UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ – UNIFEI PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MAPEAMENTO DA EFICIÊNCIA E ANÁLISE DOS LIMITES OPERACIONAIS DE GERADORES SINCRONOS DE POLOS SALIENTES OPERANDO COM ROTAÇÃO VARIÁVEL

Roberto Teixeira Siniscalchi

Itajubá, Dezembro de 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ – UNIFEI PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Roberto Teixeira Siniscalchi

MAPEAMENTO DA EFICIÊNCIA E ANÁLISE DOS LIMITES OPERACIONAIS DE GERADORES SINCRONOS DE POLOS SALIENTES OPERANDO COM ROTAÇÃO VARIÁVEL

Tese submetida ao programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica como parte de requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Coorientador: Prof. Dr. Eben-Ezer P. da Silveira

Itajubá, Dezembro de 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ – UNIFEI PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Roberto Teixeira Siniscalchi

MAPEAMENTO DA EFICIÊNCIA E ANÁLISE DOS LIMITES OPERACIONAIS DE GERADORES SINCRONOS DE POLOS SALIENTES OPERANDO COM ROTAÇÃO VARIÁVEL

Tese aprovada por banca examinadora em 11 de Dezembro de 2024, conferindo ao autor o título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni- UNIFEI (Orientador)

Prof. Dr. Eben-Ezer P. da Silveira – UNIFEI (Coorientador)

Prof. Dr. Ricardo Elias Caetano – UNIFEI

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita – UNIFEI

Prof. Dr. Fernando de Souza Brasil – UFPA

Prof. Dr. Mateus Giesbrecht – UNICAMP

Itajubá, Dezembro de 2024

Roberto Teixeira Siniscalchi

MAPEAMENTO DA EFICIÊNCIA E ANÁLISE DOS LIMITES OPERACIONAIS DE GERADORES SINCRONOS DE POLOS SALIENTES OPERANDO COM ROTAÇÃO VARIÁVEL

Tese submetida ao programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica como parte de requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Trabalho aprovado em 11 de Dezembro de 2024.

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni- UNIFEI (Orientador)

Prof. Dr. Eben-Ezer P. da Silveira – UNIFEI (Coorientador)

Prof. Dr. Ricardo Elias Caetano – UNIFEI

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita – UNIFEI

Prof. Dr. Fernando de Souza Brasil – UFPA

Prof. Dr. Mateus Giesbrecht – UNICAMP

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, irmãos, esposa e filhos.

Honra teu pai e tua mãe, este é o primeiro mandamento acompanhado de uma promessa, a fim de sejas feliz e tenhas vida longa sobre a terra.

Agradecimentos

A Deus nosso criador, por estar sempre iluminando meu caminho e por todas as oportunidades.

Agradeço à universidade UNIFEI por me acolher no curso de graduação, mestrado e agora, a oportunidade do doutorado.

Ao Professor Edson Bortoni pelo apoio, incentivo, e apesar da grande carga de trabalho e atividades exigidos no exercício da Reitoria disponibilizou parte de seu tempo para a orientação deste trabalho.

Ao Prof. Eben-Ezer Prates da UNIFEI pela coorientação deste trabalho pelo incentivo e apoio no desenvolvimento dos códigos e simulações da curva de capabilidade.

Agradeço à Furnas Centrais Elétricas por todas as oportunidades que contribuíram com o meu crescimento profissional ao longo de 26 anos.

A amigos Thomas Hildinger da Voith, Johnny Rocha, da Trassínio Consultoria, Marcelo Morais, André Barbon, Gil Brandão e Luciano Pinto de Furnas pelas relevantes contribuições.

Ao amigo Mauro Uemori pelas preciosas informações e pelo apoio nas simulações de elevação de temperatura e rendimento de geradores.

Aos colegas José Vitor Bernardes e Thiago Modesto da UNIFEI pelas relevantes informações e tratativas acadêmicas.

Ao colega Guilherme Cerqueira da ELETROBRAS pelo apoio nas simulações de curvas de saturação de geradores.

Ao Prof. Azzedine Dadouche da Ecole Polytechnique Montreal pelo fornecimento de material sobre perdas em mancais.

Ao Eng. Stefano Bomben da Ontario Power Generation pelas trocas de informações sobre ensaios elétricos.

Aos Eng. Lucas Kunz da Voith (EUA), L. Alois da Andritz (EUA), Hugo Gotsh e K. Wolfgang da Tiwag (Austria), L. Pataro e Michael Shmid da Andritz (Áustria), Drazen Dujic da EPFL (Suíça), Peter Steimer e Steve Aubert da Hitachi (Áustria), Osamu Nagura da HM Hydro (Japão), Polster Stefan da Verbund (Áustria) e Teruyuki Ishizuki da Toshiba (Japão) pelas preciosas informações sobre operação de hidrogeradores com rotação variável.

Ao brilhante profissional e amigo Ricardo Tozzi pelo apoio no desenvolvimento de software e simulações de rendimento e curva de capabilidade.

Ao colega Luiz Henrique pelo apoio na elaboração de diagramas e desenhos.

Aos operadores da UHE Furnas pelas relevantes informações e paciência no acompanhamento de ensaios nas madrugadas e finais de semana.

Resumo

De acordo com o novo modelo de mercado energético, as empresas do setor elétrico vêm se desenvolvendo de forma a se tornarem cada vez mais competitivas. Por outro lado, a demanda de energia vem aumentando ao longo dos anos e o investimento no setor elétrico não acompanha tal crescimento. Isto faz com que o sistema elétrico interligado venha a ser operado próximo à sua capacidade máxima.

A produção de energia através de fontes renováveis como eólica e solar contribuem para o desenvolvimento sustentável e minimizam as questões de déficit de energia. Entretanto, as fontes denominadas intermitentes, por questões de inércia síncrona pouco contribuem com sistema elétrico em caso de grandes distúrbios.

Neste cenário, os hidrogeradores ainda são as fontes mais confiáveis e desempenham um papel fundamental na estabilidade do sistema elétrico. Adicionalmente, os hidrogeradores com rotação variável podem contribuir significativamente para a operação do sistema, otimização de reservatórios e minimização de impactos ambientais. Ademais, com o desenvolvimento tecnológico, redução de custo de inversores e a ampliação de redes em HVDC propiciam a aplicação de hidrogeradores com rotação variável.

O objetivo do trabalho é propor um estudo da eficiência do hidrogerador de grande porte com rotação variável. Pretende-se mapear a eficiência da máquina para várias condições de carga e rotação, analisando o comportamento das máquinas em relação aos diversos tipos de perdas. Também serão analisados os limites operacionais da máquina síncrona de polos salientes para várias condições de rotação.

As análises e simulações serão aplicadas em hidrogeradores de grande porte e como contribuições serão propostas curvas de capabilidade tridimensionais com a variação da frequência no terceiro eixo e as respectivas análises da influência das reatâncias, tensão, corrente na armadura e perdas nos limites operacionais da máquina.

Palavras chave: curva de capabilidade, eficiência, hidrogeradores, rotação variável.

Abstract

According to the new energy market regulation, the electric system companies have been leading to become more and more competitive. However, the consumption of electric energy has increased along the years, and the investments in the electric system have not increased in the same proportion. It makes the electrical grid operation close to its maximum capacity.

Energy production through renewable sources such as wind and solar contributes to sustainable development and minimizes energy deficit issues. However, intermittent sources, due to low synchronous inertia, make a small contribution to the electrical system in the event of major disturbances.

In this scenario, hydrogenerators are still the most reliable sources and play a fundamental role in the electrical system stability. Additionally, hydrogenerators with variable speed can significantly contribute to system operation, reservoir optimization and minimization of environmental impacts. Furthermore, through technological development, the reduction costs of inverters and the expansion of HVDC grids, the application of variable speed hydrogenerators is completely viable.

The objective of this work is to propose a study of the efficiency of a large hydrogenator with variable speed operation. The aim is to map the efficiency of the machine for different load and rotational speed conditions, analyzing the behavior of the machine regarding to distinct types of losses. The operational limits of the salient pole synchronous machine for different rotational speed condition will also be analyzed.

The analyzes and simulations will be applied to a large hydrogenator and as a contribution a three-dimensional capability chart will be proposed with speed variation in the third axis and the respective analyzes of the influence of reactance, voltage, armature current and losses in the operational limits of the machine.

Key words: capability chart, efficiency, hydrogenerator, variable speed.

Sumário

1.0	Introdução: Contexto elétrico energético	18
1.1	Apresentação do tema	18
1.1.1	Matriz Elétrica brasileira	18
1.1.2	Energia eólica	19
1.1.3	Energia solar	20
1.1.4	Cogeração	21
1.2	Justificativa do tema	22
1.2.1	Cenário do país frente ao contexto eletro energético	23
1.2.2	Otimização da operação de hidrogeradores	23
1.2.3	Necessidade de reserva girante	23
1.2.4	Estabilidade do sistema	25
1.2.5	Linhas de transmissão de corrente contínua no Brasil e no Mundo	25
1.3	Proposta e delimitação do objeto da tese	27
2.0	Revisão Bibliográfica: Operação de hidrogeradores com rotação variável	29
2.1	Introdução	29
2.1.1	Histórico	31
2.2	Operação com rotação variável	33
2.2.1	Conversor de frequência back-to-back	34
2.2.2	Máquina assíncrona com dupla alimentação	36
2.2.3	Transformador de frequência variável	41
2.2.4	Transmissão em corrente contínua	43
2.3	Turbinas operando com altura e rotação variável	47
2.4	Benefícios da operação com rotação variável	52
2.4.1	Operação com a máquina fora da região de instabilidade mecânica e hidráulica	52
2.4.2	Operação com a máquina próxima de sua máxima eficiência	53
2.4.3	Operação com a máquina fora da região de cavitação	54
2.4.4	Aproveitamento da queda otimizando a geração em função da curva de colina	55
2.4.5	Mitigação de impactos ambientais	56
2.4.6	Aumento da capacidade de exportação e estabilidade do sistema	56
2.5	Problemas com harmônicos	57
2.6	Aspectos econômicos	58
2.7	Possibilidade da implementação da rotação variável durante a modernização da central hidrelétrica	59
3.0	Análise das Perdas em Máquinas Elétricas	64
3.1	Introdução	64
3.2	Perdas no cobre	68
3.3	Perdas no ferro	68
3.4	Perdas Adicionais na superfície da sapata polar, induzidas no enrolamento amortecedor e terceiro harmônico nos dentes do núcleo estatórico	73

3.5	Perdas por ventilação	76
3.6	Perdas nos mancais	81
3.6.1	Perdas nos mancais guia	82
3.6.2	Perdas nos mancais escora	83
3.7	Perdas elétricas e mecânicas nos contatos das escovas	88
3.8	Perdas suplementares	84
4.0	Modelagem e Metodologia Proposta	91
4.1	Geradores síncronos de polos salientes: diagrama fasorial	95
4.1	Curva de capabilidade	96
4.3	Construção da curva de capabilidade	97
4.4	Análise da temperatura da armadura considerando a variação da	98
	rotação	
4.4.1	Influência da variação da tensão na curva de limite térmico da	98
	armadura	
4.4.2	Limitação da corrente da armadura considerando a restrição da	101
	ventilação	
4.4.3	Impacto das perdas na curva do limite de temperatura da	103
	armadura	
4.5	Limite de temperatura do rotor	106
4.5.1	Construção da curva de limite térmico do rotor	106
4.5.2	Análise do limite de temperatura do rotor considerando a variação	110
	da rotação	
4.5.3	Variação do valor de Xg	111
4.5.4	Relação Tensão/Frequência	112
455	Efeito da saturação	114
456	Interação da máquina síncrona com conversores de frequência	115
457	Impacto das perdas na curva do limite de temperatura do rotor	117
4.6	Análise do limite mínimo de excitação	121
47	Limitação da notência mecânica da turbina	122
4.7	Análise do limite teórico de estabilidade	122
4.0	Limite prático de estabilidade	127
4.0	Curva de limite de aquecimento nas extremidades da armadura	128
ч.10 Д 11	Maneamento da eficiência de hidrogeradores considerando a	131
7.11	operação com rotação variável	191
/ 12	Elaboração da curva de canabilidade tridimensional	121
4.12		191
50	Estudo de caso	122
5.0	Primeira parte: maneamento da eficiência de geradores	122
J.I 5 1 1	Modição das pordas utilizando o mótodo calorimótrico	12/
5.1.1	Comparação com valoros do pordas simuladas om faso do projeto	126
5.1.2	Comparação com valores de perdas simuladas em fase de projeto	127
5.1.5	Siliulação das perdas para em runção da potencia de salua	120
5.1.4	do gerador	133
515	Análise da composição das perdas	141
516	Construção de gráfico da eficiência em função da potência e	147
5.1.0	frequência	172
	nequencia	

5.1.7	Simulação das perdas em função da rotação utilizando parâmetros de projeto	143				
5.1.8	Influência da relação V/F nas perdas do gerador operando com rotação variável					
5.1.9	Influência dos harmônicos nas perdas no ferro, do cobre do estator e perdas adicionais					
5.1.10	Influência da redução de corrente da armadura por restrição de ventilação	156				
5.2	Segunda parte: construção de curvas de capabilidade em 03 dimensões	156				
5.2.1	Simulação da corrente de excitação para um acréscimo da tensão nos terminais da armadura	157				
5.2.2	Cálculo da temperatura do rotor em função da variação da tensão e corrente de excitação	159				
5.2.3	Análise de elevação de temperatura do mancal escora	161				
5.2.4	Simulação das elevações de temperatura dos enrolamentos do rotor e estator utilizando parâmetros construtivos e de projeto	162				
5.2.5	Análise da vazão de ar no sistema de resfriamento em função da variação da velocidade	163				
5.2.6	Análise do limitador V/F	165				
5.2.7	Construção da curva de capabilidade da UG06 da UHE Furnas	166				
5.2.8	Construção da curva de capabilidade da UG03 da UHE Marimbondo	171				
5.2.9	Construção da curva de capabilidade da UG02 da UHE Batalha	175				
5.2.10	Construção da curva de capabilidade da UG02 da UHE Baguari	180				
6.0	Resultados e Conclusões	186				
6.0 7.0	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas	186 194				
6.0 7.0 8.0	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices	186 194 211				
6.0 7.0 8.0 A	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas	186 194 211 212				
6.0 7.0 8.0 A B	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator	186 194 211 212 213				
 6.0 7.0 8.0 A B C 	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resitência Ohmica do rotor	186 194 211 212 213 214				
 6.0 7.0 8.0 A B C D 	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resitência Ohmica do rotor Simulação das perdas na rotação nominal	 186 194 211 212 213 214 215 				
6.0 7.0 8.0 A B C D E	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resitência Ohmica do rotor Simulação das perdas na rotação nominal Simulação de perdas com rotação variável utilizando parâmetros de projeto	 186 194 211 212 213 214 215 218 				
6.0 7.0 8.0 A B C D E	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resitência Ohmica do rotor Simulação das perdas na rotação nominal Simulação de perdas com rotação variável utilizando parâmetros de projeto Levantamento da curva de saturação em curto circuito	 186 194 211 212 213 214 215 218 220 				
6.0 7.0 8.0 A B C D E F G	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resitência Ohmica do rotor Simulação das perdas na rotação nominal Simulação de perdas com rotação variável utilizando parâmetros de projeto Levantamento da curva de saturação em curto circuito Levantamento da curva de saturação	 186 194 211 212 213 214 215 218 220 221 				
6.0 7.0 8.0 A B C D E F G H	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resitência Ohmica do rotor Simulação das perdas na rotação nominal Simulação de perdas com rotação variável utilizando parâmetros de projeto Levantamento da curva de saturação em curto circuito Levantamento da curva de saturação Curva de saturação a vazio: determinação de Xd	 186 194 211 212 213 214 215 218 220 221 222 				
6.0 7.0 8.0 A B C D E F G H I	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UGO6 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resitência Ohmica do rotor Simulação das perdas na rotação nominal Simulação de perdas com rotação variável utilizando parâmetros de projeto Levantamento da curva de saturação em curto circuito Levantamento da curva de saturação de curto circuito Levantamento da curva de saturação de curto circuito Levantamento da curva de saturação de saturação de Xd Simulação de elevação de temperaturas	 186 194 211 212 213 214 215 218 220 221 222 223 				
6.0 7.0 8.0 A B C D E F G H I J	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resistência Ohmica do rotor Simulação das perdas na rotação nominal Simulação de perdas com rotação variável utilizando parâmetros de projeto Levantamento da curva de saturação em curto circuito Levantamento da curva de saturação de curto circuito Curva de saturação a vazio: determinação de Xd Simulação de elevação de temperaturas Curvas de capabilidade utilizada pelos agentes	 186 194 211 212 213 214 215 218 220 221 222 223 228 				
6.0 7.0 8.0 A B C D E F G H I J K	Resultados e Conclusões Referências Bibliográficas Apêndices Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator Medição da resitência Ohmica do rotor Simulação das perdas na rotação nominal Simulação de perdas com rotação variável utilizando parâmetros de projeto Levantamento da curva de saturação em curto circuito Levantamento da curva de saturação de curto circuito Levantamento da curva de saturação de Xd Simulação de elevação de temperaturas Curvas de capabilidade utilizada pelos agentes Código Python utilizado na construção dos gráficos de Eficiência 3D	 186 194 211 212 213 214 215 218 220 221 222 223 228 230 				

Lista de figuras:

1.1	Energia Eólica no Brasil – capacidade instalada	19
1.2	Evolução da capacidade fotovoltaica	20
1.3	Otimização da operação de hidrogeradores	23
1.4	Geração diária típica de um parque eólico	24
1.5	Conexão de hidrogeradores diretamente à rede HVDC	26
2.1	Conversor de frequência back-to-back	34
2.2	Sistema back-to-back utilizando motor tipo gaiola de esquilo	35
2.3	Sistema back-to-back com gerador de imã permanente	36
2.4	Máquina de indução com dupla alimentação	37
2.5	BDFIG utilizando cicloconversor	38
2.6	BDIG utilizando PWM	38
2.7	Comparação de custo entre máquina síncrona e máquina de indução duplamente alimentada	39
2.8	Gerador de indução com dupla alimentação sem escovas	41
2.9	Transformador de frequência variável	42
2.10	Transformador com frequência variável: componentes	43
2.11	Máquina síncrona conectada ao sistema HVDC – LCC	45
2.12	Máquina síncrona conectada ao sistema HVDC- VSC	46
2.13	Turbina Francis reversível	47
2.14	Eficiência em função da vazão para diversos tipos de turbinas	48
2.15	Curva de colina típica de uma turbina Francis	49
2.16	Comparação da eficiência de uma turbina fixa em relação a uma turbina com rotação variável em função da altura da gueda	50
2.17	Comparação de eficiências de turbina fixa com turbina com rotação variável em função da potência de saída	50
2.18	Eficiência da turbina Francis em função da vazão e rotação	54
2.19	Curva de operação das UG07 e UG08 da UHE Furnas	55
2.20	Substituição do rotor da UHE Compuerto	60
2.21	Comparação dimensional entre uma máquina síncrona e uma máquina de inducão duplamente alimentada	61
2.22	Usina de Goldisthal (a) Gerador Síncrono (b) gerador de indução com dupla alimentação	61
3.1	Barras estatóricas: detalhes construtivos	66
3.2	Disposição dos subcondutores da barra estatórica na ranhura do estator	67
3.3	Perdas no ferro em função da densidade de fluxo e da frequência	69
3.4	Perdas no ferro em função da densidade de fluxo e tipo de material	69
3.5	Composição das perdas no ferro para o aço tipo SPA	72
3.6	Distribuição do fluxo magnético em uma máquina síncrona	72
3.7	Perdas por ventilação em função da rotação e comprimento do entreferro	78
3.8	Esquema simplificado de uma máquina de polos salientes	79

3.9	Comparação das perdas por ventilação em máquinas de rotor cilíndrico e máquinas de polos salientes	79
3.10	Representação dos mancais guia e escora do gerador e turbina	82
3.11	Esquema simplificado de um mancal guia	82
3.12	Perdas no mancal em função da rotação e tipos de lubrificantes	83
3.13	Mancal escora e detalhe da sapata e conjunto de molas	84
3.14	Região de operação segura do mancal escora	85
3.15	Esquema simplificado da sapata e conjunto do mancal escora	85
3.16	Coordenadas da sapata do mancal escora	86
3.17	Perdas no mancal em função da rotação para diversos diâmetros	86
3.18	Perdas no mancal em função da carga e rotação	87
3.19	Variação da espessura do filme de óleo em função da carga	88
4.1	Diagrama fasorial em regime permanente da máquina síncrona de polos salientes	92
4.2	Diagrama fasorial simplificado	92
4.3	Relação do ângulo de carga e a potência para um gerador de polos salientes	95
4.4	Curva de capabilidade de um gerador de polos salientes	96
4.5	Transformação do diagrama de tensões em diagrama de potências	97
4.6	Painel de controle conjunto UHE Furnas – UG04	99
4.7	Painel de controle conjunto UHE Furna – UG01 a UG04	100
4.8	UG06 UHE Furnas: Ventiladores radiais acoplados ao eixo do rotor	101
4.9	Gráfico típico de elevação de temperatura versus o aumento da corrente da armadura ao quadrado	102
4.10	Variação da composição de perdas	105
4.11	Variação da potência em função da temperatura da armadura	105
4.12	Limaçon de pascal elaborada atraves do aplicativo geogebra para valores típicos de máquinas síncronas e com tensão de excitação constante	107
4.13	Limaçon de Pascal pelo método geométrico	108
4.14	Limaçon de Pascal com Eq reduzido e δ variando de 0 a 180°	109
4.15	Limite térmico do rotor para máquinas de polos lisos	110
4.16	Diagrama fasorial para o limite de temperatura do rotor	110
4.17	Variação da indutância L _d em função da frequência relativa	112
4.18	Limite de tensão e frequência para hidrogeradores	113
4.19	Curva de saturação da máquina síncrona em vazio	115
4.20	Retificador tiristorizado de 6 pulsos	116
4.21	Gráfico típico da elevação de temperatura no enrolamento de campo em função da potência dissipada	118
4.22	Curva de saturação típica utilizada para determinação de corrente de campo através da reatância de Potier	119
4.23	Curva de colina típica de uma turbina Francis	122
4.24	Potência em função do ângulo de carga δ para diferentes valores de excitação	123
4.25	Limite teórico de estabilidade traçado no aplicativo geogebra	126
4.26	Limite teórico de estabilidade traçado pelo método geométrico	127

4.27	Limite prático de estabilidade	128
4.28	Curva do limite de aquecimento nas extremidades da armadura	129
4.29	Distribuição de linhas de fluxo nas extremidades da armadura	130
4.30	Laminação em degraus para a redução de fluxos transversais	130
4.31	Curva de capabilidade tridimensional com a rotação no terceiro	132
4.32	Análise das perdas em função da rotação da máquina	132
5.1	UG06 - Eficiência x Potência de saída	137
5.2	UG06 – Eficiência versus frequência	139
5.3	Composição de perdas para UG06 operando com 54 Hz	140
5.4	Composição de perdas para UG06 operando com 66 Hz	140
5.5	Comparação da composição de perdas para frequências de 54 e 66 Hz	141
5.6	Gráfico tridimensional da eficiência da UG06	142
5.7	Locação dos pontos V _{t1} , V _{t2} , I _{f1} e I _{f2} na curva de saturação a vazio	145
5.8	Locação dos pontos Ifo, If1, If2 e If3 na curva de saturação a vazio	146
5.9	Eficiência da UG06 considerando a relação V/F constante e variável	147
5.10	Eficiência da UG06 considerando a relação V/F variável	148
5.11	Composição de perdas da UG06 considerando a relação V/F variável	148
5.12	Gráfico 3D da eficiência da UG06 considerando a relação V/F variável	149
5.13	Harmônicos típicos de corrente	152
5.14	Harmônicos típicos de tensão	153
5.15	Eficiência da UG06 considerando a influência de harmônicos	154
5.16	Gráfico 3D da eficiência da UG03 considerando a influência de	155
F 17	harmônicos	150
5.17	ventilação	156
5.18	Locação dos pontos E _p e E _q na curva de saturação a vazio	158
5.19	Medições de grandezas elétricas da UG06	159
5.20	Potência dissipada no enrolamento de campo versus temperatura	160
5.21	Monitoramento da temperatura do óleo e segmentos do mancal escora	161
5.22	Temperatura do óleo do mancal escora em função da rotação	162
5.23	Rotação da UG06 durante processo de parada	164
5.24	Velocidade de ar nos radiadores em função da rotação da máquina	164
5.25	Teste do limitador V/F da UG06 da UHE Furnas	165
5.26	Curva de capabilidade 3D da UG06 com X _d e X _q em função da rotação	167
5.27	Deslocamento da curva de saliência e limite térmico do rotor da UG06	168
5.28	Curva de capabilidade da UG06 com X _d , X _q e a tensão terminal em funcão da rotacão	169
5.29	Curva de capabilidade da UG06 com restrição da corrente da armadura	170

5.30	Curva de capabilidade da UG06 considerando as perdas em função da rotação	171
5.31	Curva de capabilidade 3D da UG02 com X _d e X _q em função da rotação	172
5.32	Curva de capabilidade 3D da UG02 da UHE Batalha com X _d e X _q e tensão terminal função da rotação	173
5.33	Curva de capabilidade 3D da UG02 da UHE Batalha com X _d e X _q e restrição da corrente da armadura em função da rotação	174
5.34	Curva de capabilidade em 2D mostrando detalhes construtivos	175
5.35	Curva de capabilidade 2D da UG03 da UHE Marimbondo	176
5.36	Curva de capabilidade 3D da UG03 da UHE Marimbondo com X _d e X _g em função da rotação	177
5.37	Variação do limite térmico do rotor	178
5.38	Curva de capabilidade da UG06 da UHE Marimbondo com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal	179
5.39	Curva de capabilidade da UG03 da UHE Marimbondo com restrição da corrente da armadura	180
5.40	Detalhes construtivos da curva de capabilidade 2D da UG01 da UHE Baguari	181
5.41	Curva de capabilidade 2D da UG01 da UHE Baguari	181
5.42	Curva de capabilidade 3D da UHE Baguari com X _d e X _q em função da rotação	182
5.43	Curva de capabilidade 3D da UG01 da UHE Baguari com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal.	183
5.44	Curva de capabilidade da UG01 da UHE Baguari considerando as perdas em função da rotação	184
5.45	Curva de capabilidade da UG01 da UHE Baguari: Potência ativa versus rotação	185

Lista de Tabelas:

1.1	Matriz Elétrica Brasileira	19
1.2	Fontes de Cogeração – Capacidade instalada	21
2.1	Empreendimentos que utilizam sistema HVDC LCC	45
2.2	Empreendimentos que utilizam sistema HVDC VSC	46
2.3	Empreendimentos que utilizam turbinas Francis com rotação variável	51
3.1	Modelos para perdas no material magnético	70
3.2	Coeficiente de perdas no ferro para diferentes faixas de frequência	71
3.3	Perdas suplementares em função do tipo de máquina	90
4.1	Limites de temperatura para classes de isolação B e F	118
5.1	Medições de perdas da UG06 da UHE Furnas	136
5.2	Simulação de perdas da UG06 da UHE Furnas a partir de dados de projeto	136
5.3	Perdas em função da rotação simuladas utilizando dados de projeto	143
5.4	Valores típicos de K _h e K _f	151
5.5	Perdas da UG06 considerando a influência de harmônicos	153
5.6	Elevação de temperatura do rotor da UG06	160
5.7	Simulação da elevação de temperatura dos enrolamentos da UG06	162

Siglas:

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANPC	Active Neural Point Clamped
AVR	Automatic Voltage Regulator
BDFIG	Brushless Double Fed Induction Generator
CFD	Computational Fluid Dynamics Simulation
CFSM	Converted-Fed Synchronous Machine
DCO	Desligado por Conveniência Operativa
DFIG	Double Fed Induction Generator
FEA	Finite Elements Analysis
FMM	Força Magneto Motriz
GTO	Gate Turn-off Thyristor
HSF	High Selectivity Filter
HVDC	High Voltage Direct Current
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Eletronics Engineers
IEGT	Injection Enhanced Gate Thyristor
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IGCT	Integrated Gate-Commutated Thyristor
LCC	Line Commuted Converter
MMC	Modular Multilevel Converter
OLTC	On Load Tap Changer
ONS	Operador Nacional do Sistema
PMSM	Permanent Magnet Synchronous Machine
PWM	Pulse Width Modulation
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SPA	Semiprocessed Electric Steel of Type A
TWL	Tail Water Level
VFT	Variable Frequency Transformer
VSC	Voltage Source Converter
VVVF	Variable Voltage Variable Frequency

CAPÍTULO 1

Introdução: Contexto Eletro Energético

1.1 Apresentação do Tema

No atual modelo de mercado energético e no ambiente de negócios do setor elétrico é mandatório que as empresas produtoras e transmissoras de energia se tornem cada vez mais competitivas buscando soluções para a redução de custos, aliada ao aumento de confiabilidade e disponibilidade do sistema elétrico.

Neste contexto, a mitigação das perdas, a otimização de operação dos geradores e a constante busca para o aumento da eficiência e disponibilidade dos equipamentos, tornam-se inquestionáveis metas aspiradas pelos agentes produtores de energia.

1.1.1 Matriz Elétrica Brasileira

Apesar da crescente demanda de energia nos últimos anos, o Brasil continua se destacando pela utilização de fontes renováveis para a geração de energia elétrica. Entanto que o percentual de utilização energias renováveis no mundo é de aproximadamente 28,6 %, o Brasil alcançou um patamar de 84,25 % na composição da matriz elétrica [1.1]. Embora o país possua um vasto potencial hidráulico, é evidente o crescimento da utilização das fontes eólica, fotovoltaicas e cogeração. Segundo a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, no ano de 2024 está prevista a instalação de 60 usinas eólicas com capacidade instalada de 1.889,80 MW e 35 usinas fotovoltaicas totalizando 1.339,91 MW [1.2].

A tabela 1.1 apresenta a matriz elétrica brasileira evidenciando a utilização das fontes renováveis.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	220	103.602.291,00	103.213.069,00	50,93%
UTE	3108	55.994.331,91	46.212.744,31	22,80%
EOL	1646	55.455.721,86	30.639.353,86	15,12%
UFV	21224	142.823.255,33	13.935.742,57	6,88%
РСН	522	7.045.758,22	5.822.656,57	2,87%
UTN	3	3.340.000,00	1.990.000,00	0,98%
CGH	688	864.428,88	849.546,88	0,42%
Total	27411	369.125.787,20	202.663.113,19	100,00%

Tab.1.1 Matriz elétrica brasileira

1.1.2 Energia eólica

Com o enorme potencial de ampliação das instalações e com um aumento da produção de energia de forma exponencial, a energia eólica no Brasil desempenha um papel crucial para o desenvolvimento sustentável.

Até maio de 2024, o país contava com 1054 parques eólicos instalados em 12 estados somando 30,63 GW, o que representa 15,1 % na participação da matriz elétrica nacional. Desse total, 85 % estão na região Nordeste. A figura 1.1 apresenta a evolução da capacidade instalada [1.3].



Fig.1.1- Energia Eólica – Evolução da Capacidade instalada [1.3]

De acordo com a Associação Brasileira de energia Eólica (ABEEÓLICA), até 2028 o Brasil terá 44,78 GW de capacidade instalada.

1.1.3 Energia Solar

Até o ano de 2016 a produção de energia solar não tinha representatividade na matriz elétrica brasileira. O primeiro leilão com a participação de geração de energia solar ocorreu em 2014, entretanto, as usinas voltaicas entraram em operação apenas em 2017.

Adicionalmente, com a redução de custos de inversores e placas fotovoltaicas o crescimento da potência instalada vem crescendo de forma exponencial tanto na geração distribuída quando geração centralizada.

A Figura 1.2 apresenta a evolução da capacidade instalada de energia solar nos últimos anos [1.4]



Fig. 1.2 - Evolução da capacidade fotovoltaica instalada [1.4]

1.1.4 Cogeração

Diferente de outros países, o Brasil se beneficia do enorme potencial de cogeração, sendo o quarto país em cogeração na matriz mundial, ficando atrás apenas da China, Estados Unidos e Alemanha. Entretanto, quando se trata de utilização de biomassa, o Brasil ocupa posição de destaque.

A biomassa a partir do bagaço de cana representa 60,3 % de toda a cogeração existente no país, o licor negro, subproduto do processamento da celulose, é responsável por 16,6 % e o gás natural por 15,3 %. A tabela 1.2 apresenta as fontes de cogeração, o número de usinas e a capacidade instalada total por tipo de fonte em Julho de 2024 [1.12].

Fonte	Usinas	Capacidade Instalada [MW]
Bagaço de Cana	391	12.597
Licor negro	22	3.447
Gás natural	93	3.152
Madeira	74	1.082
Biogás	52	379
Outros	33	267

Tab.	1.2 -	Fontes de	Cogeração -	– Capacidade	instalada	[1.12]
iuo.	±.2	i onices de	CoBciação	cupuciadae	motulada	[]

No primeiro semestre de 2024, entraram em operação comercial 135 MW de bagaço de cana dos empreendimentos de São José, Barra Grande 2 e São Martinho Bioenergia, 8,14 MW de óleos vegetais da empresa BBF Baliza e 26 MW de resíduos de madeira da Inpasa Dourados [1.12].

A expectativa é que cerca de 1,3 GW, somente da fonte de biomassa, entrem em operação no país até 2026 [1.2].

1.2 Justificativa do tema

O tema envolve a análise das perdas e curvas de operação de geradores síncronos de polos salientes com rotação variável. Dentre os fatores que motivam este trabalho destacam-se o cenário do país frente ao contexto energético, a possiblidade da otimização da operação de usinas hidrelétricas, a necessidade de reserva girante, a melhoria de estabilidade do sistema e a possibilidade conexão ao sistema de transmissão em corrente contínua.

1.2.1 Cenário do país frente ao contexto energético:

Problemas com a produção e transporte de gás natural, a constante busca por energia alternativa aliada à redução de emissão de carbono, dificuldades de implementação de usinas a biodiesel e a necessidade de inércia do sistema elétrico faz com que o investimento na produção e operação de hidrelétricas ainda seja viável e necessário.

1.2.2 Otimização da operação dos hidrogeradores:

Recentemente o país atravessou uma crise energética devido à um período de condições hidrológicas desfavoráveis e operação inadequada dos reservatórios, onde seus níveis chegaram a valores críticos. Tanto a indústria nacional como os consumidores residenciais sofreram os impactos desta crise.

Em alguns casos, houve a necessidade de desligamento de unidades geradoras devido ao fato de alguns reservatórios atingirem a cota mínima operacional e ao mesmo tempo ocorreu a abertura do vertedouro de algumas plantas para permitir a vazão sanitária e recomposição da cascata de algumas bacias hidrográficas.

Logo, o conhecimento das perdas dos geradores, bem como o ponto ótimo de operação certamente poderão facilitar o manejo e controle dos níveis dos reservatórios. Adicionalmente a utilização de máquinas com rotação variável permitirá a operação das turbinas em regiões de maior eficiência e fora da região de cavitação além de maior flexibilidade de operação dos reservatórios em relação à altura da queda. A figura 1.3 ilustra a operação otimizada de turbinas com rotação variável [1.5]:



Fig. 1.3 – Otimização da operação de hidrogeradores [1.5]

Na figura 1.3 fica evidente a maior flexibilidade da operação da turbina, onde através da rotação variável amplia-se a faixa de operação em relação à queda d'água e vazão, e ao mesmo tempo permite a operação fora da região de instabilidade hidráulica e cavitação.

1.2.3 Necessidade de reserva girante

A utilização de fontes renováveis para a geração de energia elétrica tem aumentado significativamente nos últimos anos, principalmente usinas eólicas e fotovoltaicas.

Embora o aumento do percentual renovável não hidroelétrico na matriz energética seja positivo sob o ponto de vista ambiental, implica em aumento de complexidade do planejamento energético, de forma a garantir a segurança de suprimento de energia considerando intermitência da geração renovável [1.11].

Os Geradores síncronos possuem o parâmetro de inércia síncrona em seu processo de geração de energia, tendo assim a característica de armazenar energia cinética. Em uma rede elétrica, a inércia é derivada de uma enorme quantidade de geradores que são

sincronizados, o que significa que todos eles estão operando em uma mesma frequência, trabalhando juntos para contribuir para a inércia da rede [1.10].

Desta forma, apesar dos inúmeros benefícios das energias renováveis, verifica-se que a intermitência das energias eólicas e fotovoltaicas podem comprometer a segurança do sistema elétrico.

A Figura 1.4 Apresenta a variação da geração diária típica de um parque eólico no Nordeste do Brasil.



Fig. 1.4 - Geração diária típica de um parque eólico [1.9]

Com base na intermitência das fontes renováveis, entende-se que a implementação máquinas com rotação variável, principalmente para períodos de estiagem ou com reservatórios deplecionados, pode contribuir significativamente para o aumento da confiabilidade do sistema.

1.2.4 Estabilidade do sistema: Distúrbio sistêmico de 15 de agosto de 2023

Nos últimos 20 anos ocorreram vários distúrbios no sistema elétrico brasileiro, os quais interromperam o fornecimento de energia simultaneamente em vários estados. Todavia, a principal causa da evolução daqueles distúrbios localizados, que se alastraram praticamente para todo o país, consistia basicamente na falta de investimento na geração

e transmissão de energia. Passados estes 20 anos, constata-se um investimento massivo em ampliação do sistema elétrico, haja vista a ocorrência de dezenas de leilões de empreendimentos geração e linhas de transmissão promovidos pela ANEEL. Entretanto, todo investimento não foi suficiente para evitar os recentes distúrbios que atingiram grande parte do país.

O distúrbio no sistema elétrico ocorrido em 15 de agosto de 2023, teve início por volta das 8:30h em decorrência da abertura da interligação Norte-Sudeste gerando a interrupção de 16 GW e atingindo 25 estados.

Naquele período foi observada uma expressiva mudança no despacho de carga em relação à matriz elétrica. Inicialmente, suspeitou-se de falhas nos modelos matemáticos das fontes renováveis e até a conclusão da investigação da causa do evento, o ONS – Operador Nacional do Sistema limitou o despacho e intercâmbio de energia oriunda de fontes renováveis. Finalizada a investigação, constatou-se que o ONS operava com valores de inércia adequados e que os desligamentos em cascata foram motivados por um colapso de tensão [1.13].

Não obstante, a entrada de máquina com rotação variável pode contribuir para a estabilidade do sistema por apresentar uma resposta mais rápida de controle de potência de saída dos geradores. Em usinas hidráulicas tradicionais, o controle de potência ativa é realizado através dos reguladores de velocidade cujo tempo de resposta é da ordem de alguns segundos. No caso de máquinas com rotação variável, o controle de potência ativa pode ser ainda melhor pois é realizado através de conversores, cujo tempo de resposta varia de 10 a 30 ms [1.6], [1.7].

A máquina com rotação variável, devida a sua inércia girante pode se modular com rápida resposta para flutuações do sistema. Em caso de distúrbio também apresentam um excelente comportamento [1.5].

1.2.5 Linhas de corrente contínua no Mundo e no Brasil: Possibilidade de conexão de centrais hidráulicas.

A linhas de transmissão em corrente contínua vêm se demonstrando economicamente vantajosas em relação às linhas de corrente alternada considerando grandes blocos de

potência e longas distâncias. Em países como Canada, Rússia, Brasil e China é crescente a quantidade de construções utilizando a tecnologia de transmissão em corrente contínua.

No Brasil são operadas 06 linhas de transmissão em HVDC e está prevista para 2024 a construção da linha ± 800 kV Graça Aranha – Silvania.

As linhas em corrente contínua existentes no país são responsáveis pela transmissão de grandes blocos de potência como UHE Itaipu, UHE Jirau, UHE Santo Antônio e UHE Belo Monte. As usinas localizadas nas regiões Norte e Nordeste do país são susceptíveis às grandes variações de geração tendo em vista as condições hidrológicas da região. Em setembro de 2023, as Usinas hidrelétricas do Norte do país estavam passando por uma expressiva restrição de geração.

Logo, a geração hidráulica com máquinas com rotação variável pode contribuir para a redução de restrição de geração uma vez que estas máquinas podem ser conectadas diretamente ao sistema HVDC e facilitar o intercâmbio de energia entre regiões com reservatórios deplecionados.

A figura 1.5 mostra um exemplo típico de conexão de máquinas com rotação variação conectadas diretamente à rede de transmissão em corrente contínua [8].



Fig. 1.5. Conexão de hidrogerador diretamente à rede HVDC [1.8]

Desta forma, entende-se como perfeitamente viável a implantação de novas usinas operando com rotação variável conectadas diretamente às linhas em HVDC, principalmente para os casos usinas hidrelétricas de grande porte localizadas em regiões distantes dos centros consumidores.

1.3 Proposta e delimitação do objeto da Tese

O objetivo do trabalho é propor um estudo da eficiência de hidrogeradores de grande porte com rotação variável. Pretende-se mapear a eficiência da máquina para várias condições de carga e rotação, analisando o comportamento das máquinas em relação aos diversos tipos de perdas e principalmente o impacto da variação da rotação nos fatores limitantes da curva de capabilidade.

A formulação teórica está dividida em três capítulos compreendendo a aplicação de máquinas de rotação variável, análise de perdas em máquinas elétrica e análise da variação da rotação nas curvas de operação da máquina síncrona.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica abordando as configurações e metodologias aplicadas na geração hidráulica utilizando máquinas com rotação variável, os benefícios e as principais usinas hidrelétricas que já utilizam máquinas com rotação variável.

Em seguida, foi desenvolvido o Capítulo 3 ainda dentro do referencial teórico abordando uma análise de perdas em máquinas levando em consideração diversos modelos utilizados para perdas no ferro, perdas por efeito pelicular nos enrolamentos estatóricos e uma análise mais detalhada relativa às perdas mecânicas apresentando os principais fatores que impactam nas perdas por atrito nos mancais e perdas por ventilação.

No capítulo 4 será é detalhada a metodologia proposta. Serão analisados os diversos tipos de perdas na máquina síncrona e seus respectivos impactos através da variação da rotação. Serão analisados os impactos da variação da rotação e consequentemente da frequência, nas reatâncias e nas curvas limites de operação. E finalmente, será proposta a construção da curva de capabilidade em tridimensional, incluindo a variação da rotação como terceiro eixo.

O estudo de caso, será apresentado no capítulo 5, onde primeiramente serão analisadas as perdas e o mapeamento de eficiência de um hidrogerador de grande porte operando com rotação variável. Para isso, serão utilizados dados de comissionamento, manuais e ensaio de campo com a máquina operando em 60 Hz. Em seguida serão modeladas e simuladas as perdas com a máquina operando com a variação de ±10 % da

27

rotação. Serão analisadas as influências de harmônicos, da relação V/F variável e restrição do sistema de ventilação na eficiência do gerador. Posteriormente serão desenvolvidas para 04 geradores síncronos, com diferentes potências e parâmetros, curvas de capabilidade tridimensionais com a rotação no terceiro eixo.

Finalmente, no Capítulo 6, serão analisados os resultados, avaliadas as limitações do estudo e sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

Revisão Bibliográfica: Operação de Hidrogeradores com Rotação Variável

2.1 Introdução

Tradicionalmente as máquinas de rotação variável eram largamente aplicadas na indústria siderúrgica e mineração. As máquinas de corrente contínua, com excitação tipo série, em derivação, composta ou independente, eram utilizadas nas mais diversas aplicações, em função do controle de velocidade e torque. Dentre as principais aplicações destacam os laminadores, tração elétrica, extrusoras, guinchos e elevadores.

Ainda com aplicação em velocidade variável, as máquinas de indução com rotor bobinado, por sua elevada robustez, cumprem um importante papel em vários segmentos da indústria, destacando-se sistemas de pórticos e ponte rolantes.

No entanto as máquinas síncronas e motores de indução tipo gaiola eram utilizados basicamente com rotação constante e geralmente em 50 ou 60 Hz aplicadas em bombas, moinhos, compressores e máquinas operatrizes.

Com o desenvolvimento tecnológico, a eletrônica de potência passou a ter maior aplicabilidade no controle de máquinas elétricas [2.1], [2.22] principalmente na indústria através do controle de rotação de motores de indução tipo gaiola e na geração de energia eólica [2.2], [2.3].

Apesar da possibilidade de aplicação de rotação variáveis com máquinas síncronas em geração hidráulica, não havia tal preocupação nesta linha de pesquisa, pois os recursos hídricos nos países com geração predominante hidráulica eram fartos.

Entretanto com o aumento da demanda energética e a dificuldade se implantar novas usinas hidrelétricas, houve a preocupação de avaliar a eficiência das máquinas síncronas, bem como os benefícios da utilização de máquinas síncronas com rotação variável [2.4], [2.5], [2.6].

Mudanças climáticas também são fatores preocupantes no tocante à geração de energia, tendo em vista, o estresse hidrológico ocorrido nos últimos anos. Tal fato tem impactado na afluência, no gerenciamento de reservatórios, bem como na geração de energia [2.4], [2.7], [2.8], [2.9]. Na maioria dos casos, as usinas hidrelétricas são operadas em cascata e a operação, mesmo que em níveis críticos de reservatórios, faz-se necessária.

