1.	Falha no próprio contator ou no "cartão" de saída da CPU.	Via modem	1	5	9	45	Corretiva e plano de inspeção e controle.
			Falha ao atuar (Contator G2) <u>15</u>	Atuação incorreta dos contadores para o estágio de menor potência, 80Kw Aerogerador 2.	Falha no próprio contator ou no "cartão" de saída da CPU.	via modem	1	5	9	45	Corretiva e plano de inspeção e controle.
	TIRISTORES	Permitem o chaveamento inicial interligando a máquina ao sistema. E entrada e saída de operação.	Corrente assimétrica. <u>1</u>	A unidade geradora e desconectada da rede.	Falha em um dos tiristores que atuam no sistema.	Indicação via modem	8	10	9	720	Corretiva e plano de inspeção e controle.
			Tiristor operado <u>4</u>	Impede a unidade de ser interligada à rede.	Quebra da conexão de gate do tiristor.	Modem	2	10	9	180	Corretiva
	REDE	Transporte de energia elétrica.	Interrupções na alimentação da rede. <u>16</u>	Interrupção do funcionamento das unidades.	Instabilidade da rede Paraúna-Gouveia.	Indicação via modem.	1	10	9	90	Impossibilidade de atuação.

TABELA 21 - Falhas de Origem de Elétrica (Parte II)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de origem mecânica						
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA						
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO										
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO				
DATA ÚLT. REV. PROJ. Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthechnick		Fev/2010				
ITEM			FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL					AÇÃO CORRETIVA	
NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO		FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				RECOMENDAÇÕES	
							O	G	D	R		
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4		GERADOR ELÉTRICO	Transformar a energia mecânica do eixo do rotor em energia elétrica.	"Frequency fault" a corrente de saída excedeu o valor limite (na teoria). ¹⁶	Saída de operação da unidade geradora da rede.	Na prática os aerogeradores perdem a referência do sistema elétrico (sistema interrompido ou a usina hidrelétrica de Paraúna opera isolada do sistema elétrico.	via modem	1	10	9	90	Plano de manutenção preventiva e preditiva.
			Queda ou perda de tensão ¹⁶	Sobrecorrente em uma ou mais fases causando o desligamento da unidade.	Instabilidade da linha de transmissão Paraúna/Gouveia.	Indicação via modem	1	10	9	90	Não há devido a condições externas à usina eólica.	
			Sobretensão ¹⁶	A unidade geradora é desconectada da rede.	A tensão de saída de 1 fase ou distribuída entre as 3 fases excede o valor limite (devido a faixa de ajustes dos sensores de tensão).	Via modem	1	10	9	90	Corretiva e plano de inspeção e controle.	

TABELA 22 - Falhas de Origem de Elétrica (Parte III)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO SÃO Sistemas Elétricos					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO		FOLHA			
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO			
DATA ÚLT. REV. PROJ. Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL					AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	GERADOR	Transformar a energia mecânica do eixo do rotor em energia elétrica.	Potência acima do limite <u>16</u>	Após algum tempo de permanência nessa potência, a unidade é desligada da rede.	A produção do gerador excedeu o valor limite fixado, devido alta velocidade.	Via modem	2	2	9	36	Não há.
			Ângulo de defasamento inadequado. <u>4</u>	O gerador nessas condições é desligado da rede, ainda que continue operando.	Falhas nos tiristores.	Indicação via modem	3	2	9	54	Correção do ângulo (corretiva) e aplicação de medidas de inspeção programada.
			Relé de temperatura ativado. (Falha não classificada na CEMIG).	A potência produzida é limitada devido ao aquecimento.	Valor limite fixado de temperatura do enrolamento do gerador foi excedido	Indicação via modem	5	2	9	90	Manutenção programada (verificar possíveis situações que ocasionam o problema).
			A tensão de saída de uma fase ou distribuída entre as três fases, está abaixo do valor limite. <u>16</u>	Unidade geradora não será interligada à rede.	A faixa de ajuste dos sensores de tensão está fora dos valores admissíveis p/ as condições do sistema elétrico local. Ou velocidade baixa do vento.	Via modem	6	2	9	108	Corretiva e plano de inspeção e controle.

4.1.3- Falhas de origem de Controle

Nas tabelas 23 e 24 serão apresentados os FMEAS para os modos de falhas mecânicos.

TABELA 23 - Falhas de Origem de Controle (Parte I)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO SÃO Sistemas de Controle						
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA						
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DO PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO										
CUENITE/REF. CEMIG DATA ÚLT. REV. PROJ Feb/2010			APLICAÇÃO Busca de melhorias PRODUTO/PROCESSO			ÁREAS ENVOLVIDAS Tacke Windthecnick		DATA DA ELABORAÇÃO Feb/2010 DATA DA PRÓXIMA REVISÃO				
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES		
			MODOS	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES					
							O	G	D	R		
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	ANEMÔMETRO	Medir a Velocidade do vento	Defeito no medidor_14	O medidor do anemômetro indica sempre o mesmo valor.	Velocidade do vento permanece constante.	Indicação por painel, via modem.	1	1	9	9	Não há recomendações devido à velocidade do vento.	
					Velocidade do vento não varia.	Indicação via modem	1	4	9	36	Não há recomendação corretiva.	
	SENSOR DE DIREÇÃO DOS VENTOS (BIRUTA)	Gira de acordo com a direção dos ventos e emite sinais sobre esta posição ao computador de comando que orienta a nacela.	"Agarrado"/prezo à uma única posição. 10	Comprometimento do sistema automático de detenção de ventos (sistema de giro da nacela) por estar impossibilitado de enviar sinais.	Falta de manutenção (local de difícil acesso, externo à torre ou final da vida útil	Indicação via modem	4	9	9	324	Plano preventivo de troca dos sensores. Análise de confiabilidade do sistema de controle le.	
					Giro na mesma direção de 360° dos cabos da nacela em número maior que duas vezes .	Indicação via modem	10	10	9	900	Manutenção corretiva e elaboração de um plano de inspeção.	
SISTEMA DE DISTORÇÃO DE CABOS	Encarregado de parar o funcionamento do aerogerador no caso da torção dos cabos da nacela e em seguida permitir-lhes a distorção.	Defeito no sistema de distorção dos cabos.2	Sobrevelocidade e parada de emergência.	Cabos torcidos (Twisted CCW) 17	Cabos soltos ou quebrados.	Giro na mesma direção de 360° dos cabos da nacela em número maior que duas vezes .	Indicação via modem	1	10	9	90	Manter o sistema de distorção de cabos sempre inspecionado.

TABELA 24 - Falhas de Origem de Controle (Parte II)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO SÃO Sistemas de Controle					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DO PRODUTO			<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO			FOLHA					
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL					AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	SISTEMA DE SEGURANÇA DOS AEROGERADORES.	Possui vários sensores indicadores de velocidade, vibração. Permite a parada de emergência	"Security-Chain" (cadeia de segurança). <u>2</u>	A tensão nos contadores e válvulas é interrompida desconnectando-se o aerogerador do sistema elétrico	Devido a fenômenos que provoquem excesso de velocidade ou vibrações	via modem	10	10	9	900	Não há possibilidade de ação corretiva por se tratar de fenômenos naturais.
	MÓDULO DE CONEXÃO	O módulo de conexão faz a interligação da unidade com a rede.	Ausência da mensagem "OK" no módulo de conexão. <u>23</u>	A sua inoperância impede que a unidade seja interligada à rede.	A mensagem aparece quando não há resposta do módulo de conexão.	Indicação via modem	1	10	9	90	Corretiva e elaboração de um plano de manutenção.
			Falha de atuação no módulo de conexão. <u>23</u>	A conexão entre a placa principal e o processador foi interrompida.	Processador trabalhou de forma inadequada ou em sobrecarga.	Via modem	1	10	9	90	Corretiva e elaboração de um plano de manutenção.