As centrais hidráulicas convencionais utilizam máquinas síncronas conectadas diretamente às redes de 50 ou 60 Hz. São projetadas para operar em um faixas definidas de velocidade, queda e vazão. Trata-se de uma tecnologia consolidada com capacidade estável, entretanto a operação de hidrelétricas com rotação fixa traz problemas como cavitação, operação em faixas não otimizadas e limitação de geração de acordo com a altura da queda d'água [2.1], [2.10], [2.11], [2.12], [2.13], [2.14].

Inicialmente a geração com velocidade variável surgiu como solução para a geração eólica. Todavia, por uma série de fatores e benefícios que ser tratado neste capítulo, constata-se um expressivo interesse na geração hidráulica [2.2], [2.3], [2.4], [2.15], [2.16].

A aplicação de rotação variável na geração hidroelétrica oferece como vantagem essencialmente a grande flexibilidade da operação da turbina em situações em que a vazão e queda variam substancialmente em relação aos valores nominais [2.13], [2.17], [2.18].

Ademais, existe a possibilidade de trabalhar com baixa queda, baixa rotação com significativa melhoria da eficiência e estabilidade do sistema [2.1], [2.4], [2.6].

Dentre outros benefícios da operação com máquinas de rotação variável destacam-se a operação otimizada, a melhoria na regulação e principalmente vantagens econômico-financeiras [2.19], [2.32], [2.38], [2.74].

Além da utilização de máquinas de rotação variável em novos projetos, existe a possibilidade de implementação desta técnica durante uma modernização ou repotenciação de usinas antigas. Neste caso, além a instalação dos sistemas conversores,

30

são substituídos ou modernizados componentes principais do estator e rotor, reguladores de velocidade, reguladores de tensão, bem como sistemas de controle e proteção [2.4], [2.20], [2.21].

Vários tipos de máquinas elétricas, além dos geradores síncronos [2.29], [2.32], são utilizadas em geração hidráulica com rotação variável, como as máquinas de indução de rotor bobinado [2.17], [2.28] e geradores síncronos de imã permanente [2.24], [2.25], [2.26].

Em relação às turbinas, diferentes tipos vêm sendo aplicadas em geração com rotação variável como as turbinas tipo hélice e Kaplan [2.13], [2.17], [2.26], [2.30]. As turbinas Francis vêm apresentando bons resultados principalmente relacionados à melhoria na eficiência e redução de cavitação [2.4], [2.10], [2.17], [2.23], [2.31], [2.33].

Diferentes tecnologias têm sido desenvolvidas com base na topologia de gerador, espaço disponível na central, recursos hidrológicos como vazão e altura, além de diversas configurações de sistemas conversores [2.1], [2.4], [2.45].

2.1.1 Histórico

Apesar da aplicação de máquinas de rotação variável em sistema de potência deu início com geração eólica, a utilização em máquinas hidráulicas vem sendo estudada há mais de 50 anos. Abaixo segue um histórico sucinto das relevantes contribuições relacionadas à operação de máquinas de rotação variável aplicadas em geração hidráulica:

Data	Contribuição	Referência
1973	Aplicações de máquinas hidráulicas conectadas à rede HVDC. Neste caso as máquinas ainda apresentavam velocidade fixa.	[2.34]
1973	Possibilidade de conexão de unidade geradoras à rede HVDC mostrando através duas configurações, ou seja, geradores unitários e grupos geradores ao um sistema conversor	[2.35]
1976	Estudos de geradores síncronos conectados à rede de HVDC comparando aplicabilidade entre conversores de 06 e 12 pulsos.	[2.36]

Data	Contribuição	Referência
1977	Modelagem de sistemas dinâmicos aplicados em geradores conectados a sistemas HVDC.	[2.37] [2.89]
1980	Simulações com máquinas síncronas com velocidade variáveis aplicadas em usinas reversíveis. Tal estudo abordava perdas em mancais, sistemas de excitação, perdas harmônicas e no material magnético. Também apresentava estudos de estabilidade de sistema, e melhoria de eficiência e confiabilidade.	[2.12]
1981	Potencial da utilização de geradores síncrono com rotação variável em geração hidráulica ressaltando que com pequenas variações na velocidade pode obter vantagens econômica, operação em pontos com melhor eficiência e redução de cavitação.	[2.38]
1983	Cálculos teóricos e aplicações em turbinas tipo hélice com rotação variável.	[2.78]
1983	Ganho de 1,6 % a 3,5 % de produtividade utilizando turbinas tipo Francis com rotação variável	[2.77]
1983	Ganho de eficiência e aumento da faixa operacional com turbinas tipo Francis	[2.76]
1984	Analisa a aplicabilidade e benefícios de máquinas com rotação variável em usinas hidrelétricas	[2.39]
1989	Metodologia para operar uma turbina hidráulica com rotação variável otimizando sua eficiência. Também analisava perdas e apresentava benéficos econômico-financeiros	[2.29]
1993	Análise do comportamento da máquina de rotação variável sob faltas monofásicas em linhas de transmissão.	[2.80]
1995	Aborda o desacoplamento entre a velocidade das turbinas e a frequência do sistema, operando geradores com rotação ajustável, em função das condições do sistema, e consequentemente levando ao melhor uso energético do aproveitamento hídrico. Também simula a operação de aproveitamentos hidrelétricos de acumulação e fio d'água com rotações fixa e ajustável apontando potenciais benefícios para o planejamento energético.	[2.40]

Data	Contribuição	Referência
1996	Análise de vários aproveitamentos hidrelétricos do Brasil simulando suas operações com rotação variável.	[2.18]
1996	Apresenta as vantagens da utilização de máquinas com rotação variável em relação à altura/ queda, vazão, melhoria de eficiência e flexibilidade de operação	[2.14]
1998	Análise do comportamento dinâmico das máquinas de rotação variável com diversas configurações utilizando máquinas síncronas e máquinas de indução com dupla alimentação	[2.79]
1998	Apresenta vantagens na utilização de motores de indução com dupla alimentação comparado cm geradores síncronos em relação ao tamanho dos conversores. Também apresenta os benefícios do uso de geradores de velocidade variável relacionados à estabilidade do sistema elétrico.	[2.28]
1999	Comportamento de máquinas de rotação variável e suas influências na estabilidade do sistema de transmissão durante faltas severas.	[2.75]
2000	Propõe o uso de máquinas de rotação variável como alternativa de aumento de capacidade de produção e postergação de investimento dos sistemas de transmissão em função da maior flexibilidade de operação em uma maior faixa de potência ativa e reativa dos geradores.	[2.19]

A partir de então, a tecnologia de máquinas hidráulicas com rotação variável para a geração de energia se consolidou, ou seja, deixou de ser apenas objeto de estudos e simulações e vem sendo aplicada nas mais diversas topologias.

No Japão já existem 15 usinas operando com máquinas de rotação variável e 07 plantas em construção [2.96]. Importante salientar a evolução e a aplicação em máquinas de grande porte.

2.2 Operação com rotação variável

Para a operação de centrais hidráulicas com rotação variável, existe uma série soluções as quais levam em consideração diversos fatores, como os recursos hidrológicos, relevo,

espaço disponível na central para a instalação de conversores e distância de linhas de transmissão existentes. Dentre as principais topologias destacam-se os conversores *back to back*, máquinas de indução com dupla alimentação, transformadores de frequência variável e conexões em linhas de transmissão de corrente contínua.

2.2.1 Conversor de frequência back to back

O sistema de geração com conversor de frequência *back to back*, conforme mostrado na figura 2.1, é composto por um gerador elétrico de rotação variável e dois conversores de frequência conectados no mesmo barramento. O conversor conectado do lado do gerador opera como retificador e o conversor do lado da rede elétrica opera como inversor. Os conversores possuem controles independentes permitindo a flexibilidade nos controles de tensão, fluxo de potência ativa e reativa.

Ao operar com rotação variável, a geração de frequência também será, uma vez que em uma máquina síncrona a frequência da tensão gerada é diretamente proporcional à rotação. A tensão gerada é convertida para DC e então invertida para AC, em uma frequência constante e igual à do sistema. A alimentação de sistemas auxiliares é tomada da rede [2.4].

Trata-se de uma das mais tradicionais formas da utilização de máquinas com rotação variável para a geração de energia.



Fig. 2.1 - Conversor de frequência *back-to-back* [2.1]

Na configuração mais tradicional utilizam-se máquinas síncronas, entretanto, é possível a utilização de motor de indução tipo gaiola e máquinas síncronas de imã permanente.

A configuração *back to back* utilizando geradores de indução tipo gaiola, teve grande aplicação nas primeiras configurações em geração eólica. Apesar de muito robusto, baixo custo de manutenção, pela reduzida quantidade de componentes e não necessidade de um sistema de excitação, os motores de indução tipo gaiola possuem limitações no controle de potência ativa e reativa [2.1], [2.4]. Sua aplicação em geração hidráulica, ainda se restringe em máquinas de pequeno porte [2.23], [2.26], [2.44].

Na figura 2.2 observa- se a configuração *back-to-back* com máquinas de indução tipo gaiola de esquilo com sistema de controle somente na rede principal. O banco de capacitores é utilizado para controle de reativo [2.1].



Fig. 2.2 – Sistema *back-to-back* utilizando motor tipo gaiola de esquilo [2.1]

Uma outra máquina utilizada nesta configuração são os geradores síncronos de imã permanente. Apesar de sua vasta utilização em geração eólica, várias aplicações em geração hidráulica vêm ocorrendo em instalações de pequeno aproveitamento [2.1], [2.24], [2.26], [2.45], [2.46].

O gerador de imã permanente devido à ausência de sistema de excitação, anéis coletores e escovas apresenta custos reduzidos de manutenção e menores perdas térmicas nas partes rotativas e maior eficiência no sistema de resfriamento [2.1], [2.24], [2.47]. Adicionalmente, possui a vantagem de extensa curva de capabilidade, elevada eficiência e boa estabilidade [2.1], [2.45].

A Figura 2.3 observa- se a configuração *back-to-back* com máquinas de imã permanente e com sistema de controle somente na rede principal [2.1], [2.26].



Fig. 2.3 – Sistema back-to-back com gerador de imã permanente [2.26]

Uma das limitações relacionada a este arranjo é a capacidade da eletrônica de potência, que deve ser igual à capacidade total da máquina síncrona conectada [2.4]. Este fato eleva os custos com conversores e o aumento das perdas do conjunto, limitando sua aplicação em centrais abaixo de 100 MW [2.1], [2.31], [2.32]. Espaço também deve ser providenciado para acomodar os conversores, juntamente com seus sistemas auxiliares, para cada unidade da central hidrelétrica [2.1], [2.4].

2.2.2 Máquina assíncrona com dupla alimentação

Esta configuração teve grande sucesso na geração eólica, entretanto, vem sendo largamente aplicada em geração hidráulica, principalmente em máquinas de grande porte devido aos menores custos com conversores de frequência.

Nesta solução, conforme mostrado na figura 2.4, utiliza-se um gerador de indução tipo DFIG - *Double Fed Induction Generator*. O estator é conectado diretamente da rede,
enquanto o rotor é alimentado em corrente alternada por meio de um conversor [2.1], [2.32]. Este conversor possibilita a rotação variável da máquina pelo controle das frequências das correntes do rotor alimentadas através de escovas e anéis coletores. Através do controle de frequência das correntes no rotor, é possível operar a máquina com rotação variável e simultaneamente com a frequência de saída constante [2.32].



Fig. 2.4 - Máquina de indução com dupla alimentação [2.4]

Para implementação da configuração BDFIG - *Brushless Double Fed Induction Generator* com rotação variável, são disponíveis atualmente duas tecnologias. A primeira utiliza os cicloconversores baseados em tiristores e a segunda utiliza conversores baseados na modulação por largura de pulso (PWM) [2.42]. A utilização da tecnologia com cicloconversores é a mais tradicional, porém gradativamente vem sendo substituída pelos conversores de PWM, pelo fato dos cicloconversores apresentarem a maior ondulação (*ripple*) nas correntes do rotor e maior consumo de potência reativa [2.1].

A Usina Hidrelétrica Compuerto, na Espanha, é um exemplo típico da implementação de máquinas de indução com dupla alimentação utilizando cicloconversores. Esta usina possui duas unidades de 12,5 MW com início de operação em 1967, sendo que uma das unidades em 1995, foi utilizada como projeto piloto com rotação variável de 600 rpm ±10%. No caso, o rotor de polos salientes foi substituído por um rotor bobinado duplamente alimentado por um cicloconversor [2.14], [2.17].

A figura 2.5 apresenta a configuração de operação com rotação variável utilizando a tecnologia de máquina de indução de dupla alimentação e com a tecnologia de cicloconversores [2.42].



Fig. 2.5 - BDFIG utilizando cicloconversores [2.42]

A figura 2.6 apresenta a configuração de operação com rotação variável utilizando a tecnologia de máquina de indução de dupla alimentação e com a tecnologia de modulação por largura de pulso PWM [2.41], [2.42]. Esta solução vem sendo mais aplicada por maior flexibilidade de controle e maior faixa de variação de velocidade [2.1].



Fig. 2.6 - BDFIG utilizando Tecnologia PWM [2.42]

Nesta configuração, não há a necessidade de se converter a potência total do gerador, mas apenas a potência necessária para a excitação do gerador [2.1], [2.4], [2.32], [2.49].

Geralmente a potência do conversor consiste em aproximadamente 20 % a 30 % da potência total do gerador [2.1], [2.32].

Através de conversor nesta capacidade, é possível trabalhar em uma boa faixa operacional, variando a velocidade em aproximadamente ±15 % da velocidade nominal [2.32], [2.49].

Dentre outras vantagens desta configuração está no ganho de estabilidade dinâmica, amortecendo oscilações do sistema, facilidade de controle de frequência, grande faixa de controle de potência reativa [2.1], [2.50], [2.51]. Ressalta-se, também, a possibilidade de recuperação de energia através de conversores durante a operação sub síncrona, ao invés da dissipação da mesma [2.1].

Apesar de menores perdas e custo reduzido dos conversores, o gerador com rotor bobinado tem uma construção mais complexa e custo mais elevado quando comparado com geradores na configuração *back-to-back* [32]. Entretanto, para máquinas de grande porte com potência nominal acima de 100 MW, conforme figura 2.7 os geradores de indução com dupla alimentação são economicamente mais viáveis tendo em vista o menor custo global [2.1], [2.87].



Fig. 2.7 – Comparação de custo entre máquina síncrona e máquina de indução duplamente alimentada [2.1], [2.87]

Devido aos componentes de alimentação do rotor, como escovas e anéis coletores, o sistema DFIG apresenta custo de manutenção mais elevado e menor confiabilidade operacional [2.1], [2.32]. Além disso, uma outra limitação deste sistema está no baixo desempenho quanto ao controle de tensão e elevadas correntes no rotor durante distúrbios na rede elétrica [2.1], [2.32], [2.49], [2.50].

Uma outra configuração desta técnica consiste na utilização de máquinas de indução sem escovas denominada BDFIG, na qual apresenta várias vantagens em comparação com outras configurações [2.55].

O motor de indução com dupla alimentação sem escovas BDFIG possui dois enrolamentos no estator com diferentes números de pares de polos [2.55]. No primeiro enrolamento é conectado diretamente à rede elétrica e o segundo enrolamento é alimentado por uma tensão variável e frequência variável através de um conversor de frequência [2.52], [2.55], [2.56].

Nesta configuração, a velocidade síncrona do gerador de indução é dada por:

$$n = 60 \ \frac{f_1 + f_2}{p_1 + p_2} \tag{2.1}$$

Onde f_1 e f_2 são as frequências aplicadas no primeiro e segundo enrolamento e p_1 e p_2 são os números dos pares de polos dos enrolamentos do motor.

Os controles de potência ativa são realizados separadamente pelos conversores os quais também fornecem potência reativa diretamente para a rede elétrica [2.52], [2.53], [2.54].

A figura 2.8 apresenta um sistema utilizando o BDFIG conectados à rede através dos dois enrolamentos estatóricos. Eventualmente para melhoria no controle de tensão, pode ser inserido um banco de capacitor no barramento de conexão com a rede [2.52].

A potência do conversor é reduzida quando comparado com a potência nominal do gerador. E possível obter o torque total do gerador com inversor com 30% da potência nominal do gerador [2.52], [2.53], [2.56].



Fig. 2.8 – Gerador de indução com dupla alimentação sem escovas BDFIG [2.52]

Como vantagem o gerador BDFIG oferece melhoria de confiabilidade, custo reduzido de manutenção por apresentar menos componentes, menor perdas no rotor e uma ampla curva de capabilidade [2.47], [2.52], [2.54], [2.56].

2.2.3 Transformador de frequência variável

O VFT - Variable Frequency Transformer vem sendo utilizado como uma boa solução interconexão de sistemas síncronos e assíncronos [2.57], [2.62], [2.63], [2.65]. Possui um papel importante para o controle de fluxo de potência ativa e reativa apresentando melhor desempenho que os transformadores defasadores [2.57], [2.61].

O VFT é essencialmente composto por um clássico motor de indução com rotor bobinado semelhante ao DFIG com enrolamentos trifásico no estator e rotor, duplamente alimentado [2.59]. Neste caso, a máquina atua como transformador rotativo com ângulo de fase ajustável, cujo estator denominado enrolamento primário opera com uma tensão e frequência especificas e o rotor como enrolamento secundário opera com valores de tensão e frequência diferentes do primário [2.57], [2.64].

As duas redes elétricas distintas são conectadas separadamente no rotor e no estator respectivamente, onde o intercâmbio de potência é realizado pelo acoplamento magnético do VFT [2.65].

A compensação de pequenas variações de frequência é feita por meio da variação da velocidade do rotor e o controle de torque é realizado através de uma máquina rotativa geralmente DC acoplada no mesmo eixo do rotor [2.57], [2.58], [2.59].

A figura 2.9 mostrada um diagrama simplificado com os principais componentes de um sistema de intercâmbio de potência utilizando um VFT. Um transformador auxiliar derivando da rede principal alimenta um Conversor que por sua vez alimenta um motor DC acoplado no mesmo eixo do VFT [2.57], [2.61], [2.64].



Fig. 2.9 – Transformador de frequência variável [2.57], [2.61], [2.64]

Neste tipo de arranjo, são conectados capacitores em paralelo com um dos barramentos, os quais tem a função de controle de potência reativa e compensação de pequenas oscilações de tensão [2.61], [2.62].

A figura 2.10 apresenta detalhes construtivos de um VFT mostrando o transformador rotativo, a máquina DC e os anéis coletores [2.57], [2.61].

Como vantagem deste sistema, destaca-se a elevada eficiência do conjunto, a facilidade de suprimir pequenas oscilações no sistema devido a sua inércia rotacional do VTC, a capacidade de trabalhar com pequenas sobrecargas devido sua constante térmica e possibilidade de isolação dos sistemas em caso de distúrbios no sistema elétrico [2.59].



Fig. 2.10 – Transformador de frequência variável – componentes [2.57, [2.61]

Adicionalmente, o VFT não necessita de muito espaço, como aplicações tipo *back to back*, não possuem interferências de harmônicos e consequentemente não necessita de filtros [2.59], [2.64].

Apesar da principal aplicação do VFT na interconexão de sistemas transmissão assíncronos existe potencial para aplicação em geração hidráulica de pequeno porte com geradores e bombas com rotação variável [2.4], [2.60], [2.63], [2.65].

2.2.4 Transmissão em corrente contínua

O sistema de transmissão em HVDC vem se consolidando como alternativa na operação de sistemas interligados, apresentando uma série de vantagens quando comparado com transmissão AC em extra alta tensão [2.66]. No Brasil, sua aplicação destaca-se na transmissão de grandes blocos de potência como o sistema de Itaipu, Rio Madeira e Belo Monte.

Devido ao esgotamento de recursos hídricos, as construções de novas usinas de grande porte ocorrem em regiões cada vez mais distantes dos centros consumidores, que por sua vez, demandam construções de longas linhas de transmissão em extra alta tensão. Estas linhas de transmissão operam em tensão AC e em HVDC, sendo que neste caso necessitam de conversores [2.42], [2.66].

Apesar do elevado custo dos conversores, dependendo do comprimento da linha de transmissão, esta configuração tem se demonstrado economicamente mais vantajosa que a transmissão em corrente alternada. Adicionalmente, o HVDC proporciona outras vantagens como redução de impactos ambientais, possibilidade de interligação assíncrona, possibilidade de controle de fluxo de potência e boa estabilidade do sistema de transmissão.

A conexão de usinas hidráulicas diretamente em sistema HVDC favorece a operação dos geradores síncronos convencionais com rotação variável uma vez que não necessita de investimentos adicionais [2.32], [2.42].

Esta técnica vem sendo utilizada há décadas, tendo seus primeiros estudos nas décadas de 70. Tais estudos propunham a conexão de máquinas síncronas alimentando diretamente sistemas HVDC, nestes estudos as máquinas síncronas ainda eram operadas com rotações fixas [2.34], [2.35], [2.36].

Aplicações com geradores com rotação variáveis conectadas diretamente em redes HVDC foram introduzidas nos anos 80 [2.12], [2.29], [2.42].

Neste caso, a variação de velocidade da máquina e por sua vez da frequência não tem impacto no sistema, uma vez que toda a potência gerada será retificada e conectada à uma rede de corrente contínua [2.12].

Este sistema difere da configuração *back to back*, pois a estação retificadora se localiza próximo da geração e a estação conversora próximo ao ponto de distribuição e consumo em corrente alternada.

Existem basicamente duas tecnologias para transmissão em HDVC, sendo o LCC – *Line Commuted Converter* a mais utilizada e a VSC – *Voltage Source Converter* uma tecnologia mais recente [2.66], [2.67].

O sistema LCC HVDC de conversores DC por linha comutada que utiliza retificadores e inversores a base de tiristores. Trata-se de uma já tecnologia consolidada no início dos anos 70 e se aplica na transferência de grandes blocos de potência através de longas linhas de transmissão [2.42], [2.67].

44

A tabela 2.1 apresenta alguns empreendimentos que utilizam o sistema LCC HVDC [66], [67].

Projeto	Local	P (MW)	V (kV)	L (km)
Itaipu 1	Brasil	3150	± 600	785
Itaipu 2	Brasil	3150	± 600	805
Jinpin Sunan	China	7200	±800	2093
Mundra - Hayana	India	2500	±500	960
Madeira 1	Brasil	3150	± 600	2375
Madeira 2	Brasil	3150	± 600	2375
Nuozhadu - Guandong	China	5000	±800	1451
Southern Hami-Zhengzhou	China	8000	±800	2210
Biswanath - Agra	Índia	6000	±800	1828
Xiluodu-Zhejiang	China	8000	±800	1688
Zhundong - Sochun	China	10000	±1100	2600
Belo Monte 1	Brasil	4000	±800	2072
Belo Monte 2	Brasil	4000	±800	2539

Tab. 2.1 – Empreendimentos que utilizam sistema LCC- HVDC

Uma configuração típica de uma máquina síncrona com turbina hidráulica operada com rotação variável e conectada diretamente em uma rede LCC HVDC é mostrado na figura 2.11 [2.12], [2.42].



Fig. 2.11 – Máquina sincrona conectada ao sistema HVDC LCC [2.12], [2.42]

Como vantagem esta configuração apresenta uma grande capacidade de transmissão, elevada eficiência e a possilibidade de otimização de espaço, uma vez que conversores não necesitam operara no mesmo local da cenral hidráulica [2.66]. Entretanto, como limitações desta solução destacam-se a presença de harmônicos e consequente necessidade de filtros e pouca flexibilidade no controle de potência reativa [2.1], [2.66], [2.67].

A Segunda forma de transmissão em corrente contínua, denominada VSC HVDC utiliza a técnica PWM - *Pulse Width Modulation* utiliza transistores IGBT - *Insulated Gate Bipolar Transistor* com chaveamento em alta frequência. Embora a maturidade da aplicação da tecnologia PMW, utilizando transistores GTO e IGBT na indústria, esta tecnologia com aplicação em linhas transmissão em HVDC se iniciou no final dos anos 90 [2.66].

A tabela 2.2 apresenta os principais empreendimentos que utilizam o sistema VSC HVDC, cujas transmissão de potência e comprimento da linha, ainda melhores quando comparadas ao sistema LCC HVDC [2.66], [2.67].

Projeto	Local P (MW)		V (kV)	L (km)
Borwin 1	Alemanha	400	±150	200
Caprivi Link	Namíbia	300	±350	951
Transbay	EUA	400	±200	85
EWIC	Inglaterra	500	±200	261
Inelfe	França	1000	±320	65
Skagerrak 4	Noruega	700	±500	244

Tab. 2.2 - Empreendimentos que utilizam sistema HVDC VSC

A figura 2.12 apresenta o sistema típico composto por uma central hidráulica com geradores síncronos de rotação variável conectados a um sistema VSC HVDC que utiliza a tecnologia de modulação por largura de pulso – PWM a base de transistores IGBT [2.41], [2.42].



Fig. 2.12 – Máquina síncrona conectada ao sistema HVDC VSC [2.41], [2.42]

Este sistema apresenta como vantagem menor geração de harmônicos e menor investimento em filtros, quando comparado LCC HVDC, boa flexibilidade no controle de potência reativa e possibilidade de otimização de espaços visto que sistema de retificadores e inversores estão localizados em diferentes plantas. Contudo apresenta como limitações menor capacidade de transmissão e menor eficiência em comparação ao sistema LCC HVDC [2.42], [2.66], [2.67], [2.68].

2.3 Turbinas operando com altura e rotação variável

Para otimização da geração operando em regime de rotação variável, além da análise de topologias de geradores, é fundamental a escolha do tipo de turbinas mais adequado às condições do potencial hídrico. Em linhas gerais as turbinas tipo Francis, Kaplan e tipo hélice possuem um grande potencial para operação em rotação variável [2.17], [2.69].

A figura 2.13 apresenta uma turbina Francis reversível capaz de operar com rotação variável [2.32].



Fig. 2.13 – Turbina Francis reversível [2.32]

Com rotação fixa, a turbina Francis opera de forma satisfatória entre 50 % e 80 % da vazão nominal, porém, operando com variação da queda, este tipo de turbina perde eficiência [2.4], [2.31]. Adicionalmente, quando opera com vazão abaixo da 40 % vazão nominal surgem problemas de vibração, instabilidade mecânica e cavitação [2.23].

Através do gráfico da figura 2.14 mostra a faixa de operação de alguns tipos de turbinas operando com rotação fixa [2.23].



Fig. 2.14 - Eficiência em função vazão para diversos tipos de turbinas [2.88] A turbina Francis operando com rotação variável permite a manutenção de elevada eficiência em uma ampla faixa de queda e vazão [2.17], [2.18], [2.31], [2.33].

Conforme mostrado na figura 2.14, a operação da turbina hidráulica com a rotação fixa dentro de uma eficiência razoável fica limitada em um faixa de vazão e altura da queda e geralmente operando próximo da potência nominal. Logo, a operação com rotação variável, permite o aumento da eficiência da turbina e flexibiliza a operação em diversas condições de vazão e altura da queda d'água [2.1], [2.17].

Para operação com rotação variável são utilizadas as equações (2.2) e (2.3) definidas conforme IEC-60193 para definir a rotação unitária – n_1 e vazão unitária – Q_1 [2.10]:

$$n_1 = \frac{n D}{\sqrt{H}} \tag{2.2}$$

е

$$Q_1 = \frac{Q}{D^2 \sqrt{H}} \tag{2.3}$$

Onde *n* é rotação da turbina (rpm), *Q* a vazão (m³/s) e *H* a altura da queda d'água em (m). A figura 2.15 apresenta a curva de colina de uma turbina Francis, na qual é representada a eficiência da turbina em função da rotação (rpm) e vazão (m³/s).



Fig. 2.15 – Curva de colina típica para uma turbina Francis [2.41]

É possível constatar nesta curva, uma turbina com velocidade fixa, operando no ponto A e passa a operar no ponto B, com o rendimento reduz de 89 % para 87 % quando a vazão é reduzida de 0,62 para 0,55 (m³/s) [2.41].

Em contrapartida, com a máquina operando com velocidade variável no ponto B, passa a operar no ponto *C*, constata-se que para uma vazão de 0,55 m³/s, houve um ganho de 2 % na eficiência quando a máquina reduz a sua rotação de 69 para 62 rpm.

A figura 2.16 ilustra a comparação entre a eficiência de turbinas com rotação fixas e variáveis em função da variação da queda [2.1], [2.31], [2.32].



Fig. 2.16 - Comparação de eficiências de turbinas fixa e com rotação variável em função da altura da queda [2.1], [2.31], [2.32]

Adicionalmente, como mostrado na figura 2.17, a operação com rotação variável permite um ganho na eficiência em uma ampla faixa de potência de saída [2.1], [2.31], [2.32].



Fig. 2.17- Comparação de eficiências de turbinas fixa e com rotação variável em função da potência de saída [2.1], [2.31], [2.32]

Em suma, no caso de operação de máquinas hidráulicas de grande porte, por questão de diversos fatores, é notória a ampla aplicação da turbina Francis em usinas reversíveis com rotação variável [2.1], [2.31], [2.32].

A tabela 2.3 apresenta alguns empreendimentos utilizando turbina Francis reversíveis com rotação variável [2.1], [2.10], [2.70], [2.87], [2.91], [2.92], [2.93].

Usina	Unidades x	Tipo de	Rotação [rpm]	Pais	Início de
	Potência	Gerador			Operação
	[MW]				
Yagisawa	1 x 85	DFIG	130 a 156	Japão	1990
Okawachi	2x 395	DFIG	330 a 390	Japão	1993
Shiobara	1 x 330	DFIG	356 a 396	Japão	1994
Okikuyotsu 2	2 x 300	DFIG	407 a 450	Japão	1996
Goldsthal	4 x 265	DFIG	300 a 346	Alemanha	2004
Avce	1 x 185	DFIG	576 a 624	Eslovênia	2010
Omarugawa	4 x 330	DFIG	576 a 624	Japão	2011
Grimsel 2	4 x 75	CFSM	600 a 765	Suíça	2012
Kazunogawa	2 x 400	DFIG	475 a 525	Japão	2014
Frades II	1 x 390	DFIG	350 a381	Portugal	2015
Kyogoku	3 x 230	DFIG	475 a 525	Japão	2015
Venda Nova III	2 x 350	DFIG	348 a 382	Portugal	2016
Le Cheylas	1 x 250	DFIG	279 a 321	França	2016
Linthal	4 x 250	DFIG	470 a 530	Suíça	2017
Nant de Drance	6 x 157	DFIG	398 a 458	Suíça	2017
Tehri	4 x 255	DFIG	213 a 248	Índia	2018
Limberg I	2 x 85	CFSM	450 a 750	Áustria	2021
Malta	2 x 86	CFSM	240 a 575	Áustria	2022
Fengning II	2 x 310	DFIG	398 a 455	China	2023
Kruonis	1 x 110	CFSM	150 a 165	Lituânia	2025
Tauernmoos	2 x 85	CSFM	368 a 552	Áustria	2025
Kuethai	2 x 95	CFSM	340 a 485	Áustria	2026

Tab. 2.3 - Empreendimentos que utilizam turbinas Francis com rotação variável

Vale ressaltar que em alguns projetos não há simetria em relação ao percentual de variação de velocidade em relação à velocidade nominal. As máquinas da usina de Frades II variam entre -7 % a +2 % e as unidades da Usina de Goldsthal variam de -10 % a +4 % em relação a velocidade nominal [2.94].

Em outros projetos, há uma significativa variação de potência na operação de uma turbina reversível, em relação a operação no modo bomba ou modo turbina. Na Usina de Grimsel

2, na Suíça com 4 turbinas Francis reversíveis com velocidade variável opera cada unidade com potência máxima de 75 MW no modo turbina e 90 MW no modo bomba [2.1].

Além da aplicação típica de turbina tipo Francis em operação com rotação variável, outros tipos de turbinas se enquadram nesta aplicação e vem se destacando pelos mesmos benefícios.

A turbina Kaplan operando com rotação variável permite a manutenção de elevada eficiência em uma ampla faixa de queda [2.17], [2.33].

A turbina hélice também é uma boa opção para operação em rotação variável em pequenas centrais pois apresenta baixo investimento, construção simples e robustez [2.25], [2.32]. Entretanto, a turbina tipo hélice apresenta eficiência elevada em uma faixa estreita de operação, próxima a potência nominal [2.17].

Em termos de eficiência a turbina tipo hélice apresenta menor eficiência quando comparada com a Kaplan [2.17]. No entanto, a turbina tipo hélice pode chegar um ganho de produção anual de 5 a 20 % [2.11], [2.25], [2.26], [2.32].

Além das turbinas clássicas é possível operar, para pequenos aproveitamentos e mini centrais abaixo de 1 MW com outros tipos de turbinas como a turbina axial tubular [2.73], turbinas axiais para ultra baixa queda [2.71], turbina tipo submersas [2.72] e bulbo [2.45].

2.4 Benefícios da operação com rotação variável

São notórios os benefícios de operação de máquinas hidráulicas com rotação variável, haja visto, a quantidade de estudos e centrais em operação. Dentre os principais benefícios destacam-se a estabilidade da máquina, maior eficiência, redução de cavitação, otimização de recursos hídricos e redução de impactos ambientais [2.4], [2.19], [2.32], [2.38], [2.74].

2.4.1 Operação com a máquina fora de instabilidade mecânica e hidráulica

As vibrações e ruídos são inevitáveis em máquinas com rotação fixa. Este problema se manifesta tipicamente quando a turbina opera com sobrecarga e as palhetas móveis operaram acima da abertura de projeto [2.12].

Outro problema está ligado à operação entre 40 e 60% da carga, na qual surge variação de pressões na turbina que provocam ruído e vibrações [2.12]. Este problema em alguns casos pode ser resolvido com a injeção de ar comprimido [2.12].

Adicionalmente, quando opera com vazão abaixo da 40% vazão nominal surgem problemas de vibração, instabilidade mecânica e cavitação [2.23] e a operação com baixa queda que gera o fenômeno de histerese [2.12].

Em usinas a fio d'água onde existe variação de vazão, as máquinas com rotação variáveis se ajustando às vazões disponíveis, podem trazer benefícios quanto a redução e duração de paradas em função de baixa vazão [2.17], [2.30], [2.32].

Em suma, todos estes problemas podem ser minimizados com a operação com velocidade variável [2.12].

2.4.2 Operação com a máquina próxima de sua máxima eficiência

Para usinas convencionais com rotação fixa, a máquina é operada nas condições de projeto onde é ajustada para um ponto ótimo, levando em conta a rotação, a faixa de variação de queda d'água e variação da vazão. Entretanto, quaisquer variações de queda ou vazão diferente das condições de projeto resulta em perda de eficiência [2.31], [2.32].

Uma solução mais atrativa seria a operação da máquina com a velocidade variável, ajustando o valor da queda d'água, vazão e velocidade da máquina na busca de maior eficiência [2.1], [2.19], [2.31].

Conforme já apresentado na figura 2.15 do diagrama de colina, para uma determina queda d'água, a turbina pode operar em condições de melhor eficiência através de ajustes na vazão e rotação da máquina [2.1], [2.23], [2.50].

A figura 2.18 mostra um gráfico de eficiência versus vazão para diferentes rotações [2.23]. É importante salientar que esta solução é válida não somente para diferentes vazões como também para variações de quedas [2.23].



Fig. 2.18 – Eficiência da turbina Francis em função da vazão e rotação [2.23]

A turbinas reversíveis possuem eficiência em diferentes condições operação seja no modo bomba ou no modo turbina. Muitas vezes a máxima eficiência não ocorrem nas mesmas condições para ambos os modos. Por meio da rotação variável este problema é equacionado [2.12], [2.32], [2.38].

Na usina reversível de Okawachi uma unidade de 400 MW obteve um ganho médio de 3 % na eficiência [2.32]. Por outro lado, em algumas plantas, é possível um ganho de 10 % na eficiência da unidade [2.12], [2.32].

2.4.3 Operação com a máquina fora da região de cavitação

As cavitações nas turbinas e oscilações nos tubos de sução ocorrem para determinadas condições de rotação e da carga da máquina [2.32], [2.38], [2.82].

Quando as palhetas móveis operam fora das condições de projeto com abertura excessiva, criando não compatibilidade entre o ângulo de fluxo da água e o ângulo de abertura das palhetas resulta em severas cavitações [2.12].

Todavia, quando a máquina opera dentro de condições ideais é possível o aumento da vida útil, a redução das quebras e desgastes de componentes mecânicos. Em consequência o número de paradas para reparos de equipamento é reduzido [2.1], [2.31].





Fig. 2.19 – Curva de operação das UG 07 e 08 da UHE Furnas

Estas máquinas de potência nominal 154 MW e 150 rpm e operam entre as cotas 768 a 750 m. Entretanto, são notórias as limitações de operação destas unidades em relação à queda bruta e regiões de cavitação TWL – *Tail Water Level*.

No caso da operação com rotação variável, tais impactos seriam certamente mitigados.

2.4.4 Aproveitamento máxima da queda, otimizando a geração em função de curva de colina.

Através do ajuste da rotação da máquina é possível a operação em diferentes condições do projeto as quais não seria possível com rotação fixa [2.12], [2.32].

Com o estresse hidrológico, em períodos de pouca chuva os níveis dos reservatórios ficam deplecionados, e consequentemente, as máquinas ficam impossibilitadas de gerar com sua

potência nominal. Com ajuste na rotação variável e vazão, é possível operar em condições de máxima eficiência permitindo um manejo adequado do reservatório [2.30], [2.71].

Em estudo utilizando turbina Francis com rotação variável aponta a possibilidade de se operar com uma eficiência de 95,75 % em uma faixa da altura da queda d'água de ±40 % da condição ótima de projeto [2.10].

2.4.5 Mitigação de impactos ambientais

Com a operação com rotação variável é possível uma maior faixa de operação em relação a vazão e a queda d'água e consequentemente tal flexibilidade permite a redução de áreas alagadas de reservatório, que por sua vez contribui para a minimização de impactos ambientais [2.1], [2.12], [2.17], [2.71].

Adicionalmente esta alternativa também se aplica para otimização de reservatórios de usinas reversíveis [2.12], [2.30].

De forma indireta, outra forma de redução de impactos ambientais consiste na maior flexibilidade de operação em reservatórios deplecionados e reservatórios de usinas reversíveis as quais reduzem a operação de termelétricas [2.32].

2.4.6 Aumento da capacidade de exportação e estabilidade do sistema

A flexibilidade de operação e estabilidade do sistema pode ser melhora através de fornecimento de serviços ancilares [2.12], [2.32]. Com máquinas com rotações variáveis é possível também melhoria no controle dinâmico [2.12], [2.71]. Em usinas reversíveis, uma das vantagens é a contribuição de regulação da frequência quando operada no modo bomba [2.32].

Outra contribuição para a estabilidade do sistema consiste na resposta mais rápida de controle de potência de saída dos geradores. Em usinas tradicionais, o controle de potência ativa é realizado através dos reguladores de velocidade cujo tempo de resposta é da ordem de alguns segundos. No caso de máquinas com rotação variável este controle é realizado através de conversores, responsáveis por injeção de potência no sistema elétrico cujo tempo de resposta varia de 10 a 30 ms [2.19], [2.32].

A máquina com rotação variável, devida a sua inércia girante pode se modular com rápida resposta para flutuações do sistema. Em caso de distúrbio também apresentam um excelente comportamento [2.1].

Adicionalmente, ressalta-se a melhoria no despacho e alocação da energia produzida para regiões com reservatórios deplecionados [2.17], [2.30].

2.5 Problemas com Harmônicos

A operação com rotação variável implica na utilização de conversores nas mais diversas topologias conforme já abordado. E consequentemente estes conversores geram distorções harmônicas e uma gama de implicações nos geradores.

Um dos principais impactos dos harmônicos nos geradores consiste na interferência nas forças magnéticas radiais causando vibrações [2.83]. Outrossim, forças magnéticas agindo nos dentes do laminado do estator é a principal fonte de vibração [2.83]

O fluxo de harmônico no entreferro causado por distorções nas ranhuras do laminado e no enrolamento estatórico que por sua vez provoca perdas na superfície do rotor e nos enrolamentos amortecedores [2.84], [2.86].

Em máquina conectada a conversores ocorre geração de harmônicos espaciais na indução do entreferro e aumentando o consumo de reativos, ruídos e perdas na máquina [2.86].

Adicionalmente os harmônicos provocam o aumento de correntes parasitas no laminado como consequência o aumento de temperatura do estator [2.84]. Harmônicos também provocam perdas por efeito Joule e perdas por efeito pelicular [2.84].

As distorções harmônicas em sistemas VSC utilizando a tecnologia de PWM são reduzidas quando comparado com a LCC [2.66], [2.67].

Em sistemas que utilizam a topologia BDFIG tem o investimento reduzido em filtros quando comparado com o sistema *Back to Back* onde os filtros são dimensionados para o valor nominal da potência transmitida [2.42]. Adicionalmente, o desenvolvimento de novas tecnologias contribui para a mitigação do efeito de distorções harmônicas, além dos tradicionais filtros ativos e os HSF - *High Selectivity Filter* [2.81].

Outra possível solução para a mitigação de perdas por harmônicos é a utilização de conversores do tipo MMC - *Modular Multilevel Converter* [2.84].

Ademais, alterações no projeto do gerador, também são alternativas para redução de perdas harmônicas. Estas modificações consistem no aumento da quantidade de subcondutores (*strands*) com espessura reduzidas das barras estatóricas [2.84], interligação dos circuitos dos enrolamentos amortecedores [2.85] ou aumento da quantidade de barras do enrolamento amortecedor e simultaneamente reduzir a seção transversal de cada barra [2.84].

2.6 Aspectos Econômicos

De fato, o investimento inicial em usinas com máquinas de rotação variável é superior ao de usinas tradicionais. Uma topologia com máquinas síncronas e conversores de capacidade nominal da máquina podem elevar o custo da planta em torno de 10 % [2.74]. Por outro lado, é evidente a melhoria da eficiência, a flexibilidade de operação e consequentes benefícios econômicos [2.12], [2.38].

Outro aspecto que pode contribuir com a redução no investimento inicial, consiste no relaxamento dos parâmetros de projeto da máquina, devido a flexibilidade de operação com diferentes vazões, quedas e velocidades [2.1], [2.12], [2.32]. Projetos com máquinas operando em rotação variável podem reduzir o custo em até 18 % quando comparado com plantas convencionais [2.74].

A flexibilidade de operação e ganho da eficiência estão ligados diretamente ao aumento da produção de energia. Adicionalmente, o aumento da produção de energia depende de outros fatores como período hidrológico e a programação da geração do empreendimento [2.29].

Um estudo da empresa Manitoba Hydro no Canadá utilizando 10 unidades de 100 MW apresentou um ganho anual de 30 milhões de dólares, correspondente a um aumento de 37,9% da produção de energia [2.29].

Estudos utilizando turbinas tipo hélice apresentam um ganho anual de 16 % em produção de energia [2.25]. Utilizando turbinas Kaplan, apesar de maior investimento, é possível um ganho de até 20 % [2.10].

Cabe ressaltar a importância de uma análise econômica no que se refere ao valor de investimento, tempo de retorno bem como a localização da planta e a capacidade do sistema de transmissão [2.19].

2.7 Possibilidade de implementação de rotação variável na modernização da central hidrelétrica

Considerando a existência diversas usinas de grande porte com rotação variável já em operação, entende-se como consolidada esta solução, haja visto os benefícios técnicos e econômicos.

Com a quantidade de linhas em HVDC existentes, as linhas em construção, o desenvolvimento de novas tecnologias com semicondutores de menor custo e maior eficiência e estações conversoras compactas, torna-se totalmente viável a implementação de rotação variável no processo de modernização das centrais.

Em geral, as usinas hidrelétricas passam por uma modernização após 30 a 40 anos em operação. Para a implementação de rotação variável, é possível o reaproveitando do laminado do núcleo e bobinas estatóricas. No caso do aproveitamento do rotor, para manter a operação como gerador síncrono, implica-se em um maior investimento em sistemas conversores na potência nominal da máquina.

Outra possibilidade consiste na substituição do rotor de polos salientes por um rotor bobinado, transformando a máquina em um gerador de indução duplamente alimentado. Neste caso, a vantagem consiste no investimento em conversores de menor custo, cuja potência é da ordem de 20 a 30 % da capacidade nominal do gerador [2.1], [2.4], [2.32].

Esta solução foi adotada de forma pioneira em 1990 na modernização da Usina reversível de Yagisawa no Japão, com início de operação em 1965, onde um gerador síncrono de polos

salientes de 85 MW e rotação de 150 rpm foi transformado em um gerador de indução duplamente alimentado com rotação variável entre 130 a 156 rpm [2.80], [2.93].

Um projeto piloto similar foi adotado na modernização da Usina Reversível de Compuerto do Grupo Iberdrola SA, localizada na Espanha, com início de operação em 1967. Esta usina, com duas unidades reversíveis de 12,5 MW foi modernizada em 1995, sendo que em uma das unidades foi implementada a operação com rotação variável. Neste caso o gerador síncrono foi transformado em um gerador de indução de 10 MW com rotação de 600 ± 10% rpm, substituindo o rotor de polos salientes por um rotor bobinado alimentado por um cicloconversor [2.14], [2.17].

A figura 2.20 mostra a instalação do rotor bobinado na usina reversível de Compuerto, substituindo o antigo rotor de polos salientes [2.14].



Fig.2 20- Substituição do rotor - Usina de Compuerto [2.14]

Além de modificações no gerador, a implementação da rotação variável no processo de modernização, implica em alterações de diversos sistemas mecânicos, como mancais, turbinas e sistemas de refrigeração. No caso da turbina pode envolver a substituição do rotor da turbina, ajuste das palhetas diretrizes e modificações no distribuidor [2.70].

Outro fator a ser considerado, seria a estrutura civil e as dimensões do poço do gerador, uma vez que, para a mesma potência de saída do gerador, a altura do rotor bobinado é superior à altura do rotor de polos salientes [2.1], [2.87].

A figura 2.21 compara as dimensões de um rotor de uma máquina síncrona 400 MW, tensão de 21 kV e 16 polos com o rotor de uma máquina de indução com dupla alimentação de mesma tensão e potência [2.87].



Fig. 2.21 - Comparação dimensional entre máquina síncrona e máquina de indução com dupla alimentação [2.87]

Nas máquinas de indução com dupla alimentação, além da altura do rotor, ainda existe uma diferença nas dimensões dos anéis coletores. A figura 2.22 apresenta a comparação dimensional de máquina síncrona com polo saliente de 261 MW e uma máquina de indução com rotor bobinado de 300 MW na usina de Goldisthal, na Alemanha [2.1].



Fig. 2.22 – Usina de Goldisthal (a) Gerador com dupla alimentação (b) Gerador síncrono [2.1]

De qualquer forma, a partir do sucesso dos projetos piloto da Usina de Yagisawa e Compuerto, várias usinas vêm passando por modernizações, com a implementação de operação de máquinas com rotação variável, tais como as Usinas de Grimsel II, Usina Revin, Le Cheylas, Limberg I e Malta Oberstufe.

A Usina Revin na França, de propriedade do Grupo EDF, entrou em operação em 1976, com 04 máquinas de 200 MVA e em 2016 iniciou sua modernização. A operação com rotação variável resultou em um ganho de 2,8 % na eficiência da central [2.70].

Le Cheylas, na França construída em 1979 com 02 unidades de 254 MW as quais, em 2016, foram modernizadas com máquinas operando com rotação variável. Tal modificação possibilitou reduzir a zona de cavitação das turbinas e um ganho de eficiência de 5,2 % na operação em modo turbina [2.70], [2.92].

A Usina reversível Grimsel II na Suíça, entrou em operação em 1980 e iniciou sua modernização em 2011. As 04 máquinas de 100 MVA foram modernizadas, onde uma delas foi projetada para operar com rotação variável, cuja operação iniciou em 2013. Cabe ressaltar que a modernização de Grimsel foi o primeiro projeto de grande porte que foi mantida a configuração do gerador como máquina síncrona na configuração CFSM - *Converted-Fed Synchronous Machine* utilizando conversores multinível [2.1].

Com o aprimoramento da tecnologia de conversores multiníveis torna-se viável a modernização de máquinas com a implementação da rotação variável mantendo os geradores como máquinas síncronas na configuração CFSM.

A usina Reversível de Limberg 1, na Áustria, construída em 1956 com 02 máquinas síncronas de 62 MVA, foram repotenciadas na configuração CFSM em 2022, para operar com rotação variável entre 450 a 750 rpm e potência de 80 MVA cada unidade no modo turbina [2.90].

A Usina Reversível de Malta Oberstufe, na Áustria, após 40 anos de operação foi modernizada em 2022 para operar com 02 máquinas de 80 MW em rotação variável na configuração CFSM. Esta modernização resultou em um ganho de eficiência da instalação entre 7 % a 9 % no modo turbina e de 6 % a 22 % no modo bomba [2.95].

62

Estendendo o caso para o parque gerador brasileiro, baseado em usinas de grande porte com mais de 40 anos de operação e com o estresse hidrológico na região sudeste nos últimos anos, a modernização das unidades geradoras com a implementação da rotação variável torna-se factível e atraente tanto para o investidor quanto para o sistema elétrico brasileiro.

Os geradores das usinas de Itaipu, Belo Monte, Jirau e Santo Antônio possuem um excelente potencial para implementação de operação com rotação variável em uma futura modernização, haja vista suas conexões à sistemas HVDC.

CAPÍTULO 3

Análise das Perdas em Máquinas Elétricas

3.1 Introdução

Para estudar as metodologias de cálculo de rendimento, torna-se necessário, primeiramente, conhecer as principais perdas das máquinas elétricas, tanto no aspecto qualitativo quanto no aspecto quantitativo.

Estes fatores são fundamentais devido ao custo de conversão ou geração. O custo inicial de um gerador de 65 MVA - 13,8 kV pode ser acrescido de 11 % quando o seu rendimento passa de 98,24 % para 98,65 % [3.1].

Diante de um mercado competitivo e com dificuldades de intervenção no sistema elétrico, torna-se primordial o conhecimento do comportamento destas perdas que afetam o custo de conversão e geração de energia elétrica. Um outro aspecto que vale a pena ressaltar seria o acompanhamento da manutenção, pois um sobreaquecimento nos componentes do gerador pode contribuir para a deterioração dos materiais isolantes, do óleo lubrificante dos mancais e, consequentemente, pode reduzir a vida útil da máquina.

Quanto à classificação e composição das perdas de máquinas elétricas, basicamente, podem ser agrupadas em perdas variáveis e perdas constantes em função da carga [3.2].

As perdas variáveis são as perdas que variam com o quadrado da corrente de carga nos enrolamentos da armadura, no circuito de campo, enrolamentos compensadores, interpolos ou de forma próxima da linear da corrente de carga como nos contatos entre escovas e anéis coletores. As perdas consideradas constantes, geralmente, não dependem da corrente de carga e, fazendo parte de grupo, estão as perdas mecânicas por atrito e ventilação e as perdas no ferro.

Embora as perdas mecânicas sejam consideradas constantes, é importante ressaltar, que com o aumento da carga, aumentam-se os esforços nos mancais e consequentemente, ocorre uma pequena variação dessas perdas.

3.2 Perdas no Cobre

São perdas devido ao efeito Joule que provocam o aquecimento dos enrolamentos da máquina pela circulação da corrente elétrica. São expressas pelo produto da resistência elétrica para corrente contínua multiplicada pelo quadrado da corrente elétrica. São consideradas as perdas no enrolamento do rotor devido à corrente de excitação e as perdas no enrolamento da armadura devido á corrente de carga.

Para as perdas no enrolamento do rotor tem-se:

$$P_{cf} = R_f I_f^2 \tag{3.1}$$

Onde R_f é a resistência em corrente contínua do enrolamento de campo e I_f é a corrente de campo.

Considerando o número de fases da máquina e efeito pelicular da corrente alternada na armadura, as perdas no enrolamento do estator pode ser expressa pela seguinte equação:

$$P_{cs} = 3 R_a K_{ra} I_s^2 \tag{3.2}$$

Onde R_a é a resistência ôhmica do enrolamento do estator por fase e K_{ra} é um coeficiente de efeito pelicular que pode ser calculado por diversos modelos [3.3], [3.4], [3.5], e depende das características construtivas da máquina em relação a números de circuitos, quantidade de subcondutores em cada bobina e dimensões de subcondutores.

Em máquinas elétricas de grande porte o efeito pelicular, ou adensamento de corrente pode representar uma perda de 2 a 15 % das perdas no cobre. Isto posto, a construção dos enrolamentos é mais sofisticada onde as barras estatóricas são divididas em grupo espiras devidamente isoladas entre si e por sua vez estas espiras são divididas em subcondudores (*strands*) formadas por barras de cobre isoladas entre si. Este tipo de construção também reduz o efeito pelicular causado pelas componentes harmônicas [3.3].

A figura 3.1 mostra detalhes construtivos dos condutores do enrolamento estatórico de máquinas de grande porte.



Fig. 3.1 - Barra estatóricas: detalhes construtivos [3.34]

Uma equação utilizada para o cálculo do coeficiente de efeito pelicular é dada por [3.4]:

$$K_{Ra} = \varphi(\xi) + \frac{(z_t^2 - 1)}{3} \Psi(\xi)$$
(3.3)

Onde z_t é o número de camadas de subcondutores em uma bobina e $\phi(\xi)$ e $\Psi(\xi)$ são fatores que dependem da altura do condutor da bobina do estator [3.5] dada por:

$$\varphi(\xi) = \xi \frac{senh2\xi + sen2\xi}{cosh2\xi - cos2\xi}$$
(3.4)

Е

$$\Psi(\xi) = 2\xi \frac{senh2\xi - sen2\xi}{cosh2\xi - cos2\xi}$$
(3.5)

Onde ξ é um fator que depende de vários fatores dimensionais dos subcondutores da bobina do estator [3.4].

A figura 3.2 representa esquematicamente a ranhura do estator e bobina de cobre composta por subcondutores [3.5].



Fig. 3.2 - Disposição dos subcondutores da barra estatórica na ranhura do estator [3.5]

O fator ξ é expresso pela seguinte [3.5] expressão abaixo:

$$\xi = h_c \sqrt{\pi f \,\mu_0 \,\sigma \,\frac{z_a \,b_o}{b}} \tag{3.6}$$

Onde h_c é a altura do subcondutor da bobina do estator, σ é a condutividade elétrica do cobre, f é a frequência da corrente alternada, μ_o é a permeabilidade magnética do vácuo, z_a é o número de subcondutores em paralelo dentro da bobina, b_o é a largura do subcondutor e b é a largura da ranhura do núcleo do estator.

Cabe ressaltar que esta equação pode ser utilizada para a perdas por efeito pelicular individualmente para cada componente harmônica [3.5].

3.3 Perdas no Ferro

É a somatória das perdas causadas pela histerese e pelas correntes parasitas de Foucault. Estas correntes, juntamente com as perdas por atrito e ventilação, são chamadas de perdas rotacionais a vazio.

As perdas por corrente de Foucault podem ser expressas pela seguinte equação:

$$P_f = K_f \ (B \ f \ e)^2 \tag{3.7}$$

As perdas por corrente de Histerese podem ser expressas pela equação:

$$P_h = K_h f B m^{\alpha} \tag{3.8}$$

Onde P_f são perdas por corrente de Foucault (W), P_h são perdas por histerese (W), $K_f \in K_h$ são coeficientes que dependem do volume e propriedade do material ferromagnético, B é a densidade de fluxo (Wb/m²), e espessura das chapas (mm) e α o expoente que depende da propriedade do material e que, geralmente varia de 1,5 a 2,5.

A figura 3.3 apresenta as perdas no ferro para o aço tipo M43 espessura 0,019 polegadas em função da Densidade de fluxo e frequência [3.6].



Fig. 3.3 - Perdas no Ferro em função da densidade de fluxo e da frequência [3.6]

Para estes cálculos, geralmente, são utilizadas curvas fornecidas pelos fabricantes das chapas magnéticas. No entanto, o cálculo das perdas no ferro baseado nas equações acima, não é muito simples, sendo que os valores dos coeficientes diferem de acordo com a região do circuito magnético da máquina. A figura 3.4 apresenta as perdas no material magnético de acordo com a Densidade de fluxo magnético e o tipo de material [3.5].



Fig. 3.4 - Perdas no ferro em função da densidade de fluxo e tipo de material [3.5]

Para o cálculo das perdas no ferro, o primeiro modelo foi apresentado por Steinmetz vem sendo utilizado há mais de um século. O modelo apresentado por Jordan em 1924, propunha a separação das perdas de histerese e Foucault. Entretanto vários modelos vêm contribuindo para o estudo das perdas introduzindo novos conceitos relacionados à microestrutura dos materiais [3.7], [3.8], [3.9].

A tabela 3.1 mostra os diferentes modelos propostos para o cálculo de perda no material magnético [3.8].

Autor	Ano	Modelo	Equação
Steinmetz	1892	$P_{fe} = K_{hf} f^{\alpha} B^{\beta}$	(3.9)
Jordan	1924	$P_{fe} = K_h f B^2 + K_f f^2 B^2$	(3.10)
Pry e Bean	1958	$P_{fe} = K_h f B^2 + \eta_{exc} K_f f^2 B^2$	(3.11)
Bertotti	1985	$P_{fe} = K_h f B^2 + K_f f^2 B^\beta + K_{exc} f^{1,5} B^{1,5}$	(3.12)
Jacobs	2009	$P_{fe} = K_h f B^2 + (K_f + K_{exc} B^\beta) f^2 B^2$	(3.13)

Tab. 3.1 – Modelos para perdas no material magnético [3.8]

Pry e Brien apresentam o fator de correção η_{exc} relacionadas ao conceito de perdas anômalas ou perdas excedentes [3.8].

Jordan, Bertotti, Pry e Brien o utilizam a seguinte expressão para o cálculo do coeficiente de perdas de corrente de Foucault [3.8].

$$K_f = \frac{\sigma \ (\pi \ e)^2}{6 \ \rho_v} \tag{3.14}$$

Onde, σ é a resistividade do material, e a espessura da chapa do laminado e ρ_v a densidade volumétrica do material.

Quanto ao modelo apresentado por Jacobs, o cálculo dos coeficientes de perdas não é possível, pois o sistema é considerado não linear. A tabela 3.2 apresenta valores para dos

coeficientes de perdas no ferro para determinadas faixas de frequência, utilizando o método dos mínimos quadrados [3.8], [3.10].

Faixa de frequência [Hz]	K _h	K _f	K _{exc}	β
50 – 200	146	0,71	0,0024	7,99
200 – 500	167	0,60	0,0010	11,49
500 - 2000	249	0,39	0,0536	2,03

Tab. 3.2 – Coeficiente de perdas no ferro para diferentes faixas de frequência

No modelo presentado por Bertotti, um terceiro termo representa as perdas excedentes ou perdas anômalas, conforme expressão abaixo [3.11], [3.12], [3.13]:

$$P_{fe} = \frac{K_h}{T} B_m^{\alpha} \left[1 + \sum_{i=1}^n \frac{\beta}{B_m} (\Delta B_i) \right] + \frac{\sigma e^2}{12 \rho_v} \frac{1}{T} \int_0^T \left| \frac{dB}{dt} \right|^2 dt + \frac{K_{exc}}{T} \int_0^T \left| \frac{dB}{dt} \right|^{1.5} dt$$
(3.15)

Onde ΔB_i é a variação da densidade de fluxo, B_m a densidade de fluxo máxima, T é o período da onda senoidal, α o expoente que depende do material, β o coeficiente de histerese, e a espessura do material, ρ_v a densidade volumétrica do material, K_{exc} é o coeficiente de perdas excedentes.

A perdas excedentes ou perdas anômalas estão relacionadas com a microestrutura do material. Foram introduzidos por Bertotti o conceito de objetos magnéticos e depende do tamanho do grão, da condutividade elétrica, campo coercitivo e coeficientes empíricos [3.11].

O coeficiente de perdas excedentes é dado por [3.11]:

$$K_{exc} = \frac{8,76363}{\rho_v} \sqrt{\sigma \ G_{OM} \ V_o \ S}$$
(3.16)

Onde G_{OM} é o coeficiente de atrito dos objetos magnéticos, V_o o campo coercitivo em oposição aos objetos magnéticos, S a seção transversal da lâmina, σ a resistividade do material e ρ_v a densidade volumétrica

Na figura 3.5 mostra a composição das perdas parasitas, histerese e perdas excedentes para uma lâmina de aço tipo SPA – *Semiprocessed Electric Steel of Type A* com espessura de 0,020 polegadas sujeito à uma frequência de 60 Hz [3.6].



Fig. 3.5 – Composição das perdas no ferro para o aço Tipo SPA [3.6]

Uma outra forma de se calcular a perdas no ferro, consiste na análise da região do circuito magnético, ou seja, diferenciando as perdas na coroa e nos dentes do núcleo estatórico [3.3], [3.4], [3.5]. A figura 3.6 mostra a distribuição de fluxo magnético em uma máquina síncrona [3.14].



Fig. 3.6 – Distribuição de fluxo magnético em uma máquina síncrona [3.14]
A determinação das perdas no ferro P_{fe} , separando a componente das perdas na coroa do núcleo e dos dentes é expressa por [3.3], [3.4], [3.5]:

$$P_{fe} = f^{1,3} \left(P_{fey} + P_{fet} \right)$$
(3.17)

Onde, *P_{fey}* são as perdas no ferro considerando a coroa do núcleo estatórico e *P_{fet}* as perdas no ferro considerando nos dentes do núcleo estatórico.

As perdas na coroa do núcleo do estator são expressas por:

$$P_{fey} = k_{fey} P_i B_y^2 m_y \tag{3.18}$$

As perdas nos dentes do núcleo do estator:

$$P_{fet} = k_{fet} P_i \left(\frac{B_{tmax} + B_{tmin}}{2}\right)^2 m_t$$
(3.19)

Onde k_{fey} é o fator de correção utilizado para a coroa do núcleo, geralmente utilizado o valor entre 1,5 e 1,8 para máquinas síncronas [3.5], [3.8]; k_{fet} é o fator de correção para região dos dentes do núcleo estatórico, geralmente adota-se os valores entre 1,7 e 2,5 para máquinas síncronas [3.5], [3.8]; B_{tmax} e B_{tmin} são os valores máximos e mínimo da indução magnética , considerando a altura dos dentes: m_y é a a massa da coroa, mt é a massa dos dentes e P_i são as perdas no ferro por unidade de massa geralmente fornecida por fabricante de acordo com as características do material.

Outrossim, devido à complexidade dos cálculos e a quantidade de variáveis envolvidas, vários estudos vêm utilizando ferramentas computacionais para análise das perdas em materiais magnéticos de máquinas elétricas rotativas. Em geral são utilizadas processamento de imagens, ferramentas de inteligência artificial, entretanto, as metodologias mais utilizadas são baseadas na FEA - *Finite Elements Analysis* [3.6], [3.7], [3.12], [3.32], [3.33].

3.4 Perdas Adicionais na superfície da sapata polar, induzidas no enrolamento amortecedor e terceiro harmônico nos dentes do núcleo estatórico

A perdas na superfície da sapata polar com o gerador a vazio são provocadas pela variação da densidade de fluxo no entreferro devido à geometria das ranhuras do núcleo estatórico [3.4].

Essas perdas são calculadas de forma diferenciada para turbogeradores, onde estes são construídos com rotores cilíndricos onde o material do núcleo do rotor é solido.

No caso de hidrogeradores com polos salientes e núcleo laminado, estas perdas podem ser expressas através de uma equação empírica dada por [3.3], [3.4]:

$$P_{pso} = 0,232 \, 10^6 \, e \, [(k_c - 1) \, B_e \, \tau_s]^2 2 \, p_1 \, S_p (n_s \, \omega)^{1,5} \tag{3.20}$$

Onde k_c é o coeficiente de Carter das ranhuras do estator, B_e a densidade de fluxo no entreferro com a máquina a vazio, τ_s é o comprimento do passo da ranhura do estator, p_1 o número de polos, S_p a área da sapata polar, n_s é o número de ranhuras do estator, e ω a velocidade angular do rotor.

Com a máquina em plena carga as perdas na superfície das sapatas dos polos *P*_{pss} pode ser expressa por [3.3], [3.4]:

$$P_{pss} = k_{ag} \left[\frac{1}{(k_c - 1)} \frac{2 p_1}{n_s} X_{ad} \right]^2 P_{pso}$$
(3.21)

Onde K_{ag} é o fator que depende da variação da distância entre a face do estator e do rotor. Geralmente adotam-se valores entre 0,31 e 0,12 [3.3], [3.4]; X_{ad} a reatância síncrona da máquina e P_{pso} a perda na superfície da sapata polar com a máquina em vazio. Levando em consideração as distorções harmônicas da FMM – *Força Magneto Motriz* nos enrolamentos do estator de máquinas construídas com enrolamentos amortecedores, as perdas na superfície da sapata polar podem ser calculadas pela seguinte expressão [3.15].

$$P_{kv} = \frac{3.7 \ p \ n_B \ l_B \ C_B \ k_f}{S_B} \left(\frac{\tau_p}{k_\delta \ h_\delta}\right)^2 \left[\frac{k_\delta \ X_{ad} \ \frac{F_\delta}{2000}}{\frac{\lambda_\delta}{\left[1 - \cos\left(\frac{6 \ \pi \ t_B}{\tau_p}\right)\right]} + 2\lambda_s}\right]^2$$
(3.22)

Onde *p* é o número de pares de polos, *n*_B o número de barras do enrolamento amortecedor, *I*_B o comprimento das barras amortecedoras, *S*_B a seção transversal das barras do enrolamento amortecedor, *C*_B a razão entre a resistividade das barras e do cobre do enrolamento dos polos, *k*_f é o coeficiente que depende do diâmetro das barras amortecedoras e da resistividade das barras amortecedores; τ_p é o passo polar, *h*_{\delta} a altura do entreferro, *k*_{\delta} o coeficiente das dimensões do entreferro, *F*_{\delta} a variação da força magneto motriz no entreferro, λ_{δ} o coeficiente que depende do passo das barras amortecedor e dimensões do entreferro; λ_s o coeficiente que depende do comprimento das barras do estator e passo dos polos e t_B é o passo das barras do enrolamento amortecedor.

Adicionalmente, a densidade de fluxo de terceiro harmônico no entreferro causado pela força magneto motriz do estator, pela saturação magnética e pela força magneto motriz dos enrolamentos de campo provocam perdas adicionais nos dentes do estator.

Essas perdas podem ser expressas pela seguinte equação [3.4]:

$$P_{th} = k_{th} P_{fe} f^2 B_{3h}^{1.25} G_t \tag{3.23}$$

Onde P_{th} são as perdas de terceiro harmônico nos dentes do estator, k_{th} é fator de perdas causado pelo terceiro harmônico, P_{fe} são as perdas no ferro, B_{3h} é densidade de fluxo de terceiro harmônico e G_t é o peso dos dentes do estator.

3.5 Perdas por ventilação

As perdas por ventilação fazem partes das perdas mecânicas, onde em uma abordagem mais simplista é considerada como somatório de perdas causadas por atrito nos mancais, atrito entre escovas e anéis coletores do sistema de excitação e as perdas por ventilação. São consideradas em vários estudos como perdas constantes que não dependem da carga [3.2]. Entretanto, em se tratando de máquinas com rotação variável, necessita-se de uma abordagem mais aprofundada.

Uma das equações mais tradicionais utilizadas para cálculo de perdas mecânicas foi proposta por Westgaard em 1955. Neste caso as perdas mecânicas incluíam as perdas por atrito nos mancais e perdas por ventilação [3.3]:

$$P_{fr} = k_v D^3 \omega^2 \sqrt{L} \tag{3.24}$$

Е

$$k_{\nu} = 0.8 \left(1.7 + 0.4 D\right) \left(\frac{1.75}{D}\right)^{0.1} \left(\frac{\omega}{428}\right)^{0.4}$$
(3.25)

Onde *D* é o diâmetro do rotor, *L* o comprimento do rotor e ω a rotação da máquina.

Em 1960 uma equação empírica também foi proposta por Schuisky. Nesta equação experimental das perdas mecânicas ainda não havia distinção entre perdas por atrito nos mancais e perdas por ventilação [3.5]:

$$P_{fr} = k_{vs} D \,\omega^2 \big(L + 0.6 \,\tau_p \big) \tag{3.26}$$

Onde K_{vs} é o fator experimental que varia entre 5 e 15 e depende das dimensões da máquina e sistema de resfriamento e τ_p é o passo polar.

Para cálculo de perdas exclusivamente por ventilação, um modelo foi proposto por Mack em 1967, onde foi introduzido no número de Taylor, o qual diferencia escoamento laminar e turbulento do fluxo do ar na região do entreferro [3.16].

No caso de rotor cilindro as perdas por ventilação por ser calculadas por:

$$P_{\nu} = \pi \, C_f \, \rho \, \omega^3 \, r_1^4 \, L \tag{3.27}$$

Onde ρ é a densidade do ar no entreferro, r_1 o raio do rotor e C_f o coeficiente de atrito em função de dimensões do rotor, entreferro, número de Reynold e número de Taylor.

O número de Taylor é dado pela seguinte equação:

$$T_a = \frac{\omega r_1 \delta}{v} \sqrt{\frac{h_\delta}{r_1}}$$
(3.28)

E o Número de Reynold:

$$Re = \frac{\omega r_1^2}{v}$$
(3.29)

Onde h_{δ} é a altura do entreferro e v a viscosidade cinemática do ar na região do entreferro. Com o número de Taylor acima de 41,5 o escoamento está no limite entre laminar e turbulento e neste caso, começam a surgir vórtices na região do entreferro.

Para o número de Taylor abaixo de 41,5 o coeficiente de atrito é dado por [3.16]:

$$C_f = \frac{1.8}{Re} \frac{(r_1 + h_\delta)^2}{(r_1 + h_\delta)^2 - r_1^2} \left(\frac{h_\delta}{r_1}\right)^{-0.25}$$
(3.30)

77

Outro modelo utilizado para tratar exclusivamente de perdas por ventilação foi apresentado por Vrancik em 1968 [3.17]. Neste estudo foi levado em consideração dimensões do entreferro, tipo de escoamento e tratamento diferenciado para máquinas de rotor cilindro e máquinas com polos salientes.

A figura 3.7 apresenta perdas por ventilação em função da rotação para máquinas com diferentes comprimentos de entreferro [3.17]:



Fig. 3.7 – Perdas por ventilação em função da rotação e comprimento de entreferro [3.17]

Para máquinas com polos salientes foi acrescentado termo *K_p* na equação de perdas de máquinas com rotor cilíndrico. Este termo que relaciona a parte cilíndrica do rotor e a altura do polo expresso por [3.17]:

$$K_p = 8.5 \left(\frac{h_r}{r_1}\right) + 2.2 \tag{3.31}$$

78

Onde r_1 é o raio do rotor e h_r a altura do polo

A figura 3.8 apresenta um desenho simplificado de uma máquina de polos salientes, mostrando as grandezas levadas em consideração no cálculo das perdas por ventilação.



Fig. 3.8 – Esquema simplificado da máquina de polos salientes.

A figura 3.9 mostra a comparação das perdas uma máquina de rotor cilíndrico e uma máquina com 8 polos salientes de mesma potência.



Fig. 3.9 – Comparação de perdas por ventilação em máquinas com rotor cilíndrico e polos salientes [3.17]

A equação para perdas por ventilação em máquina de polos salientes é expressa por:

$$P_{\nu} = \left[8,5\left(\frac{h_r}{r_1}\right) + 2,2\right] \pi \ C_d \ \rho \ r_1^4 \ \omega^3 \ L \tag{3.32}$$

Para esta equação o coeficiente de atrito C_d não é apresentado de forma explicita:

$$\frac{1}{\sqrt{C_d}} = 2,04 + 1,768 \ln(Re\sqrt{C_d})$$
(3.33)

Algumas propostas concernentes às perdas por ventilação ainda separam as perdas por atrito viscoso e perdas nos sistemas de ventilação, conforme as seguintes expressões [3.4]:

$$P_{\nu} = C_a (2\pi \ \omega)^3 D^5 \left(1 + \frac{5 \ L}{D} \right)$$
(3.34)

Е

$$P_{sv} = 1, 1Q_a v_v^2$$
 (3.35)

Onde P_v são as perdas por atrito viscoso, P_{sv} as perdas nos sistemas de ventiladores, C_a é uma constante que depende da construção do rotor, Q_a a vazão de ar do sistema de ventilação e v_v a velocidade perimetral do ventilador.

Especificamente para máquinas resfriadas a ar, outros autores utilizam equações empíricas baseadas nas variações de pressão de ar na máquina e nos trocadores de calor [3.2].

Neste caso as perdas totais por ventilação considerando as perdas no sistema de ventilação e perdas por atrito viscoso, podem ser expressas pela seguinte equação:

$$P_{\nu T} = Q_a (\Delta p_{da} + \Delta p_{tc}) \frac{1,21}{\eta_{\nu}} + P_{\nu}$$
(3.36)

Onde Δp_{da} é a queda de pressão nos dutos de ventilação, Δp_{tc} a queda de pressão nos trocadores de calor, η_v a eficiência dos ventiladores e P_v são as perdas por atrito viscoso.

A que de pressão nos dutos de ar podem ser expressas por:

$$\Delta p_{da} = \frac{\rho}{2} v_r^2 \left[1,85 L + \left[2,35 + \frac{2}{5} \left(\frac{v_a}{v_r} \right)^{1,75} \right] \right]$$
(3.37)

Onde é v_v é velocidade periférica do rotor e v_a a velocidade do ar nos dutos de ventilação. A perda por atrito viscoso é dada pela equação:

$$P_{\nu} = 5.6 D_G^4 \,\omega^3(0.1 \,D + L) \tag{3.38}$$

Onde D é o diâmetro do rotor, D_G o diâmetro do rotor somado ao comprimento do entreferro e L o comprimento do rotor.

De qualquer forma, devido à complexidade dos cálculos e a quantidade de variáveis envolvidas, vários estudos vêm utilizando ferramentas computacionais para análise das perdas por ventilação em máquinas elétricas. Em geral são utilizadas várias metodologias, sendo a CFD – *Computational Fluid Dynamics* a mais utilizada [3.28], [3.29], [3.30] e [3.31].

3.6 Perdas nos mancais

As perdas por atrito nos mancais, tais como as perdas por ventilação, fazem partes das perdas mecânicas. Estas perdas dependem de uma série de fatores como o tipo de mancal, forças atuantes, propriedades do fluido lubrificante, velocidade periférica. Quanto ao tipo de mancal estes podem ser tipo rolamentos, casquilhos ou bronzinas ou sapatas. Quando às forças atuantes podem ser do tipo axial ou radial. A figura 3.10 mostra um hidrogerador com os mancais guia e escora. E alguns casos o mancal do gerador é denominado mancal combinado pois tem a função de mancal guia e escora simultaneamente.



Fig. 3.10 - Representação dos mancais guia e escora do gerador e turbina

3.6.1 Perdas nos mancais guia

Os mancais guia tem a função de suportar cargas radiais devido a excentricidade e vibrações do eixo [3.4]. A figura 3.11 apresenta um esquema de um mancal guia, mostrando os principais componentes, onde D_e é o diâmetro do eixo, F_r é a força radial e L_m a altura do mancal.



Fig. 3.11 – Esquema simplificado de um mancal guia

As perdas nos mancais guia dependem de várias grandezas como força radial, coeficiente de atrito, diâmetro do mancal, comprimento do mancal, espessura do filme de óleo, viscosidade do óleo e rotação do eixo.

A figura 3.12 mostra as perdas em um mancal com carga radial em função da rotação do eixo e para diversos tipos de óleo lubrificante [3.18].



Fig. 3.12 – Perdas no mancal em função da rotação e tipos de lubrificantes [3.18]

As perdas nos mancais guia ou mancais de ação radial são expressas pela seguinte equação [3.4], [3.19]:

$$P_{mg} = \pi D_e \ \omega \ F_r \ \mu_l \tag{3.39}$$

Onde D_e é o diâmetro do eixo, F_r é a força radial devido a excentricidade e desbalanço rotacional, ω a rotação do eixo e μ_1 é o coeficiente de atrito.

Alguns autores utilizam a mesma equação substituindo o diâmetro do eixo pelo diâmetro interno do mancal e acrescentando um pequeno fator de correção [3.5].

Vale ressaltar que quando se compara o gráfico da figura 3.12 e a equação (3.39), constatase a não linearidade entre as perdas no mancal e a rotação. Isto se deve à dependência do coeficiente de atrito μ_l à vários fatores como viscosidade dinâmica do óleo lubrificante, da força radial, da velocidade de rotação do eixo, da área de contato do mancal e espessura do filme do óleo lubrificante.

3.6.2 Perdas nos mancais escora

Em hidrogeradores de grande porte com eixo vertical é necessário transferir o peso das partes rotativas das máquinas e a carga de água através da turbina para a fundação civil da casa de força. Esta transferência de carga axial é feita através dos mancais conjugados, composto por um conjunto de sapatas, molas e um filme de óleo lubrificante.

A figura 3.13 abaixo mostra um mancal escora de um hidrogerador de eixo vertical (a) e o detalhe de uma sapata sustentado por um conjunto de molas [3.20].



Fig. 3.13 – Mancal escora (a) e detalhe de sapata e conjunto de molas (b) [3.20]

Em hidrogeradores de grande porte, estes mancais podem chegar a 5,2 (m) de diâmetro e suportar cargas de até 50 x 10⁶ N [3.20]. Logo sua operação é limitada por vários fatores como filme de óleo, viscosidade do óleo, velocidade do eixo e temperatura das sapatas.

A figura 3.14 mostra a região de operação segura de um mancal escora em função da carga e rotação, bem como apresenta as limitações mecânicas, espessura de filme de óleo e temperatura das sapatas [3.21].



Fig. 3.14 - Região de operação segura do mancal escora [3.21]

As perdas nos mancais tipo escora depende de uma série de fatores como, espessura do filme de óleo, força axial, rotação do eixo, diâmetro do eixo, viscosidade do óleo, área de contado do mancal, dentre outros.

A figura 3.15 apresenta um esquema de simplificado de uma sapata do mancal escora e um diagrama de operação do mancal [3.22].



Fig. 3.15 - Esquema simplificado da sapata e conjunto mancal escora [3.22]

As perdas nos mancais conjugado pode ser expressa pela seguinte equação [3.22], [3.23], [3.24]:

$$P_{mc} = n_s \omega \int_{R_i}^{R_o} \int_{\theta_i}^{\theta_o} \left[\frac{r}{2} \frac{\partial p_a}{\partial \theta} (2z - h_o) + \frac{\mu_v \omega r^3}{h_o} \right] dr \, d\theta \tag{3.40}$$

Onde n_s é o número de sapatas, p_a a pressão nas sapatas, μ_v a viscosidade do óleo, h_o espessura do filme de óleo, z é o deslocamento axial e R, θ são as coordenadas da sapata.

As coordenadas da sapata são representadas conforme a figura 3.16.



Fig. 3.16 – Coordenadas da sapata do mancal escora [3.22]

Conforme a equação (3.40), o diâmetro interno do mancal tem influência nas perdas. A Figura 3.17 mostra as perdas em um mancal escora em função da rotação e do diâmetro interno do mancal [3.19], [3.25].



Fig. 3.17– Perdas no Mancal em função da rotação para diversos diâmetros [3.19], [3.25]

A carga axial no mancal e a variação de velocidade do eixo também exercem influência na espessura do filme de óleo, no aumento da temperatura e consequentemente nas perdas do mancal [3.26]. A figura 3.18 apresenta os efeitos da carga e da rotação do eixo em um pequeno mancal de 6 sapatas e diâmetro externo de 304 mm [3.27].



Fig. 3.18 – Perdas no mancal em função da carga e rotação [3.27]

Alguns autores consideram todos esses fatores que contribuem para as perdas, porém, propõem fórmulas mais simplificadas. As perdas no mancal escora para hidrogeradores com eixo vertical podem ser expressas por [3.4]:

$$P_{mc} = \pi g m_T \omega D_e \mu_l \tag{3.41}$$

Onde g é a aceleração da gravidade, m_T a massa total incluindo gerador, turbina e volume de água através da turbina, D_e é o diâmetro do eixo e μ_I o coeficiente de atrito.

Conforme já mencionado o coeficiente de atrito μ_l depende de vários fatores. Para geradores de eixo vertical os valores do coeficiente de atrito a temperatura de 50 °C varia de μ_l = 0,0035 na rotação do eixo de 50 rpm à μ_l = 0,0108 na rotação de 500 rpm [3.4].

Outro fato relevante a ser considerado nas perdas dos mancais consiste na variação da espessura do filme de óleo lubrificante o qual aumenta a com a velocidade da rotação do eixo e reduz com o acréscimo da carga aplicada no mancal [3.26].

A figura 3.19 mostra a variação do filme de óleo lubrificante em função da carga aplicada e rotação do eixo [3.26].



Fig. 3.19 – Variação da espessura do filme de óleo em função da carga [3.26]

Adicionalmente, devido à complexidade dos cálculos e a quantidade de variáveis envolvidas, vários estudos vêm utilizando modelagens numéricas e ferramentas computacionais para análise do desempenho dos nos mancais conjugados de máquinas de grande porte. Estas análises são baseadas em métodos Termo Elasto-dinâmicos e Termo Hidro-dinâmicos [3.22], [3.23], [3.24].

3.7 Perdas elétricas e mecânicas nos contatos das escovas

As perdas por atrito nas escovas sobre os anéis coletores dependem do tipo de escovas, da área de contato, do coeficiente de atrito, das pressões da escova sobre a área de contato e da velocidade periférica do comutador.

As perdas mecânicas por atrito das escovas e anel coletor é dada pela seguinte expressão [3.35]:

$$P_{me} = k_{ae} p_e S_e v_{ac} \tag{3.42}$$

Onde k_{ae} é o coeficiente de atrito entre as escovas e anel coletor, p_e a pressão das escovas sobre o anel coletor, S_e a área de contato e v_{ac} a velocidade periférica do anel coletor

Em alguns experimentos são considerados o coeficiente k_{ae} variando entre 0,2 a 0,3 e a pressão das escovas p_e , variando entre 1,5 a 2,5 N/cm². Em casos especiais, a pressão nas escovas pode chegar a p_e = 5,0 N/cm² [3.35].

As perdas elétricas nas escovas consistem no produto da corrente de excitação da máquina pela queda de tensão existente entre as escovas e o comutador. A queda de tensão entre as escovas e o comutador depende do tipo de material da escova e da pressão da mola exercida pela escova sobre o comutador.

$$P_{ee} = \Delta V_f \ I_f \tag{3.43}$$

Onde ΔV_f é a queda de tensão entre as escovas e o comutador e I_f a corrente de excitação.

Em geral, adota-se o valor de queda de tensão de 2,0 V no caso de escovas de carbono ou grafite e o valor de 0,6 V para escovas metalizadas [3.2].

Os valores de queda de tensão são praticamente fixos, pois à medida que a corrente de excitação aumenta, a resistência de contato decresce. Este comportamento é atribuído à formação da *patina*, ou seja, uma fina película de óxido de carbono sobre a superfície do anel coletor.

3.8 Perdas Suplementares

Consiste no somatório de todas as outras perdas que não puderam ser determinadas diretamente durante os ensaios ou simplificadas nos cálculos. Dessas simplificações fazem

parte, o efeito pelicular em circuitos de corrente alternada e o fluxo de dispersão nas peças estruturais como parafusos e suportes.

Em complemento, de acordo com a ABNT-NBR-5117 são consideradas as perdas suplementares em carga, as perdas introduzidas pela carga no ferro e outras partes metálicas e perdas por corrente Foucault nos condutores do enrolamento primário.

Estas perdas são proporcionais ao quadrado da corrente de armadura e ao expoente 1,5 da frequência, conforme expressão abaixo [3.5]:

$$P_{ad} \sim I_a^2 f^{1,5} \tag{3.44}$$

A tabela 3.3 apresenta os valores típicos das perdas suplementares para diversos tipos de máquinas rotativas, publicada por Schuisky em 1960 [3.5]:

Tipo de Máquina	Perdas suplementares			
Máquina de indução rotor gaiola	0,3 a 2 %			
Máquina de indução com rotor bobinado	0,5 %			
Máquina síncrona com polos salientes	0,1 a 0,2 %			
Máquina síncrona com rotor cilíndrico	0,05 a 0,15%			
Máquina DC sem enrolamento de compensação	1,0%			
Máquina DC com enrolamento de compensação	0,5%			

Tab. 3.3 - Perdas suplementares em função do tipo de máquina [3.5], [3.36]

Em suma, pela complexidade da determinação das perdas suplementares e pelas contribuições nas perdas totais da máquina, em geral, são considerados valores típicos previamente normalizados.

CAPÍTULO 4

Modelagem e Metodologia Proposta

A partir do referencial teórico descrito nos capítulos 2.0 e 3.0, para a construção do quarto capítulo propõe-se a análise das perdas de máquinas síncronas de polos salientes operando com rotação variável e um estudo do impacto da variação da rotação nas curvas de operação. Serão analisadas caso a caso as curvas que limitam a operação da máquina e propostos modelos para a construção das curvas impactadas pela variação da rotação.

4.1 Gerador síncrono de polos salientes: Diagrama fasorial

A análise da operação de geradores síncronos de polos salientes é realizada a partir do modelo de dupla reatância. Este diagrama pode ser construído para várias situações de carregamento seja com carga indutiva ou capacitiva.

A figura 4.1 mostra um diagrama fasorial com fator de potência em atraso, onde d é denominado eixo direto e q eixo em quadratura.

O vetor E_a representa a tensão interna induzida no gerador e V é a tensão nos terminais da máquina. Os parâmetros X_d e X_q são as reatâncias síncronas de eixo direto e em quadratura respectivamente e δ é o ângulo de carga.



Fig. 4.1 – Diagrama fasorial em regime permanente da máquina síncrona de polos salientes [4.1]

Ressalta-se que, para análise de limites operativos, a resistência ôhmica da armadura não é considerada.

Logo, para uma carga indutiva e desprezando a resistência da armadura, o diagrama fasorial de uma máquina de polos salientes é representado da seguinte forma:



Fig. 4.2 Diagrama fasorial modificado [4.4]

Do diagrama fasorial da figura 4.2 tem-se a seguinte equação:

$$\dot{E_q} = \dot{V} + j\dot{I_d}X_d + j\dot{I_q}X_q \tag{4.1}$$

A seguintes variáveis também podem ser obtidas:

$$V_d = Vsen(\delta) \tag{4.2}$$

$$V_q = V\cos(\delta) \tag{4.3}$$

E para as correntes:

$$I_d = \frac{E_q - V\cos(\delta)}{X_d} \tag{4.4}$$

$$I_q = \frac{Vsen(\delta)}{X_q} \tag{4.5}$$

A potência total de uma máquina síncrona é expressa por:

$$\dot{S} = \dot{V}\dot{I}^* = (V_d + jV_q)(I_d - jI_q)$$

$$\tag{4.6}$$

$$\dot{S} = \left[\left(V_d I_d + V_q I_q \right) + j \left(V_q I_d - V_d I_q \right) \right]$$
(4.7)

$$\dot{S} = P + jQ \tag{4.8}$$

A potências ativas e reativa do gerador podem expressas substituindo as variáveis obtidas do diagrama fasorial:

$$P = \frac{E_q V sen(\delta) - V^2 cos(\delta) sen(\delta)}{X_d} + \frac{V^2 cos(\delta) sen(\delta)}{X_q}$$
(4.9)

Utilizando a relação trigonométrica:

$$sen(2\delta) = 2sen(\delta)cos(\delta)$$
 (4.10)

Tem-se:

$$P = \frac{VE_q}{X_d} sen\delta + \frac{V^2}{2} \left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) sen2\delta$$
(4.11)

Para a potência reativa:

$$Q = \frac{VE_q \cos(\delta)}{X_d} - \frac{V^2 \cos^2(\delta)}{X_d} - \frac{V^2 \sin^2(\delta)}{X_q}$$
(4.12)

Utilizando as relações trigonométricas:

$$sen^{2}(\delta) = 1 - cos^{2}(\delta) \tag{4.13}$$

Е

$$\cos^{2}(\delta) = \frac{1}{2} [1 + \cos(2\delta)]$$
 (4.14)

Tem-se:

$$Q = \frac{VE_q}{X_d}\cos\delta + \frac{V^2}{2}\left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q}\right)\cos2\delta - \frac{V^2}{X_d}$$
(4.15)

Graficamente a equação de potência ativa em relação ao ângulo de carga pode ser representa conforme a figura 4.3.



Fig. 4.3 - Relação ângulo de carga e potência para um gerador de polos salientes [4.1]

Nota-se através da figura 4.3, que para máquinas de polos salientes a potência ativa é formada por duas componentes, onde a primeira varia com o sen(δ) e uma componente de segundo harmônico denominada potência de relutância e é devida a diferença de X_d e X_q [4.4].

Verifica-se também que à medida que o ângulo δ aumenta, a potência ativa também aumenta. Entretanto, acima de um determinado valor de ângulo de carga, a potência ativa diminui. Este valor é conhecido como limite teórico de estabilidade e ocorre para um ângulo de carga inferior a 90° [4.4].

Apesar da quantidade de informações contidas no diagrama da figura 4.2 e gráfico da figura 4.3, constata-se que estas informações não são suficientes para uma análise mais detalhada relacionada aos limites de operação de uma máquina síncrona. Para uma análise dos limites de operação de uma máquina, em geral, utiliza-se uma ferramenta geométrica conhecida como a curva de capabilidade.

4.2 Curva de capabilidade

Pode-se definir a curva de capabilidade como um conjunto de limites físicos, os quais definem a região de operação do gerador síncrono. Os limites operacionais representam principalmente os limites físicos impostos pelo fabricante para manter o funcionamento adequado da máquina síncrona [4.3].

Os limites operativos mais severos impostos a uma máquina síncrona são térmicos, podendo ser originados pela circulação de corrente nos diversos enrolamentos da máquina e pela circulação de correntes parasitas nas lâminas do pacote magnético do estator. Tanto a corrente de campo ou as correntes da armadura circulando em seus respectivos enrolamentos provocam elevação de temperatura pelo efeito Joule [4.4].

O diagrama ou carta de capabilidade também pode ser definido como o lugar geométrico dos pontos possíveis para a operação segura de um gerador síncrono. Estes gráficos são apresentados em forma de potência, onde no eixo *x* é colocada a potência reativa e no eixo *y* a potência ativa. Neste diagrama são considerados os seguintes limites: Térmicos do rotor (máxima corrente de excitação), e do estator (máxima corrente terminal), potência máxima e mínima da turbina, limite de estabilidade e de mínima corrente de excitação [4.6].