4.1.4- Resumo dos modos de falha mais críticos

A seguir, na TAB. 25 serão mostrados os modos de falha mais críticos observados em todos os sistemas dos aerogeradores da CEMIG.

TABELA 25 - Índice de Risco (RPN)

Falhas de	Falhas (maior ocorrência)	Código	Ocorrência	Gravidade	Deteção	RPN*
Origem	Bomba Hidráulico-Pressão Insuficiente	(5)	8	10	9	720
Mecânica	Sobrevelocidade	(3)	8	8	9	576
	Nível do Reservatório Abaixo do Limite Fixado	(6)	2	10	9	180
	Sobrevelocidade (<i>Overspeed Sensor</i>)	(21)	2	8	9	144
Falhas de	Corrente Assimétrica	(1)	8	10	9	720
	Tiristor Operado	(4)	2	10	9	180
Origem Elétrica	Interligação após Verificação Mecânica	(16)	6	2	9	108
Falhas de	Defeito no Sistema de Distorção de Cabos	(2)	10	10	9	900
Origem	Cadeia de Segurança (<i>Security-Chain</i>)	(7)	10	10	9	900
de Controle	Falha no Sensor de Direção do Vento (<i>Wing-Lug Def</i>)	(10)	4	9	9	324

*RPN- Número de prioridade de risco

A TAB. 25 mostra para quais modos de falha deve ser dada atenção primeiramente. Pode-se perceber que a falha de código sete, ou “*security chain*” e defeito no sistema de distorção de cabos, código dois, apresentaram os maiores índices de risco, ambos iguais a 900. O defeito “*security chain*”, faz parte das falhas de origem de controle. E é detectada toda vez que surge algum problema como é descrito a seguir:

Security Chain (Cadeia de Segurança): Este evento faz parte do sistema de segurança dos aerogeradores. Inclui vários sensores (indicador de velocidade, vibração, parada de emergência etc.) e desliga imediatamente o aerogerador, independentemente da operação do computador de controle (mesmo se ocorrer uma falha no mesmo). Quando este evento (*security chain*) é ativado, a tensão nos contactores e válvulas é interrompida, desconectando o aerogerador do sistema elétrico. (COSTA H. *et al*, SNPTEE 2005).

ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados dos modos de falha realizada no item 4.1.4 desta dissertação mostra que as falhas de caráter mais crítico nos aerogeradores da estação do Morro do Camelinho na CEMIG estão no sistema de controle (ver tabela do item 4.1.4).

Os modos de falha mais críticos neste sistema são os seguintes:

1. Defeito no sistema de distorção de cabos
2. Cadeia de segurança
3. Sensor agarrado

Os dois primeiros modos de falha originam perdas por paradas dos aerogeradores e como se pode observar na TAB. 25, estes dois são desta forma os que mais impactam a perda de eficiência por disponibilidade observada na eficiência geral da instalação (disponibilidade média anual da instalação 64%, ver TAB. 10).

O terceiro modo de falha de importância no sistema de controle é o “sensor agarrado”. Este sensor é responsável pela orientação adequada do rotor em direção ao vento. Este modo de falha, apesar de não ser muito frequente (índice de ocorrência igual a quatro), mas de difícil detecção (índice de detecção igual a nove), o que indica que existe uma grande possibilidade dos aerogeradores funcionarem com este modo de falha estando presente. Isto explica as baixas eficiências de desempenho observadas no OEE (índice médio anual de desempenho igual a 56%, ver TAB. 10). Estes três modos de falha devem ser gerenciados de forma prioritária na instalação para garantir maiores eficiências de funcionamento, ou seja, maiores OEEs.

No sistema mecânico existem dois modos de falha que interferem também na eficiência dos aerogeradores, mas em menor intensidade que os modos de falha do sistema de controle (apresentam RPNs inferiores). Estes modos de falha são os seguintes:

1. Bomba hidráulico-Pressão insuficiente.
2. Sobrevelocidade
3. Nível do reservatório abaixo do limite fixado
4. Sobrevelocidade (*Overspeed Sensor*)

O primeiro destes modos de falha é originado em processos de desgaste nos diferentes componentes do sistema hidráulico, que originam vazamentos e perdas de processo. Pode existir também desgaste na bomba e atuadores que podem contribuir com este tipo de ocorrências. Como sua ocorrência é freqüente (índice de ocorrência igual a oito) e é de fácil detecção (índice de detecção igual a dois), cabe aos responsáveis pela manutenção implementar um plano preventivo eficiente, que permita controlar os desgastes nos diferentes componentes do sistema hidráulico (bomba, vedações, etc) para melhorar a disponibilidade da instalação.

Já o modo de falha sobrevelocidade é originado em aspectos difíceis de serem gerenciados, uma vez que depende da intensidade dos ventos. Para minimizar a ocorrência desse tipo de evento é necessário um projeto aerodinâmico mais eficiente em relação às rotações, ou seja, que permita limitar a velocidade do rotor quando a intensidade do vento aumentar acima de valores críticos.

A falha “Nível do reservatório abaixo do limite fixado” tem como causas uma baixa pressão de óleo e também vazamento, como já foi dito, um vazamento pode originar-se no desgaste dos componentes do sistema. E a baixa pressão pode surgir como um dos motivos devido a um vazamento de óleo. Quando surge esse tipo de falha, tem-se como efeito que a

não entrada em funcionamento da unidade geradora. Entretanto, esse problema pode ser solucionado através de uma manutenção bem feita e de acompanhamento do componente que se apresenta defeituoso.

Na sobrevelocidade do sensor a causa dessa falha é a velocidade do vento acima do limite permitido. Quando isso ocorre, verifica-se que o rotor também ultrapassa um limite do qual não poderia ultrapassar. Como esse defeito também é originado em aspectos difíceis de serem gerenciados, como a intensidade dos ventos, resta apenas elaborar um projeto aerodinâmico mais eficiente em relação às rotações, como foi proposto para a falha sobrevelocidade.

Por último, no sistema elétrico observam-se as seguintes falhas:

1. Corrente assimétrica
2. Tiristor operado
3. Interligação após verificação mecânica de Três Marias (GRID DROP)

O modo de falha mais crítico é a corrente assimétrica, que é originada nos contadores que devem atuar como “*bypass*” ou é originada nos tiristores, responsáveis pelo chaveamento inicial interligando a unidade geradora ao sistema elétrico. Este tipo de modo de falha é de fácil detecção o que indica que sua ocorrência pode ser minimizada através de um plano preditivo de inspeção do estado dos contadores e tiristores, como por exemplo, técnicas de termografia.

Uma falha recebe o nome de “tiristor operado” quando ocorre a quebra da conexão (gate) daquele ou essa conexão fica permanentemente aberta, convém que se faça a troca do tiristor danificado. Esse tipo de falha também é de fácil detecção uma vez que são os tiristores que fazem o chaveamento inicial da unidade à rede. Quando um tiristor está danificado não é

possível a interligação ao sistema. Para evitar que esse defeito surja pode-se aplicar também técnicas de manutenção preditiva.