A combinação dos diagramas fasoriais precedentes, construídos com valores em pu e calibrados em potência através da multiplicação dos segmentos que representam as tensões V/X_d fornece o diagrama de operação do gerador de polos salientes [4.5]. A figura 4.4 mostra uma curva de capabilidade típica de um gerador de polos salientes [4.6]



Fig. 4.4 – Curva de capabilidade de um gerador de polos salientes [4.6]

4.3 Construção da curva de capabilidade

A construção da curva de capabilidade se inicia pelo diagrama fasorial do gerador alimentado por uma carga indutiva. Multiplicando todos os lados do diagrama original pela relação V/X_d , o diagrama original de tensões se transforma em um diagrama de potências, conforme mostrado na figura 4.5 [4.4].



Fig. 4.5 - Transformação do diagrama de tensões em diagrama de potências [4.4]

A partir do diagrama de potência, inicia-se o traçado dos limites operativos [4.4]. Incialmente traça-se um arco de circunferência com raio unitário. Esta curva é definida como o limite de aquecimento da armadura e considera que a corrente máxima é igual a corrente nominal do gerador, ou seja, 1,0 pu. Em seguida é traçada a curva de excitação nula, que também é uma semi circunferência de centro em $V^2(1/X_q + 1/X_d)/2$ e raio igual a $V^2(1/X_q - 1/X_d)/2$ [4.4].

O limite de aquecimento do rotor é construído traçando-se várias linhas radiais que partem de V^2/X_q no eixo das abcissas. Deve se traçar uma corda que liga este ponto ao ponto definido pela corrente de armadura nominal ao fator de potência nominal. A partir da semicircunferência de excitação zero, este segmento é proporcional a E_q . Em máquinas de polos lisos, o limite de aquecimento de campo é obtido adotando-se, a partir da semicircunferência de excitação zero, esta distância em todos os raios estabelecidos previamente [4.4], [4.8].

De fato, a curva que limita o aquecimento do rotor é muito próxima de um arco de circunferência, porém, no caso de polos salientes, trata-se de uma curva denominada limaçon de Pascal ou também conhecida como cardióide [4.2], [4.8].

Definidos os limites acima, os próximos passos seriam as limitações devido à potência mecânica da máquina primária e a estabilidade do gerador em regime permanente. Entretanto, estas limitações serão discutidas nos próximos tópicos já levando em consideração a operação do gerador com rotação variável.

4.4 Análise do limite temperatura da armadura considerando a operação com rotação variável

O limite térmico da armadura é considerado o lugar geométrico para a corrente máxima da armadura, onde se traça uma circunferência de raio correspondente à potência aparente *S* da máquina e centro na origem das coordenadas do plano *P-Q*. A potência aparente é expressa pela equação:

$$(V I_a)^2 = P^2 + Q^2 \tag{4.16}$$

4.4.1 Influência da variação da tensão na curva de limite térmico da armadura

Com a máquina operando com rotação variável, o primeiro impacto já surge na própria definição de potência aparente tendo em vista a variação de tensão nos terminais da máquina e na variação de corrente por limitação de ventilação.

Através da equação (4.17) verifica-se que a tensão na armadura varia conforme a variação da frequência:

$$E_q = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} f \ \emptyset \ N_s \tag{4.17}$$

E através do diagrama fasorial da figura 4.2, desprezando a resistência da armadura, temse:

$$V = \frac{E_q - X_d I_d}{\cos\delta} \tag{4.18}$$

Logo, de acordo com a equação (4.17), uma variação na rotação da máquina tem impacto na tensão dos terminais V. Adicionalmente, no item 4.5.3 será feita uma nova abordagem, com a variação de X_d e a corrente I_a impactando no valor da tensão V.

Do ponto de vista operacional, com a variação da rotação e consequente variação da tensão V nos terminais da máquina é possível ainda sincronizá-la em um barramento infinito de acordo com as diversas configurações de operação do sistema elétrico.

A figura 4.6 mostra a tela de controle conjunto da UHE Furnas conectada à malha de 345 kV da Região Sudeste. Neste caso, as primeiras 3 unidades estão motorizadas, operando como motor síncrono, as unidades 5 e 6 estão gerando com potência ativa próxima de 110 MW e as unidades 7 e 8 estão desligadas por conveniência operativa (DCO). Nota-se que a tensão no barramento de controle conjunto está acima da tensão nominal de 15 kV.

Por outro lado, a UG04 está fora do controle conjunto operando com 14,08 kV, ou seja, 6,1 % abaixo da tensão nominal. Observa-se que, apesar de motorizada, a corrente de 4680 A está próxima ao valor da corrente das unidades que estão gerando potência ativa ou operando como motores síncronos.

Entretanto, por operar com tensão abaixo da nominal e fora do controle conjunto, constata-se que a UG04 que está operando com potência de 111 MVar, ou seja, praticamente quatro vezes maior que a geração de potência reativa das demais unidades.

MEDIÇÕES								
Potência Ativa (MW)	-2.3	-2.5	-2.7	-1.7	111.4	109.4	0.4	0.1
Potência Reativa (MVAr)	-32.21	-34.05	-32.12	-111.76	-31.71	-32.34	-0.16	1.42
Tensão (kV)	15.21	15.05	15.21	14.08	15.13	15.01	0.00	0.04
Corrente Gerador (A)	1265	1429	1277	4680	4453	4406	0	30
CCKV	UG-1	UG-2	UG-3	UG-4	UG-5	UG-6	UG-7	UG-8
Preparada para CCKV	•	•	•	٠	•	•	0	۲
CCKV (Liga / Desliga)								
Diagnóstico (Liga / Desliga)	D	D	D	D	D	D	D	D

Fig. 4.6 – Painel de controle conjunto UHE Furnas – UG04

Em outra condição de operação, a figura 4.7 mostra a UHE Furnas operando com as primeiras quatro unidades motorizadas, porém com o sistema de controle conjunto desligado. As unidades 5 e 6 estão operando como gerador e a tensão do barramento infinito está acima de 15 kV. As unidades 7 e 8 estão desligadas por conveniência operativa (DCO). Observa-se que as unidades motorizadas, operam com tensão de aproximadamente 6,1 % abaixo da nominal e operam com potência reativa entre 98 a 110 MVAr.

MEDIÇÕES						
Potência Ativa (MW)	• 2 . 3	-2.8	-2.9	-2.0	115.1	113.4
Potência Reativa (MVAr)	-105.04	-98.46	-110,07	-100.05	-18.87	-18.65
Tensão (kV)	14.10	14.10	14.03	14.06	15.22	15.04
Corrente Gerador (A)	4319	41.67	4584	4038	4448	4422
ССКУ	UG-1	UG-2	UG-3	UG-4	UG-5	UG-6
Preparada para CCKV	۲	0	0	•	Ø	
CCKV (Liga / Desliga)						
Diagnóstico (Liga / Desliga)	D	D	D	D	D	D

Fig. 4.7– Painel de controle conjunto UHE Furnas – UG 01 a 04

Adicionalmente existem situações em que a tensão do barramento opera abaixo do valor nominal e possivelmente algumas unidades geradoras operam com o valor de tensão de 6 a 7 % acima da tensão nominal.

Nos casos das figuras 4.6 3 4.7 a operação de unidades geradoras com diferentes valores de tensão foi realizada por meio do sistema automático de excitação. Por outro lado, entende-se que a variação da rotação também possui o mesmo impacto na variação de tensão e consequentemente no limite térmico da armadura. Cabe ressaltar que, apesar da possibilidade de variação da tensão em função da rotação, trata-se de casos específicos como a operação fora de controle conjunto, como compensador síncrono ou operações em sistema isolados. De modo geral, a tensão varia de acordo com a necessidade o sistema interligado.

Não obstante, apesar dos casos específicos apresentados e da flexibilização de operação, vale ressaltar que no caso da operação do gerador síncrono com rotação variável, ocorrerá um desacoplamento da máquina com o sistema elétrico. Em geral, o gerador síncrono opera com excitação constante e a tensão no ponto de conexão com o sistema é ajustada pelos conversores. Da mesma forma, para rotações abaixo da nominal, os geradores não operam com sobre-excitação, ficando por conta dos conversores o controle da tensão.

4.4.2 Limitação de corrente na armadura considerando a restrição de ventilação

Apesar da existência de vários sistemas de resfriamento de hidrogeradores, na maioria dos casos, as máquinas de médio e grande porte são refrigeradas a ar. Este resfriamento ocorre por meio de sistemas de trocadores de calor ar/água. Através de ventiladores radiais montados no eixo do rotor, o ar quente proveniente do aquecimento do rotor, material magnético e corrente da armadura são direcionados através de dutos para os radiadores tipo colmeia com resfriamento por circulação de água bruta, seja por gravidade ou sistema de bombeamento.

A figura 4.8 mostra os ventiladores radiais superior e inferior acoplados no eixo rotor da UG06 da UHE Furnas.



Fig. 4.8 - UG06 UHE Furnas: Ventiladores radiais acoplados ao eixo do rotor

As trocas de calor do gerador estão diretamente ligadas à velocidade da rotação da máquina e consequentemente da velocidade do ar refrigerante através dos dutos de

ventilação [4.10], [4.11], [4.35]. As perdas no enrolamento da armadura podem ser calculadas através da seguinte equação:

$$P_{cs} = R_a I_a^2 \tag{4.19}$$

Por sua vez, a elevação de temperatura nos enrolamentos da armadura se deve ao valor da corrente na armadura elevado ao quadrado. A figura 4.9 mostra um gráfico extraído da norma IEEE – STD 115, típico de elevação de temperatura nos enrolamentos da armadura de hidrogerador.



Fig. 4.9 – Gráfico típico de elevação de temperatura versus aumento da corrente da armadura ao quadrado [4.9]

Por outro lado, as perdas nos enrolamentos da armadura podem ser calculadas através do método calorimétrico através da seguinte equação:

$$P_{cs} = Q c_p \rho \Delta T \tag{4.20}$$

Onde Q é a vazão total de ar nos radiadores, Cp é o calor específico do ar, p é a densidade do ar e ΔT é diferença entre a temperatura do fluido refrigerante e a temperatura do ar ambiente.

Como

$$Q = A_r v_{ar} \tag{4.22}$$

Onde A_r é a área total dos radiadores e v_{ar} é a velocidade do ar através dos radiadores. Resultando em:

$$P_{cs} = A_r v_{ar} c_p \rho \Delta T \tag{4.23}$$

Tendo em vista que, para manter a elevação de temperatura nos enrolamentos da armadura, dentro dos padrões de projeto, as únicas grandezas possíveis de alterar no caso, seriam a velocidade do ar nos radiadores e a corrente na armadura.

Logo com base na elevação de temperatura depende do quadrado da velocidade conforme gráfico da figura 4.9 e da variação da velocidade de ar nos radiadores e que a velocidade do ar, por sua vez, é proporcional à rotação da máquina, tem-se:

$$I_a = k f^{0,5} (4.24)$$

Desta forma, para efeito de construção da curva de capabilidade de máquina com rotação variável, deve-se levar em consideração a variação da vazão de ar nos dutos de ventilação e nos trocadores de calor da máquina, que por sua vez, podem limitar a corrente na armadura em função da elevação de temperatura.

4.4.3 Impacto das perdas na curva de limite de temperatura da armadura

As perdas no cobre, conforme abordada no item anterior, são aquelas que podem exercer maior influência na curva de limite térmico da armadura, pois estão diretamente impactadas pela corrente na armadura. As perdas no ferro embora não consideradas de forma direta na curva de capabilidade e podem interferir na temperatura da armadura, pois esta limitação não depende somente do aquecimento por efeito joule no cobre dos enrolamentos da armadura.

No capítulo anterior foi realizada uma abordagem completa com vários modelos de perdas no ferro. Entretanto para esta análise, sugere-se o modelo clássico de Jordan que aponta para perdas por histerese diretamente proporcional à frequência e as perdas por Foucault dependente da frequência ao quadrado, conforme equação (3.10).

Da mesma forma, com a variação de \pm 10 % da rotação, sugere-se uma análise mais apurada na composição de perdas e o consequente impacto no limite de temperatura da armadura.

A perdas por ventilação também foram abordadas de forma detalhada no capítulo anterior. Naquele capítulo, devido à complexidade construtiva de um hidrogerador, foram estudadas separadamente as perdas por atrito nos mancais e as perdas por ventilação, as quais também variam com a rotação do eixo da máquina.

Em geral as equações para o cálculo de perdas por ventilação são proporcionais ao cubo da rotação. Logo, entende-se fundamental a análise das perdas por ventilação na composição das perdas e sua influência na temperatura da armadura. Para esta análise, sugere-se a verificar o impacto da variação da rotação e demais fatores com base na equação (3.32).

Vale ressaltar que embora as perdas por ventilação são de origem mecânica e não estão diretamente relacionadas com as perdas elétricas na armadura, existem os sensores de temperatura instalados nas ranhuras do núcleo magnético e nas barras estatóricas. O ar quente retirado do interior da máquina atravessa os canais de ventilação através do estator e afetam de forma indireta os sensores de temperatura localizados entre as ranhuras e as barras estatóricas.

Importante salientar que a variação da rotação pode alterar significativamente a composição das perdas, principalmente, aquelas referentes à ventilação.

A figura 4.10 compara a composição de perdas de duas máquinas de 100 MW de projeto similares onde foram alterados o diâmetro do rotor em 15 % e o comprimento do rotor em 25 % [4.4].

104



Fig. 4.10 – Variação de composição de perdas [4.4]

Observa-se que as perdas por ventilação no exemplo da figura 4.10 foi a componente que mais se alterou em relação às perdas totais. Isto já era esperado, pois as perdas por ventilação são proporcionais ao raio do rotor elevado ao expoente 4. Logo, através da mesma equação, cujas perdas são proporcionais à rotação elevada ao cubo, espera-se uma variação significativa das perdas por ventilação, e consequentemente um possível impacto na curva de limitação de temperatura da armadura.

Outro fator que pode alterar a temperatura da armadura do consiste nas perdas pelo efeito pelicular nas barras do estator, pois estas também possuem a influência da frequência conforme equação (3.6).

Logo, é previsto que ocorra uma variação da curva do limite de temperatura da armadura conforme assinalado na figura 4.11.



Fig. 4.11 – Variação de potência em função da temperatura na armadura

Em suma, na figura 4.11 são apresentas curvas que representam a variação do limite de temperatura na armadura impactadas pela variação da tensão em função da rotação, limitação de corrente em função da variação do fluxo de ar nos trocadores de calor, as perdas no cobre, perdas no ferro, perdas por ventilação e efeito pelicular (adensamento de corrente).

4.5 Limite temperatura do rotor

O limite de temperatura do rotor é determinado pela máxima corrente suportável pelo rotor de forma a não comprometer sua isolação.

Este limite é obtido pela curva traçada a partir das equações de potência ativa (4.11) e reativa (4.15), mantendo a excitação constante E_q e variando o valor do ângulo δ de 0 a 180°.

4.5.1 Construção da curva de limite térmico do rotor

A curva de limite térmico do rotor, que aparentemente possui o formado de uma semicircunferência, é denominada *Limaçon de Pascal* ou cardióide [4.8] e válida apenas para máquinas de polos salientes.

A limaçon de Pascal é uma curva, que em coordenadas polares, pode ser apresentada no seguinte formato:

$$R = h + 2a\cos(\delta) \tag{4.25}$$

Trazendo este formato para o limite de temperatura do rotor, tem-se [4.2]:

$$R = \frac{VE_q}{X_d} + V^2 \left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q}\right) \cos(\delta)$$
(4.26)

Onde:

$$P = Rsen(\delta) \tag{4.27}$$

Е

$$Q = R\cos(\delta) - \frac{V^2 (X_d - X_q)}{2 (X_d X_q)} - \frac{V^2}{X_d}$$
(4.28)

A figura 4.11 mostra um exemplo do traçado de limaçons de pascal no aplicativo *Geogebra*[®] para valores típicos de uma máquina síncrona de polos salientes. Foram adotados os valores de X_d = 1,1 pu, X_q = 0,7 pu e diferentes valores tensão E_q com excitação constante.

Ressalta-se que para valores da tensão de excitação E_q próximo aos valores nominais, a curva de limite de temperatura do rotor se assemelha à uma semi-circunferência. Para valores de E_q abaixo de 0,8 pu a curva a passa a ter um formato características de uma cardióide.



Fig. 4.12 – Limaçon de pascal elaborada através do aplicativo geogebra® para valores típicos de máquinas síncronas e com tensão de excitação constante.

Adicionalmente, a curva de limite de temperatura do rotor é comumente traçada através de um método geométrico. Para traçar a curva por este método, é necessário primeiramente traçar a curva do limite de temperatura da armadura e a curva de saliência dos polos. A partir do ponto S na curva de limite de temperatura da armadura o qual representa as condições nominais da máquina síncrona, traça-se uma reta até o ponto - V^2/X_q .

O ponto C é a interseção desta reta com a curva de saliência conforme mostra a figura 4.13. Em seguida são traçadas semi retas para diferentes ângulos e a curva do limite de temperatura do rotor é formada pelo conjunto de pontos, cujos segmentos satisfazem a relação [4.12]:

$$\overline{CS} = \overline{C_1 S_1} = \overline{C_2 S_2} = \overline{C_s S_3}$$
(4.29)



Fig. 4.13 Limaçon de Pascal pelo método geométrico [4.2], [4.8], [4.13]

A limaçon de Pascal construída com diferentes valores de E_q também é utilizada para se determinar o limite prático de estabilidade e excitação mínima. À medida que se reduz o valor de E_q e varia o ângulo δ de 0 a 180° a curva se assemelha a uma cardióide conforme
figura 4.14. Para ângulo δ maior que 90° a corda da curva de saliência compõe o segmento de dimensão CS para se determinar o ponto de limite de temperatura do rotor.



Fig.4.14 - Limaçon de Pascal com E_q reduzido e δ variando de 0 a 180° [4.8], [4.13].

No caso de máquinas de polos lisos, o limite de temperatura do rotor é traçado de forma simplificada, conforme figura 4.15 [4.7].

Observa- se que para máquinas de polos lisos, pode-se considerar $X_d = X_q$ e as equações de potência resultam em:

$$P = \frac{VE_a}{X_d} sen\delta \tag{4.30}$$

Е

$$Q = \frac{VE_a}{X_d} \cos\delta - \frac{V^2}{X_d} \tag{4.31}$$



Fig. 4.15 – Limite térmico do rotor para máquina de polos lisos [4.7]

Logo, verifica-se que o limite de temperatura do rotor para máquinas de polos lisos é traçado através de uma semicircunferência com a origem deslocada de V^2/X_d no eixo das abcissas Q.

4.5.2 Análise do limite de temperatura do rotor considerando a operação com rotação variável

O limite de temperatura do rotor, de acordo com a curva de capabilidade, depende da variação da tensão na armadura E_q , da tensão nos terminais V e da reatância de eixo direto X_d , conforme a figura 4.16.



Fig. 4.16 – Diagrama fasorial do limite da temperatura no rotor

A variação da tensão E_q foi abordada no item 4.4.1, a qual depende da rotação da máquina, conforme equação (4.17).

De acordo com o diagrama fasorial da figura 4.2, tem-se:

$$tg\delta = \frac{I_a X_q cos\varphi}{V + I_a X_q sen\varphi}$$
(4.32)

E as correntes de eixo direto e quadratura:

$$I_d = I_a sen(\varphi + \delta) \tag{4.33}$$

Е

$$I_q = I_a \cos((\varphi + \delta) \tag{4.34}$$

E com a tensão na armadura dada pela equação (4.1), a tensão nos terminais fica:

$$V = \frac{E_q - X_d I_a sen(\varphi + \delta)}{\cos \delta}$$
(4.35)

Logo, verifica-se através da equação (4.35) que, em se tratando de máquinas com rotação variável, o valor da tensão nos terminais V depende basicamente de grandezas que por sua vez dependem da variação da rotação, ou seja, a tensão da armadura, a reatância X_d e a corrente da armadura que é impactada pela restrição no sistema de ventilação. Adicionalmente, ressalta-se que a tensão terminal V tem impacto direto na corrente de campo e consequentemente na curva de limite térmico do rotor.

4.5.3 Alteração do valor de X_d

O valor de X_d pode ser expresso por:

$$X_d = 2\pi f L_d \tag{4.36}$$

Onde L_d é a indutância de eixo direto.

O gráfico da figura 4.17 mostra a variação de L_d em função da frequência relativa [4.4], [4.27]. Para uma variação de frequência relativa, ocorre a saturação do circuito magnético da máquina e as linhas de fluxo buscam caminhos alternativos, modificando o valor de L_d . No caso em questão, para uma variação da frequência em até 10 %, a variação de L_d não é significativa.



Fig. 4.17 - Variação da Indutância L_d em função da frequência relativa [4.4], [4.27]

Por outro lado, considerando os aspectos construtivos do gerador, a indutância magnetizante de eixo direto pode ser descrita conforme a expressão [4.14], [4.15], [4.16], [4.17]:

$$L_{ad} = \frac{12}{\pi^2} \mu_o \left(\frac{k_{w1}^2 N_s^2}{p_p} \right) \frac{\tau_p}{h_g} L$$
(4.37)

Onde k_{w1} é o fator de enrolamento, N_s número de espiras, p_p número de polos, τ_p passo polar, h_g altura do entreferro e *L* o comprimento do rotor.

Observa-se que a Indutância de eixo direto depende de fatores construtivos que serão considerados constantes em função de uma pequena variação da frequência.

Logo, para análise do limite de temperatura do rotor, será considerado a variação de X_d apenas em função da frequência.

4.5.4 Relação Tensão-Frequência (V/F)

Tanto em motores de indução quanto máquinas síncronas, a manutenção da relação V/F constante é fundamental para manter o fluxo magnético constante e operar a máquina dentro dos limites de projeto do núcleo magnético do estator e corrente no rotor.

Adicionalmente, a operação com a relação V/F constante proporciona o desenvolvimento de torque constante.

A figura 4.18 extraída da IEC-60034-33 apresenta uma região denominada zona A, onde um hidrogerador com rotação fixa, é capaz de operar com uma variação de frequência de ± 2 % e uma variação de tensão de ± 5 % a qual não afeta as condições de projeto da máquina [4.18].





Para operar na Zona B, os limites de temperatura no rotor e estator devem ser observados de forma a não comprometer a vida útil da máquina.

A variação da tensão em função da corrente de excitação tem impactos na temperatura do rotor e na saturação.

Isto posto, no caso de rotação variável, estas condições devem ser cuidadosamente analisadas, principalmente em relação à variação da frequência para não comprometer os limites de tensão nos terminais da máquina e limites de temperatura do rotor.

4.5.5 Efeito da Saturação

Existem diversos modelos utilizados na construção da curva de saturação da máquina síncrona [4.7]. Usualmente, esta curva pode ser construída por meio de uma função exponencial da seguinte forma [4.7], [4.19], [4.27]:

$$S_G = A_g e^{B_g (V_T - C)} (4.38)$$

Onde S_G é o valor da saturação, V_T é tensão terminal na região de saturação, A_g e B_g são coeficientes de saturação, C é o valor de tensão terminal na região de transição entre a parte linear e o modelo exponencial e, geralmente, é adotado o valor de 0,8 pu [4.27].

Através da curva de ensaio a vazio como mostra a figura 4.19, é possível determinar os valores de S_{G1} e S_{G2} entre os intervalos 1,0 a 1,2 pu da tensão terminal:

$$S_{G1} = \frac{i_{f1} - i_{f0}}{i_{f0}} \tag{4.39}$$

Е

$$S_{G2} = \frac{i_{f3} - i_{f2}}{i_{f2}} \tag{4.40}$$

Os valores de A_g e B_g podem ser calculados utilizando as seguintes expressões [4.27]:

$$B_g = 5ln\left(\frac{1,2S_{G2}}{S_{G1}}\right)$$
(4.41)

Е

$$A_g = \frac{S_{G1}^2}{1,2S_{G2}} \tag{4.42}$$

114



Fig. 4.19 - Curva de saturação da máquina síncrona em vazio [4.6], [4.27]

Em geral os geradores síncronos já trabalham saturados na região próximo à tensão nominal nos terminais. Observa-se na figura 4.19 que quanto maior a necessidade de ajustar ou elevar a tensão, maior a saturação da máquina.

A saturação de fato afeta os limites térmicos do rotor principalmente em operação superexcitada. Em máquinas de polos lisos, a saturação tem impacto na operação em modo sub e superexcitado [4.6]. Para evitar distorções nas formas de onda e elevação de temperatura pelo efeito da saturação, alguns autores sugerem a operação com variação de até 10 % da tensão nominal [4.20].

Por outro lado, no caso de um hidrogerador operando com rotação abaixo da nominal implica em um aumento da corrente de excitação e consequentemente um aumento da saturação [4.38]. Desta forma faz necessária uma análise no controle da tensão e na forma de operação do gerador, uma vez que este equipamento se encontra desacoplado da rede elétrica por meio de conversores e o modo AVR não tem atuação direta na rede elétrica.

Logo, os valores de variação de tensão e o efeito da saturação devem ser considerados na curva de limite térmico do rotor, bem como na interface com os conversores de frequência, os quais são responsáveis pelo ajuste de tensão no ponto de conexão com a rede elétrica. Adicionalmente, ressalta-se que a operação do gerador com rotação abaixo da nominal também tem impacto na limitação de temperatura da armadura e do rotor devido a redução da vazão de ar nos trocadores de calor da máquina [4.38].

4.5.6 Interação da máquina síncrona com conversores de frequência

No capítulo 2 foram apresentadas diversas tecnologias para o acoplamento da máquina operando com rotação variável ao sistema elétrico. Em todas as tecnologias utilizadas em sistema de conversores de frequência existe a possibilidade de controle de tensão e potência reativa.

A figura 4.20 mostra um diagrama trifilar de uma máquina conectada a uma ponte retificadora tiristorizada de 6 pulsos.



Fig. 4.20 – Retificador tiristorizado de 6 pulsos

A tensão V_d do lado DC da ponte é dada por [4.43]:

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V \cos\alpha - \frac{3X_c}{\pi} I_d \tag{4.43}$$

Onde V é a tensão fase-fase do lado AC, α é o ângulo de disparo dos tiristores, X_c é a reatância de comutação e I_d é a corrente do lado DC.

A reatância de comutação X_c pode ser expressa por [4.37], [4.38]:

$$X_c = X_T + \frac{1}{2}X_d^{"}$$
(4.44)

Onde X_T é a reatância de dispersão do transformador e X_d'' é reatância síncrona subtransitória do gerador.

Através de equação (4.43) verifica-se que a tensão V_d , do lado DC, pode ser controlada pelo ângulo de disparo α dos tiristores da ponte retificadora ou através da tensão V do lado AC, a qual pode ser controlada pela variação da excitação do gerador ou através dos OLTC – On Load Tap Changer dos transformadores elevadores. Ademais, verifica-se que a tensão V_d também depende da reatância de comutação X_c que por sua vez varia com a frequência.

Além das topologias tradicionais utilizando pontes tiristorizadas, novas tecnologias como conversores modulares multiníveis MMC vêm contribuindo para melhor controle da tensão e potência reativa [4.39], [4.44]. Na usina reversível de Grimsel II com máquinas síncronas de 100 MVA foram utilizados conversores tipo ANPC - *Active Neural Point Clamped* e semicondutores de alta potência tipo IGCT - *Integrated Gate-Commutated Thyristor* [4.39], [4.40]. Na modernização da usina reversível de Limberg 1, na Áustria, para as 02 máquinas síncronas de 80 MVA foram utilizados conversores ANPC com semicondutores IEGT - *Injection Enhanced Gate Thyristor* [4.42].

Adicionalmente, novas tecnologias de controle de fluxo no estator SFC vem sendo testada para a flexibilização da operação com menor saturação da máquina síncrona [4.41].

4.5.7 Impacto das perdas na curva do limite de temperatura do rotor

As perdas no rotor consistem basicamente das perdas por efeito Joule causadas pela circulação da corrente de excitação no circuito de campo, conforme a equação (3.1). Vale ressaltar que as perdas na superfície das sapatas polares causadas por distorções harmônicas da FMM e as perdas nos enrolamentos amortecedores podem ser consideradas como perdas adicionais.

A figura 4.21 mostra um gráfico extraído da norma IEEE – STD 115, típico de elevação de temperatura nos enrolamentos de campo de um hidrogerador em função da potência dissipada [4.9].



Fig. 4.21 – Gráfico típico da elevação de temperatura no enrolamento de campo em função da potência dissipada [4.9]

Os limites de temperatura do rotor e estator são diferentes e dependem da classe de isolação do gerador. A tabela 4.1 extraída parcialmente da IEC-60034-33 apresenta os valores limites para a elevação da temperatura dos componentes do gerador de classe de isolação B e F.

Componente	Classe B- 130 (°C)	Classe F - 155 (°C)
Enrolamento do Estator	85	110
Núcleo magnético do estator	75	100
Enrolamento de campo	90	115

Tab. 4.1 - Limites de temperatura para classes de isolação B e F [4.18]

A corrente de excitação para máquinas de polos salientes, não considerando o efeito da saturação é determinada em pu, com base na seguinte equação [4.4]:

$$I_{f} = I_{f0} \frac{X_{d}}{V^{2}} \left[\sqrt{P^{2} + \left(Q + \frac{V^{2}}{X_{d}}\right)^{2}} - V^{2} \left(\frac{X_{q} - X_{d}}{X_{d}}\right) \cos(\delta) \right]$$
(4.45)

Onde I_{f0} é a corrente de campo necessária para obter a tensão nominal na armadura operando a vazio com a rotação nominal.

Considerando o efeito da saturação, a corrente de campo pode ser obtida através de metodologia gráfica utilizando a modelagem de Potier apresentada na IEEE -STD-115 [4.9].

A figura 4.22 apresenta curva de saturação típica apontando as principais grandezas utilizadas para determinação de corrente de campo através da modelagem de Potier.



Fig. 4.22 - Curva de saturação típica utilizada para determinação de corrente de campo através da reatância de Potier [4.9]

Este método utiliza informações da curva de saturação a vazio e da linha do entreferro. A corrente de campo para uma determinada condição de excitação é obtida pela equação:

$$I_f = I_{fq} + I_{fs} \tag{4.46}$$

Onde I_{fq} é a corrente de campo para se obter a tensão da armadura E_q para a situação desejada. E I_{fs} é a diferença das correntes para se obter o valor da tensão de Potier E_p na linha de entreferro e na curva de saturação a vazio.

A tensão E_p é expressa por:

$$\dot{E}_p = \dot{E}_q + \dot{I}_a \left(R_a + j X_p \right) \tag{4.47}$$

Onde R_a é a resistência dos enrolamentos da armadura e X_p é a reatância de Potier. A corrente de campo também pode ser modelada através da seguinte equação [4.33]:

$$I_f = \frac{E_q - E_p}{b_v} + k_m \left(E_p + C_m E_p^{\lambda_m} \right)$$
(4.48)

Onde E_q é a tensão induzida na armadura, E_p é a tensão de Potier, b_v é a taxa de inclinação da linha de entreferro, k_m é a taxa de inclinação da parte linear da curva de saturação e λ_m é a constante exponencial da curva de saturação.

Uma forma alternativa para a obtenção da corrente de campo para uma determinada condição de carga, consiste na utilização de uma modelagem polinomial, cuja corrente de campo pode ser expressa através da seguinte equação [4.32], [4.34]:

$$I_f = \frac{E_q - E_p}{b_v} + \left(\sum_{i=1}^m b_i E_p^i\right)$$
(4.49)

Onde *b*_i são os coeficientes do polinômio representativo da curva de saturação e *m* é a ordem polinomial.

Desta forma, com a variação da rotação da máquina, especificamente com a rotação abaixo da nominal, existem algumas questões quanto à temperatura do rotor e da corrente de excitação. Primeiramente, trata-se do sistema de ventilação que fica comprometido devido a variação da vazão de ar nos trocadores de calor, conforme abordada na análise de temperatura dos enrolamentos da armadura [4.10], [4.11].

Outro fator, consiste na redução da tensão induzida na armadura em consequência da redução da rotação, o que implica em uma compensação na tensão dos terminais da máquina através do aumento da corrente de excitação [4.36].

Conforme já abordado no item 4.5.5, na região da saturação exige-se uma maior elevação da corrente de excitação para uma pequena variação da tensão. Logo, entende-se a necessidade de uma análise do impacto na variação da velocidade na restrição de corrente de excitação, bem como no aquecimento do rotor.

Outro possível impacto na variação da temperatura do rotor consiste nas perdas nas sapatas polares devido à indução nos enrolamentos amortecedores. De acordo com a equação (3.20), já abordada no capítulo anterior, as perdas na superfície da sapata polar dependem da variação da rotação elevado ao expoente 1,5.

Todavia, as perdas na superfície da sapata polar são relativamente menores quando comparadas, com as perdas de outras naturezas. Adicionalmente, durante a fase de projeto da máquina elas são minimizadas por ajustes dimensionais nas barras do enrolamento amortecedor. Logo, estas perdas serão também avaliadas se de fato, impactam na curva de operação do gerador.

4.6 Análise do limite mínimo de excitação

A operação do gerador com corrente de campo reduzida enfraquece o acoplamento magnético entre o enrolamento da armadura e o enrolamento de campo, podendo levar a máquina a perda do sincronismo [4.21], [4.22], [4.23].

Com a perda de sincronismo, o gerador irá operar com a velocidade acima da nominal de forma assíncrona.

Os geradores síncronos não operam com corrente de campo negativa. Nestas condições, o sistema não pode reduzir a tensão até zero e consequentemente a corrente de campo da

máquina a valores iguais ou menores que zero. Em geral, limita-se a corrente de campo até um valor mínimo de 5% da corrente requirida para as condições nominais. [4.8]

No caso de máquinas com rotação variável, a mesma análise realizada no item 4.5 pode ser utilizada para o limite mínimo de excitação considerando que a rotação tem impacto nas reatâncias e na tensão dos terminais.

4.7 Análise da limitação mecânica da turbina

Uma das razões da operação de máquinas hidráulicas com rotação variável está na possibilidade de flexibilização da operação da turbina [4.24]. A figura 4.23 apresenta a curva de colina típica da turbina Francis apontando as limitações de altura da queda d'água e vazão.



Fig. 4.23 - Curva de colina típica de uma turbina Francis [4.24]

As limitações mecânicas muitas vezes são impostas pela altura da queda d'água, cavitação, estabilidade mecânica e vazão. Desta forma presume-se que através da variação da rotação, estas limitações serão menores.

4.8 Análise do limite teórico de estabilidade

A estabilidade da máquina síncrona pode ser estudada em três situações, compreendendo a estabilidade transitória em caso de grandes perturbações no sistema elétrico, a estabilidade dinâmica devido à pequenas oscilações de carga no sistema ou pequenas variações de frequência a estabilidade em regime permanente, onde deve-se atentar para que não ocorra a perda do sincronismo [4.27].

No estudo de estabilidade em regime permanente, pequenas variações de cargas provocam deslocamento angulares, os quais são ajustados automaticamente através dos dispositivos reguladores de velocidade [4.28].

A máxima transferência de potência em máquinas síncronas de polos salientes ocorre para um ângulo de carga menor que 90°, conhecido como limite teórico de estabilidade [4.25], [4.29].

A gráfico figura 4.24 é construído a partir da equação (4.11), cuja potência é a soma da senoide fundamental e a componente de segundo harmônico em função de diferentes valores de tensão de excitação E_q e ângulo δ .



Fig. 4.24 – Potência em função do ângulo de carga δ para diferentes valores de excitação [4.8], [4.13], [4.30]

Na figura 4.24 verifica-se que a máxima potência para cada excitação, ocorre na interseção com a curva KM, com ângulos de potência cada vez menor à medida que se reduz a tensão de excitação. Observa-se também que no caso de máquinas de polos lisos, por não haver a componente de segundo harmônico, a máxima potência ocorre para o ângulo de 90°. Esta curva KM que assinala os pontos de máxima potência para diferentes tensões de excitação é conhecida como o limite teórico de estabilidade.

No plano P-Q, o traçado da curva teórica de estabilidade pode ser realizado de três formas, sendo a primeira analiticamente com base na máxima transferência de potência ou através de dois métodos geométricos [4.13], [4.26].

A máxima potência para um dado ângulo de carga se verifica quando a derivada parcial da equação de potência em função do ângulo de carga é igual a zero [4.4], [4.8]:

$$\frac{\partial P}{\partial \delta} = \frac{E_q V}{X_d} \cos(\delta) - V^2 \left(\frac{1}{X_d} - \frac{1}{X_q}\right) \cos(2\delta) = 0$$
(4.50)

Isolando Eq na equação acima, tem-se:

$$E_q = V\left(1 - \frac{X_d}{X_q}\right) \frac{\cos(2\delta)}{\cos(\delta)}$$
(4.51)

Utilizando a seguinte identidade trigonométrica:

$$\cos(2\delta) = 2\cos^2(\delta) - 1 \tag{4.52}$$

Resulta na seguinte equação:

$$2V^{2}\left(\frac{1}{X_{q}} - \frac{1}{X_{d}}\right)\cos^{2}(\delta) + \frac{E_{q}V}{X_{d}}\cos(\delta) - V^{2}\left(\frac{1}{X_{q}} - \frac{1}{X_{d}}\right) = 0$$
(4.53)

Utilizando as seguintes variáveis auxiliares:

$$p = \cos(\delta) \tag{4.54}$$

$$a = 2V^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right) \tag{4.55}$$

$$b = \frac{E_q V}{X_d} \tag{4.56}$$

$$c = -V^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right) \tag{4.57}$$

Tem-se:

$$ap^2 + bp + c = 0 (4.58)$$

Onde é possível determinar o valor de p como a solução de um polinômio de segunda ordem:

$$p = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$
(4.59)

Resultando na seguinte equação [4.8]:

$$\delta = \arccos \frac{1}{4} \left[\frac{-E_q X_q}{V(X_d - X_q)} + \sqrt{\left[\frac{E_q X_q}{V(X_d - X_q)} \right]^2 + 8} \right]$$
(4.60)

No sistema de coordenadas PQ, para o traçado do limite teórico de estabilidade de máquinas de polos salientes, utiliza-se a seguinte equação [4.2]:

$$P = \sqrt{-\frac{\left(\frac{V^2}{X_q} + Q\right)^3}{\frac{V^2}{X_d} + Q}}$$
(4.61)

Onde a variação de Q é dado pelo seguinte intervalo:

$$-\frac{V^2}{X_q} \le Q \le -\frac{V^2}{X_d} \tag{4.62}$$

A curva do limite teórico de estabilidade resultante é assintótica com relação ao limite superior de *Q* [4.2], [4.8].

A figura 4.25 mostra um exemplo da curva do limite de estabilidade teórico construída a partir do aplicativo *Geogebra*[®] para valores típicos de uma máquina síncrona de polos salientes. Foram adotados os valores de V = 1,0 pu, $X_d = 1,1$ pu e $X_q = 0,7$ pu.



Fig. 4.25 – Limite de estabilidade teórico traçado no aplicativo Geogebra®

Uma outra forma de traçado do limite de estabilidade de máquinas de polos salientes consiste em um método geométrico como mostrado na figura 4.26.

Inicialmente é traçado a semicircunferência de excitação nula ou curva de saliência com centro em $-V^2(1/X_q + 1/X_d)/2$ e raio igual a $V^2(1/X_q - 1/X_d)/2$. Em seguida são traçadas retas para diferentes valores de δ . Para cada valor de δ encontra-se o ponto de interseção da

reta com δ constante com a semicircunferência de excitação nula (A). Com o ponto de interseção encontra-se um novo ponto na extremidade oposta da semicircunferência para o mesmo valor de potência ativa (B). A partir do ponto de interseção (B) com o mesmo valor de potência reativa, determina-se o valor de potência ativa na interseção com a reta de δ constante obtendo-se o ponto da curva de limite teórico de estabilidade (C) [4.6], [4.13], [4.26].



Fig. 4.26 - Limite teórico de estabilidade traçado pelo método geométrico [4.6], [4.26]

Com base nas metodologias descritas, verifica-se que a curva assíntota tem como limite o círculo de saliência e consequentemente depende dos valores de V^2/X_q e V^2/X_d .

Logo, como já mostrado nos itens 4.4 e 4.5, tanto os valores da tensão terminal e as reatâncias variam com a rotação da máquina. Isto posto, embora haja uma margem de segurança entre os limites teórico e prático de estabilidade, cabe uma análise sobre a dimensão do impacto nestas curvas decorrente da variação da rotação da máquina.

4.9 Limite Prático de Estabilidade

O limite prático de estabilidade pode ser obtido aplicando um fator de segurança sobre a potência ativa para um determinado valor de excitação ou adotando uma margem de segurança para o ângulo de carga [4.4]. Usualmente, utiliza-se um fator de 10 % sobre a potência gerada [4.8].

Para traçar a curva do limite prático de estabilidade é necessário primeiramente traçar a curva do limite teórico de estabilidade. Em seguida, são traçadas curvas de excitação constante para diversos valores de E_q .

Para cada ponto de interseção da curva de limite teórico com a curva de excitação constante, é reduzido 10 % da potência ativa e traça-se um segmento paralelo ao eixo *Q* até um novo ponto de interseção com a mesma curva de excitação constante, obtendo assim o ponto de estabilidade prático [4.6], [4.12].

A figura 4.27 mostra detalhes construtivos da curva de limite prático de estabilidade.



Fig. 4.27 - Limite prático de estabilidade [4.12]

Nota-se que a curva do limite prático de estabilidade é construída a partir da curva do limite teórico e das curvas de excitação constante. Estas curvas, por sua vez, dependem da tensão

terminal, tensão de excitação e das reatâncias de eixo direto e quadratura, as quais variam conforme a rotação da máquina. Logo, conclui-se que a curva do limite prático de estabilidade também será impactada pela variação da rotação da máquina.

4.10 Curva limite de aquecimento nas extremidades da armadura

Além das limitações utilizadas nas curvas de capabilidade tradicionais, considera-se também, em alguns casos, a limitação de temperatura nas extremidades da armadura. Essa limitação ocorre quando a máquina opera subexcitada, e suas restrições são superiores aos limites de estabilidade prática e excitação mínima, conforme mostrado na figura 4.28 [4.7], [4.22].



Fig. 4.28 - Limite de aquecimento nas extremidades da armadura [4.7], [4.22]

Este fenômeno ocorre quando em fraca excitação, as linhas de fluxo na extremidade da armadura se conectam de forma perpendicular com a laminação da armadura originando correntes parasitas no plano de laminação, e consequentemente resultando em aquecimento excessivo nesta região [4.4], [4.7], [4.22]. Ressalta-se que as perdas na região com fluxo perpendicular podem chegar a praticamente 100 vezes as perdas na região paralela do entreferro [4.22].

A figura 4.29 mostra as linhas de fluxo na região paralela do entreferro e nas extremidades da armadura [4.7], [4.22].



Fig. 4.29 - Distribuição das linhas de fluxo nas extremidades da armadura [4.7], [4.22]

O aquecimento nesta região foi identificado por volta de 1930 e com maior impacto em máquinas de polos lisos. A partir de então, diversas modificações foram implementadas na construção das máquinas, como a blindagens magnéticas, utilização de materiais não magnéticos na construção de flanges terminais, dedos de compressão do núcleo dentre outros dispositivos de fixação [4.22], [4.31].

Uma das formas de minimizar o aquecimento nas extremidades da armadura é mostrado na figura 4.30, onde os pacotes de lâmina do núcleo estatórico são construídos em degraus, o que impede que as linhas de fluxo se fechem no plano da laminação do estator [4.22], [4.31].



Fig. 4.30 - Laminação em degraus para a redução de fluxos transversais

Considerando as modificações acima citadas, associadas ao aprimoramento tecnológico na construção de geradores, a curva de limitação de temperatura nas extremidades da armadura se desloca no eixo *Q*, afastando-se da origem e ampliando assim, a faixa de operação da máquina [4.22].

Para o caso de máquinas de polos salientes, com a máquina operando subexcitada, prevalece como limitações as curvas de excitação mínima e limite prático de estabilidade.

4.11 Mapeamento da eficiência de hidrogeradores considerando a operação com rotação variável

Após as análises dos impactos da variação de rotação da máquina síncrona, pretende-se elaborar a curva de capabilidade de um hidrogerador de grande porte, seguido de um mapeamento da eficiência para diferentes condições de rotação.

Propõe-se a construção de gráficos tridimensionais do rendimento da máquina em função da potência gerada e da rotação, sinalizando as regiões de melhor desempenho. Adicionalmente pretende-se analisar a impacto da restrição de ventilação da máquina, o efeito da variação da relação V/F e a influência dos harmônicos de corrente e tensão.

4.12 Elaboração da curva de capabilidade tridimensional

Além do mapeamento da eficiência de geradores de hidráulicos de grande porte, pretendese simular os limites de operação das máquinas variando-se a rotação em ± 10 %.

Em seguida serão construídas curvas de capabilidade tridimensionais através da ferramenta computacional Python para diversas condições de operação, tendo a rotação da máquina como terceiro eixo.

Pretende-se analisar o perfil de cada limitação da curva de capabilidade verificando o impacto da variação da rotação e das perdas conforme figura 4.31.



Fig. 4.31 – Curva de capabilidade tridimensional com a rotação no terceiro eixo

Cabe destacar que para este estudo será considerado o gerador desacoplado da rede elétrica, ficando os conversores de frequência responsáveis pelos ajustes finais do valor da tensão no ponto de conexão com o sistema elétrico.



Fig. 4.32 - Análise das perdas em função da rotação da máquina

Após todos os impactos simulados na curva de capabilidade, os resultados serão analisados enfatizando quais as grandezas, tipos de perdas, conforme figura 4.32, ou limites de operação serão os mais afetados.

CAPÍTULO 5

Estudo de Caso

Neste capítulo, dividido em duas partes, serão propostos alguns estudos de caso de geradores síncronos de polos salientes em operação com rotação variável. Na primeira parte, a partir de ensaios em campo, dados de placa e testes de comissionamento, serão simulados o comportamento do rendimento de uma máquina para a operação com rotação variável. Em seguida serão analisadas as influências dos harmônicos, da relação V/F variável e restrição no sistema de ventilação da armadura. Adicionalmente serão produzidos mapas de eficiência para a referida máquina para várias condições operativas [5.1].

Na segunda parte do estudo, através de modelos apresentados no capítulo 4, serão simulados o comportamento de operação de 04 máquinas de grande porte para rotações acima e abaixo da nominal. Propõe-se também como parte para este estudo, simulações e a construção de curvas de capabilidade tridimensional com a variação de rotação no terceiro eixo, bem como as respectivas análises dos comportamentos das curvas de limites de operação.

5.1 Primeira parte: Mapeamento da eficiência de geradores

Pretende-se neste item a mapear a eficiência de um gerador de grande porte, bem como analisar a composição e fatores que influenciam os diversos tipos de perdas na condição de operação com rotação variável. Por questões de acesso à dados de placa, documentação, testes de comissionamento e oportunidades de desligamentos para ensaios, a UG06 da UHE Furnas foi selecionada para este estudo. A UHE Furnas opera com 8 geradores de 160 MVA resfriados a ar e acionados por turbinas Francis de eixo vertical

Unidade: UG06 Potência Nominal: 160 MVA Tensão nominal: 15 kV Fator de potência: 0,95 Rotação: 150 rpm

5.1.1 Medição das perdas utilizando o método calorimétrico

De acordo com a IEEE STD-115 [5.21] e a IEC-60034-32 [5.23] de todos os métodos propostos, o método calorimétrico é o mais apropriado para medição do rendimento de geradores de grande porte. Este método tem como princípio de que todas as perdas do gerador são traduzidas na forma de calor.

As perdas nos trocadores de calor principais das máquinas refrigeradas a ar são expressas pela seguinte equação:

$$P_g = Q\rho cp\Delta T \tag{5.1}$$

Onde P_g são as perdas nos trocadores de calor principais, Q é a vazão do fluído refrigerante, no caso o ar, ρ é a densidade do ar, cp é o calor específico do ar e ΔT é a diferença das temperaturas de entrada e saída do ar.

Para as perdas nos trocadores de calor dos mancais é utilizada a mesma equação, porém com as propriedades do fluído refrigerante empregado, no caso a água ou óleo.

As perdas nas superfícies radiantes podem ser mapeadas através de superfícies isotérmicas por meio de termopares ou medidas utilizando técnicas de termografia infravermelha [5.2]. As perdas nas superfícies radiantes podem ser expressas utilizando a seguinte equação [5.2]:

$$P_s = h \sum_{i=1}^{n} A_i (T_{si} - T_a)$$
(5.2)

Onde P_s são as perdas nas superfícies radiantes, A_i são áreas das superfícies isotérmicas, T_{si} são as temperaturas das superfícies, T_a a temperatura ambiente na máquina e h é o coeficiente de película que depende da condutibilidade térmica do material, geometria dos componentes analisados e tipo de escoamento [5.2].

Além do mapeamento das superfícies radiantes, o método consiste na medição das temperaturas e vazões dos fluídos refrigerantes, onde são realizados vários giros da máquina em diferentes condições de excitação e carga [5.1].

No primeiro giro, com a máquina funcionando mecanicamente na velocidade nominal e sem excitação, são medidas as perdas por atrito nos mancais e ventilação. Por sua vez, essas perdas podem ser separadas por atrito nos mancais e ventilação das partes girantes do rotor.

No segundo giro com a máquina excitada são realizadas as medições e em seguida são determinadas as perdas no ferro, subtraindo as perdas medidas daquelas determinadas com a máquina girando mecanicamente.

No terceiro giro com operação do gerador com velocidade nominal, com terminais de saída do estator curto-circuitados, excitada até a corrente do estator nominal são medidas as perdas e subtraídas daquelas determinadas no segundo giro para obtenção das perdas no cobre no estator e perdas adicionais.

No giro em carga com a operação da unidade geradora com velocidade, potência, tensão e FP nominais da máquina, são determinadas as perdas do rotor, excitação, escovas e mancal combinado [5.21], [5.23].

No caso da UG06 as perdas medidas utilizando o método calorimétrico, se encontram na tabela 5.1 [5.18].

Tipo de Perdas	[kW]	
Perdas por ventilação	713,78	
Perda no Ferro	540,38	
Perdas no cobre do estator	327,04	
Perdas no rotor	477,81	
Perdas nas escovas	5,93	
Perdas no sistema de excitação	33,96	
Perdas no mancal combinado	156,17	
Total	2492,75	

Tab. 5.1 – Medições de perdas da UG06 da UHE Furnas [5.18]

Para a potência de saída: P = 154.608 kW

Foi encontrado o rendimento: $\eta = 98,41 \%$

As informações complementares relacionadas às medições de vazões, temperaturas estão detalhadas no apêndice A.

5.1.2 Simulação das perdas com dados de projeto

Os valores simulados durante a fase de projeto levam em consideração uma grande quantidade de informações relacionadas aos materiais utilizados e aspectos construtivos como número de circuitos por fase, dimensões do rotor, entreferro, número de ranhuras e dimensões de dutos de ventilação. A metodologia utilizada está detalhada em [5.3]. Os resultados encontram-se na tabela 5.2.

Tipo de Perdas	[kW]	
Perdas por ventilação	608,97	
Perda no Ferro	477,17	
Perdas no cobre do estator	362,25	
Perdas no rotor	354,93	
Perdas adicionais	289,08	
Perdas no sistema de excitação	35,49	
Perdas no mancal combinado	168,00	
Total	2295,89	

Tab. 5.2 – Simulação de perdas da UG06 da UHE Furnas a partir de dados de projeto

Para a potência de saída: P = 154.000 kW

Foi encontrado o rendimento: η = 98,512 %

Constata-se que os valores previstos para as perdas utilizando os parâmetros de projeto estão compatíveis com os valores medidos em campo através do método calorimétrico.

Os dados de entrada e saída das simulações de perdas são apresentados no Apêndice D.

5.1.3 Simulação das perdas em função da potência de saída

A partir das medições das perdas com a máquina com rotação e potência de saída nominal, foi realizada a simulação com a máquina operando com a potência de saída entre 100 e 154 MVA.

Esses valores foram escolhidos por se tratar da faixa de potência de saída em que a máquina usualmente opera de acordo com a curva de colina. A figura 5.1 apresenta o gráfico simulado da eficiência do gerador.



Fig. 5.1 – UG06 - Eficiência x Potência de saída

Para esta simulação foram variadas além da potência de saída, as perdas no cobre do estator e as perdas adicionais em função da corrente da armadura. Os resultados estão compatíveis com os valores esperados.

5.1.4 Cálculo das perdas e influências da rotação variável no rendimento do gerador

As perdas da máquina operando com rotação variável podem ser determinadas por meio das expressões apresentadas no capítulo 03. Entretanto, uma vez determinadas as perdas em condições nominais, ou seja, com rotação fixa, as perdas com diferentes rotações podem ser obtidas através das seguintes expressões [5.6]:

$$P_{atr2} = P_{atr1} \left(\frac{n_2}{n_1}\right) \tag{5.3}$$

Onde P_{atr} são as perdas nos mancais, n_1 rotação em 60 Hz e n_2 a rotação da máquina na condição desejada.

$$P_{\nu 2} = P_{\nu 1} \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3 \tag{5.4}$$

Onde P_{v1} e P_{v2} são as perdas por ventilação com rotação a 60 Hz e frequência de ensaio, respectivamente.

As perdas no ferro podem ser expressas por [5.6]:

$$P_{f2} = P_{f1} \left(\frac{(V_2/f_2)}{(V_1/f_1)} \right)^{2,5} \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^{1,4}$$
(5.5)

Onde V_1 e f_1 correspondem à tensão e frequência operando em 60 Hz e os valores de V_2 e f_2 correspondem à tensão e frequência na rotação de ensaio.

As perdas no ferro também podem ser expressas pela equação:

$$P_{f2} = P_{f1} \frac{\left(K_h f_2 + K_f f_2^2\right)}{\left(K_h f_1 + K_f f_1^2\right)}$$
(5.6)

Onde $K_f \in K_h$ são coeficientes de Foucault e histerese os quais podem ser utilizados valores típicos [5.4], [5.5], [5.7].

As perdas adicionais podem ser determinadas através da seguinte equação [5.6]:

$$P_{ad2} = P_{ad1} \left(\frac{I_{a2}}{I_{a1}}\right)^2 \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^{1,4}$$
(5.7)

Onde I_{a1} e I_{a2} são as correntes na armadura a 60 Hz e frequência de ensaio respectivamente.

Ressalta que as perdas no cobre não dependem diretamente da rotação, entretanto, em máquinas resfriadas a ar com ventiladores radiais, é fundamental uma análise em relação à restrição da corrente na armadura devido à redução da velocidade e consequentemente redução da vazão de ar nos trocadores de calor.

A figura 5.2 apresenta o resultado da simulação da eficiência do gerador da UG06 em função da variação de ±10 % da frequência nominal.



Fig. 5.2 – UG06 – Eficiência versus frequência

Para esta simulação foram utilizadas as informações de medição de perdas com rotação nominal, descritas no item 5.1.2 e as equações apresentadas no item 5.1.4. Foram consideradas as perdas adicionais, perdas no ferro, nos mancais e ventilação em função da rotação.

5.1.5 Análise da composição das perdas

Conforme os resultados da simulação descrita no item 5.1.4, a composição de perdas se modifica conforme a variação da frequência. A figura 5.3 apresenta a composição de perdas para a máquina operando com 54 Hz.



Fig. 5.3 – Composição de perdas para UG06 operando com 54 Hz



A figura 5.4 apresenta a composição de perdas para a máquina operando com 66 Hz.

Fig. 5.4 - Composição de perdas para UG06 operando com 66 Hz

A figura 5.5 apresenta a composição de perdas através do gráfico de barras, comparando as perdas nas condições de operação em 54 e 66 Hz.



Fig. 5.5 – Comparação da composição de perdas para frequência de 54 e 66 Hz

Verifica-se o aumento das perdas que dependem diretamente da rotação, como destaque expressivo para as perdas por ventilação que por sua vez varia com a frequência elevado ao cubo.

Constata-se também o aumento das perdas do ferro em função do aumento da frequência, cujo resultado era esperado devido à componente de perdas por histerese ser dependente diretamente da frequência e a componente de perdas por Foucault dependente da frequência ao quadrado.

5.1.6 Construção de gráfico da eficiência em função da potência e frequência

Neste item será construída a curva de eficiência em três dimensões, ou seja, em função da potência de saída, conforme abordado no item 5.1.3 e frequência conforme descrito no item 5.1.4.

A figura 5.6 representa o gráfico de eficiência da UG06 construído utilizando a ferramenta computacional Python para a faixa de frequência de 54 a 66 Hz e potência de saída entre 100.000 e 154.000 kW.



Fig. 5.6 - Gráfico tridimensional da eficiência da UG06

Pelo gráfico tridimensional é possível mapear os pontos de melhor desempenho na região próxima a 54 Hz e 154 MW. O código Python com detalhes das equações utilizadas na construção do gráfico 3D encontra-se no Apêndice K.

5.1.7 Simulação das perdas em função da rotação utilizando parâmetros de projeto

Neste tópico, foram simuladas as perdas com rotação variável a partir de uma ferramenta computacional utilizada em projetos. São utilizados diversos parâmetros relacionados à tipos de materiais e aspectos construtivos como número de circuitos por fase, dimensões do rotor, entreferro, número de ranhuras e dimensões de dutos de ventilação [5.3].

A tabela 5.3 apresentada resumidamente os principais resultados. As informações relacionadas aos parâmetros de entrada e os dados de saída são apresentados de forma detalhada no Apêndice E.

	138 rpm	139,5 rpm	141 rpm	159 rpm
Perdas no ferro [kW]	551,41	541,26	531,69	427,62
Perdas no cobre estator [kW]	362,25	362,25	362,25	362,25
Perdas adicionais [kW]	263,10	266,32	269,55	308,89
Perdas no rotor [kW]	416,17	406,2	396,79	325,78
Perdas excitação [kW]	41,62	40,62	39,68	32,58
Perdas ventilação [kW]	474,19	489,84	505,70	725,29
Perdas mancal [kW]	131,00	135,00	140,00	200,00
Perdas totais [kW]	2239,74	2241,49	2245,66	2382,41
Rendimento [%]	98,548	98,547	98,544	98,457

Tab. 5.3 – Perdas em função da rotação simuladas utilizando dados de projeto [5.3]

Verifica-se que as perdas adicionais, perdas no ferro, perdas nos mancais e ventilação, todas influenciadas pela rotação variam significativamente. Destaca-se o aumento expressivo das perdas por ventilação. Isso deve ao fato de as perdas por ventilação ser proporcional à frequência elevada ao cubo, conforme descrito no capítulo 3.

Ressalta-se que para esta simulação com rotação variável, foi observada que as perdas no ferro e as perdas no rotor são maiores para rotações abaixo da nominal, contrariando os resultados encontrados no item 5.1.6. Esta diferença se deve ao efeito da relação V/F variável considerada nesta simulação.

5.1.8 Influência da relação V/F nas perdas do gerador operando com rotação variável

No item 5.1.6 foram calculadas as perdas em função da variação de corrente da armadura as quais influenciam diretamente nas perdas adicionais e nas perdas por efeito joule no estator. Também foram determinadas as perdas em função da frequência levando em consideração as perdas por ventilação, atrito nos mancais e perdas no ferro do núcleo estatórico.

Para as perdas no núcleo foi considerada a equação de Jordan (3.10) em função da variação da frequência.

Por outro lado, ao considerar a tensão nos terminais constantes, com a redução da rotação da máquina, deverá ocorrer uma compensação no aumento da densidade de fluxo e consequentemente do aumento na corrente de campo. Vale salientar que em todos os modelos que determinam as perdas no ferro a densidade de fluxo é elevada ao quadrado.

Através da equação (5.5) é possível determinar as perdas no ferro levando em consideração a variação da velocidade da máquina e a influência da relação V/F variável [5.6].

Conforme já mencionado, considerando a redução da velocidade da máquina, ocorre a redução da tensão induzida na armadura de forma proporcional. Entretanto, para se compensar a redução da tensão, há necessidade de uma elevação da corrente de campo que em condições nominais, já se encontra no início da região de saturação.

Além dos métodos já abordados no item 4.5.5 do capítulo 4, a corrente de campo na região de saturação pode ser determinada pelo método de Anderson, através da seguinte equação [5.8]:

$$I_f = \frac{V_t \left[1 + A_g e^{B_g (V_t - 0, 8)} \right]}{R_s}$$
(5.8)

Onde V_t é a tensão nos terminais da máquina, B_g e A_g são coeficientes de saturação e R_s é a inclinação da linha de entreferro.

Para a determinação destes parâmetros, será utilizada a curva de saturação à vazio da máquina em estudo.

Os ensaios do levantamento da curva de saturação em vazio bem como os pontos de medições são apresentados nos Apêndices G e H.

A figura 5.7 mostra a locação dos pontos V_{t1} , V_{t2} , I_{f1} e I_{f2} para a determinação da inclinação da linha de entreferro da máquina.


Fig. 5.7 - Locação dos pontos V_{t1} , V_{t2} , I_{f1} e I_{f2} na curva de saturação a vazio

Do gráfico do ensaio de saturação a vazio, tem-se:

$$V_s = V_{t2} - V_{t1} \tag{5.9}$$

Е

$$R_s = \frac{V_s}{I_{f2} - I_{f1}}$$
(5.10)

Para o caso da UG06 da UHE Furnas:

V_{t1}=1,080 pu

V_{t2}=1,295 pu

I_{f1}= 0,933 pu

l_{f2}= 1,127 pu

 $R_s = 1,108$

O valor da saturação S_G e os coeficientes A_g e B_g , também são determinados a partir da curva de saturação em vazio da máquina conforme figura 5.8.



Fig. 5.8 – Locação dos pontos I_{f_0} , $I_{f1} e I_{f2} e I_{f3}$ na curva de saturação a vazio

Para os valores V=1,0 pu e V=1,2 pu, do ensaio de saturação em vazio da UG06 são encontrados os seguintes valores:

I_{f0}=0,86

I_{f1}=0,98

I_{f2}=1,04

I_{f3}=1,46

Logo, com base nas equações (4.39) e (4.40) são encontrados os seguintes valores:

S_{G1}= 0,1395

S_{G2}=0,4038

Os valores de A_g e B_g podem ser calculados utilizando as expressões (4.41) e (4.42):

Logo,

Ag=0,0405

 $B_g = 6,226$

A partir destes parâmetros calculados, a corrente de excitação utilizada para a determinação das perdas do rotor em função da variação da tensão nos terminais da máquina é expressa por:

$$I_f = \frac{V_t \left[1 + 0.0405 e^{6.226(V_t - 0.8)}\right]}{1.108}$$
(5.11)

Logo, com base na variação das perdas no ferro do estator e perdas Joule no rotor, impactadas pela variação da corrente de excitação, foi possível determinar a eficiência da máquina considerando a relação V/F variável.

A figura 5.9 apresenta a comparação da eficiência da UG06 em função da frequência considerando a Relação V/F constante e variável.



Fig. 5.9 - Eficiência da UG06 considerando a relação V/F constante e variável

O rendimento do gerador considerando a relação V/F variável é apresentado no gráfico da figura 5.10 com escala das ordenadas ampliada, onde constata-se as diferentes curvaturas para frequências acima e abaixo da nominal.



Fig. 5.10 – Eficiência da UG06 considerando a relação V/F variável

Além da assimetria da curva, verifica-se na figura 5.10 que a região de melhor desempenho do gerador se encontra entre 58 e 59 Hz.

Os motivos das diferentes curvaturas do gráfico de rendimento em função da frequência podem ser identificados no gráfico de composição de perdas para frequências variando de 54 a 66 Hz e potência de 154 MW.



Fig. 5.11 – Composição de perdas da UG06 considerando a relação V/F variável

Verifica-se no gráfico da figura 5.11, o aumento das perdas nos mancais em função da frequência, aumento nas perdas adicionais em função da frequência elevado à potência de 1,4 e um expressivo aumento das perdas por ventilação em função da frequência elevada ao cubo.

Entretanto, a variação da relação V/F provoca um aumento significativo das perdas no rotor para frequências menores, devido à variação da corrente de excitação de forma saturada conforme equação (5.8).

No caso das perdas no ferro, também ocorre o aumento das perdas para frequências abaixo da nominal, cujo efeito é contrário ao primeiro caso, no qual se considera a relação V/F constante.

Considerando a relação V/F constante, nas equações de perdas do ferro existe uma componente de perdas por histerese, proporcional à frequência e as perdas por Foucault em função da frequência ao quadrado. Isto faz com que as perdas no ferro aumentam em função da frequência.

Quando se varia a relação V/F, apesar perdas por Foucault em função da frequência ao quadrado, o coeficiente k_f é muito menor, na ordem 500 vezes menor que o k_h . Além disso, nas perdas no ferro, ambas parcelas são multiplicadas pela densidade de fluxo *B* elevado ao quadrado, que por sua vez depende da corrente de excitação saturada. Logo, o valor da densidade de fluxo ao quadrado sendo mais expressivo para frequência menores, resulta em maiores perdas no ferro para menores frequência.



Fig. 5.12 – Gráfico 3D da eficiência da UG06 considerando a relação V/F variável

A figura 5.12 apresenta o gráfico tridimensional da eficiência da UG06 em função da potência de saída e frequência considerando a relação V/F variável.

Pelo gráfico tridimensional é possível mapear os pontos de melhor desempenho na região próxima a 58 Hz, confirmando as análises elaboradas através do gráfico 2D da Figura 5.10. O código Python com detalhes das equações utilizadas na construção do gráfico 3D encontra-se no Apêndice K.

5.1.9 Influência dos harmônicos nas perdas no ferro, do cobre do estator e nas perdas adicionais

Os harmônicos estão presentes em todos os sistemas que utilizam eletrônica de potência. No caso de máquinas operando com rotação variável, os harmônicos influenciam principalmente nas perdas do cobre, no laminado do estator, nas sapatas polares e enrolamentos amortecedores [5.29]. As ordens harmônicas ocorrem acordo com a configuração dos sistemas conversores, ou seja, para menores frequências em sistemas tiristorizados back to back ou LCC e para maiores frequências no caso de sistemas VSC que utilizam a tecnologia PWM por meio de chaveamento de transistores IGBT e GTO ou semicondutores IEGT e IGCT em conversores multi níveis MMC.

No caso em questão será simulada a influência de harmônicos considerando um sistema de conversor tiristorizado LCC.

Os harmônicos originados no chaveamento dos tiristores estão presentes nas formas de onda de tensão e de corrente ocorrendo em diferentes amplitudes e ordens harmônicas.

As perdas no cobre do estator, considerando a influência dos harmônicos de corrente é expressa por:

$$P_{cu} = P_{cu1} + \sum_{i=k}^{m} R_a K_{ra} I_{ai}^2$$
(5.12)

Onde K_{ra} é o fator de perdas por efeito pelicular e o índice *i* variando de *k* até *m* representam as ordens harmônicas consideradas.

As perdas por harmônicos no ferro, em geral, estão relacionadas com as correntes de excitação e a geometria das sapatas dos polos e para um cálculo preciso dessas perdas, é necessária uma ferramenta computacional do tipo FEA. No caso em questão, serão avaliadas as perdas referentes às harmônicas oriundas dos conversores tipo LCC.

Logo, as perdas no ferro consideradas, são influenciadas pelos harmônicos de tensão e podem ser expressas pela seguinte expressão:

$$P_{fe} = P_{fe1} + k_h \sum_{i=k}^m f_i B_i^2 + k_f \sum_{i=k}^m f_i^2 B_i^2$$
(5.13)

Cabe ressaltar que existem diversos modelos para a obtenção das perdas no ferro onde são considerados a indução magnética *B* para cada parte do núcleo e calculados separadamente [5.7], [5.9].

Também existem modelos onde são considerados a variação dos coeficientes K_h e K_f de acordo com a frequência e com a indução magnética [5.7], [5.9], [5.11].

Para as simulações do caso em questão, serão utilizados valores médios típicos de K_h e K_f conforme a Tabela 5.4

Referência	[5.4]	[5.5]	[5.9]	[5.10]
K _h [W/(kgHzT ²)]	2,71 x 10 ⁻²	3,25 x 10 ⁻²	2,21 x 10 ⁻²	1,47 x 10 ⁻²
$K_f [W/(kgHz^2T^2)]$	11,01 x 10 ⁻⁵	8,30 x 10⁻⁵	11,23 x 10 ⁻⁵	14,10 x 10 ⁻⁵

Tab. 5.4 – Valores típicos de K_h e K_f

Para a obtenção das perdas no ferro, além dos valores de K_h e K_f , é necessário conhecer os valores da indução magnética e da massa do núcleo magnético para a região da coroa e dos dentes do laminado. Logo, serão considerados:

Indução magnética na coroa do núcleo do estator: 0,971 [T]

Indução magnética média nos dentes: 1,583 [T]

Diâmetro interno do núcleo do estator: 9500 [mm]

Diâmetro externo do núcleo: 10250 [mm]

Número de ranhuras: 468

Largura da ranhura: 23,8 [mm]

Altura da ranhura: 147,5 [mm]

Massa específica das chapas de aço silício: 7,65 [g/cm³]

Altura do núcleo do estator: 1760 [mm]

As perdas adicionais também são influenciadas pelos harmônicos, e uma vez determinadas as perdas em condições nominais, pode ser expressa através da seguinte equação:

$$P_{ad2} = P_{ad1} + k_{ad} f^{1,4} \sum_{i=j}^{m} I_{ai}^2$$
(5.14)

Para efeito de simulação da influência de harmônicos no rendimento de geradores, serão utilizados valores médios típicos das ordens harmônicas de tensão e corrente. Vale ressaltar que amplitude dos harmônicos depende o ângulo de disparo dos tiristores [5.13], [5.29]

A figura 5.13 apresenta graficamente os principais harmônicos típicos de corrente para conversores tiristorizados [5.12], [5.13], [5.14], [5.16].



Fig. 5.13 – Harmônicos típicos de corrente

A figura 5.14 apresenta os principais harmônicos de tensão típicos para conversores tiristorizados [5.12], [5.14], [5.15].



Fig. 5.14 – Harmônicos típicos de tensão

As perdas considerando a influência de harmônicos de tensão e corrente para a frequência de 60 Hz são apresentadas na tabela 5.5.

	Perdas não	Perdas com a	Diferença [%]
	considerando	influência dos	
	harmônicos [kW]	harmônicos [kW]	
Perdas no cobre do estator	327,04	349,30	6,81
Perdas no ferro	540,38	592,50	9,64
Perdas adicionais	237,69	252,42	6,19

Tab. 5.5 - Perdas da UG06 considerando a influência de harmônicos

A figura 5.15 representa graficamente a eficiência da UG06 em função da frequência, levando em consideração a influência dos harmônicos nas perdas do núcleo do estator, no cobre e perdas adicionais.

Observa-se, através do gráfico da figura 5.15 que as harmônicas oriundas dos sistemas conversores, impactam em toda faixa de frequência em estudo.



Fig. 5.15 – Eficiência da UG06 considerando a influência de harmônicos

De fato, as perdas harmônicas são significativas e podem levar a um sobreaquecimento da máquina. A título de ilustração, a Usina de Grimsel 2, na Suíça, operando com quatro máquinas síncronas de polos salientes de 100MVA, com uma máquina operando com rotação variável na configuração CFSM back to back, utiliza filtros harmônicos em 3 níveis para evitar o sobreaquecimento adicional no rotor e estator [5.20].



Fig. 5.16 – Gráfico 3D da eficiência da UG03 considerando a influência de harmônicos

A figura 5.16 apresenta o gráfico tridimensional do rendimento em função da potência e frequência, considerando a influência dos harmônicos de tensão e corrente.

Pelo gráfico tridimensional é possível mapear os pontos de melhor desempenho na região próxima a 54 Hz e potência de 154 MW. O código Python com detalhes das equações utilizadas na construção do gráfico 3D encontra-se no Apêndice K.

5.1.10 Influência da redução de corrente da armadura por restrição de ventilação

Conforme já abordado no capítulo 4, em hidrogerador de grande porte com eixo vertical, o sistema de resfriamento é realizado através de ventiladores radiais acoplado no eixo o qual retira o ar quente do interior da máquina direcionando-o para trocadores de calor do tipo ar/água.

No caso da operação do gerador com rotação abaixo da nominal, o sistema de ventilação restringe o fluxo de ar através dos trocadores de calor e consequentemente impacta na temperatura da armadura [5.24], [5.25], [5.26].

Para a simulação será utilizada a variação da corrente em função da variação da rotação. Neste caso, as perdas no cobre conforme mostrado no capítulo 4 e com base na equação (4.24), são expressas por:

$$P_{cs} = R_a I_a^2 \left(\frac{f_2}{f_1}\right) \tag{5.15}$$

Onde f_1 é a frequência nominal e f_2 a frequência de ensaio.

A figura 5.17 apresenta a comparação das curvas de rendimento em função da frequência com e sem a restrição de ventilação.



Fig. 5.17 – Comparação das curvas de eficiência com e sem restrição de ventilação

De fato, a variação da ventilação tem impacto no rendimento do gerador no qual ocorre um ganho na eficiência para velocidade acima da nominal. Todavia, a restrição de corrente da armadura por redução de vazão nos ventiladores radiais vai na direção contrária ao propósito da operação com rotação variável que tem como objetivo o ganho de eficiência e otimização da operação. Esta condição necessita de uma análise minuciosa na fase de projeto ou adaptação do gerador para operação com rotação variável.

5.2 Segunda parte: construção de curvas de capabilidade em 03 dimensões

Foram selecionadas máquinas de 04 usinas hidrelétricas com diferentes valores de potência de saída e reatâncias síncronas. Cabe ressaltar que todas as máquinas se encontram em operação com rotação fixa e frequência em 60 Hz. Logo as curvas de capabilidade serão construídas a partir da simulação da variação da rotação utilizando os dados nominais das respectivas máquinas em estudo.

Por questões de acesso à manuais, testes de comissionamento, oportunidades de desligamentos para ensaios, a UG06 da UHE Furnas apresenta um estudo mais detalhado.

Cabe observar que os geradores síncronos na configuração *back to back* projetados para operação com rotação variável, em geral, operaram com tensão variável e fluxo constante para rotações abaixo da nominal e com tensão constante para rotações acima da nominal. Devido ao desacoplamento com o sistema elétrico e transferência somente de potência ativa, operam com fator de potência unitário [5.28], [5.29]. [5.30].

Não obstante, partindo do princípio de que a UG06 da UHE Furnas foi projetada para operação com rotação fixa, entende-se que alguns estudos preliminares se fazem necessários levando em consideração as limitações e características construtivas da máquina. Fazem parte destes estudos a análise de elevação de temperatura do rotor, corrente de excitação, temperatura de mancais, sistemas de resfriamento do gerador e análise do limitador V/F.

Os ensaios de medição da resistência do estator e do rotor, curva de saturação são apresentados nos Apêndices B, C e G respectivamente.

5.2.1 Simulação da corrente de excitação para um acréscimo da tensão nos terminais da armadura

A operação do gerador com rotação variável pode ocorrer com tensão constante ou com excitação constante. Uma vez que a máquina está acoplada ao sistema elétrico por meio de conversores, a tensão também pode ser controlada por meio dos OLTCs dos transformadores elevadores ou ajustada no ponto de conexão por meios dos conversores.

Não obstante, conforme descrito no item 4.4.1, para a redução da rotação, implica na redução da tensão terminal da máquina. Para manter ou elevar o valor da tensão nos terminais da máquina, surge na necessidade da compensação deste valor através do aumento da corrente de excitação.

No item 5.5.6 foram apresentadas diversas formas para se determinar a corrente de campo na região saturada para variação de tensão nos terminais da máquina. Para o estudo da variação de tensão nos terminais da UG06, será utilizado o método gráfico através da reatância de *Potier* [5.21].

Para a máquina em questão tem-se:

X_d = 0,864 (pu) X_q = 0,610 (pu)

 $X_p = 0,180 \text{ (pu)}$

 $Cos \varphi = 0,9$

Considerando uma variação de 5% da tensão nominal nos terminais e para a condição potência aparente nominal:

V= 1,05 (pu)

S = 0,900 + j0,435 (pu)

Utilizando os dados na equação (4.32) Tem-se:

 $\delta = 21,85^{\circ}$

E através da equação (4.35),

$$E_q = 1,553$$
 (pu)

Para a tensão de Potier [5.21]:

$$E_p = |V| + jX_p |I_a| [cos(\varphi) + jsen(\varphi)]$$
(5.16)

Resulta em,





Fig. 5.18 – Locação dos pontos $E_{\rm p}$ e $E_{\rm q}$ na curva de saturação a vazio

Com os valores de E_q e E_p no gráfico de saturação em vazio da Figura 5.18, é possível determinar os pontos I_{fq} cuja corrente de excitação corresponde ao valor de E_q na linha de entreferro, e I_{fs} que corresponde a diferença entre as correntes de excitação para a tensão E_p nas curvas de entreferro e de saturação.

I_{fq} = 1,36 (pu)

*I*_{fs} = 1,21 -0,98 = 0,23 (pu)

E de acordo com a equação (4.39), tem-se:

I_f = 1,59 (pu) ou *I_f* = 1100,28 (A)

O cálculo da corrente de campo utilizando método de Potier foi repetido para a variação de 5 a 7% da tensão nos terminais e os resultados encontrados estão apresentados na Tabela 5.6.

5.2.2 Cálculo da temperatura do rotor em função da variação da tensão e corrente de excitação

Após determinar a corrente de campo para condição de aumento da corrente de excitação, conforme analisado no item anterior, faz-se necessária verificar se a elevação de temperatura do rotor está em conformidade com a IEEE STD 115 e IEC 60034-33.

Inicialmente foi realizada a leitura da temperatura do rotor para várias condições de corrente de excitação. Estes valores foram extraídos diretamente do painel do SAGE localizado na sala de controle da UHE Furnas conforme figura 5.19.



Fig. 5.19 – Medições de grandezas elétricas da UG06

De posse das leituras de da corrente de excitação e valores de temperatura foi construído um gráfico da temperatura em função da potência dissipada no rotor. Para o cálculo da potência dissipada foi utilizado o valor da Resistência do rotor *Rr* = 0,3117 Ω cuja medição apresentada no Apêndice C.



Fig. 5.20 - Potência dissipada no enrolamento de campo versus temperatura

Com os valores de potência dissipada no rotor e temperatura plotados, foi traçada uma linha de tendência com o objetivo de projetar a elevação de temperatura do rotor para valores de corrente de excitação encontradas através da modelagem de Potier.

A tabela 5.6 apresenta o resumo dos valores encontrados para a faixa de tensão analisada.

ΔV [%]	E _q [pu]	E _p [pu]	I _{fq} [pu]	I _{fs} [pu]	l _f [pu]	I _f [A]	P _d [kW]	T [°C]
5,0	1,553	1,135	1,36	0,23	1,59	1100,28	377,34	103,5
6,0	1,585	1,144	1,37	0,26	1,63	1127,96	396,57	106,0
7,0	1,589	1,152	1,38	0,28	1,66	1148,72	411,30	107,5

Tab. 5.6 – Elevação de temperatura do rotor da UG06

Conforme a tabela 5.6, constata-se que o valores de elevação de temperatura do rotor encontrados estão em conformidade com as Normas IEEE-STD-115 e IEC-60034-33 apresentado na tabela 4.1.

5.2.3 Análise de elevação de temperatura do mancal escora

Conforme abordado no capítulo 3, as perdas nos mancais escora variam com a rotação, dentre outros fatores, como carga, diâmetro do eixo, viscosidade do óleo lubrificante de acordo com a equação (3.41).

Adicionalmente a variação das perdas nos mancais escora estão diretamente relacionadas com a temperatura do fluido refrigerante conforme equação (5.1) utilizada para o cálculo de perdas pelo método calorimétrico.

O mancal conjugado da unidade geradora em estudo é composto pelo conjunto de mancal guia do gerador com 12 sapatas e o mancal escora também composto por 12 sapatas cuja lubrificação é feita por óleo tipo DTE H-Medium alojada em um tanque com capacidade de 4100 litros. O sistema de refrigeração é realizado por um conjunto de trocadores de calor tipo placa montado em um *skid* externo à máquina.

A temperatura nominal do óleo lubrificante é de 50 °C com alarme de temperatura ajustado em 55 °C e desligamento ajustado em 60 °C. As sapatas operam com temperatura de 70 °C, com a temperatura de alarme ajustada para 75 °C e desligamento em 80 °C.

A figura 5.21 mostra o monitoramento da temperatura do óleo e segmentos do mancal escora no painel do SAGE na sala de controle.



Fig. 5.21- Monitoramento da temperatura do óleo e segmentos do mancal escora

Considerando as características da máquina, coeficiente de atrito das sapatas dos mancais, vazões e características dos fluídos refrigerante constante é possível associar a variação da temperatura do fluído refrigerante ou óleo lubrificante em função da rotação da máquina. Tomando o circuito primário de óleo lubrificante como referência, considerando a temperatura do mancal próxima à temperatura de saída do óleo da caixa do mancal e a partir dos dados medidos através do método calorimétrico obtém-se o gráfico da figura 5.22.



Fig. 5.22 – Temperatura do óleo do mancal escora em função da rotação

Através do gráfico da temperatura versus rotação, verifica-se que a temperatura do óleo varia em torno de ± 1,0 °C para uma variação de ±7 % da rotação. Considerando que o aumento da temperatura na sapata nas mesmas proporções e os valores ajustados para desligamento por alta temperatura, entende-se que a variação de velocidade nos valores estabelecidos não afeta o funcionamento do mancal.

5.2.4 Simulação das elevações de temperatura dos enrolamentos do rotor e estator utilizando parâmetros construtivos e de projeto

A tabela 5.7 apresenta os valores de elevação de temperatura do enrolamento do estator e enrolamento do rotor utilizando o algoritmo descrito em [5.3]. Os dados de entrada e resultados são apresentados de forma detalhada no Apêndice I.

	138 rpm	139,5 rpm	141 rpm	150 rpm	159 rpm
Elevação de Temperatura nos enrolamentos do estator [°C]	51,7	51,5	50,8	50,5	49,8
Elevação de temperatura do rotor [°C]	102,7	98,7	95,0	79,2	68,8

Tab. 5.7 – Simulação da elevação de temperatura dos enrolamentos da UG06

Constata-se que ambas as temperaturas do rotor e enrolamento do estator se elevam com a redução da velocidade.

Um dos principais fatores está na redução da velocidade da máquina e consequentemente da velocidade de ar nos dutos de ventilação e trocadores de calor.

Outro fator de elevação da temperatura, mais especificamente do rotor, está ligado ao aumento da corrente de excitação para a compensação da queda tensão devido à redução da rotação.

Ressalta-se que o valor da elevação de temperatura deve ser acrescido o valor de 40°C conforme estabelecido pela IEC-60033-34.

Por outro lado, para os valores simulados, entende-se que apesar da elevação significativa da temperatura, estes valores ainda estão em conformidade com as Normas IEC STD 115 e IEC 60034-33 apresentados na tabela 4.1.

5.2.5 Análise da vazão de ar no sistema de resfriamento em função da variação da velocidade

A UG06 da UHE Furnas é provida 'de ventiladores radiais superior e inferior como parte do sistema de resfriamento do gerador. Com o objetivo de validar o impacto da rotação da máquina no sistema de ventilação foram realizadas medições da velocidade do fluxo de ar nos trocadores de calor em função da rotação.

A figura 5.23 mostra parcialmente o painel do SAGE com a medição da rotação da máquina além de outras grandezas.

Medições da Unidade Geradora 6						
0.2	MW	0.00	Hz			
1.2	MVAr	0.0	V (Campo)			
0	A (la)	0	A (Campo)			
0	A (lb)	0	° C (Campo)			
49	A (Ic)	1.0	% Distr.			
0.2	kV (Vab)	67.6	% Limit.			
0.3	kV (Vbc)	94.1	% RPM			
0.3	kV (Vca)					

Fig. 5.23 – Rotação da UG06 durante processo de parada.

Com a máquina girando mecanicamente em processo de parada foi possível fazer algumas medições da velocidade do fluxo de ar em função da rotação, resultando no gráfico da figura 5.24. Para a medição do fluxo de ar nos trocadores de calor é fundamental para todas as medições manter a distância entre o anemômetro e o radiador e a realização das leituras no mesmo ponto, haja vista que por questões construtivas, existe diferença de velocidade de ar em determinadas regiões do radiador [5.2].



Fig. 5.24 – Velocidade de ar nos radiadores em função da rotação da máquina

De fato, constata-se uma redução linear do fluxo de ar nos radiadores em função da redução da rotação. Para uma máquina qualquer operando com valores de temperatura

próximos do limite da classe de isolação, a redução da vazão de ar nos trocadores de calor irá comprometer o funcionamento do gerador. Entretanto, especificamente no caso da UG06, esta máquina foi construída com enrolamentos de classe de isolação B e posteriormente substituído por classe de isolação tipo F. Em condições de operação com potência e rotação nominal, os valores de temperatura do rotor e estator estão distantes dos limites previstos para a classe de isolação tipo F. Adicionalmente, através dos resultados apresentadas na tabela 5.7 verifica-se que para as rotações simuladas, os valores de temperatura estão dentro dos limites admissíveis.

5.2.6 Análise do limitador V/F

O ensaio do limitador V/F é realizado com a máquina excitada e desconectada do sistema elétrico variando a frequência de 1,0 a 0,9 pu.

A figura 5.25 mostra o ensaio do limitador V/F com tensão inicial de 1,05 pu, a frequência com 1,0 pu e a corrente de excitação em torno de 0,72 pu em relação ao valor nominal, ou seja aproximadamente 705 A.



No ponto *A* foi iniciada a redução de frequência onde constata-se o valor da tensão terminal constante e o aumento da corrente de excitação. No ponto *B* com o valor da frequência próximo a 0.955 pu houve a atuação do limitador V/F com a relação próxima à 1,1. A partir do ponto *B* a frequência continua a reduzir na mesma relação da tensão, porém com excitação constante.

O ponto *C* é o menor valor de teste com o valor da frequência em 0,9 pu. A partir do ponto *C* a frequência aumenta até o ponto D, onde o limitador V/F deixa de atuar. A partir do ponto *D*, com a frequência aumentando, a tensão terminal se mantém constante e o valor da corrente de excitação reduz até o ponto *E*. A partir do ponto *E*, a frequência se mantém com o valor de 1,0 pu.

Cabe destacar que apesar da possibilidade de realização do teste com a relação V/F em 1,1, em geral, os hidrogeradores operam com relação V/F ligeiramente abaixo desde valor conforme já abordado no item 4.5.4.

Logo, as simulações da UG06 da UHE Furnas operando com rotação variável, serão realizadas com a relação V/F menor que de 1,1.

5.2.7 Construção da curva de capabilidade da UG06 da UHE Furnas

Para a construção de uma curva de capabilidade UG06 foram realizadas as análises descritas entre os itens 5.2.1 e 5.2.6 levando em consideração a elevação de temperatura do rotor, corrente de excitação, temperatura de mancais, sistemas de resfriamento do gerador e limitador V/F. Foi constatado que para uma variação de ±7 % da rotação todos os fatores analisados estão dentro das condições de projeto ou aceitáveis dentro de limites estabelecido por normas.

A curva de capabilidade da UG06 utilizada em condições nominais é apresentada no Apêndice J.

Para a construção das curvas tridimensionais foi utilizado um código desenvolvido em Python cujo algoritmo de construção da curva de limite térmico do rotor e limite teórico de estabilidade é baseado na aplicação de métodos geométricos conforme abordado no item 4.5.1, detalhado nas figuras 4.13 e 4.14, e item 4.8 conforme figura 4.26. O código Python utilizado encontra-se no Apêndice L. **1º caso**: construção da curva de capabilidade tridimensional com tensão constante, variando a X_d , X_q em função da rotação.

Para este caso, a curva será construída para a faixa de rotação entre 0,93 e 1,07 pu e a tensão terminal será mantida constante.

Com a variação da rotação, os valores de X_d e X_q serão alterados e consequentemente, ocorrerão os deslocamentos da curva de saliência, das curvas de limite de estabilidade e variação da corrente de excitação, que por sua vez, exercerá influência na curva do limite térmico do rotor.

Trazendo para o caso da UG06 da UHE Furnas com X_d = 0.864 e X_q = 0.610, tem-se a curva tridimensional da figura 5.26.



Fig. 5.26 – Curva de capabilidade 3D da UG06 com X_d e X_q em função da rotação

Pelo fato do valor de X_d menor que 1,0 pu, predomina-se a curva do limite térmico da armadura sobre o limite prático de estabilidade e curva de excitação mínima.

Ressalta-se que na curva tridimensional verifica-se apenas uma discreta variação do limite de temperatura do rotor devido a compensação da corrente de excitação para manter constante o valor da tensão nos terminais.

A fig. 5.27 elucida o resultado da curva tridimensional da figura 5.26, onde foi construído o gráfico 2D da UG06 com valores de 1,0 pu e 0,93 pu da rotação nominal.



Fig.5.27 - Deslocamento da curva de saliência e limite térmico do rotor da UG06

Verifica-se com a redução rotação, a manutenção do valor da potência aparente, o aumento do diâmetro e afastamento da curva de saliência em relação à origem no eixo Q, o aumento da corrente de campo, e uma discreta variação no limite térmico do rotor.

2º caso: construção da curva de capabilidade variando X_d, X_q e a tensão terminal em função da rotação

A figura 5.28 apresenta a curva de capabilidade tridimensional variando X_d , X_q e a tensão terminal em função da rotação na faixa de 0,93 a 1,07 pu.



Fig. 5.28 – Curva de capabilidade da UG06 com X_d , X_q e a tensão terminal em função da rotação Conforme mencionado no primeiro caso, para X_d menor que 1,0 pu, predomina-se a curva do limite térmico da armadura sobre o limite prático de estabilidade e curva de excitação mínima.

Entretanto é perceptível a variação da curva de limite térmico da armadura em função da variação de tensão. Apesar da simulação com excitação constante, nota-se também a variação da curva de limite térmico do rotor em função da variação de tensão e deslocamento da curva de saliência.

3º caso: Construção da curva de capabilidade variando a X_d, X_q e a corrente da armadura.

Neste caso, a construção da curva de capabilidade para a faixa de frequência de 0,93 a 1,07 pu, será realizada com a variação de X_d, X_q e a corrente da armadura em função da restrição da vazão de ar nos dutos de ventilação conforme equação (4.24). Para análise da curva de limite térmico da armadura, a tensão será mantida constante.



Fig. 5.29 - Curva de capabilidade da UG06 com restrição da corrente da armadura

Conforme figura 5.29, a curva de limite térmico da armadura é a mais impactada devido à variação de corrente na armadura, resultando assim na variação da potência aparente.