Na falha “Interligação após verificação mecânica de Três Marias” observa-se algumas situações que se necessita da interligação da unidade geradora. São eles resumidamente: *Grid Drop* (Queda de linha), *Frequency Fault* (Falha de frequência) ou Sub e sobre-tensão. Neste caso a interligação foi necessária devido em específico à uma sub-tensão provocada pela instabilidade na linha de transmissão, essa circunstância gerou uma sobrecorrente em uma ou mais fases. Neste caso nada se pode fazer em relação às unidades geradoras, porque todo o problema é provocado pela instabilidade da rede elétrica local.

CONCLUSÕES

A energia eólica é uma das fontes renováveis mais promissoras do planeta. É uma energia limpa e quase inesgotável. A maior parte das economias do planeta estão fazendo grandes investimentos para aumentar a capacidade instalada dos aerogeradores tanto “*onshore*” como “*offshore*”.

Por esses motivos é muito importante analisar o comportamento dessa nova fonte de energia e maximizar sua eficiência para que se transforme numa forma competitiva de geração de energia se comparada com as formas convencionais não renováveis existentes na atualidade (energia termelétrica, nuclear, etc) e outras fontes renováveis, por exemplo, a energia hidrelétrica.

O primeiro objetivo dessa dissertação foi verificar a possibilidade de medir a eficiência energética de uma instalação de geração eólica através do coeficiente OEE que pode ser utilizado para medir todas as perdas operacionais existentes nesse tipo de geração de energia.

As significativas perdas operacionais observadas no sistema de geração eólico do Parque do Morro do Camelinho foram de aproximadamente 60%. Estas perdas se originam em paradas imprevistas e em perdas funcionais originadas em velocidades reduzidas de operação contribuindo cada um destes fatores de modo quase igualitário nas perdas observadas.

As paradas imprevistas se originam na sua maioria em aspectos técnicos- operacionais ligados a processos inadequados de manutenção, em particular no sistema de controle dos aerogeradores, que mostrou ser o sistema mais crítico em relação às falhas de origem de controle em todo o aerogerador. O segundo tipo de falhas, de caráter funcional se deve em

parte também a aspectos de manutenção não gerenciados de forma adequada, como nos sensores de orientação dos rotores. Entretanto, os valores das perdas observadas indicam que podem existir outras fontes de perdas como interação de correntes de ar entre aerogeradores, que sem dúvida, podem reduzir a eficiência funcional dos rotores.

Os resultados obtidos nessa dissertação são de extrema importância para otimizar a operação de sistemas de geração eólica e mostrar a necessidade de aprofundar aspectos tecnológicos e operacionais para transformar este tipo de fonte de energia renovável numa opção competitiva em relação a outras fontes de energia.

Não obstante, convém citar algumas possibilidades de trabalhos futuros, trabalhos estes os quais se poderá dar continuidade à atual dissertação tais como desenvolver um gráfico comparativo entre a potência e as perdas num gerador elétrico. E levantar estudos a respeito da qualidade de energia produzida pela Usina de Camelinho, que neste trabalho foi considerada como sendo 100%, ou fator de qualidade “C” igual a 1 .

PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

Desenvolvimento de um gráfico comparativo entre a potência e as perdas num gerador elétrico para grande porte, uma vez que na literatura apenas foi encontrado para equipamentos de menor capacidade.

Levantar estudos a respeito da qualidade de energia produzida pela Usina Eólio Experimental do Morro do Camelinho, que neste trabalho foi considerada como sendo 100%. Assim, será futuramente dada maior atenção ao fator de qualidade “C”, que em virtude da complexidade do assunto, foi considerado como sendo de valor igual a uma unidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION (AWEA)ANEEL. Atlas de Energia Eólica do Brasil. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/energia_eolica/6_2.htm>. Acesso 15 Jun 2009

ANEEL. Atlas, 3 ed. 2006. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica(3).pdf) . 2006>. Acesso em: 24 Ago. 2009

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABBeólica). *Energia Eólica. Disponível em:* < <http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19304>>. Acesso em: 21 Ago 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E MEIO AMBIENTE (ABEAMA). *Energia eólica.* Disponível em: <<http://www.abeama.org.br/pagina.asp?pag=ereolica>>. Acesso em: 23 Jul 2009.

BRICK, E. S. *Processos, Metodologias e Modelos para Logística de Manutenção.*In: 1º ENCONTRO DE LOGÍSTICA INTEGRADA E SISTEMAS (LOGUFF). 2002. Universidade Federal Fluminense (UFF), Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.supplychainonline.com.br/arquivos/logistica%20processo.pdf>. Acesso em: 14 Jan 2010.

CARVALHO, B.C. *Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade de Energia Elétrica.*Tese de Doutorado submetida à Universidade Federal de Uberlândia. Novembro 2006.

Castro, Daniel Enrique, *Manutenção de Sistemas Energéticos com base na Confiabilidade e no Risco.* CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS,2009

CEMIG, “Usina Eólio-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho” - Relatório de Desempenho Operacional, 1998.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). *Energia Eólica Princípios e Aplicações.*Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.pdf> Acesso em : 13 Out.2009.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). *Tutorial de Energia Eólica - Princípios e Tecnologias* Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm, Acesso em: 12 Jul 2010.

DALMAZ, A. *Estudo do potencial eólico e previsão de ventos para geração de eletricidade em Santa Catarina*. Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina, Março 2007.

Dewi, *Power Quality Measurement and Wind Turbine Operational Improvement at Cemig Morro do Camelinho Wind Farm*, 1997.

Disponível em: <http://www.awea.org/pubs/factsheets/Market_Update_Factsheet.pdf >. Acesso em: 27 Jul 2009

FERNANDES, A.R. *Mntenção Produtiva Total: Uma Ferramenta Eficaz na Busca da Perda Zero*. Disponível em: <<http://www.mba.unifei.edu.br/tccs/TCCMBA04AlexandreFernades.pdf>> Acesso em: 15 Dez 2009.

FRANÇA, H.F *et al. Produção Térmica e Fontes Não Convencionais, "Usina Eólio Elétrica Experimental do Morro do Camelinho- 10 Anos de Operação*. SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE).

Gaschr, Twele J., "Windkraftanlagen- Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb" (equipamentos de geração de energia eólica: Conceitos básicos, Projeto, Planejamento e Operação), Editora B.G.Teubner, Wiesbaden 2007.

GELLER H. S. *Revolução Energética, Políticas para um Futuro Sustentável*. Relume Dumará. Ed. 1, p.142-206, 2003.

GERMAN WIND ENERGY ASSOCIATION (BWE). *Wind Energy*. Disponível em: <<http://www.bwea.com/offshore/index.html>>. Acesso em: 30 Jul 2009.

GERMAN WIND ENERGY ASSOCIATION (BWE). *Wind Energy*. Disponível em: <<http://www.bwea.com/onshore/index.html>>. Acesso em: 30 Jul 2009.

GERMAN WIND ENERGY ASSOCIATION (BWE). *Wind Energy*. Disponível em: <<http://www.bwea.com/pdf/publications/CapReport.pdf>> Acesso em: 30 Jul 2009.

GERMANY WIND ENERGY INSTITUTE (DEWI). *Wind Energy*. Disponível em: <<http://www.dewi.de/dewi/index.php>> Acesso: 26 Jun 2010.

Hansen R. C., "Eficiência Global dos Equipamentos", obra originalmente publicada sob o título Overall Equipment Effectiveness: a powerful production/maintenance tool for increased profits, Industrial Press Inc. – New York, 2002.

INFRAERO. Adriano Henrique de Carvalho Silva. *Aplicação da Metodologia FMEA (Failure Mode and Effect Analysis) Para a realização de Análise de Falhas em um Sistema de Pontes*

de Embarque de um Aeroporto.2007. Disponível em:<
http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2007_TR570432_0566.pdf> Acesso em: 02
Fev. 2010

KARDEC, Alan; NASCIF, Júlio. *Manutenção, Finção Estratégica*. 2ª Edição. São Cristóvão,
Rio de Janeiro: Qualitymark,2005. 182-183 p.

KARDEC, Alan; RIBEIRO, Alan. *Gestão Estratégica e Manutenção Autônoma*. São
Cristóvão, Rio de Janeiro: Qualitymark,2002. 41 p.

LAFRAIA, João Ricardo. *Manual de confiabilidade, antenabilidade e disponibilidade*. Rio de
Janeiro : Qualitymark, [s.d.], 2001. 101-122 p.

LEITE, A. P. *et al*. Modelagem de Usinas Eólicas para Estudos de Confiabilidade. *Revista
Controle & Automação*, Rio de Janeiro, Abril, Maio e Junho 2006. Vol.17 no.2, p. 177-188.

Lobo, A.R., Alvarenga C.A., LISBOA A.H.. Usina Eólio-Elétrica Experimental do Morro do
Camelinho - XIII SNPTEE. 1995. BRASIL.”Estudos sobre Aproveitamento de Energias
Solar e Eólica em Minas Gerais” - Fase 1. 1987, CEMIG. “Levantamento de sítios eólicos em
Minas Gerais” - Relatório Interno. 2001.

MARTINS, F.R, *et al* O aproveitamento da energia eólica (*The wind energy resource*).
Revista Brasileira de Ensino de Física,, São José dos Campos, SP, 2008. v. 30, n. 1, p. 1304-
4. Disponível em: <<http://www.sbfisica.org.br>>. Acesso em: 18 Nov. 2008

MORAES, L; SANTORO, C. Medida de Eficiência em Linhas de Produção .In: XXVI
ENEGEP, 2006, Fortaleza, Ceará. 9 p.

NAKAJIMA, S. *Introduction to TPM: Total Productive Maintenance*. Cambridge, MA:
Productivity Press, 1988.

NÚCLEO DE ENERGIA (NERG). Centro de Ciências e Tecnologia (CCT) da Universidade
Federal da Paraíba (UFPB). *Foto Turbina eixo vertical*. Disponível em: <
www.aondevamos.com.br> Acesso em: 28 Set 2008.

NUNES, M. V. *Avaliação do Comportamento de Aero geradores de Velocidade Fixa e
Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas*. Tese submetida à Universidade Federal de
Santa Catarina. Dezembro de 2003.

Petry, M. R., Konzen G., Ale V. J., “Ensaio Laboratorial para testes em bancada de geradores
eólicos de pequeno porte”, IV Congresso Nacional de Engenharia Mecânica – CONEM 2006

SANTOS, A; SANTOS, M. Utilização do Indicador de Eficácia Global de Equipamentos
(OEE) na Gestão de Melhoria Contínua do Sistema de Manufatura - Um Estudo do Caso. In:
XXVII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, A Energia que

Move a Produção: um Diálogo sobre Integração, Projeto e Sustentabilidade, 2007, Foz do Iguaçu, Paraná. 9 p.

SELLITO, M. A; *et al.* *Manutenção Centrada em Confiabilidade: Aplicando uma Abordagem Quantitativa*. XXII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 23 a 25 de outubro de 2002 Curitiba – PR, ENEGEP 2002 ABEPRO 1. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2002_TR17_0370.pdf> Acesso: 10 Dez 2009.

STULL, R. B., “An Introduction to Boundary Layer Meteorology”, 6th ed., Dordrecht, Kluwer Ac. Publ., 670 pp, - 1997

STULL, R. *Introduction to boundary Layer meteorology*. 2nd Ed. Dordrecht, Kluwer, 1988.

TIPLER, P. A. *Física para Cientistas e Engenheiros*. 3^a Ed. Rio de Janeiro: Editora afiliada à ABDR (Associação Brasileira de Direitos Reprográficos), 1995. V. 1, Mecânica. p. 176.

TRENBERTH, K. E. *Climate System Modeling*. Cambridge University Press, 1992. 3-25 p. Disponível em: <<http://books.google.com/books?id=s-9zCT2bTr8C&printsec=frontcover&dq=stull&cd=1#v=onepage&q&f=false>> Acesso: 04 Jan 2010

WIKIPÉDIA, a Enciclopédia livre. *Aerofólio*. Disponível em: <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Aerof%C3%B3lio>> Acessos: 25 Ago 2009 e 27 de junho de 2010.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION (WWEA). *Wind Energy*. Disponível em: <<http://www.wwea.org>> Acesso em: 30 Jul 2009.

APÊNDICE A
FMEA CONCEITUAL

TABELA 26- Falhas de Origem Mecânica Conceitual (Parte I)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS							DIVISÃO Falhas de Origem Mecânica				
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO									
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DO PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO					FOLHA				
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthechnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS		ÍNDICES		RECOMENDAÇÕES	
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	AGREGADO HIDRÁULICO	Indispensável à entrada em funcionamento da unidade na rede. Inclui sistemas hidráulicos como a bomba e reservatório de óleo.	Nível do reservatório abaixo do limite fixado.	Interrupção do sistema de funcionamento.	Pressão de fluxo de óleo insuficiente.	Inspeção visual	1	10	10	100	Elaboração de um plano de técnicas de inspeção.
					Vazamento de óleo.	Medidores de nível.	1	10	10	100	Plano de ação preditiva.
	BOMBA HIDRÁULICA	Bombear o fluido à pressão solicitada.	Pressão insuficiente dentro do tempo determinado.	Sistema interrompe seu funcionamento.	Sistema de vedação de ar da bomba comprometido.	Técnicas de inspeção.	1	10	10	100	Elaboração de um plano de inspeção
					Motor elétrico funcionando precariamente.	Verificação e manutenção corretiva.	1	10	10	100	Elaboração de um plano de manutenção preventiva.
	CAIXA DE ENGRENAGENS.	Multiplicar a velocidade do rotor para a velocidade de giro do gerador.	Baixo nível de óleo	A caixa não consegue completar sua missão de adequar a velocidade do rotor para a velocidade de giro do gerador.	Superaquecimento das engrenagens da caixa devido grande atrito.	Confirmação via modem/visual (o óleo espumou muito durante a operação.	1	10	10	100	Elaboração de um plano de manutenção preditiva.
					Alta temperatura do óleo	Redução do volume de óleo disponível	Atrito considerável entre as engrenagens e ou má lubrificação da caixa.	Verificação por meio do painel (automática)	1	5	10

TABELA 27- Falhas de Origem Mecânica Conceitual (ParteII)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de Origem Mecânica					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO			<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO								
REVISÃO DO PROJETO PRODUTO			REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO			FOLHA					
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO			
DATA ÚLT. REV. PROJ. Feb/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL	ÍNDICES				AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	CAIXA DE ENGRENAGENS.	Multiplicar a velocidade do rotor para a velocidade de giro do gerador.	A pressão no interior da caixa de engrenagens está abaixo do valor limite fixado.	Falha ao entregar a velocidade do rotor na velocidade de giro do gerador elétrico.	Vazamento de óleo	Indicação via modem	1	10	10	100	Elaboração de um plano de inspeção
	FREIO A DISCO	Frear o movimento do rotor em eventuais paradas, inclusive as emergenciais.	Pastilhas gastas.	A velocidade do rotor excedeu o valor limite fixado.	Velocidade do vento acima do admissível.	Verificação visual	1	5	10	50	Não há.
			Frenagem deficiente "Force cut in".	Rotação do rotor excedeu limite fixado.		Indicação via modem.	1	5	10	50	Não há, pois depende da velocidade do vento.
	GERADOR ELÉTRICO	Transformar energia mecânica do rotor em elétrica	Defeito na pulsação.	O período do gerador comparado com o período do rotor desviou de mais ou menos 25%.	Falha no sensor que monitora a velocidade da caixa de engrenagens e a velocidade do gerador.	Indicação via modem.	1	5	10	50	Implantar plano de manutenção preditiva.
Quebra do acoplamento entre o rotor e a caixa de engrenagens ou entre esta e o gerador.					Indicação via modem.	1	10	10	100	Implantar plano de manutenção preditiva.	