Constata-se uma pequena variação na curva do limite térmico do rotor e a influência da curva de limite prático de estabilidade para rotação acima 1,03 pu.

A implementação no código Python da restrição de corrente na curva da armadura encontra-se no Apêndice L2

4º caso: Influência das perdas na curva de capabilidade tridimensional

A construção da curva de capabilidade para a faixa de frequência de 0,93 a 1,07 pu, foi realizada com a variação de X_d, X_q e variando curva de limite térmico da armadura S em função das perdas. Neste caso, o impacto das perdas ocorrerá na componente potência ativa conforme equação:

$$P = 1 - (k_0 + k_1 f + k_2 f^{1,4} + k_3 f^3)$$
(5.17)

Onde os valores de k_0 , k_1 , k_2 e k_3 foram extraídos das medições e simulações abordadas no item 5.1.4. A implementação das perdas no código Python encontra-se no anexo L3.

A figura 5.30 apresenta a curva de capabilidade e a influência das perdas em função da rotação. Para efeito de análise da curva de limite térmico da armadura, a tensão foi mantida constante.



Fig. 5.30 - Curva de capabilidade da UG06 considerando as perdas em função da rotação

Nesta condição, verifica-se uma redução da potência ativa com valor máximo ligeiramente abaixo de 1,0 pu. Também é perceptível na curva de limite térmico de temperatura, a manutenção da potência reativa no eixo Q no valor de - 1,0, mostrando a influência das perdas somente na potência ativa. Vale destacar que a análise no eixo Q é somente possível para casos que não ocorrem a influência da curva de excitação mínima e da curva de limite de estabilidade.

5.2.8 Construção da curva de capabilidade da UG02 da UHE Batalha

Para unidade 02 da UHE Batalha com potência aparente S= 29 MVA e reatâncias X_d = 0,98 e X_q =0,70 foram construídas curvas em 3D nas seguintes condições: variando-se as reatâncias, a tensão terminal e a corrente da armadura em função da rotação entre 0,9 a 1,1 pu.

A curva de capabilidade da UG02 utilizada em condições nominais é apresentada no Apêndice J.

1<u>e</u> **caso**: com tensão constante e variando a X_d , X_q em função da rotação.

A fig 5.31 representa a curva de capabilidade tridimensional da UG02 da UHE Batalha com tensão constante e variando a X_d , X_q em função da rotação.



Fig. 5.31 - Curva de capabilidade 3D da UG02 com X_d e $X_q\,\text{em}$ função da rotação

Os geradores da UHE Batalha, possuem o valor de X_d ligeiramente abaixo de 1,0 pu, e a curva de excitação mínima começa a se manifestar entre os limites operacionais para a

rotação próxima de 1,0 pu. É possível observar a transição das influências da curva do limite de estabilidade e limite térmico da armadura para rotação próxima a 0,925 pu.

2º caso: variando X_d, X_q e tensão terminal em função da rotação

A fig 5.32 representa a curva de capabilidade tridimensional da UG02 da UHE Batalha variando a X_d , X_q e a tensão terminal em função da rotação.



Fig. 5.32 - Curva de capabilidade 3D da UG02 da UHE Batalha com X_d e X_q e tensão terminal função da rotação

Constata-se neste caso, que com a variação de tensão e da rotação, a curva de excitação mínima não faz interseção com as curvas de limites operacionais, prevalecendo a curva de limite térmico da armadura. Constata-se a variação do limite térmico do rotor e a curva de limite de estabilidade prática presente em toda faixa de rotação em estudo.

3º_caso: alterando X_d, X_q com restrição de corrente em função da rotação.

A fig 5.33 representa a curva de capabilidade tridimensional da UG02 da UHE Batalha variando a X_d , X_q e a corrente da armadura em função da rotação. Devido à restrição de vazão de ar nos dutos de ventilação, a corrente da armadura varia conforme equação (4.24). Para análise da curva de limite térmico da armadura, a tensão será mantida constante.



Fig. 5.33 - Curva de capabilidade 3D da UG02 da UHE Batalha com X_d e X_q e restrição da corrente da armadura em função da rotação

Semelhante aos casos anteriores, curva de limite térmico da armadura é a mais impactada, resultando na variação da potência aparente.

Também fica evidente a transição das influências de curvas limites de excitação e estabilidade, principalmente para rotações menores que 0.975 pu, onde começa a predominar a curva do limite térmico da armadura.

5.2.9 Construção da curva de capabilidade da UG03 da UHE Marimbondo

Para unidade 03 da UHE Marimbondo com potencia aparente S= 190 MVA e reatâncias X_d = 1,06 e X_q =0,63 foram construídas curvas em 3D nas seguintes condições: variando-se as reatâncias, a tensão terminal e a corrente da armadura.

A curva de capabilidade da UG03 utilizada em condições nominais é apresentada no Apêndice J.

Neste item será utilizado um segundo código desenvolvido em Python cujo algoritmo de construção das curvas de limites térmico do rotor e limite teórico de estabilidade é baseado na aplicação das equações (4.26), (4.27), (4.28) e (4.61). Estas implementações no código Python encontram-se nos apêndices L4 e L6.

Para a construção da curva de limite prático de estabilidade foram traçadas 10 curvas de limaçons fazendo interseção com a curva de limite teórico de estabilidade e utilizado os métodos de convergência de Newton Raphson e Richard Brent. Tais implementações no código Python estão anexadas nos apêndices L5 e L7.

Em seguida a partir da localização dos 10 pontos de interseção com as respectivas curvas de limaçons, foi utilizada uma interpolação cúbica utilizando o comando *cubicspline* para ajuste na curva de limite teórico de estabilidade. Esta rotina implementada no código python encontra-se anexa no apêndice L8.

Este código possibilita visualizar separadamente em 2D detalhes construtivos de cada limite da curva de capabilidade conforme figura 5.34. Também foi implementada a função de ampliação da curva através do comando *zoom_factor*, cujo código Python encontra-se anexo no Apêndice L9.

Este cógido em Python também permite o traçado a curva de Capabilidade em 2D mostranto os pontos de interseção das curvas limites conforme mostrado na figura 5.35. Também é possível utilizar alguns recursos, como seleção de curvas, espessura e cores das linhas.



Fig. 5.34 - Curva de capabilidade em 2D mostrando detalhes construtivos

A figura 5.35 apresenta a curva de capabilidade 2D da UG03 da UHE Marimbondo em condições nominais.



Fig. 5.35 - Curva de capabilidade 2D da UG03 da UHE Marimbondo

1º caso: Construção da curva de capabilidade variando a X_d e X_q de com rotação na faixa de 0,9 a 1,1 pu, mantendo a tensão constante.

A figura 5.36 apresenta a curva de capabilidade da UG03 da UHE Marimbondo com a variação de a X_d e X_q de com rotação na faixa de 0,9 a 1,1 pu.

Através deste código em Python, é possível alterar a quantidade de curvas geradas, a espessura das linhas e assinalar com uma linha de outra cor e espessura a curva com as características nominais.



Fig. 5.36 - Curva de capabilidade 3D da UG03 da UHE Marimbondo com X_d e X_q em função da rotação

Os geradores da UHE Marimbondo, possuem o valor de X_d ligeiramente acima de 1,0 pu, o que evidencia a presença da curva de excitação mínima na composição da curva de capabilidade. É possível notar a transição da influência da curva de excitação mínima para

rotações menores que 0,95 pu, e para a curva de limite de estabilidade para rotações menores que 1,05 pu.

Através a figura 5.37 é possível constatar uma discreta variação da curva de limite térmico do rotor. Este fato também foi observado na máquina da UHE Furnas conforme elucidado na figura 5.27.



Fig. 5.37 – Variação do limite térmico do rotor

Verifica-se uma pequena variação do limite térmico do rotor através da redução da potência reativa Q em função da rotação.

2º_caso: alterando X_d, X_q, com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal

A figura 5.38 apresenta a curva de capabilidade 3D em função da rotação, com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal. Neste caso foi utilizada a variação de -15% a + 10% da rotação nominal e fator de potência unitário. A implementação no código Python desta forma de operação, encontra-se anexa no Apêndice L10.



Fig. 5.38 - Curva de capabilidade da UG06 da UHE Marimbondo com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal.

Vale ressaltar que este caso é o que mais se aproxima da operação usual de geradores com topologia CFSM, ou seja, com operação no modo VVVF - *Variable Voltage Variable Frequency* para rotações abaixo da nominal e operações com campo enfraquecido para rotações acima da nominal. Foi inserida uma curva com linhas na cor vermelha para identificara curva nas condições nominal, ou seja, com rotação igual a 1,0 pu.

Verifica-se uma significativa influência na curva de excitação mínima e deslocamento no eixo Q no sentido da origem à medida que se aumenta a rotação. Por outro lado, à medida que se reduz a rotação, observa o deslocamento da curva de excitação mínima no eixo Q no sentido da origem, porém com menor influência. Também é possível verificar a variação da curva limite térmico da armadura e limite térmico do rotor para rotações abaixo da nominal.

3º caso: alterando X_d, X_q com restrição de corrente em função da rotação

A figura 5.39 representa a curva de capabilidade tridimensional da UG03 da UHE Marimbondo variando a X_d , X_q e a corrente da armadura conforme equação (4.24). Para análise da curva de limite térmico da armadura, a tensão será mantida constante.



Fig. 5.39 - Curva de capabilidade da UG03 da UHE Marimbondo com restrição da corrente da armadura

A curva de limite térmico da armadura é a mais impactada devido à variação de corrente na armadura, resultando assim na variação da potência aparente.

Também fica evidente a transição das influências de curvas limites de excitação e estabilidade, principalmente para rotações menores que 0,95 pu, onde começa a predominar a curva do limite térmico da armadura.

5.2.10 Construção da curva de capabilidade da UG01 da UHE Baguari

Para UG01 da UHE Baguari com potencia aparente S= 39 MVA e reatâncias X_d = 1,124 e X_q =0,822 foram construídas curvas em 3D nas seguintes condições: variando-se as reatâncias, a tensão terminal e as perdas em função da rotação.
A curva de capabilidade da UG02 utilizada em condições nominais é apresentada no Apêndice J.

A figura 5.40 apresenta detalhes da construção da curva em 2D da UG01 da UHE Baguari em condições nominais. Foram selecionadas as curvas de limite térmico da armadura, as curvas de limaçon de pascal com excitação constante, o limite teórico de estabilidade e limite prático de estabilidade.



Fig. 5.40 – Detalhes construtivos da curva de capabilidade 2D da UG01 da UHE Baguari

A figura 5.41 apresenta a curva de capabilidade em 2D completa em condições nominais utilizando o segundo código mencionado no item 5.2.9.



Fig. 5.41 – Curva de capabilidade 2D da UG01 da UHE Baguari

Verifica-se que a curva de capabilidade da figura 5.4.1 está em conformidade com a curva fornecida pelo fabricante da máquina, apresentada no Apêndice J.

1º caso: alterando X_d, X_q e mantendo a tensão constante em função da rotação

A figura 5.42 apresenta a curva de capabilidade 3D com variação da rotação entre 0,9 a 1,1 pu com a tensão terminal constante.



Fig. 5.42 – Curva de capabilidade 3D da UHE Baguari com X_d e X_q em função da rotação

Diferente dos casos anteriores, os geradores da UHE Baguari, possui o valor de X_d maior que 1,1 pu e consequentemente as curvas de limite de excitação e limite prático de estabilidade se fazem presentes em toda faixa de rotação em estudo.

2º_caso: alterando X_d, X_q, com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal

A figura 5.43 apresenta a curva de capabilidade 3D em função da rotação com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal. Neste caso foi utilizada a variação de -15 % a + 10 % da rotação e fator de potência unitário.



Fig. 5.43 - Curva de capabilidade 3D da UG01 da UHE Baguari com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal.

Conforme abordado no item 5.29, este caso é o que mais se aproxima da operação usual de geradores com topologia CFSM.

Verifica-se uma significativa influência na curva de excitação mínima e deslocamento no eixo Q no sentido da origem à medida que se aumenta a rotação ou reduz a rotação. Estes deslocamentos ocorrem por razões diferentes, ou seja, quando aumenta a rotação, as reatâncias também aumentam e a tensão se mantem constante. Com a redução da rotação, as reatâncias reduzem juntamente com a tensão, e o deslocamento da curva de excitação mínima ocorre no mesmo sentido, porém com menor diâmetro. Isso se deve aos

pontos extremos da curva de saliência no eixo da potência reativa Q depender dos valores de X_q e X_d e da tensão elevada ao quadrado (- V^2/X_q e - V^2/X_d).

Também é possível verificar a variação da curva limite térmico da armadura, limite térmico do rotor e limite prático de estabilidade para rotações abaixo da nominal.

Para rotações acima da nominal, a curva do limite térmico da armadura permanece constante.

3º caso: Influências das perdas na curva de capabilidade tridimensinal

A construção da curva de capabilidade para a faixa de frequência de 0,9 a 1,1 pu, será realizada com a variação de X_d, X_q e da curva de limite térmico da armadura S em função das perdas. Neste caso o impacto das perdas ocorrerá na componente potência ativa, conforme equação (5.17).

Para efeito de análise da influência das perdas na curva de limite térmico da armadura, a tensão foi mantida constante.



Fig. 5.44 - Curva de capabilidade da UG01 da UHE Baguari considerando as perdas em função da rotação

Nesta situação, conforme figura 5.44, constata-se a redução da potência ativa com valor máximo ligeiramente abaixo de 1,0 pu. Não foi possível verificar na curva limite térmico da armadura, a manutenção da potência reativa para o valor de 1,0 devido ao valor de X_d maior que 1,0 e a prevalência do limite de excitação na interseção da curva limite com o eixo Q.

Para verificar a variação de perdas em função da rotação, faz-se necessária alterar a posição do gráfico



Fig. 5.45 – Curva de capabilidade da UG01 da UHE Baguari: Potência ativa versus rotação

Para a mesma condição é possível identificar o valor máximo de potência ativa abaixo de 1,0 pu devido às perdas. Também se verifica uma discreta variação da potência ativa em função da rotação.

CAPÍTULO 6

Resultados e Conclusões

O presente trabalho apresentou uma vasta revisão de literatura abordando a operação de máquinas de rotação variável em várias configurações destacando suas aplicações e benefícios.

A máquina operando com rotação variável não é mais uma tecnologia em potencial ou uma proposta de otimização de aproveitamentos hidráulicos. Trata-se de uma aplicação já consolidada em vários países, inclusive já implementada em modernizações de diversas usinas reversíveis.

Também foi realizado um estudo abordando as perdas em máquinas elétricas, apresentando uma quantidade significativa de equações para determinação dos diversos tipos de perdas bem como o detalhamento das perdas por ventilação, atrito nos mancais e perdas adicionais.

Foi proposta uma metodologia para análise de perdas e limites operacionais envolvendo as diferentes formas de construção da curva de capabilidade e os possíveis impactos em cada curva limite devido à variação de rotação.

O estudo de caso foi dividido em duas partes sendo a primeira sobre análise de perdas e a segunda sobre a análise dos limites operacionais e a construção da curva de capabilidade tri-dimensional para várias condições operativas.

Em relação as análises de perdas na condição de rotação nominal, estas perdas foram determinadas através do método calorimétrico e simuladas para frequências acima e abaixo da nominal. Nesta etapa foi utilizada a máquina UG06 da UHE Furnas.

As perdas da máquina também foram simuladas através de algoritmos aplicados em projetos, utilizando dados construtivos, dimensionais e especificações de materiais e catálogos fornecidos por fabricantes.

Nos resultados encontrados, constatou-se que as perdas por ventilação são mais impactadas devido à dependência do valor da frequência elevado ao cubo.

Verificou-se também o aumento das perdas do ferro em função do aumento da frequência, devido à dependência das perdas por histerese diretamente proporcional à frequência e as perdas por Foucault dependente da frequência ao quadrado.

No gráfico tridimensional de eficiência do gerador em função da potência e rotação é possível mapear os pontos de operação com o melhor desempenho. Neste caso, foi encontrado o desempenho máximo de 98,6 % para a potência nominal e a rotação 10 % abaixo da nominal.

Foram analisadas as influências dos harmônicos de tensão e corrente nas perdas do gerador. Para isto foram simulados casos utilizando valores típicos de harmônicos de tensão e corrente considerando uma solução com conversores tiristorizados com configurações *Back to back* e LCC. Como resultado, verificou-se um aumento de 6,5 % nas perdas adicionais, 7,5 % nas perdas no ferro e 6,8 % de perdas no cobre. De acordo com os resultados encontrados, fica evidente que para a utilização de máquinas operando com rotação variável é imperativo a instalação de filtros, conforme abordado no capítulo 5.

Em outro estudo, foram analisadas as influências da relação V/F variável, e constatou-se que as perdas no rotor e as perdas no ferro são maiores para valores de rotação abaixo da nominal.

Com relação as perdas no rotor, considerado a tensão nos terminais constantes, à medida que se reduz a rotação da máquina, deverá ocorrer uma compensação no aumento da densidade de fluxo e consequentemente do aumento na corrente de campo. Ressalta-se que, as perdas no rotor nestas condições dependem da corrente de excitação de forma saturada elevada ao quadrado.

As perdas no ferro, com a influência da V/F variável, aumentam à medida que se reduz a rotação, cujo efeito é contrário de quando se considera a relação V/F constante.

Considerando a relação V/F constante nas perdas do ferro, a componente de perdas por histerese é proporcional à frequência e as perdas por Foucault é obtida em função da frequência ao quadrado. Isto faz com que as perdas no ferro aumentam em função da rotação.

Quando se varia a relação V/F, a frequência deixa de ter o peso predominante na equação de perdas no ferro. Apesar das perdas por Foucault obtidas em função da frequência ao quadrado, o coeficiente k_f é cerca de 500 vezes menor que o k_h . Adicionalmente, as componentes de perdas por Foucault e histerese dependem da densidade de fluxo *B* elevado ao quadrado, que por sua vez depende da corrente de excitação saturada. Logo, o valor da densidade de fluxo ao quadrado tem maior peso que o valor da frequência, resultando em maiores perdas para menores rotações.

Para este caso, o resultado através do gráfico tri-dimensional apontou o melhor desempenho próximo a 98,42 % na faixa de frequência entre 58 e 59 Hz e potência próxima ao valor nominal.

Também foi analisado o comportamento das perdas para o caso de restrição de corrente da armadura devido à redução de vazão de fluído refrigerante para rotações abaixo da nominal.

Para este estudo, variou-se a corrente da armadura multiplicada pela raiz quadrada da rotação. Logo, para rotação abaixo da rotação houve perda de potência e consequentemente ganho de potência para rotações acima da nominal. Como resultado, para rotação 10 % abaixo da nominal obteve-se um rendimento de 98,6 % e para rotação 10 % acima da nominal encontrou-se um rendimento de 98,2 %. Cabe salientar que para um entendimento do comportamento do rendimento da máquina sob a restrição de corrente, não foi considerado o efeito V/F e consequentemente as perdas por ventilação e perdas no ferro foram mais significativas para rotações acima da nominal.

Um fato relevante a ser considerado é que na prática, a restrição de corrente com base em redução de ventilação está na direção oposta aos objetivos da operação com rotação variável, ou seja, de ganho de eficiência. Uma máquina que se encontra em operação com rotação nominal deve ser avaliada de forma que não haja tal impedimento ou restrição

quanto à operação com rotação variável. Para máquinas em modernização ou em construção, este fator deve ser também considerado na fase de projeto.

Na segunda parte do estudo de caso, que envolve a análise de limites operacionais e construção das curvas de capabilidade, foram utilizadas unidades geradoras de 04 usinas hidrelétricas com diferentes potências e reatâncias síncronas.

Embora as máquinas de rotação variável na configuração CFSM usualmente são operadas com fator de potência unitário, tensão variável e fluxo constante para rotações abaixo da nominal e com tensão constante para rotações acima da nominal, foram analisadas diversas possibilidades de operação em função da rotação.

Por questão de acesso às informações operacionais e possibilidade de ensaios, as análises da UG06 da UHE Furnas foram mais detalhadas. Para análise dos limites operacionais considerou-se algumas condições como aquecimento do rotor, aquecimento da armadura e dos mancais.

Para as unidades geradoras da UHE Marimbondo, UHE Batalha e UHE Baguari foram elaboradas as curvas de capabilidade tridimensional com base nos parâmetros levantados em comissionamento.

Para análise de aquecimento do rotor foi utilizado o método de Potier simulando um aumento da corrente de campo para compensação da redução da tensão no caso de rotações abaixo da nominal. Em seguida foi traçada uma curva de tendência de temperatura e estudado o limite operacional com base na elevação de temperatura do rotor até o limite estabelecido pela IEC-60034-33.

Foram verificadas as limitações do sistema de ventilação da máquina e consequente limitações da corrente de armadura.

Também foram analisadas o aquecimento do mancal escora em função da variação da velocidade.

A elevação de temperatura do estator e rotor também foram analisadas através de simulações com base em algoritmos utilizados em projetos de máquinas.

De posse de todos as informações definiu-se a variação de rotação da UG06 da UHE Furnas em ± 7 % da rotação nominal.

Para a construção da curva de capabilidade em tridimensional foi utilizado um algoritmo em Python primeiramente desenvolvido para a construção da curva convencional e em seguida foram implementadas algumas rotinas com a variação das grandezas, como tensão, corrente, X_q e X_d. O modelo foi testado para várias máquinas de diferentes potências e parâmetros.

No primeiro caso foi construída uma curva de capabilidade tridimensional variando a rotação, os parâmetros X_d e X_q e mantendo a tensão nominal. Constatou-se variações nas curvas de excitação mínima, limite estabilidade e aquecimento do rotor. À medida que se reduz a rotação, a curva de saliência e limite de estabilidade se afastam do ponto de origem no eixo Q e consequentemente ocorre o aumento a corrente de excitação e uma discreta redução o limite térmico do rotor.

No caso específico da UG06 da UHE Furnas com o valor de X_d menor que 1,0 pu, predominou-se o limite térmico da armadura sobre o limite prático de estabilidade e curva de excitação mínima. Na curva de capabilidade tridimensional verificou-se apenas a variação do limite de temperatura do rotor devido a compensação da corrente de excitação para manter constante o valor da tensão nos terminais.

Para a Unidade geradora da UHE Baguari com X_d maior que 1,0 foi possível verificar as variações do limite de excitação e estabilidade, bem como a variação do limite térmico do rotor.

Para as unidades geradoras de Marimbondo, UHE Batalha com X_d próximo a 1 pu, foi possível verificar a transição do formato da curva de capabilidade, onde em determinadas rotações predominava as curvas de limite de excitação e estabilidade e em outras situações predominava a curva de limite térmico da armadura.

No segundo caso, a curvas de capabilidade foram construídas, variando os parâmetros X_q e X_d e a tensão nos terminais da máquina.

Para a UG06 da UHE Furnas com X_d menor que 1,0 pu, continua a predominância da curva do limite térmico da armadura sobre o limite prático de estabilidade e curva de excitação mínima.

Entretanto é perceptível a variação da curva de limite térmico da armadura em função da variação de tensão. Embora não ocorra compensação da corrente de excitação, nota-se também a variação da curva de limite térmico do rotor em função da variação de tensão e deslocamento da curva de saliência.

E para a máquinas da Usina de Batalha, com a variação dos parâmetros X_d e X_q e da tensão, verifica-se uma variação expressiva nas curvas de excitação mínima, e limite térmico do rotor, além da curva de limite de temperatura da armadura.

Fica explicito o efeito de deslocando da curva de saliência em sentido contrário quando comparado ao caso da variação de X_d e X_q com tensão constante. Isso se deve aos pontos extremos da curva de saliência no eixo Q depender dos valores de X_q e X_d e da tensão variável elevada ao quadrado.

Para as Usinas de Marimbondo e Baguari foram construídas curvas 3D com tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal. Também foi simulada a variação de -15 % a + 10 % da rotação nominal e fator de potência unitário.

Vale destacar que este modo de operação é o que mais se aproxima da operação usual de geradores com topologia CFSM, ou seja, com operação no modo VVFV para rotações abaixo da nominal e operações com campo enfraquecido para rotações acima da nominal. De fato, nesta configuração, o sistema de excitação opera dentro dos limites nominais e não há interação do sistema AVR com a rede, ou seja, o controle de tensão é realizado pelo sistema conversor.

Verifica-se ainda para este caso, uma significativa influência na curva de excitação mínima e deslocamento no eixo Q no sentido da origem à medida que se aumenta a rotação. Por outro lado, à medida que se reduz a rotação, observa o deslocamento da curva de excitação mínima no eixo Q no sentido da origem, porém com menor influência. Também é possível

verificar a variação da curva limite térmico da armadura e limite térmico do rotor para rotações abaixo da nominal.

Na terceira situação, as curvas foram elaboradas variando os parâmetros X_d e X_q com limitações de corrente na armadura. Como resultado houve alterações na curva de aquecimento da armadura com aumento ou redução da potência ativa em função da rotação. De fato, a variação da rotação exerce influência na elevação de temperatura da armadura e do rotor para máquinas com ventiladores radiais. Vários trabalhos vêm sendo publicados enfatizando estas restrições.

De ordem prática, não é usual a restrição de corrente da armadura em função da ventilação, cuja condição vai na direção oposta aos objetivos operação de máquinas com rotação variável. Entretanto, esta condição, apesar do impacto direto no fornecimento de potência ativa, pode ser avaliada em casos específicos de otimização de reservatórios deplecionados, cuja operação poderá afetar as regiões estabilidade hidráulica e cavitação da turbina. Tal estudo foi apresentado como complemento, com objetivo de mostrar o comportamento da curva de capabilidade em três dimensões com as restrições de corrente na armadura. De qualquer forma, o sistema de ventilação das máquinas que se encontram em operação com rotação fixa deve ser criteriosamente avaliado para a condição de variação da rotação. No caso de máquinas em processo de modernização ou em fase de projeto, certamente são consideradas variações no sistema de ventilação e não cabem tais restrições.

Na quarta condição, foram construídas curvas de capabilidade tridimensionais variando os parâmetros *X_d*, *X_q* e incluindo as perdas em função da rotação. No algoritmo ou código foi incluída na curva de limite térmico da armadura, uma equação em função da rotação subtraindo as perdas da potência ativa. Como resultado, para a UG06 da UHE Furnas foi constatada uma pequena redução da potência ativa e a manutenção da potência reativa no valor de -1,0 pu no eixo Q na condição subexcitada.

Para a UG01 da UHE Baguari, também foi identificada a redução da potência ativa em função das perdas. Entretanto, não foi possível verificar na curva limite térmico da armadura o valor fixo de potência reativa em -1,0 pu devido à prevalência do limite de excitação na interseção da curva limite com o eixo da abcissa Q.

Em suma, entende-se que o trabalho atendeu as expectativas no que tange a possibilidade de avaliação das perdas, e limites operacionais, trazendo como contribuições o mapeamento da eficiência e curvas de capabilidade de máquinas síncronas operando com rotação variável em três dimensões. Dentre as principais vantagens destacam-se a acessibilidade e praticidade da metodologia bem como a possibilidade de aplicação imediata, haja visto a consolidação da operação com rotação variável e a quantidade de linhas de transmissão em HVDC operando dentro e fora do país.

Como limitações da metodologia, verificou-se que para a análise das perdas, a curva de capabilidade não constitui uma ferramenta adequada. Para valores de tensão nos terminais e potência ativa próximos a 1,0 pu, as perdas no mesmo gráfico tornam-se pouco representativas, inviabilizando qualquer análise para valores de perdas da ordem de 0,012 a 0,016 pu.

Apesar das estimativas de corrente de excitação realizadas pelos métodos e Anderson e Potier, a curva de capabilidade é limitada para análises mais detalhadas concernentes ao efeito de saturação. No caso de máquinas com rotação variável, devido ao modo de operação, esta análise não apresentou impacto nos resultados.

Para trabalhos futuros sugerem-se estudos, através de ferramentas computacionais, sobre as influências do efeito V/F nas perdas da máquina e na operação de máquinas na topologia CFSM. Propõe-se também uma análise técnica-econômica relacionada à construção de máquinas operando com rotação variável com fator de potência unitário.

Para a avaliação de perdas recomenda-se estudos da influência da variação da rotação nas perdas no ferro utilizando a metodologia de elementos finitos e para os mancais, sugerese estudos do comportamento da pressão, espessura de filme e temperatura de óleo lubrificante utilizando a análise CFD.

Também sugere-se estudos mais aprofundados relacionados a estabilidade, análise de parâmetros transitórios e limitações de sistemas de controle de tensão para máquinas na configuração CFSM.

7.0 Referências Bibliográficas

Capitulo 1

[1.1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - Superintendência de Concessão, Permissão e Autorização de Serviços de Energia – Sistemas de Informações de Geração da ANEEL- SIGA, Maio, 2024.

[1.2] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - Superintendência de Concessão, Permissão e Autorização de Serviços de Energia – Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração, Maio, 2024.

[1.3] ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica - Maio, 2024

[1.4] Absolar – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – Evolução da fonte Fotovoltaica no Brasil - Maio, 2024

[1.5] Jagob, Elisabeth Marie – Variable Speed Generator Concepts for Hydro power Plants– Vienna University of Techonology – Doctorade Thesis, 2020

[1.6] Sporild, R.; Gjerde, J. O.; Gjengedal, T. – Economic and Technical Aspects of Adjustable Speed Hydro Machines Applied for Improved Stability in Power networks – IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, vol. 4, pp. 2469-2474

[1.7] Valavi, M.; Nysveen, A. - Variable-Speed Operation of Hydropower Plants: A Look at the Past, Present, and Future - IEEE Industry Applications Magazine, 2018, vol. 24, pages 18-27.

[1.8] Yang, C.; Yang, X.; Chen, Y. - Integration of Variable Speed Hydropower Generation and VSC HVDC - 17th European Conference on Power Electronics and Applications, Geneva, Switzerland, 2015, pp. 1-9

[1.9] Gros, C. - Desafios da Intermitência para as Empresas - Brookfied Energia Renovável, Abril, 2018

[1.10] Piccoli, D. C.; Trentini, R.; Saldanha, J. J. A - Déficit de Inércia Síncrona: Um Estudo de Sistemas Elétricos de Potência com Alta Penetração de Energias Renováveis - Instituto Federal de Santa Catarina, Jaragua do Sul, 2021

[1.11] Dall'Orto, C.; Bezerra, B.; Kelman, R.; Bastos, J. P.; Carvalho, M. R.; Pereira, M. V. -Necessidade de Reserva Girante e Impactos no SIN Devido à Inserção de Geração Intermitente - XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Curitiba, PR, Outubro, 2017

[1.12] COGEN – Associação da Industria de Cogeração de Energia – Boletim DataCOGEN, Junho, 2024.

[1.13] ONS – Operador Nacional do Sistema – Relatório de análise de perturbação – RAP – ONS – 0012/23, Rio de janeiro, Outubro, 2023.

Capitulo 2

[2.1] Jogob, Elisabeth Marie – Variable Speed Generator Concepts for Hydro Power Plants – Vienna University of Technology – Doctorade thesis, 2020

[2.2] Sedaghat, A.; Hassanzadeh, A.; Jamali, J.; Mostafaeipour, A.; Chen, W. – Determination of Rated Wind Speed for Maximum Annual Energy Production of Variable Speed Wind Turbines - Applied Energy 2017, vol. 205 pp. 781-789

[2.3] Liu, Y.; Wang, Z.; Jiang, X.; Bai, G.; Li, R.; Liu, S. – DFIG Wind Turbine Sliding Mode Control with Exponential Reaching Law Under Variable Wind Speed - International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2018. Vol. 96, pp. 253-260

[2.4] Bortoni, E.; De Souza, Z.; Viana, A.; Villa-Nova, H.; Rezek, A.; Pinto, L. ; Siniscalchi, R. T.; Bragança, R.; Bernardes, J. - The Benefits of Variable Speed Operation in Hydropower Plants Driven by Francis Turbines - Energies 2019, vol. 12, Issue 19, pp. 1-20

[2.5] Scott, C.A.; Pierce, S.A.; Pasqualetti, M.J.; Jones, A.L.; Montz, B.E.; Hoover, J.H. Policy and Institutional Dimensions of the Water-Energy Nexus - Energy Policy 2011, vol. 39, Issue 10, pp. 6622–6630.

[2.6] Singh, K.; Singal, S.K. - Operation of Hydro Power Plants: A Review - Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 2017, vol 69, pp. 610–619.

[2.7] Roy, U.; Majumder, M. - Impact of Climate Change on Small Scale Hydro-Turbine Selections - Springer Briefs in Energy; Springer, Berlin, Germany, 2016.

[2.8] Gaudard, L.; Gilli, M.; Romerio, F. - Climate Change Impacts on Hydropower Management - Water Resource Management, 2013, vol. 27, Issue 15, pp. 5143–5156.

[2.9] Schaeffer, R.; Szklo, A.S.; Lucena, A.F.P.; Borba, B.S.M.C.; Nogueira, L.P.P.; Fleming, F.P.; Troccoli, A.; Harrison, M.; Boulahya, M.S. - Energy Sector Vulnerability to Climate Change: A Review – Energy, Elsevier, 2012, vol.38, Issue 1, pp. 1–12.

[2.10] Iliev, I, Triveli, C.; Gunnar, O.; Dahlhaug, G. – Variable Speed Operation of Francis Turbines: A Review of Perspectives and Challenges – Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, vol. 103, pp. 109-121.

[2.11] Gao, J.; Dai, L.; Liu, X.; Du, X.; Luo, D.; Huang, S. – Variable Speed Hydropower Generation: System Modeling, Optimal Control and Experimental Validation – IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021, vol. 68, pp. 10902-10912.

[2.12] Kerkman, R. J.; Lipo, T. A.; Newman, W. G.; Thirkell, J.E.- An Inquiry into Adjustable Speed Operation of a Pumped Hydro Plant. Part 1—Machine Design Performance - IEEE Transaction Power Apparatus Systems, 1980, vol. 99, Issue 5, pp. 1828–1837.

[2.13] Fraile-Ardanuy, J.; Wilhelmi, J. R.; Fraile-Mora, J.J.; Perez, J.I.- Variable-Speed Hydro Generation: Operational Aspects and Control - IEEE Transaction on Energy Conversion, 2006, Vol. 21, No 2, pp. 569–574.

[2.14] Merino, J. M.; Lopez, A. – ABB Varspeed Generator Boosts Efficiency and Operating Flexibility of Hydropower Plants – 1996, ABB Review, vol. 3, pp. 33-38.

[2.15] Fairley, P. - A Renaissance for Pumped Hydro Storage - IEEE Spectrum. 2015, Vol. 52, No. 4, pp. 9–10.

[2.16] Schmidt, J.; Kemmetmüller, W.; Kugi, A. - Modeling and Static Optimization of a Variable Speed Pumped Storage Power Plant - Renewable Energy, 2017, vol. 111, pp. 38–51

[2.17] Wilhelmi, J. R.; Fraile-Ardanuy. J. J.; Fraile-Mora, J.J.; Inigo, L. - Adjustable Speed Hydro Generation - The Renewable Energy and Power Quality Journal, 2003, vol. 1 No.1 pp. 240-245

[2.18] Campos Barros, J.G.; Saidel, M. A.; Ingram, L.; Westphalen, M. - Adjustable Speed Operation of Hydroelectric Turbine Generators – Electra, 1996, No 167, pp. 17–36.

[2.19] Sporild, R.; Gjerde, J. O.; Gjengedal, T. – Economic and Technical Aspects of Adjustable Speed Hydro Machines Applied for Improved Stability in Power Networks – IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, vol. 4, pp. 2469-2474

[2.20] Gomes, E.P.; Bajay, S.V. - Brazilian Hydroelectric Rehabilitation Potential and Viability - American Journal of Hydro Power Water Environment Systems, 2014, Vol. 1, pp. 20–24.

[2.21] Rahi, O.P.; Chandel, A.K. - Refurbishment and Uprating of Hydro Power Plants—A Literature Review – Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, Vol. 48, pp. 726–737.

[2.22] Leonhard, W. Variable Frequency Synchronous Motor Drives - Control of Electrical Drives, 1996, Springer, Berlin, Heidelberg.

[2.23] Magureanu, R.; Albu, M.; Bostan, V.; Dumitrescu, A. M.; Pelizza, M.; Andreea, F.; Dimu, G.; Popa, F.; Rotaru, M. - Optimal Operation of Francis Small Hydro Turbines with Variable Flow – IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2008, pp. 1562-1567

[2.24] Borkowski, D.; Węgiel, T. - Small Hydropower Plant With Integrated Turbine-Generators Working at Variable Speed - IEEE Transactions on Energy Conversion, 2013 vol.28, pp. 552-559

[2.25] Borkowski, D.; Majdak, M. - Small Hydropower Plants with Variable Speed Operation—An Optimal Operation Curve Determination - Energies 2020, vol. 13, issue 23, 6230

[2.26] Liska, D.; Krzemianowski, Z.; Wegiel, T.; Borkowski, D.; Polniak, A.; Wawrzykowski, K.; Cebula, A. – Alternative Solutions for Small Hydropower Plants - Energies 2022, Vol. 15. Issue 4, 1275

[2.27] Borkowski, D.- Maximum Efficiency Point Tracking (MEPT) for Variable Speed Small Hydropower Plant with Neural Network Based Estimation of Turbine Discharge - IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, vol. 32, pp. 1090-1098

[2.28] Schafer, D.; Simond, J. J. - Adjustable Speed Asynchronous Machine in Hydro Power Plants and its Advantages for the Electric Grid Stability. Cigre Report, Paris, 1998

[2.29] Naidu, M.; Mathur, R. M. - Evaluation of Unit Connected, Variable Speed, Hydropower Station for HVDC Power Transmission - IEEE Transactions on Power Systems, 1989, vol. 4 pp. 668-676.

[2.30] Fraile-Ardanuy, J.; Wilhelmi, J.R.; Fraile-Mora, J. J.; Perez, J. I. Sarasua, I. – Speed Control of Run of River Variable Speed Hydro Plants – The Renewable Energy and Power Quality Journal, Vol.1, No.4, April, 2006

[2.31] Acosta, M. N.; Pettersen, D.; Gonzalez-Longatt, f.; Argos, J. P.; Andrade, M. A. -Optimal Frequency Support of Variable-Speed Hydropower Plants at Telemark and Vestfold, Norway: Future Scenarios of Nordic Power System - Energies 2020, vol. 13, issue 13, 3377.

[2.32] Valavi, M.; Nysveen, A. - Variable-Speed Operation of Hydropower Plants: A Look at the Past, Present, and Future - IEEE Industry Applications Magazine, 2018, vol. 24, pp. 18-27.

[2.33] Heckelsmueller, G. P. – Application of Variable Speed Operation on Francis Turbines - Ingeniería e investigación, 2015, vol 35, issue 1, pp. 12-16.

[2.34] Kauferle, J.- Infeed from Power Station with Generators and Static Converters in Unit Connection - Brown Boveri Review, Vol. 60, No. 5, pp. 205-211, May 1973.

[2.35] Calverly, T. E.; Ottaway, C. H.; Tuffness, H. H. A. - Concept of a Unit Generator Converter Transmission System - International Conference on High Voltage DC and/or AC Power Transmission, IEE Conference Publication 107, 19-23, November, 1973.

[2.36] Bajwa, D. S.; Mathur, R. M. - Rerating of Synchronous Generators Supplying HVDC Converters with Special Reference to Unit Connections - IEEE Canadian Conference on Communications and Power, Montreal, 1976.

[2.37] Arrillaga, J.; Campos Barros, J. G.; Al-Khashali, H.J. - Dynamic Modelling of a Single Generator Connected to HVDC Converters – IEEE PES Summer Meeting, Mexico City, July 1977.

[2.38] Gish, W. B.; Schurz, J. R.; Milano, B.; Schleif, F. R. - An Adjustable Speed Synchronous Machine for Hydroelectric Power Applications - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , 1981, Vol. 100, issue 5, pp. 2171 - 2176

[2.39] Sheldon, L. H. - An Analysis of Applicability and Benefits of Variable Speed Generation for Hydro Power - ASME Winter Meeting, New Orleans, Louisiana, December, 1984

[2.40] Saidel, M. A. - Rotação Ajustável em Usinas Hidrelétricas: Novas Premissas Para o Planejamento Energético. Tese de Doutorado – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1995.

[2.41] Yang, C.; Yang, X.; Chen, Y. - Integration of Variable Speed Hydropower Generation and VSC HVDC - 17th European Conference on Power Electronics and Applications, Geneva, Switzerland, 2015, pp. 1-9

[2.42] Yang, X.; Yang, C.; Yue, C.; Yao, D; Yuan, C. - Optimized Operation of Hydropower Plant with VSC HVDC Unit Connection - CIGRE Technical Meeting, Tokyo, 2014.

[2.43] Babu, B. P.; Indragandhi, V. - Analysis of Back to Back (BTB) Converter Control Strategies in Different Power System Applications - IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Vol. 906, 2020

[2.44] Sikorski, A.; Korzeniewski, M. – AC/DC/AC converter in a Small Hydroelectric Power Plant – Bulletin of Polish Academy of Sciences, 2011, vol. 59, No. 4, pp. 507-511

[2.45] Guo, B.; Mohamed, A.; Bacha, S.; Alamir, M. - Variable Speed Micro-Hydro Power Plant: Modelling, Losses Analysis, and Experiment Validation - IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), Lyon, France, 2018, pp. 1079-1084,

[2.46] Gil-Gonzalez, W.; Garces, A.; Fosso, B. O. - Passivity-Based Control for Small Hydro-Power Generation with PMSG and VSC - IEEE Access, vol. 8, pp. 153001-153010, 2020,

[2.47] Apata, O.; Oyedokun, D. T. - Wind turbine Generators: Conventional and Emerging Technologies - IEEE PES Power Africa, Accra, Ghana, 2017, pp. 606-611.

[2.48] Muller, S.; Deicke, M.; De Doncker, R. W. - Adjustable Speed Generators for Wind Turbines Based on Doubly-Fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor - 35th IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy, Rome, Italy, 2000, Vol. 4, pp. 2249-2254

[2.49] Polinder, H.; Ferreira, J. A.; Jensen, B. B.; Abrahamsen, A. B.; K. Atallah, K.; McMahon, R. A. - Trends in Wind Turbine Generator Systems - IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 1, no. 3, pp. 174-185, Sept. 2013.

[2.50] Bidgoli, M. A.; Yang, W.; Ahmadian, A. - DFIM Versus Synchronous Machine for Variable Speed Pumped Storage Hydropower Plants: A Comparative Evaluation of Technical Performance - Renewable Energy, Volume 159, 2020, pp. 72-86,

[2.51] Singh, R. R.; Chelliah, T. R.; Agarwal, P. - Power Electronics in Hydro Electric Energy Systems: A Review - Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 32, 2014, pp. 944-959,

[2.52] Oraee, A.; Abdi, E.; Abdi, S.; McMahon, R. A. - A Study of Converter Rating for Brushless DFIG Wind Turbines - 2nd IET Renewable Power Generation Conference, Beijing, 2013, pp. 1-4,

[2.53] Löhdefink, P.; Dietz, A.; Möckel, A. - The Brushless Doubly Fed Induction Machine as Generator for Small Hydro Power: Machine Design and Experimental Verification – 20th International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies, Monte Carlo, Monaco, 2017, pp. 1-6,

[2.54] Abdi, E.; Oraee, A.; Abdi, S.; McMahon, R. A. - Design of the Brushless DFIG for Optimal Inverter Rating - 7th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives, Manchester, UK, 2014, pp. 1-6

[2.55] Resmi, R.; Agoram, C. A.; Adithya, P.; Vanitha, V. - Design and Analysis of Brushless Doubly Fed Induction Generator - Procedia Technology, Volume 21, 2015, pp. 604-610

[2.56] Abdi, E.; Tatlow, M. R.; McMahon, A.; Tavner, P. J. - Design and Performance Analysis of a 6 MW Medium-Speed Brushless DFIG - 2nd IET Renewable Power Generation Conference, Beijing, 2013, pp. 1-4

[2.57] Merkhouf, A.; Doyon, P.; Upadhyay, S. - Variable Frequency Transformer—Concept and Electromagnetic Design Evaluation - IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 23, no. 4, pp. 989-996, Dec. 2008

[2.58] Ambati, B. B.; Khadkikar, V.- Variable Frequency Transformer Configuration for Decoupled Active-Reactive Powers Transfer Control - IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 31, no. 3, pp. 906-914, Sept. 2016.

[2.59] Khan, M. M.; Imdadullah; Nebhen, J.; Rahman, H. - Research on Variable Frequency Transformer: A Smart Power Transmission Technology - IEEE Access, vol. 9, pp. 105588-105605, 2021

[2.60] Merkhouf, A.; Upadhyay, S.; Doyon, P. - Variable Frequency Transformer - an Overview - 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, 2006

[2.61] Piwko, R. J.; Larsen, E. V.; Wegner, C. A. - Variable Frequency Transformer: A New Alternative for Asynchronous Power Transfer - IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, Durban, South Africa, 2005, pp. 393-398

[2.62] Marken, P. E.; Marczewski, J. J.; D'Aquila, R.; Hassink, P.; Roedel, J. H.; Bodo, R. L. – VFT- A Smart Transmission Technology That Is Compatible with the Existing and Future Grid – IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, April 2009.