TABELA 28- Falhas de Origem Mecânica Conceitual (ParteIII)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de Origem Mecânica					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO									
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO				FOLHA					
CLIENTE/REF. CEMIG		APLICAÇÃO Busca de melhorias		ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010					
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010		PRODUTO/PROCESSO		Tacke Windthechnik		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO					
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	GERADOR ELÉTRICO	Transformar energia mecânica do rotor em elétrica	"Breaking Time me out"(frenagem lenta)	A rotação do gerador diminuiu muito lentamente durante a frenagem.	Desgaste do freio aerodinâmico ou velocidade muito alta do vento.	Verificação por meio do painel.	1	5	10	50	Elaboração de um plano de inspeção
			Temperatura alta	Sobreaquecimento do sistema (gerador 1-250 Kw).	A temperatura do enrolamento do estágio de maior potência excede o valor limite fixado.	Indicação via modem	1	5	10	50	Inspeção e manutenção preditiva além de manutenção corretiva não planejada.
			Temperatura alta	Sobreaquecimento do sistema (gerador 2-80 Kw).	A temperatura do enrolamento do estágio de menor potência excede o valor limite fixado.	Indicação via modem	1	5	10	50	Inspeção e manutenção preditiva além de manutenção corretiva não planejada.
			Sobrevelocidade.	A rotação do estágio de maior ou menor potência excede o valor limite fixado.	Velocidade do vento acima da admissível. Falha na interligação da unidade à rede.	Verificação por meio do painel	1	5	10	50	Não há no caso de velocidade alta do vento. No caso da falha pode-se elaborar um plano de inspeção.
			Relé de temperatura do enrolamento do gerador foi ativado.	Temperatura muito alta provocada por um super-aquecimento do gerador.	Valor limite fixado de temperatura ter sido excedido.	Indicação via modem	1	5	10	50	Inspeção e manutenção preditiva além de manutenção corretiva não planejada.

TABELA 29-Falhas de Origem Mecânica Conceitual (Parte IV)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de Origem Mecânica					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PRODUTO			<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO			FOLHA					
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthe cnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				RECOMENDAÇÕES
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	GERADOR ELETRICO	Transformar energia mecânica do rotor em elétrica.	Frenagem deficiente	A rotação do gerador diminuiu muito lentamente.	Desgaste dos freios.	via modem	1	5	10	50	Implantação de um plano de manutenção preventiva.
		Transformar energia cinética dos ventos em energia mecânica.	<i>Overspeed sensor</i> (sobrevelocid.)	A velocidade do rotor excedeu o valor limite fixado.	Velocidade do vento acima da admissível ou falha na interligação da unidade à rede.	Verificação por meio do painel	1	5	10	50	Não há na hipótese de velocidade alta. No caso da falha, elaborar plano de inspeção.
	ROTOR		<i>R. overspeed</i> (sobrevelocid.)	A rotação excedeu o valor limite fixado.	Velocidade do vento acima da admissível ou falha na interligação da unidade à rede.	Verificação por meio do painel	1	5	10	50	Não há na hipótese de velocidade alta. No caso da falha, elaborar plano de inspeção.

TABELA 30-Falhas de Origem Elétrica (Parte I)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVI SÃO Falhas de Origem Elétrica					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO									
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO				FOLHA					
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS		ÍNDICES			RECOMENDAÇÕES
						O	G	D	R		
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	BATERIA	Permitir o carregamento do sistema.	Defeito ao operar	Comprometimento do sistema.	Tentativa de prolongamento da vida útil.	Via modem	1	5	10	50	Manutenção corretiva.
	COMPUTADOR	Comandar e orientar o sistema.	Computador de controle de operação pára de funcionar.	Sistema inativo	"Grid Drop" (queda de linha) a alimentação da rede foi interrompida.	Via modem	1	10	10	100	Não há, impossibilidade de atuar.
	CONTADORES	Permitir o chaveamento, ou seja, após o interligamento da unidade geradora à rede pelos tiristores, o comutador é acionado mantendo a interligação.	Falha na atuação dos tiristores "bypass".	Unidade geradora é desconectada da rede.	Falha no contator que exerce a função de "bypass".	Indicação via modem	1	10	10	100	Corretiva e plano de inspeção e controle.
			Falha ao atuar (Contador G1)	Atuação incorreta dos contadores para o estágio de maior potência, 250Kw Aerogerador 1.	Desgaste excessivo do contato.	Via modem	1	10	10	100	Corretiva e plano de inspeção e controle.
			Falha ao atuar (Contador G2)	Atuação incorreta dos contadores para o estágio de menor potência, 80Kw Aerogerador 2.	Falha no próprio contator ou no cartão de saída da CPU.	via modem	1	10	10	100	Corretiva e plano de inspeção e controle.
	GERADOR ELÉTRICO	Transformar a energia mecânica do eixo do rotor em energia elétrica.	Corrente assimétrica nas três fases	A unidade geradora é desconectada da rede.	Falha em um dos tiristores.	Indicação via modem	1	10	10	100	Preventiva, preditiva caso necessário.

TABELA 31-Falhas de Origem Elétrica (Parte II)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de Origem Elétrica					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA					
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO									
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthechnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	GERADOR	Transformar a energia mecânica do eixo do rotor em energia elétrica.	Potência acima do limite	Unidade é desconectada apesar de poder operar até certo ponto.	A produção do gerador excedeu o valor limite fixado.	Via modem	1	10	10	100	Não há.
			Ângulo de defasamento inadequado.	O gerador nessas condições é desligado da rede ainda que continue operando.	Falhas nos tiristores.	Indicação via modem	1	10	10	100	Correção do ângulo (corretiva) e aplicação de medidas de inspeção programada.
			Relé de temperatura ativado.	A potência produzida é limitada devido ao aquecimento.	Valor limite fixado de temperatura do enrolamento do gerador foi excedido	Indicação via modem	1	5	10	50	Manutenção programada (verificar possíveis situações que ocasionam o problema).
			A tensão de saída de uma fase ou distribuída entre as três fases, está abaixo do valor limite.	Unidade é desligada da rede.	Faixa de ajuste dos sensores de tensão fora dos valores admissíveis p/ as condições do sistema elét. Ou velocidade de baixa do vento	Via modem	1	10	10	100	Corretiva e plano de inspeção e controle.

TABELA 32-Falhas de Origem Elétrica (Parte III)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de Origem Elétrica					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA					
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO									
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO			
DATA ÚLT. REV. PROJ. Feb/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL					AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	GERADOR ELÉTRICO	Transformar a energia mecânica do eixo do rotor em energia elétrica.	"Frequency fault" a corrente de saída excedeu o valor limite (na teoria).	A unidade geradora fica impedida de entrar em operação.	Na prática os aerogeradores perdem a referência do sistema elétrico (sistema interrompido) ou a usina hidrelétrica de Paraúna opera isolada do sistema elétrico.	via modem	1	10	10	100	Não há devido a condições externas à usina eólica.
			Queda ou perda de tensão	Sobrecorrente em uma ou mais fases gerando desligamento da unidade.	Instabilidade da linha de transmissão Paraúna/Gouveia.	Indicação via modem	1	10	10	100	Não há devido a condições externas à usina eólica.
			Sobretensão	A unidade geradora é desconectada da rede	A faixa de ajuste dos sensores de tensão está fora dos valores admissíveis p/ as condições do sistema elét. Local.	Via modem	1	10	10	100	Corretiva e plano de inspeção e controle.

TABELA 33-Falhas de Origem Elétrica (Parte IV)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de Origem Elétrica					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA					
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO D PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO									
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO Fev/2010			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthechnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	MOTORES AUXILIARES		Sobrecarga e sobrecorrente.	Curto-circuito.	Bloqueio mecânico ou danos no enrolamento.	Indicação via modem	1	10	10	100	Verificação do problema com a rede de distribuição local.
	TIRISTORES	Dispositivos semicondutores que operam em regime chaveado.	O funcionamento dos tiristores é cessado para resfriamento.	O período requerido de resfriamento pelos tiristores ainda não passou.	Sobreaquecimento dos dos tiristores (contatos).	Modem	1	5	10	50	Corretiva e inspeção programada.
			Tempo excessivo de atuação dos tiristores.	A unidade interrompe funcionamento.	O período de interligação da unidade à rede excedeu o valor limite	Modem	1	10	10	100	Correção e inspeção programada.

TABELA 34-Falhas de Origem de Controle (Parte I)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de Controle					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA					
CLIENTE/REF. CEMIG		APLICAÇÃO Busca de melhorias				ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010		PRODUTO/PROCESSO				Tacke Windtechnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	ANEMÔMETRO	Medir a Velocidade do vento	Medidor não responde.	Sistema impossibilitado de realizar medição.	Ausência de sinais	Indicação por painel (via modem).	1	5	10	50	Manutenção corretiva e elaboração de um plano de manutenção preventiva.
			Defeito no medidor	O medidor do anemômetro indica sempre o mesmo valor.	Velocidade do vento permanece inalterada.	Indicação via modem	1	5	10	50	Manutenção corretiva e elaboração de um plano de manutenção preventiva.
	FREIO A DISCO	Frear o movimento do rotor em eventuais paradas, inclusive as emergenciais.	Pastilhas gastas	A velocidade do rotor excedeu o valor limite fixado.	Velocidade do vento acima do admissível.	Indicação via modem	1	5	10	50	Não há.
			Frenagem deficiente "Force cut in".	Rotação do rotor excedeu limite fixado.	Indicação via modem	1	5	10	50	Não há, pois depende da velocidade do vento.	
			Frenagem debilitada.	Rotação do gerador diminuiu muito lentamente durante a frenagem.	Pastilhas gastas	Indicação via modem	1	5	10	50	Manutenção corretiva e elaboração de um plano de inspeção.
	GERADOR	Transformar energia mecânica do rotor em elétrica.	Gerador fora de funcionamento.	Parada de produção de energia.	Perda de sincronismo rotor/gerador, gerando desligamento do contator de potência do conversor de energia eólica.	Modem	1	10	10	100	Manutenção corretiva e elaboração de um plano de manutenção preventiva.

TABELA 35-Falhas de Origem de Controle (Parte II)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO SÃO Falhas de Controle						
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA						
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DO		PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO								
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO				
DATA ÚLT. REV. PROJ			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO				
ITEM			FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA		
NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO		FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				RECOMENDAÇÕES	
							O	G	D	R		
GERADOR		Transformar energia mecânica do rotor em elétrica.	Potência acima do limite.	Produção de potência gerada pelo sistema acima do limite.	Velocidade do vento acima do limite para produção.	Indicação via modem	1	5	10	50	Não há.	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4		Comandar e orientar o sistema.	Repetição de evento com frequência maior que a permitida.	Estado de alerta no sistema.	Erro de processamento de dados do PC.	Via modem	1	5	10	50	Corretiva e elaboração de um plano de manutenção.	
				Defeito sem a devida correção.	Via modem	1	5	10	50	Corretiva e elaboração de um plano de manutenção.		
		COMPUTADOR		Falha de atuação no módulo de conexão.	A conexão entre a placa principal e o processador foi interrompida.	Processador trabalhou de forma inadequada ou em sobrecarga.	Via modem	1	5	10	50	Corretiva e elaboração de um plano de manutenção.
				Ausência da mensagem "OK" no módulo de conexão.	Alerta no sistema.	A conexão entre a placa principal e o processador foi interrompida.	Indicação via modem	1	5	10	50	Corretiva e elaboração de um plano de manutenção.

TABELA 36-Falhas de Origem de Controle (Parte III)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO Falhas de Controle					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DO PRODUTO			<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO <input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO			FOLHA					
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO			
DATA ÚLT. REV. PROJ Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windthecnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL					AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	SISTEMA DE GIRO DA NACELE	Permitir segurança no sistema de giro impedindo que os cabos da nacele se rompam.	Possibilidade de rompimento de cabos da nacele.	Torção de cabos.	Giro na mesma direção de 360° dos cabos da nacele em número maior que duas vezes.	Via modem	1	5	10	50	Inspeção periódica do sistema que controla o giro da nacele.
				Sobrevelocidade e acionamento da parada de emergência.	Quebra dos cabos.	Via modem	1	10	10	100	Inspeção periódica do sistema que controla o giro da nacele.
	MÓDULO DE CONEXÃO	O módulo de conexão faz a interligação da unidade e com a rede.	Ausência da mensagem "OK" no módulo de conexão.	Impede que a unidade seja interligada à rede.	Não há resposta do módulo de conexão.	Mod em	1	5	10	50	Verificação através de manutenção corretiva e aplicação de preditiva.
	SENSOR DE DIREÇÃO DOS VENTOS (BIRUTA).	Gira de acordo com a posição dos ventos, envia sinais sobre esta posição ao computador de comando.	"Agarrado"/prezo à uma única posição.	Impossibilitado de enviar sinais ao computador que permite o giro da nacele.	Falta de manutenção (local de difícil acesso, externo à torre) ou final da vida útil.	Mod em	1	5	10	50	Manutenção preventiva e corretiva.