[2.63] Bakhsh, F. I.; Khatod, D. K. - Variable Frequency Transformer - State of the Art Review - International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, Nagercoil, India, 2013, pp. 1012-1017

[2.64] Rahul, R.; Jain, A. K.; Bhide, R. - Analysis of Variable Frequency Transformer Used in Power Transfer Between Asynchronous Grids - IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, Bengaluru, India, 2012, pp. 1-5

[2.65] Singh, P. K. - Variable Frequency Transformer - State of Review – Pramana Research Journal, 2018, Vol.8, Issue 11, pp. 134-140

[2.66] Oni, O. E.; Davidson, I. E.; Mbangula, K. N. I. - A Review of LCC-HVDC and VSC-HVDC Technologies and Applications - IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Florence, Italy, 2016, pp. 1-7,

[2.67] Hollweg, G. V.; Khan, S. A; Chaturvedi, S.; Yaoyu Fan, Y.; Mengqi Wang, M.; Su, W. -Grid-Connected Converters: A Brief Survey of Topologies, Output Filters, Current Control, and Weak Grids Operation – Energies 2023, Vol. 16, No 9, 3611

[2.68] Imdadullah; Amrr, S. M.; Asghar, M. S. J.; Ashraf, I.; Meraj, M. - A Comprehensive Review of Power Flow Controllers in Interconnected Power System Networks - IEEE Access, vol. 8, pp. 18036-18063, 2020

[2.69] Farrell, C.; Gulliver, J. – Hydromechanics of Variables Speed Turbines – Journal of Energy Engineering, ASCE, 1987 – vol. 113, issue 1 pp. 1-13

[2.70] Antheaume, S.; Darona, G.; Houdeline, J. B.; Labrecque, Y.; Laurier, P. – Uprating Two Pumped Storage Plant to Variable Speed – Hydro World, 2015, vol. 23, issue 10, 6

[2.71] Lautier, P.; O'Neil, C.; Deschenes, C.; Ndjana, H. N.; Fraser, R.; Leclerc, M. - Variable Speed Operation of a New Very Low Head Hydro Turbine with Low Environmental Impact -IEEE Canada Electrical Power Conference, Montreal, Canada, 2007, pp. 85-90

[2.72] Fujimori, H. – Small Scale Hydropower System – Meiden Review, 2017 No 169, vol.1

[2.73] Borghetti, A.; Naldi, G.; Paolone, M.; Alberti, M. - Maximum Efficiency Point Tracking for Adjustable-Speed Small Hydro Power – 16th Power System Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.

[2.74] Holzer, T.; A. Muetze, A.; Traxler-Samek, G.; Lecker, M.; Zerobin, F. - Generator Design Possibilities for Full-Size Converter Operation of Large Pumped Storage Power Plants - IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 56, no. 4, pp. 3644-3655, July, 2020,

[2.75] Gjengedal, T.; Gjerde, J. O.; Sporild, R. - Assessing the Benefits of Adjustable Speed Hydro Machines – IEEE PowerTech Budapest, Budapest, Hungary, 1999

[2.76] Alexander, G. C. - A Case Study of Francis Turbine Variable Speed Efficiency Gain - Workshop on Variable Speed Generators - Hydro Applications, Denver, Colorado, May 1983

[2.77] Sheldon, L. H. - An Analysis of the Benefits to be Gained by Using Variable Speed Generators on Francis Turbines - Workshop on Variable Speed Generators - Hydro Applications, Denver, Colorado, May 1983.

[2.78] Farell, C.; Arroyave, J.; Cruz, N.; Gulliver, J. S. - Hydro-Mechanics of Variables Speed Turbines - St. Anthony Fall Hydraulic Laboratory, University of Minnesota, August 1983.

[2.79] Simond, J-J.; Kawkabani, B.; Sapin, A.; Allenbach, P. - Optimized Design of Variable-Speed Drives and Electrical Networks Based on Numerical Simulation - International Conference on Electrical Machine, 1998, Istanbul, Turkey, pp.1590-1595.

[2.80] Furuya S.; Taguchi, T.; Kusunoki, K.; Yanagisawa, T.; Kageyama, T.; Kanai, T. -Successful Achievement in a Variable Speed Pumped Storage Power System at Yagisawa Power Plant - Power Conversion Conference, Yokohama, 1993.

[2.81] Gaillard, A.; Poure, P.; Saadate, S.; Machmoum, M. - Variable Speed DFIG Wind Energy System for Power Generation and Harmonic Current Mitigation – Renewable Energy, Vol. 34, issue 6, pp. 1545-1553, Jun. 2009

[2.82] Padoan Jr, A. C.; Kawkabani, B.; Schwery, A.; Ramirez, C.; Nicolet, C.; Simond, J-J, Avellan, F. - Dynamical Behavior Comparison Between Variable Speed and Synchronous Machines with PSS - IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 3, pp. 1555-1565, Aug. 2010

[2.83] Valavi, M.; Nysveen, A.; Nilsen, R.; Le Besnerais, J.; Devillers, E. - Analysis of Magnetic Forces and Vibration in a Converter-Fed Synchronous Hydrogenerator - IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Cincinnati, OH, 2017, pp. 1838-1844

[2.84] Engevik, E. L.; Valavi, M.; Nysveen, A. - Analysis of Additional Eddy-Current Copper Losses in Large Converter-Fed Hydropower Generators - XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM), Alexandroupoli, Greece, 2018, pp. 1067-1073

[2.85] Valavi, M.; Nysveen, A.; Nilsen, R. - Effects of Damper Bars on Converter-Fed Operation of Hydropower Generator - XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM), Alexandroupoli, Greece, 2018, pp. 191-197

[2.86] Engevik, E. L.; Hestengen, T. E.; Valavi, M.; Nysveen, A. - Effects of Lifting Reactance Requirements on the Optimal Design of Converter-Fed Synchronous Hydrogenators - IEEE International Electric Machines and Drives Conference, Miami, FL, USA, 2017, pp. 1-8 [2.87] Kunz, L.; Hildinger, T. - Advanced Pumped Storage Hydropower: Increasing Operational Flexibility in Large Pumped Storage Hydro Units - Electric Machinery Panel Session – IEEE PES General Meeting, Orlando, FL, 2023.

[2.88] Sinagra, M.; Sammartano, V.; Aricò, C.; Collura, A.; Tucciarelli, T. - Cross-Flow Turbine Design for Variable Operating Conditions - Procedia Engineering, Elsevier, 2014, Vol. 70, pp. 1539–1548.

[2.89] Campos Barros, J. G. - Dynamic Modelling of a Synchronous Machines Connected to HVDC Transmission Systems – PhD Thesis, The Victoria University of Manchester, April, 1976.

[2.90] Polster, S.; Deschler, J.; Renner, H.; Bocquel, A.; Janssen, M. - Challenges of Large Converter-Fed Synchronous Machines for Variable-Speed Pumped Hydro Storage - Energies 2023, vol. 16, issue 22, 7506.

[2.91] Bai, C.; Cai, W.; Zhai, J.; Yu, S. - Research on Simulation and Power Regulation Control Strategy of Fengning Variable-Speed Pumped Storage Unit – Journal of Physics: Conference Series, Vol. 2785, 2024.

[2.92] Botterud A.; Levin, T.; Koritarov, V. – Pumped Sotorage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy – Argonne National Laboratory, Technical Report, Chicago IL, august, 2014

[2.93] Donalek, P. - Role for Adjustable Speed Pumped Storage in the Grid of The Future - CIGRE Grid Of The Future Symposium, Cleveland, OK, October, 2017

[2.94] Cavazzini, C.; Pérez-Diaz, J. I. – Technological Developments for Pumped Hydro Energy Storage – European Energy Research Alliance, Technical Report, may, 2014.

[2.95] Christe, A.; Faulstich, A.; Vasiladiotis, M.; Steinmann, P. World's First Fully Rated Direct ac/ac MMC for Variable-Speed Pumped-Storage Hydropower Plants - IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 70, no. 7, pp. 6898-6907, July 2023

[2.96] Ishizuki, T. – Operational Experience of Adjustable Speed Pumped Storage Hydro. IEEE- PES General Meeting – Pumped Storage Panel Session – Seattle, WA, July 2024

Capitulo 3

[3.1] Rocha, E. J. J.; Hildinger, T.; Faria, E J.; Alves A. P. M- O Impacto da Especificação Técnica de Hidrogeradores no Seu Custo – XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, Campinas, São Paulo, 2001.

[3.2] Bortoni, E. C.; Siniscalchi, R. T.; Vaschetto, S.; Darmani, M. A.; Cavagnino, A. – Efficiency Mapping and Weighted Average Efficiency for Large Hydrognerators – IEEE Open Journal of Industry Applications, 2021, Vol. 2, pp. 11-20

[3.3] Engevik, E. L.; Valavi, M.; Nysveen, A. - Efficiency and Loss Calculations in Design of Converter-Fed Synchronous Hydrogenerators - XXII International Conference on Electrical Machines (ICEM), Lausanne, Switzerland, 2016, pp. 1636-1642,

[3.4] Boldea, I. – Synchronous Generators – The Electric Generators Handbook – Ed Taylor and Francis Group, 2006, Boca Raton, FL.

[3.5] Pyrhonen, J.; Jokinen, T.; Hrabovcova, V. – Design of Rotating Electrical Machines - Ed. John Wiley & Sons, 2008, Chippenham, UK.

[3.6] Ionel, D. M.; Popescu, M.; Dellinger, S. J.; Miller, T. J. E.; McGilp, M. I.; Heideman, R. J. - Factors Affecting the Accurate Prediction of Iron Losses in Electrical Machines - IEEE International Conference on Electric Machines and Drives, 2005. San Antonio, TX, USA, 2005, pp. 1625-1632.

[3.7] Müller, S.; Keller, M.; Maier, M.; Parspour, N. - Comparison of Iron Loss Calculation Methods for Soft Magnetic Composite - Brazilian Power Electronics Conference, Juiz de Fora, Brazil, 2017, pp. 1-6

[3.8] Reinlein, M.; Hubert, T.; Hoffmann, A; Kremser, A. - Optimization of Analytical Iron Loss Approaches for Electrical Machines - 3rd International Electric Drives Production Conference (EDPC), Nuremberg, Germany, 2013, pp. 1-7

[3.9] Traxler-Samek, G.; Ardley, G.; - Iron Losses in Salient-Pole Synchronous Machines Considering Unidirectional and Elliptic Magnetization - 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium, Lillie, France, 2009, pp. 1-6

[3.10] Jacobs , S.; Hectors, D.; Henrotte ,F.; Hafner, M.; Gracia, M. H.; Hameyer, K.; Goes, P. - Magnetic Material Optimization for Hybrid Vehicle PMSM Drives - World Electric Vehicle Journal, 2009, Vol. 3, Issue 4, pp. 875-883

[3.11] Bertotti, G. - General Properties of Power Losses in Soft Ferromagnetic Materials - IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 24, No. 1, pp. 621-630, Jan. 1988

[3.12] Yamazaki, K.; Fukushima, N. - Iron Loss Model for Rotating Machines Using Direct Eddy Current Analysis in Electrical Steel Sheets - IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 25, No. 3, pp. 633-641, Sept. 2010

[3.13] Zhu, Z.; Xue, S.; Chu, W.; Feng, J.; Guo, S.; Chen, Z.; Peng, J. - Evaluation of Iron Loss Models in Electrical Machines - IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 2, pp. 1461-1472, March-April 2019,

[3.14] Gieras, J. F.; Koenig, A. C.; Vanek, L. D. - Calculation of Eddy Current Losses in Conductive Sleeves of Synchronous Machines - 18th International Conference on Electrical Machines, Vilamoura, Portugal, 2008, pp. 1-4.

[3.15] Li, W.; Li, D.; J. Li, J.; X. Zhang, X. - Influence of Rotor Radial Ventilation Ducts Number on Temperature Distribution of Rotor Excitation Winding and Fluid Flow State Between Two Poles of a Fully Air-Cooled Hydro-Generator - IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, no. 5, pp. 3767-3775, May 2017. [3.16] Burnand, G.; Araujo, D. M.; Koechli, C. Perriard, Y. - Validation by Measurements of a Windage Losses Model for Very-High Speed Machines - 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Sydney, NSW, Australia, 2017, pp. 1-4

[3.17] Vrancik, J. E. – Prediction of Windage Power Loss in Alternators – NASA Technical Notes – TN D- 4849 – Lewis Research Center, Cleveland, Ohio, Oct, 1968

[3.18] Wasilczuk, M. - Friction and Lubrication of Large Tilting-Pad Thrust Bearings – Lubricants Journal, 2015, Vol. *3*, Issue 2, pp.164-180

[3.19] Girba, I. A.; Banu, D. S.; Pruiu, A.; Marasescu, D. – About the Maintenance of Radial and Axial Shaft Bearing from Propulsion Plant with Gas and Steam Turbines – Naval Academy Publishing House, vol 19, issue 1 – pp. 214-223, Constanta, Romenia, 2016

[3.20] DeCamillo, S.M., Dadouche, A., Fillon, M. - Thrust Bearings in Power Generation – Encyclopidia of Tribology, Springer Ed., pp. 3682-3690, Boston, MA, 2013

[3.21] Wasilczuk, M.; Wodtke, M.; Dabrowski, L. - Large Hydrodynamic Thrust Bearings and Their Application in Hydrogenerators - Encyclopidia of Tribology, Springer Ed., pp. 1912-1925, Boston, MA, 2013

[3.22] Dadouche, A.; Fillon, M.; DeCamillo, S. – Hydrodynamic Fixed Geometry Thrust Bearings – Encyclopidia of Tribology, Springer Ed., pp. 1718-1729, Boston, MA, 2013

[3.23] Dadouche, A.; DeCamillo, S.; Fillon, M.– Hydrodynamic Tilting-Pad Thrust Bearings – Encyclopidia of Tribology, Springer Ed., pp. 1757-1765, Boston, MA, 2013

[3.24] Dousti, S.; Allaire, P.; Cao, J.; Nichols, B.; Dimond, T. - A Numerical Thermohydrodynamic Study of Fixed Pad Oil Lubricated Thrust Bearings - Turbine Technical Conference and Exposition Tribology International, June 2019, Phoenix, AZ

[3.25] Boyce, M. P. – Gas Turbine Engineering Handbook – Elsevier Ed, 4th Edition, 2011, Burlington, MA

[3.26] Dadouche, A.; Fillon, M.; Bligoud, J. C. - Experiments on Thermal Effects in a Hydrodynamic Thrust Bearing – Tribology international, April 2000, Vol. 33, issue 3-4, pp. 167-174

[3.27] Capitao, J. W.; Gregory, R. S.; Whitford, R.P. - Effects of High-Operating Speeds on Tilting Pad Thrust Bearing Performance – Journal of Lubrication Technology – January, 1976, Vol. 98, issue 1, pp. 73-79

[3.28] Nachouane, A. B.; Abdelli, A: Friedrich, G.; Vivier, S. - Estimation of Windage Losses Inside Very Narrow Air Gaps of Highspeed Electrical Machines Without an Internal Ventilation Using CFD Methods – XXII Conference on Electrical Machines, Lausanne, Switzerland, 2016, pp. 2704-2710

[3.29] Rasekh, A.; Sergeant, P.; Vierendeels, J. - Development of Correlations for Windage Power Losses Modeling in an Axial Flux Permanent Magnet Synchronous Machine with Geometrical Features of the Magnets, Energies 2016, vol 9, Issue 12, pp. 2-17

[3.30] Gebauer, M.; Blejchar, T.; Brzobohatý, T.; Karásek, T.; Nevrela, M. - Determination of Aerodynamic Losses of Electric Motors - Symmetry 2022, Vol.14, Issue 11, pp. 1-22

[3.31] Song, Y.; Cao, J.; Zhong, C.; Chen, J.; Li, L. -Analysis of Axial Windage Loss in Air Gap of High-Speed Motors Under High Taylor Number - Journal of Physics: Conference Series, IOP Publishing, 2023, Vol 2430, pp. 1-10

[3.32] Akinaga, T. H.; Staudt, T.; Hoffmann, W.; Soares, C. E.; De Espíndola, A. A.; Bastos, J. P. A. - A Comparative Investigation of Iron Loss Models for Electrical Machine Design Using FEA and Experimental Validation - XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM), Alexandroupoli, Greece, 2018, pp. 461-466

[3.33] Ionel, D. M.; Popescu, M.; McGilp, M. I.; Miller, T. J. E.; Dellinger, S. J.; and R. J. Heideman, R. J. - Computation of Core Losses in Electrical Machines Using Improved Models for Laminated Steel - IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 43, no. 6, pp. 1554-1564, Nov. 2007

[3.34] Akram, S. - High Temperature and High Electrical Resistance Multilayer Polyimide Nanodielectrics for Electric Motors Insulation - PhD Thesis, Université Montpellier, 2020

[3.35] Kostenko, M.; Piotrovsky, L. – Electrical Machines, Vol. 1, 3rd Ed. Foreign Languages Publishing House, 1977.

[3.36] Lipo, T. A - Introduction to AC Machine Design - John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, 2017

Capitulo 4

[4.1] Fitzgerald, A. E.; Kingsley Jr., C.; Umans, S. D. – Electric Machinery - McGraw Hill Education, New York, NY, 2002

[4.2] Huatuco, D, Z. N. – Fluxo de Potência Ótimo com Restrições da Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono – Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Maranhão, Fev, 2006.

[4.3] Heffron, W. G.; Phillips, R. A. – Effects of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generator – AIEE Transaction on Power Apparattus and Systems – Vol. PAS 71 pp. 692-697, Aug. 1952.

[4.4] Bortoni, E. C. – Conversão Eletromecânica de Energia – UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá

[4.5] Costa Jr, P. Gonçalves Jr, L.; De Aquino, C. V; Souza, A. N.; Castanho, J. E. C. – Construção de Curvas de Capabilidade de Geradores Síncronos Usando Matlab – XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Bonito, MS, setembro, 2010.

[4.6] Guimarães, C. H. C.; Rangel, R. D. – Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras –
X SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica Florianópolis, SC, maio, 2006

[4.7] Kundur, P. - Power System Stability and Control - McGraw-Hill, New York, 1994

[4.8] Walker, J. H. – Operating Characteristics of Salient Pole Machines - Journal of the Institution of Electrical Engineers, Vol 100, 1953, pp. 13-24.

[4.9] IEEE STD 115. IEEE Guide Test Procedures for Synchronous Machines, IEEE Standard 115-2019, nov. 2019.

[4.10] Jichao, H.; Yutian, S.; Ping, Z.; Haiming, Q.; Jiechen, D.; Yufei, L.; Chunli, Z.; Baojun, G.; Weili, L. - Influence of Complex Fluid Flow on Temperature Distribution in the Rotor Region of Large Hydrogenerator Under the Rotor Rotation - IEEE Access, 2022, vol. 10, pp. 3252-3262

[4.11] Weili, L.; Chunwei, G.; Yuhong, C. - Influence of Rotation on Rotor Fluid and Temperature Distribution in a Large Air-Cooled Hydrogenerator - IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 28, no. 1, pp. 117-124, March 2013

[4.12 Bertineti, D.P. – Levantamento da Curva de Capabilidade de um Gerador Síncrono de Polos Salientes - Revista Científica Semana Acadêmica, No 0107, Fortaleza, Abril,2017

[4.13] Lobosco, O. S. – Curva de Operação de Gerador Síncrono – Revista Mundo Elétrico, outubro, 1984, pp 57-71.

[4.14] Boldea, I. – Synchronous Generators – The Electric Generators Handbook – Ed Taylor and Francis Group, 2006, Boca Raton, FL.

[4.15] Pyrhonen, J.; Jokinen, T.; Hrabovcova, V. – Design of Rotating Electrical Machines - Ed. John Wiley & Sons, 2008, Chippenham, UK.

[4.16] Kostenko, M.; Piotrovsky, L. – Electrical Machines- Vol. 1, 3rd Ed. Foreign Languages Publishing House, 1977.

[4.17] Lipo, T. A - Introduction to AC Machine Design -- John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, 2017

[4.18] IEC-60034-33 - Rotating Electrical Machines – Part 33: Synchronous Hydrogenerators Including Motor-generators – Specific Requirement, IEC-60034-33, 2022.

[4.19] Sauer, P. W.; Pai, M. A. – Power System Dinamics and Stability – Prentice Hall, 1st Edition, 1994.

[4.20] Nilsson, N. E.; Mercurio, J. - Synchronous Generator Capability Curve Testing and Evaluation - IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 9, no. 1, pp. 414-424, Jan. 1994,

[4.21] Nagy, I. - Analysis of Minimum Excitation Limits of Synchronous Machines - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no. 6, pp. 1001-1008, July 1970,

[4.22] Farnham, S. B.; Swarthout, R. W.- Field Excitation in Relation to Machine and System Operation- Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, vol. 72, no. 6, pp. 1215-1223, Dec. 1953

[4.23] Alla, M.; Guzmán, A.; Finney, D.; Fischer, N. - Capability Curve-Based Generator Protection Minimizes Generator Stress and Maintains Power System Stability - 45th Annual Western Protective Relay Conference - Spokane, WA, Oct, 2018

[4.24] Iliev, I, Triveli, C.; Gunnar, O.; Dahlhaug, G. – Variable Speed Operation of Francis Turbines: A Review of Perspectives and Challenges – Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, vol. 103, pp. 109-121.

[4.25] Kimbark, E. W. – Power System Stability – Vol III: Synchronous Machines - John Wiley and Sons, New York, NY, 1956

[4.26] Gove, R. M. – Geometric Construction of the Stability Limits of Synchronous Machines – Proceedings of IEEE, Vol. 112, issue 5, May 1965, pp. 977-985

[4.27] Anderson P. M.; Fouad, A. A. – Power System Control and Stability – 2nd Edition, John Wiley and Sons Inc. Publication, Hoboken, NJ, 1976

[4.28] Clark, E.; Lorraine, R. G. – Power Limits of Synchronous Machines – AIEE Winter Conversion – Oct. 1933

[4.29] Grainger, J. J.; Stevenson Jr, W. D. – Power System Analysis – McGraw Hill Companies, Inc, Hightstown, NJ, 1994.

[4.30] Sen, P. C. – Principles of Electric Machines and Power Electronics – 3rd Edition – John Wiley and Sons, Hoboken, NJ, 2014

[4.31] Estcourt, V. F.; Holley, C. H.; Johnson, W. R.; Light, P. H. - Underexcited Operation of Large Turbine Generators on Pacific Gas and Electric Company's system - AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-72, no. 2, pp. 16–22, Feb. 1953.

[4.32] Bortoni, E. C.; Siniscalchi, R. T.; Vaschetto, S.; Darmani, M. A.; Cavagnino, A. – Efficiency Mapping and Weighted Average Efficiency for Large Hydrogenerators – IEEE Open Journal of Industry Applications, 2021, Vol. 2, pp. 11-20

[4.33] Karekezi, Y. C.; Øyvang, T.; Nøland, J. K. - The Energy Transition's Impact on the Accumulated Average Efficiency of Large Hydrogenerators - IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 37, no. 3, pp. 2069-2079, Sept. 2022,

[4.34] Bortoni, E. C.; Braulio, G. A.; Da Silva, P. V. V.; Siniscalchi, R. T. - Geometric Characteristics of Saturation Tests in Synchronous Machines - IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Atlanta, GA, USA, 2019, pp. 1-4

[4.35] Li, W.; Li, D.; Li, J.; Zhang, X. - Influence of Rotor Radial Ventilation Ducts Number on Temperature Distribution of Rotor Excitation Winding and Fluid Flow State Between Two Poles of a Fully Air-Cooled Hydro-Generator - IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, no. 5, pp. 3767-3775, May 2017 [4.36] Engevik, E. L.; Hestengen, T. E.; Valavi, M.; Nysveen, A. - Effects of Lifting Reactance Requirements on the Optimal Design of Converter-Fed Synchronous Hydrogenators - IEEE International Electric Machines and Drives Conference, Miami, FL, USA, 2017, pp. 1-8

[4.37] HVDC Unit Connected Generators - Guide for Preliminary Design and Specification of Hydro Stations with HVDC Unit Connected Generators, Cigre, 1997

[4.38] Kerkman, R. J.; Lipo, T. A.; Newman, W. G.; Thirkell, J.E.- An Inquiry into Adjustable Speed Operation of a Pumped Hydro Plant. Part 1—Machine Design Performance - IEEE Transaction Power Apparatus Systems, 1980, vol. 99, Issue 5, pp. 1828–1837

[4.39] Tiwari, R.; Nilsen, R.; Nysveen, A. - Evaluation and Comparison between Multilevel Converters for Variable Speed Operation of Pumped Storage Power Plants with Full-size Converters - IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), Vancouver, BC, Canada, 2021, pp. 1-8

[4.40] Tiwari, R.; Nilsen, R.; Mo, O.; Nysveen, A. - Control Methods for Operation of Pumped Storage Plants With Full-Size Back-to-Back Converter Fed Synchronous Machines - IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 59, no. 6, pp. 6792-6803, Nov.-Dec. 2023

[4.41] Stavnesli, J. H.; Nøland, J. K. - Stator Flux-Regulatory Excitation Control in Converter-Fed Synchronous Machines for Pumped-Storage Variable-Speed Hydropower - IEEE Open Access Journal of Power and Energy, vol. 9, pp. 340-350, 2022

[4.42] Polster, S.; Deschler, J.; Renner, H.; Bocquel, A.; Janssen, M. - Challenges of Large Converter-Fed Synchronous Machines for Variable-Speed Pumped Hydro Storage - Energies 2023, vol. 16, issue 22, 7506.

[4.43] Mohan, N.; Undeland, T. M.; Robbins, W. P. – Power Eletronics – Converters, Applications and Design – 2nd Edition, John Wiley & Sons Inc., New York, NY, 1995

[4.44] Steimer, P. K.; Senturk, Aubert, O.S.; Linder, S. - Converter-Fed Synchronous Machine for Pumped Hydro Storage Plants - IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, 2014, pp. 4561-4567

Capitulo 5

[5.1] Bortoni, E. C.; Siniscalchi, R. T.; Vaschetto, S.; Darmani, M. A.; Cavagnino, A. – Efficiency Mapping and Weighted Average Efficiency for Large Hydrogenerators – IEEE Open Journal of Industry Applications, 2021, Vol. 2, pp. 11-20

[5.2] Bortoni, E. C.: Siniscalchi, R. T.; Jardini, J. A. - Determination of Hydro Generator Efficiency Using Infrared Thermal Imaging Techniques - IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 26, no. 4, pp. 1134-1139, Dec. 2011

[5.3] Uemori, M. K. I. – Projeto de Hidrogeradores Orientado à Eficiência – Dissertação de Mestrado – Universidade de Itajubá, Maio, 2023

[5.4] Yamazaki, K.; Fukushima, N. - Iron Loss Model for Rotating Machines Using Direct Eddy Current Analysis in Electrical Steel Sheets - IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 25, no. 3, pp. 633-641, Sept. 2010

[5.5] Zhu, Z.; Xue, S.; Chu, W.; Feng, J.; Guo, S.; Chen, Z.; Peng, J. - Evaluation of Iron Loss Models in Electrical Machines - IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 2, pp. 1461-1472, March-April 2019,

[5.6] Lipo, T. A. - Introduction to AC Machine Design -- John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, 2017

[5.7] Seo, J. -H.; Chung, T. -K.; Lee, C. -G.; Jung, S. -Y.; Jung, H. -K. -Harmonic Iron Loss Analysis of Electrical Machines for High-Speed Operation Considering Driving Condition - IEEE Transactions on Magnetics, vol. 45, no. 10, pp. 4656-4659, Oct. 2009.

[5.8] Anderson, P. M.; Fouad, A. A. – Power System Control and Stabilty – 2nd Edition, John Wiley and Sons Inc. Publication, Hoboken, NJ, 1976

[5.9] Ionel, D. M.; Popescu, M.; McGilp, M. I.; Miller, T. J. E.; Dellinger, S. J.; and R. J. Heideman, R. J. - Computation of Core Losses in Electrical Machines Using Improved Models for Laminated Steel - in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 43, no. 6, pp. 1554-1564, nov. 2007

[5.10] Hargreaves, P. A.; Mecrow, B. C.; Hall, R. - Calculation of Iron Loss in Electrical Generators Using Finite-Element Analysis - IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 48, no. 5, pp. 1460-1466, Sept.-Oct. 2012

[5.11] Ionel, D. M.; Popescu, M.; Dellinger, S. J.; Miller, T. J. E.; McGilp, M; I.; Heideman, R. J. - Factors Affecting the Accurate Prediction of Iron Losses in Electrical Machines - IEEE International Conference on Electric Machines and Drives, *2005.* San Antonio, TX, USA, 2005, pp. 1625-1632,

[5.12] HVDC Unit connected Generators - Guide for Preliminary Design and Specification of Hydro Stations with HVDC Unit Connected Generators, Cigre, 1997

[5.13] Emery, R.; Eugene, J.- Harmonic Losses in LCI-Fed Synchronous Motors - IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 38, no. 4, pp. 948-954, July-Aug. 2002

[5.14] Boris, B.; Jože, V. - Increasing Efficiency of Hydro Power Plants by Means of Active Power Filters- University of Maribor, Slovenia

[5.15] ELSebaay, A.; Ramadan, M.; Abu Adma. M. - Studying the Effect of Non-Linear Loads Harmonics on Electric Generator Power Rating Selection - European Scientific Journal, No.18, Vol. 13, pp.548-561, June, 2017

[5.16] Liu, Y.; Zhu, Y. - The Harmonic Characteristics of HVDC System and Reduction - 3th International Conference on Intelligent System Design and Engineering Applications - pp. 1452-1455, Hong Kong, jan. 2013.

[5.17] UHE Furnas - Manual de Comissionamento do Gerador da Unidade 6 – CEMF. 0165.2927.001190 - Rev. E

[5.18] Eletrobras Furnas - Ensaio de Rendimento do Gerador da UG06 da Usina de Furnas - DEAM.O.0425/2015

[5.19] Operador Nacional do Sistema – Manual de Procedimentos de Operação 5 – submódulo 5.11. Abril, 2023

[5.20] Engevik, E. L.; Valavi, M.; Nysveen, A. - Analysis of Additional Eddy-Current Copper Losses in Large Converter-Fed Hydropower Generators - XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM), Alexandroupoli, Greece, 2018, pp. 1067-1073

[5.21] IEEE STD 115. IEEE Guide Test Procedures for Synchronous Machines, IEEE Standard 115-2019, nov. 2019.

[5.22] IEC-60034-33 - Rotating Electrical Machines – Part 33: Synchronous Hydrogenerators Including Motor-generators – Specific Requirement, 2022.

[5.23] IEC- 60034-32A - Rotating Electrical Machines - Part 2: Methods for Determining Losses and Efficiency of Rotating Electrical Machinery from Tests (Excluding for Traction Vehicles) - Measurement of Losses by the Calorimetric Method, 2020.

[5.24] Jichao, H.; Yutian, S.; Ping, Z.; Haiming, Q.; Jiechen, D.; Yufei, L.; Chunli, Z.; Baojun, G.; Weili, L. - Influence of Complex Fluid Flow on Temperature Distribution in the Rotor Region of Large Hydrogenerator Under the Rotor Rotation - IEEE Access, 2022, vol. 10, pp. 3252-3262

[5.25] Weili, L.; Chunwei, G.; Yuhong, C. - Influence of Rotation on Rotor Fluid and Temperature Distribution in a Large Air-Cooled Hydrogenerator - IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 28, no. 1, pp. 117-124, March 2013

[5.26] Li, W.; Li, D.; Li, J.; Zhang, X. - Influence of Rotor Radial Ventilation Ducts Number on Temperature Distribution of Rotor Excitation Winding and Fluid Flow State Between Two Poles of a Fully Air-Cooled Hydro-Generator - IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, no. 5, pp. 3767-3775, May 2017

[5.27] Naidu, M.; Mathur, R. M. - Evaluation of Unit Connected, Variable Speed, Hydropower Station for HVDC Power Transmission - IEEE Transactions on Power Systems, 1989, vol. 4, pp. 668-676.

[5.28] Stavnesli, J. H.; Nøland, J. K. - Stator Flux-Regulatory Excitation Control in Converter-Fed Synchronous Machines for Pumped-Storage Variable-Speed Hydropower - IEEE Open Access Journal of Power and Energy, vol. 9, pp. 340-350, 2022

[5.29] Polster, S.; Deschler, J.; Renner, H.; Bocquel, A.; Janssen, M. - Challenges of Large Converter-Fed Synchronous Machines for Variable-Speed Pumped Hydro Storage - Energies 2023, vol. 16, issue 22, 7506.

[5.30] Steimer, P. K.; Senturk, Aubert, O.S.; Linder, S. - Converter-Fed Synchronous Machine for Pumped Hydro Storage Plants - IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, 2014, pp. 4561-4567

8.0 Apêndices

Apêndice A – Ensaio de perdas na UG06 – UHE Furnas

A1. Resumo das Perdas

	Rendimento de	Geradore	s - USFU U	G#06			
	Resumo das Pero	las e Cálculo	do Rendime	nto			
		ļ					
Símbolo	Variável	Unidade			Perdas		
	Produce and constitution if a	line	Giro 01	GIFO 02	GIOUS	120MVA	160 MVA
PV	Perdas por venuração	[KW]	/10,4/	708,85	/10,58	/10,82	/13,/8
Pierra	Perdas no terro	[kW]		540,38	-	540,38	540,38
Pcobre	Perdas no cobre	[kW]			355,93	184,00	327,04
PAD	Perdas adicionais	[kW]			269,96	138,95	237,69
Protor	Perdas no rotor	[kW]		182,58	85,94	365,18	477,81
Perc - Total	Perdas nas escovas	[kW]		-		4,77	5,93
Percit	Perda no sistema de excitação	[kW]	-	on the second	- Furne	30,71	33,96
PMC-prador	Perdas no mancal combinado (referente ao gerador)	[kW]		194 - U	-	151,50	156,17
Eperdan.	Somatório das perdas	[kW]		-	-	2126,31	2492,75
Puetta	Potência de saída do gerador	[kW]		-		117605,14	154608,57
ή	Rendimento final	[%]		S. 1. 4. 1. 1.	Sol - Date	98,22	98,41
ήзιότεο	Rendimento esperado	[%]		- 1	-	98,00	98,27
Q	Vazão no radiador do gerador (10")	[m ³ /s]	0,018209	0,036686	0,041902		
Tentr	Temperatura de entrada da água	[°C]	25 861	25,861	25,451		
Teste	Temperatura de saída da água	[°C]	34 885	34 957	33,363		
ΔΤ	Diferenca entre temperaturas	[*c]	9.024	9.095	7,911		
P1	Perdas nos radiadores	[kW]	683,683	1388,259	1379,354		
(P21)	Perdas na tampa do gerador	[kW]	18,738	24,021	23,754		
(P22)	Perdas nas paredes do gerador	[kW]	4,154	9,755	8,848		
(P23)	Perdas no teto da turbina	[kW]	3,900	10,820	10,456		
	Perda total nas superfícies	[kw]	26 792	44 505	43.058	0.0104_0011-0	

A2. Ensaios de perdas da UG06: Medições em campo

	CONTRACTOR CONTRA						
PATM	Pressão atmosférica	[mbar]	935,70	935,21	936,67	936,98	940,89
UR	Umidade relativa	[%]	32,76	28,76	34,33	29,79	30,10
Tmid-AB	Temperatura média do ar (saida dos radiad)	[°C]	36,371	38,529	37,845	37,382	37,864
ρbo	Densidade do ar para a temperatura e UR	[kg/m ³]	1,135	1,133	1,134	1,134	1,134
Q	Vazão no mancal combinado (4")	[m ³ /s]				0,03111015	0,03210343
Tentr	Temperatura de entrada da água	(°C)		10		24,665	24,122
Tsatta	Temperatura de saida da água	(°C)			S	27,188	26,667
ΔΤ	Diferença entre temperaturas	[°C]				2,522	2,546
PMC	Perdas no MC	[kW]				326,879	340,39
P _{MC - Gerator}	Perdas no MC (parcela do Gerador)	[kW]				151,503	156,17
Vr	Tensão de campo	[Vcc]		256.68	172.58	375,48	439,96
1r	Corrente na excitação	[A]		711,31	497,96	972,57	1086,03
TRotor	Temperatura do Rotor	[°C]	1. 100	68,81	56,81	90,01	106,01
RRator	Resistencia do Rotor	[Ω]		0,360850	0,346578	0,386068	0,405108
PCampo	Potência no campo	[kW]	- S	182,58	85,94	365,18	477,81
Vescowa	Queda de tenão na escova (escova isolada)	[M]				2,40	2,68
Pescowas 1	Perdas nas escovas por atrito	[kW]		1007- 20-	0-19-	0,10	0,10
Pescovas 2	Perdas nas escovas por carga	(kW)	-		S	4,66	5,82
P _{enc} - Total	Perdas totais nas escovas	[kW]	-	-	-	4,77	5,93
VA	Tensão da fase A na entrada do TEX	[Vca]	1. 1.	8675,67	118,14	8968,54	9021,17
IA.	Corrente da fase A na entrada do TEX	[A]		101-00	44,00	51,40	57,29
FPA	Fator de potência da fase A			-0,79	0,0007	0,2862	0,32993404
Prex - ga	Potência útil na entrada do TEX - Fase A	[kW]	-	-		131,928	170,52
PTER	Potência útil total na entrada do TEX	[kW]				395,89	511,77
Percit	Perdas no sistema de excitação	[kW]			1 - EN 1	30,71	33,96
d3	Deflexão da cruzeta por efeito de carga	[mm]	- 1	-	-	1,08	1,11
е	Cálculo do empuxo hidráulico	(ton)	-			456,53	469,21
Vug	Tensão média UG	I M I		8668,66	118,03	8975.31	9026.50
lug	Corrente média UG	[A]		0,00	6159,08	4417,97	5778,25
FP	Fator de potência da UG	1		0.000	0.000	0,966	0,964
Pus	Potência ativa da UG	[MW]		0.00	0.00	117.61	154.61
Qug	Potência reativa da UG	[MVAR]	-	0,00	0,00	31.68	42.64
Sug	Potência aparente da UG	[MVA]		0.00	0.00	121.80	160.38

Apêndice B – Medição da resistência Ohmica dos enrolamentos do estator

UG06 – UHE Furnas

ENSAIO

MEDIÇÃO DA RESISTÊNCIA OHMICA DOS ENROLAMENTOS DO ESTATOR

Localização	T _A – Temperatura do Enrolamento								
dos RTDs	Fase A		Fas	se B	Fase C				
(Ranhura)	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois			
114S	27,8	27,8	27,7	27,7	27,7	27,7			
231	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8			
205S	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1			
1271	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1			
309S	28,1	28,1	28,0	28,0	28,0	28,0			
2311	28,9	29,0	28,9	28,9	28,9	28,9			
Madia (PC)	28,47	28,48	28,44	28,43	28,41	28,42			
media (C)	28,48		28,43		28,41				

		Medição o	le Tensão	e Corrente	e Cálculo da R	esistência		
	Fase A Fase B				Fase C			
Tensão (V)	Corrente (A)	Resistência	Tensão (V)	Corrente (A)	Resistência	Tensão (V)	Corrente (A)	Resistência
0,24	88,5	0,0027119	0,25	89,7	0,0027313	0,24	88,2	0.0027381
0,27	99,5	0,0027035	0,27	100,4	0,0027141	0,28	103,2	0,0027326
0,30	110,0	0,0027045	0,30	111.0	0,0027027	0,31	112,5	0,0027244
Resistên	cia média Ω)	0,0027066	Resistên	cia média Ω)	0,0027160	Resistên	cia média Ω)	0,0027317

Fase A: Resistência (relacionada a $T_1 = 75^{\circ}C$) = 0,003185 Ohms Fase B: Resistência (relacionada a $T_1 = 75^{\circ}C$) = 0,003197 Ohms Fase C: Resistência (relacionada a $T_1 = 75^{\circ}C$) = 0,003216 Ohms

Apêndice C – Medição da resitência Ohmica do rotor

UG06 – UHE Furnas

ENSAIO

Medição da resistência ôhmica do enrolamento do rotor

Localização dos termopares	T ₀ – Temperatura do Enrolamento durante o ensaio				
(pólos)	Antes	Depois			
395	24,2	24,4			
381	24,1	24,3			
4S	24,4	24,6			
31	24,3	24,6			
21S	24,3	24,6			
201	24,2	24,5			
Madia (°C)	24,25	24,5			
media (C)	24	,38			

Mediçi	ões de Tensão e	Corrente
Tensão (V)	Corrente (A)	Resistência (Ω)
27,0	91,0	0,2967033
32,0	101,0	0,3168317
36,0	112,0	0,3214286
Resistênci	a média (Ω)	0,311655

Correção dos valores de resistência:

 T_0 [°C] = Temperatura média do enrolamento no momento da medição T₁ [°C] = Temperatura de referência

 $RT_1 = RT_0 \times [234,5 + T_1] / [234,5 + T_0]$

R (relacionado à T₁) = 0,372601 Ohms

Apêndice D – Simulação das perdas na rotação nominal

		DADOS	DE ENTRADA		
Potência Nominal	[kVA]	160000	Tensão nominal	[kV]	15.00
Fator de potência	[-]	0.950	Rotação nominal	[rpm]	150.00
Momento inércia (J)	[T.m2]	6525	Rotação disparo	[rpm]	282.00
H const de inércia	[s]	5.031	Número de polos	[-]	48
Diâmetro interno	[mm]	9500.0	Diâmetro externo	[mm]	10300.0
Comprimento núcleo	[mm]	1760.0	Altura da cunha	[mm]	11.50
Número dutos vent	[-]	49	Largura duto vent	[mm]	6.00
Altura Yoke	[mm]	241.0	Altura ranhura	[mm]	147.5
Largura da ranhura	[mm]	23.9	Número ranhuras	[-]	468
Tipo chapa silicio	[W/kg]	2.70	Espessura chapa	[mm]	0.50
		FNDOI			
Número de camadas	[-]	ENROL 2.	Espiras por barra	[-]	1
Circuitos paralelos	[-]	3	Passo enrolamento	[-]	9
Número de fios	[-]	54	Largura fio	[mm]	7.70
Espessura fio	[mm]	1.80	Raio fio	[mm]	0.65
Isolação principal	[mm]	3.40	Isolação fio	[mm]	0.10
Separador camada	[mm]	7.00	Espessura cunha	[mm]	5.00
	[mm]	POLOS	Entreferro mávimo	[mm]	33 70
Licrererro	[11111]	27.00		[IIIII]	220.00
Comprimente sapata	[11111]	460.00	Comprimente púeleo	[IIIII]	1920.00
Altura capata	[11111]	1/00.00	Altura púcloo	[IIIII]	210 00
Aitura Sapata	[11111]	1 50	Faraga color icol aur		210.00
Num ospiras pormais	[[[[[[]]]]]]	23.00	Num ospiras rofrig	[IIIII]	10.00
Fances capita normal	[-] [mm]	5 00	Range ospira refrig	[_]	10.00
Lopess espira normal	[IIIII]	90.00	Lorg coping refriger	[IIIII]	3.00
Núm barras amortas	[11111] Г 1	00.00	Diâm barra amortos	[IIIII]	90.00
Passo amortecedor	[—] [mm]	53.80	Seção segm amortec	[mm2]	800.00
		ANEL	MAGNÉTICO		
Diâm ext. coroa rot	[mm]	8892.00	Comprim coroa rotor	[mm]	1800.00
Alt Radial coroa rot	[mm]	710.00	Num segm coroa/volta	[-]	12.00
Potância Nominal		DADOS PRINC	IPAIS DE SAIDA	 [لایر]	15 00
Fator de potância	[KVA]	100000	Potação nominal	[rom]	150.00
Momonto inórgio (T)	[] [[] m 2]	6525	Rotação dispara	[rpm]	292 00
H const de inércia	[1.1112] [e]	5 031	Número de polos	[_]	202.00
	[3]	5.051	Numero de poros		
Fator aproveitamento	[-]	6.72	Intens linear corrent	[A/mm]	64.38
Dens corrente barra	[-]	2.816	Capa de corrente	[A2/mm3]	181.32
Relação D/L	[-]	5.398	q num.ranh.polo fase	[-] 3 +	1 / 4
Fator enrolamento 1h	[-]	0.94822	Fator enrolamento 3h	[-]	-0.59670
Corrente nominal	[A]	6158.4	Corrente por barra	[mm]	2052.8
Veloc perif nominal	[m/s]	74.6	Veloc perif disparo	[m/s]	140.3
bps/Tps	[-]	0.740	Entref max/nom	[-]	1.248
		NÚCLE	O DO ESTATOR		
Diâmetro interno	[mm]	9500.0	Diâmetro externo	[mm]	10300.0
Comprimento núcleo	[mm]	1760.0	Altura da cunha	- [mm]	11.50
Comp efetivo núcleo	[mm]	1392.7	Passo de ranhura	- [mm]	63.77
Número seg volta	[mm]	31.20	Largura segmento	[mm]	1035.38
Número dutos vent	[-]	49	Largura duto vent	[mm]	6.00
Altura Yoke	[mm]	241.00	Altura ranhura	[mm]	147.50
Largura da ranhura	[mm]	23.90	Número ranhuras	[-]	468