TABELA 37-Falhas de Origem Estrutural (Parte Única)

F.M.E.A - ANÁLISE DE MODO DE FALHAS E SEUS DEFEITOS						DIVISÃO SÃO Sistemas Estruturais					
<input type="checkbox"/> PROJETO DE PRODUTO		<input checked="" type="checkbox"/> PROJETO DE PROCESSO				FOLHA					
<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PRODUTO		<input type="checkbox"/> REVISÃO DO PROJETO DE PROCESSO									
CLIENTE/REF. CEMIG			APLICAÇÃO Busca de melhorias			ÁREAS ENVOLVIDAS		DATA DA ELABORAÇÃO			
DATA ÚLT. REV. PROJ. Fev/2010			PRODUTO/PROCESSO			Tacke Windtechnick		DATA DA PRÓXIMA REVISÃO			
ITEM	NOME DO COMPONENTE DO PROCESSO	FUNÇÃO DO COMPONENTE DO PROCESSO	FALHAS POSSÍVEIS			ATUAL				AÇÃO CORRETIVA RECOMENDAÇÕES	
			MODO	EFEITO (S)	CAUSA (S)	CONTROLES ATUAIS	ÍNDICES				
							O	G	D	R	
AERO GERADORES G1 G2 G3 G4	NACELE	Conjunto onde é montado todos os principais componentes do aerogerador como o rotor, gerador, caixa de transmissão, etc.	Vibração na nacele.	Trepidação da estrutura.	Zona de instabilidade do ar.	Via modem	1	5	10	50	Não há
	TORRE	Oferecer sustentação e posicionamento adequado ao rotor a uma altura adequada ao funcionamento.	Corrosão	Danos à estrutura de sustentação.	Interpéries climáticas.	Verificação visual.	1	10	10	100	Aplicação de um plano de inspeção local.
	FIAÇÃO (SISTEMA DE GIRO DA NACELE).		Torção de cabos.			Via modem	1	5	10	50	Inspeção programada

APÊNDICE B

Respostas fornecidas pelos técnicos responsáveis pela manutenção da Usina do Morro do Camelinho.

ENTREVISTA 1

Antes de prosseguir vamos definir alguns conceitos:

Unidade ou Unidade Geradora: Se refere a máquina como um todo incluindo o gerador, rotor, pás, agregado hidráulico, CPU, torre, etc.

Gerador: Se refere apenas ao equipamento interno, ao motor assíncrono que é utilizado como gerador.

Rede: Se refere a rede de energia elétrica e não à rede de comunicação.

Nacele: cabine ou invólucro onde é montado o conjunto mecânico da unidade geradora.

CPU: Sistema de controle da unidade geradora.

Dúvidas sobre a Usina do Morro do Camelinho

- 1- Quando se fala no sistema de distorção dos cabos da nacele, uma vez que estes estão ligados nela, porque estariam torcidos, qual o motivo? A nacele gira é para aproveitar melhor os ventos? A distorção dos cabos é manual? E se for, o que me avisará que houve a distorção uma vez que apesar de ser telecomandada, esse dispositivo de monitoramento à distância está com defeito?

Resposta: Existe um sistema automático de detenção de vento, que gira a cabine do gerador a procura da direção do vento. Com isto o cabo é torcido. Mas esta torção é detectada e a distorção é automática. Caso tenhamos uma falha este sistema a proteção deverá parar a unidade antes de uma possível quebra dos cabos. Mas caso se quebrem haverá sobre-velocidade e atuação de proteção para parada em emergência.

- 2- Se os cabos se soltarem o que ocorre além da parada de produção de energia?

Resposta: Caso se quebrem haverá sobre-velocidade e atuação de proteção para parada em emergência.

- 3- Sobre o “Módulo de Conexão” é dado via modem a seguinte mensagem: “Ausência da mensagem OK”. Qual seria a função do módulo de conexão? O que pode ter acontecido quando essa mensagem aparece (causa)? E qual a consequência ou efeito?

Resposta: O módulo de conexão faz a interligação da unidade com a rede. A mensagem aparece quando não há resposta do módulo de conexão. A sua inoperância impede que a unidade seja interligada à rede.

- 4- Quando no gerador a potência está acima do limite, qual a causa disso e o que isso pode causar no sistema?

Resposta: A unidade pode operar ligeiramente acima da potência por um determinado período de tempo, quando então é desconectada da rede caso persista nesta condição. Este tempo é em função da potência acima da nominal, ou seja, quanto maior a potência menor o tempo ela fica nesta condição.

- 5- Quando o indicador do anemômetro indica sempre o mesmo valor?

Resposta: O anemômetro indica a velocidade do vento, se ele não altera o valor é porque a velocidade do vento não mudou, conseqüentemente a potência também não muda.

- 6- Quando o tempo excessivo de atuação dos tiristores-o período de ativação excedeu o limite fixado, qual a causa e a consequência?

Resposta: Existe um tempo que a CPU tenta interligar a unidade à rede. Se este tempo é excedido, a unidade é parada. Isto pode ser causado por uma elevação grande na velocidade do vento, na falha do “bypass” ou mesmo uma falha no módulo de conexão.

- 7- Qual a causa e consequência da sobre-carga, sobrecorrente dos motores auxiliares na usina?

Resposta: Não há motores auxiliares na usina exceto no sistema hidráulico. Um sobrecarga pode ser causada por vazamento ou quantidade insuficiente de óleo pra atingir a pressão de operação.

- 8- Qual o motivo do ângulo de defasamento inadequado entre as fases?

Resposta: Falha nos tiristores, falha na regulação de velocidade

- 9- Quando a tensão de saída distribuída entre as três fases está abaixo do valor limite o que isso causa e como isso surge?

Resposta: Isto ocorre quando a velocidade do vento esta abaixo do mínimo necessário para partida da unidade. Daí a Unidade não é interligada à rede.

- 10- Em “*Frequency Fault*” se fala que a corrente de saída excedeu o valor limite, a causa é porque os aerogeradores perderam a referência do sistema ou a usina opera momentaneamente separada da rede. Isso seria a causa, qual seria a consequência do “*Frequency Fault*”?

Resposta: Para a unidade entrar em operação é necessário a rede de energia estar presente.

- 11- A queda de tensão em uma ou mais fases é causada pela instabilidade em Paraúna-Gouveia? Qual a consequência disso?
Resposta: Com certeza a queda de tensão só pode ter causa na própria linha. Isto pode causar sobrecorrente em um ou mais fases causando o desligamento da unidade.
- 12- Quando a tensão de saída excede o valor limite os sensores de tensão teriam influência? Como seria isso? Qual seria a consequência de se exceder a tensão, qual o dano?
Resposta: A CPU fica o tempo todo monitorando os valores de tensão e corrente. Como o gerador tem seus limites nominais de corrente e tensão ele só pode operar dentro destes limites. Uma vez ultrapassado estes limites a unidade geradora é desconectada da rede.
- 13- Os contadores permitem o chaveamento entre 80/250, se ocorrer falha dos tiristores "bypass" o que esse evento provoca e o que o causa?
Resposta: Na realidade um dos três contadores realiza a função de "bypass". Uma vez a unidade interligada através dos tiristores este contator é acionado mantendo a unidade interligada retirando os tiristores de operação. Esta mensagem apenas indica que houve falha no acionamento deste contator. Caso aconteça essa falha a unidade é desconectada da rede, pois excederá o limite de operação dos tiristores.
- 14- Na atuação dos contadores p/ o estágio de maior potência se este dispositivo falhar qual a causa? Pode ser algum tipo de desgaste?
Resposta: Uma falha no próprio contator ou no "cartão" de saída da CPU.
- 15- Um defeito nos tiristores poderia ser provocado pela corrente assimétrica nas três fases por exemplo? E novamente, qual seria a consequência?
Resposta: A presença de corrente assimétrica entre as fases é provocada por falha em um dos tiristores. A unidade é desconectada da rede.
- 16- Sobre a fiação do sistema de giro da nacela, se ocorrer uma torção nos cabos, qual a causa e consequência?
Resposta: A unidade é desconectada da rede, para e iniciado o procedimento de distorção dos cabos. Completado este ciclo a unidade é colocada novamente em funcionamento e conectada à rede.
- 17- Quando a frenagem é deficiente e a rotação do gerador diminui muito lentamente a causa pode ser desgaste dos freios?
Resposta: Sim, velocidade muito alta do vento ou falha no freio aerodinâmico (pontas das pás).
- 18- Se a velocidade e/ou a rotação excederem o valor limite fixado, isso pode ser devido à velocidade do vento acima do normal? Ou seria outro motivo?
Resposta: Pode ser causada por alta velocidade do vento ou falha na interligação da unidade à rede.

19- Ocorrendo defeito na pulsação e estando o período do rotor desviado do gerador em 25%, consultando verifiquei que isso pode ser devido a uma variação do fluxo magnético. Dizem que ele varia um pouco devido a ranhuras existentes e pela distribuição da força eletromotriz. Essas ranhuras estariam no rotor ou no gerador? E como seria essa distribuição da força?

Resposta: Quando o documento se refere ao rotor, se trata do “rotor das pás” e não do gerador. Como existe uma caixa de engrenagens acoplado o gerador ao rotor (pás), a relação de rotação entre os dois é constantemente monitorada. Um desvio pode ser causado por falha na caixa de engrenagens ou quebra do acoplamento entre rotor e caixa de engrenagens ou entre esta e o gerador.

20- Quando se fala somente em defeito na pulsação sem se entrar em detalhes, qual o efeito ou consequência?

Resposta: Defeito na pulsação se refere há ausência ou falha no sinal do sensor de rotação.

21- Se o relé de temperatura do enrolamento do gerador for ativado o que isso causa ao sistema? Um desarme?

Resposta: Com certeza uma sobretemperatura causaria a parada da unidade. Mas essa função não está implementada.

22- Qual a função do “agregado hidráulico”? O que ele inclui?

Resposta: O agregado hidráulico é o “coração” da unidade. Ele inclui a bomba e seu reservatório de óleo, eletroválvulas para acionamento dos diversos sistemas hidráulicos da unidade como posição da ponta das pás, freio e pinça de fixação da unidade em relação ao vento.

Sem o agregado hidráulico a unidade não entra em funcionamento.

ENTREVISTA 2

Dúvidas sobre a Usina do Morro do Camelinho

23- Quando se fala no sistema de distorção dos cabos da nacele, como estes ficam ligados naquela? Sei que eles passam por dentro da torre, mas onde ficam ligados? Seria externamente à nacele?

Primeiro vamos esclarecer o que são os cabos. Os cabos se referem ao conjunto de cabos que saem do painel de controle até o topo da torre, na Nacele. Aí estão incluídos os cabos do gerador, sensores, etc. Os cabos ficaram dentro da Torre presos na base da Nacele e giram com esta. O giro da nacele faz com que os cabos girem juntos e acabam se torcendo semelhante à uma trança. Por isso a necessidade de girar a Nacele no sentido contrário para se distorcerem.

- 24- Ainda sobre “Anormalidade devido a computadores” que tipos de causas e conseqüências poderiam acarretar esse tipo de falha?
Simplesmente uma falha na CPU de comando causado por travamento ou falta de resposta da lógica de controle que está na CPU.
- 25- Pode-se dizer que o sensor de direção do ventos é responsável pela atuação do sistema automático de detenção dos ventos? Que tipo de falha poderia ocorrer de modo que o sensor deixasse de funcionar corretamente? Porque o nome é sistema de detecção automático dos ventos?
Este sensor é chamado popularmente de biruta, fica externo a torre, bem no alto na ponta da nacelle, ele gira de acordo com a direção do vento mandando sinal para o computador de comando. Este pode agarrar, devido a falta manutenção e vida útil, pois fica exposto ao tempo.
- 26- Quando se fala em sobre-carga, pode ser que isto signifique que um equipamento trabalhando sobrecarregado é porque está numa rotação ou exercendo uma força além do permitido, ou fora daquilo que foi projetado. Será isso? Quando se diz sobrecarga causada por vazamento ou quantidade insuficiente de óleo para atingir a pressão de operação, não entendi onde isso pode acontecer, se seria nos motores auxiliares. E porque um vazamento de óleo poderia provocar isso?
Sobre o gerador. Sobre-carga, a palavra já diz, o equipamento está operando acima da sua capacidade. Um excesso de velocidade do vento faz com que o gerador exceda seu limite de carga, neste caso ele é desinterligado da rede de energia para que não ocorra uma avaria no mesmo.
Sobre o sistema hidráulico. Uma quantidade insuficiente de óleo no sistema fará com que a bomba (motor) trabalhe mais tempo até atingir a pressão necessária. Um tempo excessivo de operação também pode ser considerado uma sobre-carga.
- 27- Anormalidade no circuito de partida o que isso pode ser? Causa? Consequência?
As causas podem ser muitas, baixa pressão do sistema hidráulico, sobrevelocidade (vento excessivo), falha circuito de controle.
A consequência é a não partida da máquina ou sua parada imediata.
- 28- São os contadores ou são os tiristores que permitem o chaveamento, e entrada e saída de operação de um sistema?
Os dois. Os tiristores fazem o chaveamento inicial interligado a máquina ao sistema. Uma vez feita a interligação os contadores completam o serviço.
- 29- De que qualquer tipo de falha dos aerogeradores pode impactar ou influenciar a rede de transmissão Paraúna-Gouveia? Por exemplo, se ocorre alguma interrupção no fornecimento de energia por parte dos aerogeradores, ou outro tipo qualquer de falha, como isso afeta a rede? Esta teria algum sistema de proteção contra defeitos dos aerogeradores?

Os geradores somente serão interligados ao sistema, caso tenhamos a linha de transmissão energizada, ou seja, os geradores dependem da linha energizada e não a linha depende do gerador. Uma sobre corrente no gerador interligado pode provocar o desligamento da linha por estar interligado ao sistema elétrico.

- 30- E também posso dizer que quando há interrupção no fornecimento da rede Paraúna-Gouveia, a consequência disso irá influenciar o funcionamento dos aerogeradores? Se for verdade, como seria essa influência?

A alimentação auxiliar para os aero geradores vem da alimentação do sistema (rede elétrica), sem essa alimentação auxiliar os aerogeradores não tem nenhuma alimentação para o painel de comando e controle e, portanto não funcionam.

- 31- Quando se diz que o agregado hidráulico é o “Coração da unidade” o que ele realmente faz? Quais os sistemas dependem dele para funcionar? O que sem ele não funcionaria ou funcionaria mal?

Toda unidade geradora precisa de sistema hidráulico para funcionar. É impossível a máquina funcionar sem ele. Imagine se nosso coração parasse. É o mesmo caso. Por isso que se chama “coração” da unidade.

- 32- Sobre a caixa de engrenagens, quando ocorre a seguinte falha “Defeito na pulsação o período do rotor desviou em 25% do período do gerador”, a consequência poderia ser: a caixa não consegue completar sua missão de adequar a velocidade do rotor para a velocidade de giro do gerador. E a causa poderia ser falha na caixa de engrenagem ou quebra no acoplamento entre rotor e caixa de engrenagem ou entre esta e o rotor?

Pode ter acontecido uma falha no sensor que monitora a velocidade da caixa de engrenagens e do gerador ou mesmo uma quebra de acoplamento.

- 33- Nos cabos que compõe o sistema de giro da nacelle, o que passa através deles? Energia elétrica?

Cabos dos sensores, alimentação dos circuitos de comando e válvulas hidráulicas, tensão de saída do gerador.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)