Tipo chapa silicio	[W/kg]	2.70	Espessura chapa	[mm]	0.50						
		ENR0	DLAMENTO DO ESTATOR								
Número de camadas	[-]	2	Espiras por barra	[-]	1						
Circuitos paralelos	[-]	3	Passo enrolamento	[-]	9						
Número de fios	[-]	54	Largura fio	[mm]	7.70						
Espessura fio	[mm]	1.80	Raio fio	[mm]	0.65						
Isolação principal	[mm]	3.40	Isolação fio	[mm]	0.10						
Separador camada	[mm]	7.00	Espessura cunha	[mm]	5.00						
Seção do fio	[mm2]	13.497	Seção da barra/bobina	[mm2]	728.86						
Larg barra isolada	[mm]	23.70	Altura barra isolada	[mm]	64.00						
Comprimento barra	[mm]	3010.00	Compr total conexões	[m]	120.00						
Kmax	[-]	1.51	KN	[-]	1.17						
K fator CC/AC	[-]	1.1006	Resist 20oC por fase	[ohm]	0.002618						
Resist Tref p/ fase	[ohm]	0.003184	Temp referência Tref	[OC]	75						
		POLC	OS DO ROTOR								
Entreferro	[mm]	27.00	Entreferro máximo	[mm]	33.70						
Largura sapata polo	[mm]	460.00	Larg. núcleo polo	[mm]	320.00						
Comprimento sapata	[mm]	1760.00	Comprimento núcleo	[mm]	1820.00						
Altura sapata	[mm]	68.00	Altura núcleo	[mm]	210.00						
Espess chapa polo	[mm]	1.50	Espess colar isol sup	[mm]	6.00						
Tipo de espiras	[-]	0	Passo polar	[-]	621.77						
Num espiras normais	[-]	23.00	Num espiras refrig	[-]	10.00						
Espess espira normal	[mm]	5.00	Espess espira refrig	[mm]	5.00						
Larg espira normal	[mm]	80.00	Larg espira refriger	[mm]	90.00						
Núm barras amortec	[_]	8	Diâm barra amortec	[mm]	20.00						
Passo amortecedor	L J [mm]	53 80	Seção segme amortes	[mm2]	800.00						
Disporção polo vario	[IIIIII]	1 220	Disporção polo corgo	[1 373						
Social oppire port	/L] [mm2]	300 000	Social ospiral refriger	[mm2]	119 000						
Seção espira normal	[IIIII]2]	399.000	Seção espira reiriger	[IIIIIIZ] Г 1	449.000						
Dens corr esp normal		0 210040	Dens corr esp reirig	[-]	2.140						
Resistencia 20 oC	[onm]	0.312942	Resist Temp Referenc	[00]	0.380572						
Dist espiras refrig	[mm]	/5.0	Temp referencia Tref	[00]	/5						
		ANE1	MACNÉTICO								
		211013	MAGNETICO								
Diâm ext. coroa rot	[mm]	8892.00	Comprim coroa rotor	[mm]	1800.00						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot	[mm] [mm]	8892.00 710.00	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta	[mm] [-]	1800.00 12.00						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot	[mm] :[mm]	8892.00 710.00	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta	[mm] [-]	1800.00 12.00						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot	[mm] [mm] TO MAGI	8892.00 710.00 VÉTICO - INDUG	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta	[mm] [-]	1800.00 12.00						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot	[mm] [mm] TO MAGI	8892.00 710.00 NÉTICO - INDUG	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E]						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro	[mm] [mm] TO MAGI Inc	8892.00 710.00 NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo	[mm] [mm] TO MAGI Inc	8892.00 710.00 NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio	[mm] [mm] TO MAGI Inc	8892.00 710.00 NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo	[mm] [mm] TO MAGI Inc	8892.00 710.00 véTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1 6210	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa	[mm] [mm] TO MAGI Inc	8892.00 710.00 NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel	[mm] [mm] TO MAGI Inc	8892.00 710.00 véTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel	[mm] [mm] TO MAGI Inc	NETICO - INDUC dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo	[mm] [mm] TO MAGI Inc	NALI 8892.00 710.00 NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL	[mm] [mm] TO MAGI Ind	<pre>% 10.00 % 10.00 %</pre>	Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta CÃO E FMM A VAZIO	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã	[mm] [mm] TO MAGI Inc	NÉTICO - INDUG NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 210	[A]	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã	[mm] [mm] TO MAGE Inc io a va:	NÉTICO - INDUC SÚTICO - INDUC SÚÇÃO [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 210 htreferro	[A] [A] [A]	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a va: io a va: io a va: io a va:	NÉTICO - INDUG NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 zio htreferro arto circuito	[A] [A] [A] [A]	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente médio Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação	[mm] [mm] TO MAGE Inc io a va: io do en io em cu	8892.00 710.00 NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 zio htreferro urto circuito	<pre>[A] Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta CÃO E FMM A VAZIO CÃO E FMM A VAZIO CÃO E FMM A VAZIO</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a vaz io do en io em cu	NÉTICO - INDUC NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 zio htreferro htreferro htreferro htre circuito	<pre>[A] [A] [A] [A] [A] [A] [-] CÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a vaz io do en io em cu TO MAGE Ind	<pre>NETICO - INDUC dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 zio htreferro arto circuito NÉTICO - INDUC dução [T]</pre>	<pre>[A] [A] [A] [A] [A] [A] [-] CÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E]						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a vas io do en io em cu TO MAGE Ind	NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 210 htreferro htro circuito NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8051	<pre>[A] [A] [A] [A] [A] [A] [-] CĂO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a va: io do en io em cu TO MAGE Ind	NÉTICO - INDUC NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 zio htreferro htro circuito NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8051 1.6227	<pre>[A] [A] [A] [A] [A] [A] [-] CĂO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio	[mm] [mm] TO MAGE Inc io a va: io do en io em cu TO MAGE Inc	<pre>Nichi 8892.00 710.00 NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 zio ntreferro urto circuito NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8051 1.6227 1.5833</pre>	<pre>[A] [A] [A] [A] [A] [A] [-] CÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo	[mm] [mm] TO MAGE Inc io a va: io do en io em cu Inc	<pre>% ************************************</pre>	<pre>[A] Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO ÇÃO E FMM EM CARGA ÇÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa	[mm] [mm] TO MAGE Inc io a va: io do en io em cu TO MAGE Inc	<pre>Nitri 8892.00 710.00 NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 zio ntreferro nto circuito NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8051 1.6227 1.5833 1.5459 0.9711</pre>	<pre>[A] [A] [A] [A] [A] [A] [-] CĂO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48 494.32						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot Alt Radial coroa rot Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Reação da armadura	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a va: io do en io em cu TO MAGE Ind	<pre>NAME 8892.00 710.00 NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 210 ntreferro nto circuito NÉTICO - INDUC dução [T] 0.8051 1.6227 1.5833 1.5459 0.9711</pre>	<pre>[A] Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO [A] [A] [A] [A] [-] CÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48 494.32 21957.66						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Reação da armadura	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a va: io do en io em cu TO MAGE Ind	<pre>% ************************************</pre>	<pre>[A] Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ZÃO E FMM A VAZIO ZÃO E FMM A VAZIO CÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48 494.32 21957.66 499.26						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Reação da armadura Entreferro polo/anel Polo	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a va: io do en io em cu TO MAGE Ind	<pre>% ************************************</pre>	<pre>[A] Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ZÃO E FMM A VAZIO ZÃO E FMM A VAZIO ZÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48 494.32 21957.66 499.26 148.0 92						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Reação da armadura Entreferro polo/anel Polo	[mm] [mm] TO MAGE Ind io a va: io do en io em cu TO MAGE Ind	<pre>%ÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 210 htreferro urto circuito %ÉTICO - INDUG dução [T] 0.8051 1.6227 1.5833 1.5459 0.9711 1.5685</pre>	<pre>[A] Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ZÃO E FMM A VAZIO ZÃO E FMM A VAZIO ZÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48 494.32 21957.66 499.26 1480.92 1243 50						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot Alt Radial coroa rot CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente médio Dente máximo Coroa Reação da armadura Entreferro polo/anel Polo Acréscimo (tol)	[mm] [mm] TO MAGI Ind io a va: io do en io em cu TO MAGI Ind	<pre>% ************************************</pre>	<pre>[A] Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ZÃO E FMM A VAZIO ZÃO E FMM A VAZIO ZÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48 494.32 21957.66 499.26 1480.92 1243.50 63419.47						
Diâm ext. coroa rot Alt Radial coroa rot Alt Radial coroa rot Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente médio Dente máximo Coroa Entreferro polo/anel Polo TOTAL Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Corrente de excitaçã Indice de Saturação CIRCUI Entreferro Dente mínimo Dente médio Dente máximo Coroa Reação da armadura Entreferro polo/anel Polo Acréscimo (tol) TOTAL Corrente de excitaçã	[mm] [mm] TO MAGI Ind to a var to do en to em cu TO MAGI Ind	<pre>Nichi 8892.00 710.00 NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8442 1.7015 1.6603 1.6210 1.0183 1.4823 210 htreferro nrto circuito NÉTICO - INDUG dução [T] 0.8051 1.6227 1.5833 1.5459 0.9711 1.5685</pre>	<pre>[A] Comprim coroa rotor Num segm coroa/volta ÇÃO E FMM A VAZIO ÇÃO E FMM A VAZIO CÃO E FMM EM CARGA</pre>	[mm] [-]	1800.00 12.00 FMM [A.E] 38719.97 1422.20 53.63 471.84 1125.43 41793.07 633.23 591.67 504.44 1.07 FMM [A.E] 36925.33 817.48 494.32 21957.66 499.26 1480.92 1243.50 63418.47 96.0 e0						
					REATÂNCI	AS [pu]-					
----------	-------	--------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-------------	-----------	------------	-----------
		EIXO I	DIRETO					EIXO Ç)UADRATUI	RA	
NÃO S	ATUF	ADO	SATURAI	00		N	IÃO SATUF	RADO	SATURA	DO	
Xdu	= C	.8526	Xds =	= 0.7966		Х	(qu = (0.6357	Xqs -	= 0.5940	
X'du	= C	.2829	X'ds =	= 0.2736							
X"du	= C	.1954	X"ds =	= 0.1661		Х	"qu = (0.1938	X"qs :	= 0.1822	
						E	ispersão)			
X2	= C	.1946	X2 =	= 0.1741		Х	(B) = (0.1141			
X0	= C	.1202	X0 =	= 0.1022		Х	ST = (0.1192			
						Х	SX = (1420			
				CON	ISTANTES	DE TEMPC	[s]				
T'do	=	5.38	T'd =	= 1.8468		I	"qo = (.3586			
T"do	=	0.12	T"d =	= 0.0839		Т	"q = (.1094			
				PEF	RDAS E RE	NDIMENTC)				-
D] .						F	ERDAS []	2W] 1 7			
Perda	S Fe	rro		- 6		=	4//.	. 1 /			
Perda	.s 12	K estato	ora /s	00		=	362.	.25			
Perda	S AC	lionais		~		=	289.	.08			
Perda	.s 12	R rotor	a /5 00	Ĵ.		=	354.	.93			
Perda	S EX	CILAÇAO	_			_		.49			
Perda	s ve	encilação masil				_	1000.	.97			
Perda	S Ma	Incal				_	168.	.00			
Perua	NTNT	ATAL 10				_	2293.	.09			
RENDI	MENT	0		עבת			98.3	012 8			
	raa	т <i>ғ</i>	 ټي۲ :	Dfo	DIMENTO	Padia	Pouro+	Dovo		Dmancal	 Totol
Dond	rya	11	WT	FIG	rcuest	Paulo	PCULOU	rexc	rvenc	PIIIdIICal	IOLAI
rena		[7,]	г 1	[]-1-7-7]	[]-177]	[]-1-7-7]	[]-177]	[]-177]	[]-17]	[]-17]	[1-177]
L ۲۰۱	puj	[A]	[-]	[KW]	[KW]	[KW]	[KW]	[KW]	[KW]	[KW]	[K W]
[8]	.00	960.89	100.00	477.17	362.25	289.08	354.93	35.49	608.97	168.00	2295.89
98.51											
1	.00	960.89	0.00	477.17	362.25	289.08	354.93	35,49	608.97	168.00	2295.89
98.51		200.00	0.00		202.20	200.00	201.90	00.15	500.57	100.00	
Re	ndim	ento méd	dio ponde	erado							
			<u>r</u>								

98.512

Apêndice E – Simulação de perdas com rotação variável utilizando parâmetros de projeto.

E1. Rotação 138 rpm

		DADOS	DE ENTRADA		
Potência Nominal	[kVA]	160000	Tensão nominal	[kV]	15.00
Fator de potência	[-]	0.950	Rotação nominal	[rpm]	138.00
Momento inércia (J)	[T.m2]	6525	Rotação disparo	[rpm]	282.00
H const de inércia	[s]	4.258	Número de polos	[-]	48

PERDAS E	RENDIMENT	[0	
		PERDAS [kW]	
Perdas Ferro	=	551.41	
Perdas I2R estator a 75 oC	=	362.25	
Perdas Adionais	=	263.10	
Perdas I2R rotor a 75 oC	=	416.17	
Perdas Excitação	=	41.62	
Perdas Ventilação	=	474.19	
Perdas Mancal	=	131.00	
Perdas TOTAL	=	2239.74	
RENDIMENTO	=	98.548	8

E2. Rotação 139,5 rpm

		DADOS	DE ENTRADA		
Potência Nominal	[kVA]	160000	Tensão nominal	[kV]	15.00
Fator de potência	[-]	0.950	Rotação nominal	[rpm]	139.50
Momento inércia (J)	[T.m2]	6525	Rotação disparo	[rpm]	282.00
H const de inércia	[s]	4.351	Número de polos	[—]	48

PERDAS E	RENDIMENT	0
		PERDAS [kW]
Perdas Ferro	=	541.26
Perdas I2R estator a 75 oC	=	362.25
Perdas Adionais	=	266.32
Perdas I2R rotor a 75 oC	=	406.20
Perdas Excitação	=	40.62
Perdas Ventilação	=	489.84
Perdas Mancal	=	135.00
Perdas TOTAL	=	2241.49
RENDIMENTO	=	98.547 %

E3. Rotação 141 rpm

		DADOS	DE ENTRADA		
Potência Nominal	[kVA]	160000	Tensão nominal	[kV]	15.00
Fator de potência	[-]	0.950	Rotação nominal	[rpm]	141.00
Momento inércia (J)	[T.m2]	6525	Rotação disparo	[rpm]	282.00
H const de inércia	[s]	4.446	Número de polos	[-]	48

PERDAS E	RENDIMENI	0	
		PERDAS [kW]	
Perdas Ferro	=	531.69	
Perdas I2R estator a 75 oC	=	362.25	
Perdas Adionais	=	269.55	
Perdas I2R rotor a 75 oC	=	396.79	
Perdas Excitação	=	39.68	
Perdas Ventilação	=	505.70	
Perdas Mancal	=	140.00	
Perdas TOTAL	=	2245.66	
RENDIMENTO	=	98.544 %	

E4. Rotação 159 rpm

		DADOS	DE ENTRADA		
Potência Nominal	[kVA]	160000	Tensão nominal	[kV]	15.00
Fator de potência	[-]	0.950	Rotação nominal	[rpm]	159.00
Momento inércia (J)	[T.m2]	6525	Rotação disparo	[rpm]	282.00
H const de inércia	[s]	5.653	Número de polos	[-]	48

PERDAS E	RENDIMENI	TO
		PERDAS [kW]
Perdas Ferro	=	427.62
Perdas I2R estator a 75 oC	=	362.25
Perdas Adionais	=	308.89
Perdas I2R rotor a 75 oC	=	325.78
Perdas Excitação	=	32.58
Perdas Ventilação	=	725.29
Perdas Mancal	=	200.00
Perdas TOTAL	=	2382.41
RENDIMENTO	=	98.457 %

Apêndice F: Levantamento da curva de saturação em curto circuito

Levantamento da curva de saturação em curto-circuito

	Corrente de Armadura									
Referência (%)	Referência (A)	la (A)	lb (A)	Ic (A)	Imedia (A)	∆vshunt (mV)	lf (A)			
125	7698	7696	7721	7707	7708,0	24,94	623,50			
115	7082	7076	7107	7087	7090,0	22,77	569,25			
110	6774	6761	6785	6778	6774,7	21,69	542,25			
100	6158	6152	6181	6169	6167,3	19,63	490,75			
90	5542	5547	5561	5557	5555,0	17,59	439,75			
80	4926	4927	4945	4936	4936,0	15,56	389,00			
60	3695	3733	3746	3740	3739,7	11,67	291,75			
40	2463	2466	2475	2470	2470,3	7,56	189,00			
20	1232	1235	1240	1237	1237,3	3,60	90,00			
10	616	611	614	613	612,7	1,60	40,00			
0	0	110	111	110	110,3	0,00	0,00			

Tabela dos dados obtidos durante o ensaio:

Apêndice G - Levantamento da curva de saturação

CURVA DE SATURAÇÃO EM VAZIO

	Corre	Corrente de Campo					
ref (%)	ref (V)	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Vmedia	mVsh	lf
0	0	240	240	240	240,0	0	0,0
15	2250	2310	2320	2310	2313,3	3,6	90,0
30	4500	4600	4590	4580	4590,0	7,24	181,0
45	6750	6830	6830	6878	6846,0	10,87	271,8
60	9000	8960	8960	8970	8963,3	14,61	365,3
75	11250	11150	11150	11150	11150,0	18,7	467,5
90	13500	13500	13500	13500	13500,0	23,77	594,3
95	14250	14290	14290	14290	14290,0	25,76	644,0
100	15000	14990	15000	15000	14996,7	27,76	694,0
105	15750	15770	15770	15780	15773,3	30,27	756,8
110	16500	16460	16460	16470	16463,3	32,91	822,8
115	17250	17250	17250	17260	17253,3	36,5	912,5
120	18000	17940	17940	17950	17943,3	40,16	1004,0
125	18750	18780	18780	18790	18783,3	46,41	1160,3
120	18000	18080	18090	18090	18086,7	40,94	1023,
115	17250	17370	17370	17380	17373,3	36,71	917,8
110	16500	16610	16610	16620	16613,3	33,11	827,8
105	15750	15870	15870	15880	15873,3	30,26	756,5
100	15000	15050	15050	15060	15053,3	27,46	686,5
95	14250	14330	14340	14340	14336,7	25,41	635,3
90	13500	13480	13480	13490	13483,3	23,28	582,0
75	11250	11310	11310	11320	11313,3	18,5	462,5
60	9000	8970	8970	8980	8973,3	14,1	352,5
45	6750	6800	6790	6760	6783,3	10,26	256,5
30	4500	4470	4470	4450	4463,3	6,5	162,5
15	2250	2300	2300	2290	2296,7	3,11	77,8
0	0	290	290	290	290,0	0	0.0

Tabela dos dados obtidos no ensaio:





Cálculo da reatância Xd:



222

Apêndice I - Simulação de elevação de temperaturas

I.1 entrada de dados

```
* * *
                                          TR100 - PROGRAMA DE CALCULO DE TEMPERATURAS
* * *
CLIENT = RS
            INSTAL = FURNAS
            TIPO = SAV 950 / 176 / 48
                     = 20/11/2023
            DATA
            AUTOR = MAURO
            OBS1 = CALCULO PARA TRABALHO RS
                      = ELEVACOES DE TEMPERATURA
            OBS2
            POTENC = 160000. * POTENCIA NOMINAL [KVA]
                            15000. * TENSAO NOMINAL [V]
            UN
                       =
                               60.0 * FREQUENCIA NOMINAL [HZ]
            F
                       =
            ROT
                               150.0 * ROTACAO NOMINAL [RPM]
                       =
                              9500. * DIAMETRO INTERNO DO ESTATOR [MM]
            D
                       =
                       = 1760. * COMPRIMENTO TOTAL DO NUCLEO DO ESTATOR [MM]
            LFE
                       = 241.0 * ESPESSURA RADIAL DO NUCLEO DO ESTATOR [MM]
            НJ
                       = 0.950 * FATOR DE EMPILHAMENTO DO NUCLEO
            FEMP
                       = 468. * NUMERO DE RANHURAS DO ESTATOR
= 23.9 * LARGURA DA RANHURA [MM]
            ANZ
            BN
                       = 147.5 * PROFUNDIDADE DA RANHURA [MM]
            HN

    = 1.00 * RELACAO ENTRE ABERTURA/LARGURA DA RANHURA
    = 1.0 * FATOR AUMENTO TRANSMISSAO CALOR PELA CUNHA (1/50)
    = 49. * NUMERO DE DUTOS DE VENTILACAO

            FR11
            FR12
            ZSS

    = 6.0 * LARGURA DOS DOL
    = 2. * NUMERO DE ESPACADORES POR I
    = 19.000 * AREA DE UM ESPACADOR [MM2]
    0 * ESPESSURA DA CUNHA DE FECHA

                              6.0 * LARGURA DOS DUTOS DE VENTILACAO [MM]
            BSS
                                   2. * NUMERO DE ESPACADORES POR DENTE
            ZE
            QE
                       = 9.0 * ESPESSURA DA CUNHA DE FECHAMENTO DA RANHURA [MM]
= 7.0 * ESPESSURA DO SEPARADOR ENTRE BARRAS [MM]
            DTK

BUTBORNAL DI COMMENDE DI FORMELIATO DA 14
7.0 * ESPESSURA DO SEPARADOR ENTRE BARRAS [1
64.3 * ALTURA DA BARRA SUPERIOR ISOLADA [MM]
64.3 * ALTURA DA BARRA INFERIOR ISOLADA [MM]
54. * NUMERO DE FIOS NA BARRA SUPERIOR
54. * NUMERO DE FIOS NA BARRA INFERIOR
7. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 1
7. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 2
7. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 3
6. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 4
7. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 4
6. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 5
7. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 6
7. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 7
6. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 7
7. * NUMERO DE PARES FIOS NA REGIAO 8
7.70 * LARGURA DO FIO DA BARRA SUPERIOR [MM]
1.80 * ESPESSURA DO FIO DA BARRA SUPERIOR [MM]

                       =
            DIJ
            HOI
            HUI
            X1
            Х2
            FF1
            FF2
            FF3
            FF4
            FF5
            FF6
            FF7
            FF8
            в1
            B2
                               1.80 * ESPESSURA DO FIO DA BARRA SUPERIOR [MM]
            H1
                       =
                       =
                              1.80 * ESPESSURA DO FIO DA BARRA INFERIOR [MM]
            Н2
                       =
            R1
                               0.65 * RAIO DE CANTO DO FIO DA BARRA SUPERIOR [MM]
                               0.65 * RAIO DE CANTO DO FIO DA BARRA INFERIOR [MM]
3.40 * ESPESSURA DA ISOLACAO PRINCIPAL [MM]
            R2
                       =
            DIS = 3.40 * ESPESSURA DA ISOLACAO PRINCIPAL [MM]

DC = 0.15 * ESPESSURA DO PROTECAO ANTI CORONA [MM]

DXX = 2.10 * ESPESSURA DO CALCO ENTRE A CUNHA/BARRA SUP.[MM]

A1 = 3. * NUMERO DE CIRCUITOS PAPATEIOS
```

1

******	********	********	*******	******	* * * * * * * * * * *	******	****
	*						
*							
	* * *		TR100 -	PROGRAMA D	E CALCULO I	DE TEMPER	ATURAS
* * *							
+	*						
^							
******	*******	********	******	*******	********	******	****
	QAR =	95.0	* VAZAO I	OTAL DE AR	DE REFRIGE	RACAO [M	13/S]
	FSS =	0.768	* PARCELA	DE AR PAR	A O NUCLEO	DO ESTAT	'OR
	FATK =	1050.0	* CALOR E	SPECIFICO	X DENSIDADE	DO AR [W.S/M3/K]
	TLEIN =	40.0	* TEMPERA	TURA DO AR	FRIO [C]		
	TETAX =	23.4	* ELEVACA	O DE TEMPE	RATURA TOTA	AL DO AR	[C]
	DTRO =	16.5	* ELEV.TE	MP.AR ATE	ENTRADA NO	ESTATOR	[K]
	PZZ =	265.2	* PERDAS	NO DENTE D	O NUCLEO ES	STATOR [K	[W]
	PJJ =	206.2	* PERDAS	NA COROA D	O NUCLEO ES	STATOR [K	W]
	PZUS =	30. 0.210	* CONDUCT	ADICIONAIS	- PARTE RETA	DDINCIDA	BOBINAS [KW]
		13 000	* CONDUIT	BIL.IERMIC	A ISOLACAO	PRINCIPA	
	WLO =	13.000	* CONDUTI	BIL TERMIC	A CHAPA-LON A CHAPA-TRA	NGUIUDINA	. [W/M/C]
	WLC =	375.000	* CONDUTI	BIL. TERMIC	A DO COBRE	[W/M/C]	[[[]]]
	RCAMPO =	0.3804	* RESISTE	NCIA ROTOR	A 75 C [OH	IMS]	
	TCAL =	120.	* TEMPERA	TURA MAXIM	A DO ROTOR	[C]	
	CEX =	961.	* CORRENT	E DE EXCIT	ACAO [A]		
	CROT =	150.	* COEF.DE	TRANSMISS	AO DE CALOF	R [CM2*C/	[W]
	SREF =	82.780	* SUPERFI	CIE DE REF	RIGERACAO I	O POLO [M2]
	DTROR =	6.5	* ELEVACA	O TEMPERAT	URA AR-ENTF	RADA NA M	IAQUINA [K]
1							
******	* * * * * * * * * *	* * * * * * * * * *	* * * * * * * * * *	*****	* * * * * * * * * * *	*******	****
	*						
*							
	* * *		TR100 -	PROGRAMA D	E CALCULO I	DE TEMPER	ATURAS
* * *							
ч .	*						
^							
******	* * * * * * * * * *	********	* * * * * * * * * *	*****	* * * * * * * * * * *	******	****
	J	DTAR	DTZ	DTCU	DTJ	DTJ	DT
		AR	DENTE	COBRE	CORC	A	CUNHA E
					MEIO	COSTA	RTD
	-	1.6.0	0	F0 F	2.2.4		
	T	16.9	37.1	59.7	30.4	29.3	35.6
	2	17 5	39 0	62 4	30 4	293	50 5
	2	17.5	55.0	02.1	50.4	27.5	50.5
	3	18.0	40.2	62.4			
	4	18.5	40.7	60.5			
	5	19.1	40.9	59.6			
	C	10 0	41 0				
	6	19.6	41.3	59.7			
	7	20 1	41 3	57 3			
	/	20.1	71.0	57.5			
	8	20.7	40.9	51.9			
	9	21.2	40.1				
	10	21.8	35.6				

 11
 22.3

 12
 24.1

 13
 25.7

I.2 Rotação 138 rpm

RESULTADOS PRINCIPAIS *******

ESTATOR

VELOCIDADE	DO AR NA RE	GIAO ME	DIA DOS	DENTES	5 (1	M/S)	=	14.1
VELOCIDADE	do ar na re	GIAO DA	COROA	ESTATOR	RICA (1	M/S)	=	8.0
ELEVACAO DI	E TEMPERATUR	a do af	t			(K)	=	25.2
ELEVACAO DI	E TEMPERATUR	A MEDIA	DOS DE	INTES		(K)	=	41.0
ELEVACAO DI	E TEMPERATUR	a do nu	ICLEO, FU	INDO DA	RANHURA	(K)	=	41.6
ELEVACAO DI	E TEMPERATUR	a do nu	UCLEO,ME	CIO DA C	COROA	(K)	=	32.0
ELEVACAO DI	E TEMPERATUR	a do nu	UCLEO,NA	AS COSTA	\S	(K)	=	30.7
ELEVACAO TI	EMPERATURA E	NROLAME	NTO ESI	ATOR PO	R RTD	(K)	=	51.7

ROTOR

CARGA	TEF	RMICA		(W/C	(W/CM2) =0.			
ELEVAC	CAO	TEMPERATURA	ENROLAMENTO	ROTOR-RESISTENCIA	(C)	=	102.7	

I.3 Rotação 139,5 rpm

RESULTADOS PRINCIPAIS

ESTATOR

VELOCIDADE DO AR NA REGIAO MEDIA DOS DENTES	(M/S)	=	14.3
VELOCIDADE DO AR NA REGIAO DA COROA ESTATORICA	(M/S)	=	8.1
ELEVACAO DE TEMPERATURA DO AR	(K)	=	24.9
ELEVACAO DE TEMPERATURA MEDIA DOS DENTES	(K)	=	40.8
ELEVACAO DE TEMPERATURA DO NUCLEO, FUNDO DA RANHUF	RA (K)	=	41.4
ELEVACAO DE TEMPERATURA DO NUCLEO,MEIO DA COROA	(K)	=	31.8
ELEVACAO DE TEMPERATURA DO NUCLEO,NAS COSTAS	(K)	=	30.5
ELEVACAO TEMPERATURA ENROLAMENTO ESTATOR POR RTD	(K)	=	51.5

ROTOR

CARGA	TEF	RMICA		(₩/0	CM2)	=0.	5857
ELEVAC	CAO	TEMPERATURA	ENROLAMENTO	ROTOR-RESISTENCIA	(C)	=	98.7

I.4 Rotação: 141 rpm

RESULTADOS PRINCIPAIS ******************

ESTATOR

VELOCIDAD	DE E	o Ar	NA	REGI	AO	MEC	DIA	DOS	DE	INTE	S		(M/S)	=	14.4
VELOCIDAD	DE E	o ar	NA	REGI	AO	DA	COR	OA	EST	'ATO	RICA		(M/S)	=	8.2
ELEVACAO	DE	TEMPE	ERAT	'URA	DO	AR							(K)	=	24.6
ELEVACAO	DE	TEMPE	ERAT	URA	MEI	DIA	DOS	DE	NTE	S			(K)	=	40.3
ELEVACAO	DE	TEMPE	ERAT	'URA	DO	NUC	LEC	,FU	NDC	DA	RAN	HURA	A (K)	=	41.0
ELEVACAO	DE	TEMPE	ERAT	URA	DO	NUC	LEC	, ME	IO	DA	CORC	A	(K)	=	31.5
ELEVACAO	DE	TEMPE	ERAT	URA	DO	NUC	LEC	,NA	S C	OST	AS		(K)	=	30.2
ELEVACAO	TEM	IPERAT	TURA	ENF	ROLA	AMEN	ITO	ESI	'ATC	R P	OR R	TD	(K)	=	50.8

ROTOR

CARGA TERMICA (W/CM2) = 0.5663ELEVACAO TEMPERATURA ENROLAMENTO ROTOR-RESISTENCIA (C) = 95.0

I.5 Rotação: 150 rpm

RESULTADOS PRINCIPAIS *****

ESTATOR

VELOCIDADE DO AR NA REGIAO MEDIA DOS DENTES	(M/	′S)	=	15.3
VELOCIDADE DO AR NA REGIAO DA COROA ESTATORICA	(M/	′S)	=	8.7
ELEVACAO DE TEMPERATURA DO AR	((K)	=	23.4
ELEVACAO DE TEMPERATURA MEDIA DOS DENTES	((K)	=	39.6
ELEVACAO DE TEMPERATURA DO NUCLEO, FUNDO DA RAN	HURA ((K)	=	40.1
ELEVACAO DE TEMPERATURA DO NUCLEO,MEIO DA CORO	A ((K)	=	30.4
ELEVACAO DE TEMPERATURA DO NUCLEO,NAS COSTAS	((K)	=	29.3
ELEVACAO TEMPERATURA ENROLAMENTO ESTATOR POR R'	TD ((K)	=	50.5

ROTOR

CARGA	TEF	RMICA		(W/0	CM2)	=0	.4844
ELEVAC	CAO	TEMPERATURA	ENROLAMENTO	ROTOR-RESISTENCIA	(C)	=	79.2

I.6 Rotação 159 rpm

RESULTADOS PRINCIPAIS *****

ESTATOR

VELOCIDAD	e do ar	NA REGI	AO ME	DIA DO	S DENT	ES	(M/S)	=	16.2
VELOCIDAD	e do ar	NA REGI	AO DA	COROA	ESTAT	ORICA	(M/S)	=	9.2
ELEVACAO	DE TEMP	ERATURA	DO AR				(K)	=	22.7
ELEVACAO	DE TEMP	ERATURA	MEDIA	DOS D	ENTES		(K)	=	38.7
ELEVACAO	DE TEMP	ERATURA	DO NU	CLEO,F	UNDO D	A RANHUF	RA (K)	=	39.0
ELEVACAO	DE TEMP	ERATURA	DO NU	CLEO,M	EIO DA	COROA	(K)	=	29.5
ELEVACAO	DE TEMP	ERATURA	DO NU	CLEO,N	AS COS	TAS	(K)	=	28.3
ELEVACAO	TEMPERA	TURA ENR	OLAME	NTO ES	TATOR	POR RTD	(K)	=	49.8

ROTOR

CARGA	TERMICA		(W/C	:M2)	=0	.4316
ELEVAC	AO TEMPERATURA	ENROLAMENTO	ROTOR-RESISTENCIA	(C)	=	68.8

227

Apêndice J – Curvas de capabilidade utilizada pelos agentes

J.1 UHE Furnas

S= 160 MVA, Xd= 0,864 e Xq=0,610



J.2 Curva de capabilidade UHE Marimbondo

S=	190	MVA,	Xd=	1,06	еX	(q=0,	63
----	-----	------	-----	------	----	-------	----



J.3 Curva de Capabilidade da UHE Batalha





J.4 Curva de Capabilidade de UHE Baguari

```
S= 39 MVA, Xd= 1,124 e Xq= 0,822
```



Apêndice K – Código Python utilizado na construção dos gráficos de Eficiência 3D

K.1 Código completo para determinação da eficiência

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from mpl toolkits.mplot3d import Axes3D
# Definição das faixas de valores para frequência e potência
f natural = 60
f_values = np.linspace(0.9 * f_natural, 1.1 * f_natural, 25)
P_values = np.linspace(100000, 154000, 25)
# Calcula as perdas da máquina para cada combinação de f e P
def perdas_gerador(P, f):
    perdas1 = 580.9
                                           # Perdas no rotor, excitação
e escovas
    perdas2 = 1.432*(10**-8)*P**2
                                           # Perdas no cobre do estator
    perdas3 = 2.61*f
                                           # Perdas nos mancais
    perdas4 = 3.11*(10**-11)*f**1.4*P**2 # Perdas adicionais
    perdas5 = 6.21*f + 0.029*f**2
                                         # Perdas no ferro
    perdas6 = 3.304*(10**-3)*f**3
                                          # Perdas por ventilação
    return perdas1 + perdas2 + perdas3 + perdas4 + perdas5 + perdas6
# Calculando a eficiência em função de f e P
e values = []
for P in P_values:
    row = []
    for f in f_values:
        e = P / (P + perdas_gerador(P, f))
        row.append(e)
    e_values.append(row)
# Convertendo para arrays numpy para adequar em matrizes dimensionais para
plotar o gráfico
f_values, P_values = np.meshgrid(f_values, P_values)
e values = np.array(e_values)
e_values = e_values * 100
# Gráfico 3D
fig = plt.figure()
ax = fig.add_subplot(111, projection='3d')
color = 'viridis'
surf = ax.plot_surface(f_values, P_values, e_values, cmap = color)
# Define o mapa de cores como 'viridis'
# Adiciona uma barra de cores para indicar os valores
```

```
fig.colorbar(surf, shrink=0.5, aspect=5, location = 'right', pad = 0.1)
# Definição do título e dos rótulos
ax.set_xlabel('Frequência (Hz)', labelpad=10)
ax.set_ylabel('Potência (kW)', labelpad=10)
ax.set_zlabel('Eficiência %', labelpad=10)
plt.title('Máquina síncrona: Eficiência em função da Potência e Frequência')
```

plt.show()

K.2 Código parcial: Influência da relação V/F variável na eficiência

```
# Calcula as perdas da máquina para cada combinação de f e P
def perdas_gerador(P, f):
    perdas1 = 39.89
                                                   # Perdas nas escovas e
sistema de excitação
    perdas2 = 1.432*(10**-8)*P**2
                                                  # Perdas no
cobre do estator
    perdas3 = 2.61*f
                                                  # Perdas nos mancais
    perdas4 = 3.304*(10**-3)*f**3
                                                  # Perdas por ventilação
    perdas5 = 3.11*(10**-11)*f**1.4*P**2
                                                  # Perdas adicionais
    perdas6 = 540.38*((60/f)**2.5)*((f/60)**1.4) # Perdas no ferro
    perdas7 = 0.3803*(10**-3)*((969*(2-f/60)*(1+0.0405*(e**(6.226*(1.2-
f/60)))))**2) # Perdas no rotor
```

return perdas1 + perdas2 + perdas3 + perdas4 + perdas5 + perdas6 + perdas7

K.3 Código parcial: Influência dos harmônicos na eficiência do gerador

```
e_values = []
# Calcula as perdas da máquina para cada combinação de f e P
def perdas_gerador(P, f):
    perdas1 = 517.7
                                           # Perdas no rotor, sistema de
excitação e escovas
    perdas2 = 1.51*(10**-8)*P**2
                                          # Perdas no cobre do estator
    perdas3 = 2.61*f
                                          # Perdas nos mancais
    perdas4 = 3.54*(10**-11)*f**1.4*P**2  # Perdas adicionais
    perdas5 = 63.2 + 6.45*f + 0.0395*f**2 # Perdas no ferro
    perdas6 = 3.304*10**-3*f**3
                                           # Perdas por ventilação
    return perdas1 + perdas2 + perdas3 + perdas4 + perdas5 + perdas6
# Calcula a eficiência em função de harmônicos
for P in P_values:
    row = []
    for f in f_values:
        e = P / (P + perdas_gerador(P, f))
        row.append(e)
    e values.append(row)
```

Apêndice L – Código Python para a construção da curva de capabilidade 3D

L1. Código completo para construção da curva 3D utilizando traçado geométricos para curvas de limite teórico de estabilidade e aquecimento do rotor

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from mpl_toolkits.mplot3d import Axes3D
from scipy.interpolate import interp1d
from scipy.optimize import root_scalar
def filtraX(array_2d, AX):
   array_2d = np.array(array_2d)
  X = array_2d[0]
   filtered_pairs = array_2d[:, X > AX]
   return filtered_pairs
def filtraY(array_2d, AY):
   array_2d = np.array(array_2d)
  Y = array_2d[1]
  filtered_pairs = array_2d[:, Y <= AY]</pre>
   return filtered_pairs
def Encontra_Indice(X1, Y1, IPX, IPY):
   closest_distance = float('inf')
   closest index = None
   distances = np.sqrt((X1 - IPX)**2 + (Y1 - IPY)**2)
  min_distance = np.min(distances)
  min_distance_idx = np.argmin(distances)
   return min_distance_idx
def Encontra_Intersec(X1, Y1, X2, Y2):
   interpolate_curve1 = interp1d(X1, Y1, kind='cubic',
fill_value='extrapolate')
   interpolate_curve2 = interp1d(X2, Y2, kind='cubic',
fill_value='extrapolate')
   def difference function(x):
      return interpolate_curve1(x) - interpolate_curve2(x)
   intersection_points = []
   x_range = np.linspace(max(min(X1), min(X2)), min(max(X1), max(X2)), 1000)
   for i in range(len(x_range) - 1):
```

```
a, b = x_range[i], x_range[i + 1]
if difference_function(a) * difference_function(b) < 0:
    intersection = root_scalar(difference_function, bracket=[a, b])
    if intersection.converged:
        a = intersection.root
        b = np.mean(interpolate_curve1(intersection.root))
        intersection_points.append((a, b))</pre>
```

return intersection_points

```
##-----
                                       def curva_interna(X1, Y1, X2, Y2, Ref=0):
   ips0 = Encontra_Intersec(X1, Y1, X2, Y2)
   if len(ips0)>0:
       if Ref==0:
           index = Encontra_Indice(X1, Y1, ips0[0][0], ips0[0][1])
           XY2 = np.array([X2, Y2])
           XY2 = filtraY(XY2, ips0[0][1])
           XS = np.append(XY2[0], X1[index:])
           YS = np.append(XY2[1], Y1[index:])
           return XS, YS
       elif Ref==1:
           XY2 = np.array([X2, Y2])
           ips0 = np.flipud(ips0)
           if len(ips0)>1:
               XY2 = filtraY(XY2, ips0[0][1])
               index1 = Encontra_Indice(X1, Y1, ips0[0][0], ips0[0][1])
               index2 = Encontra_Indice(X1, Y1, ips0[1][0], ips0[1][1])
               index3 = Encontra_Indice(XY2[0], XY2[1], ips0[1][0],
ips0[1][1])
               XS = np.append(X1[:index1], XY2[0][:index3])
               YS = np.append(Y1[:index1], XY2[1][:index3])
               XS = np.append(XS, X1[index2:])
               YS = np.append(YS, Y1[index2:])
           else:
               ips = ips0[0]
               index = Encontra_Indice(X1, Y1, ips[0], ips[1])
               XY2 = np.array([X2, Y2])
               XY2 = filtraY(XY2, ips[1])
               XS = np.append(X1[:index], XY2[0])
               YS = np.append(Y1[:index], XY2[1])
               YS = np.clip(YS, None, np.max(Y1))
           return XS, YS
       elif Ref==2:
```

```
index = Encontra_Indice(X1, Y1, ips0[0][0], ips0[0][1])
           if index>10:
               XY2 = np.array([X2, Y2])
               XY2 = filtraX(XY2, ips0[0][0])
               XY2 = np.flip(XY2, 1)
               XS = np.append(X1[:index], XY2[0])
               YS = np.append(Y1[:index], XY2[1])
               YS = np.clip(YS, None, np.max(Y1))
               return XS, YS
   return X1, Y1
def calc_CapCurv(xd=0.95, xq=0.7, pf=0.8, U=1, S=1, PMP=1):
   X1 = xd
   X2 = xq
   A = pf
   01 = U^{**2} / X1
   02 = U^{**2} / X2
   0 = 02 - 01
   B = np.sqrt(1 - A^{**2})
   Cr = np.arctan(S * A / (02 + S * B))
   Et = S * A / np.sin(Cr)
   Er = Et - 0 * np.cos(Cr)
   FP = np.arctan(B / A)
   X = np.arctan(S*A/(02 + S*B))
   E0 = 02 + S*B/np.cos(X) - 0*np.cos(X)
   FLAG = 0
   STEP = 1/200
   P LA = []
   Q_LA = []
   P LR = []
   Q_LR = []
   P_{LE} = []
   Q_LE = []
   P ME = []
   Q_ME = []
   P CAP = []
   Q\_CAP = []
   for ang in np.arange(0, np.pi, STEP):
       #Limite da Armadura
       P = S * np.sin(ang)
       Q = S * np.cos(ang)
       if P <= S:</pre>
```

```
if P > PMP: P = PMP
           P_LA.append(P)
           Q_LA.append(Q)
   #Limite de estabilidade
    STEP1 = (Er+1.0)/len(P LA)
    for I in np.arange(Er, -1.0, -STEP1):
       if 01 == 02:
           P = I - 0.1
           V1 = 1 - (P / I) ** 2
           if V1>=0: Q = I * np.sqrt(V1) - 02
           else: Q = 0
        else:
           C = np.arctan(P / (02 + Q))
           A2 = (-I + np.sqrt(I * I + 8 * 0 * 0)) / (4 * 0)
           V1 = 1 - A2 * A2
           if V1>=0: R1 = np.sqrt(V1)
           else: R1 = 0
           PE = I * R1 + 0 * A2 * R1
           P = PE - 0.1
           D1 = (0 * np.cos(2 * C) + I * np.cos(C)) ** 2
           I * np.sin(C))
           if V2 \ge 0: D2 = np.sqrt(V2)
           else: D2 = 0
           D = (D2 - 0 * np.cos(2 * C) - I * np.cos(C)) / (0 * np.sin(2 * C))
           C = C - D
           Q = (0 * np.cos(C) + I) * np.cos(C) - 02
       if P \le S and P \ge 0 and P \le PMP:
           P LE.append(P)
           Q_LE.append(Q)
        dif = abs(np.sqrt(P**2+Q**2)-S)
    STEP1 = (np.pi/2)/len(P LA)
    for K in np.arange(0, np.pi/2, STEP1):
       #Limite mínimo de excitação
       P = (0 * np.cos(K) + 0.05*0) * np.sin(K)
       Q = (0 * np.cos(K) + 0.05*0) * np.cos(K) - 02
       if P \ge 0:
           P_ME.append(P)
           Q_ME.append(Q)
           dif = abs(np.sqrt(P**2+Q**2)-S)
       #Limite do rotor
       P = (0*np.cos(K) + E0) * np.sin(K)
       Q = (0*np.cos(K) + E0) * np.cos(K) - 02
       if FLAG <=0:</pre>
           if P <= S and P >= 0:# and P <= PMP:</pre>
               P LR.append(P)
```

```
Q_LR.append(Q)
           else:
               FLAG = 1
   P_LA = np.array(P_LA)
   Q_LA = np.array(Q_LA)
   P_LR = np.array(P_LR)
   Q_LR = np.array(Q_LR)
   P LE = np.array(P LE)
   Q_{LE} = np.array(Q_{LE})
   P_ME = np.array(P_ME)
   Q_ME = np.array(Q_ME)
   Q_CAP, P_CAP = curva_interna(Q_LA, P_LA, Q_LR, P_LR, 0)
   Q_CAP, P_CAP = curva_interna(Q_CAP, P_CAP, Q_LE, P_LE, 1)
   Q_CAP, P_CAP = curva_interna(Q_CAP, P_CAP, Q_ME, P_ME, 2)
   return [[Q_LA, P_LA], [Q_LR, P_LR], [Q_LE, P_LE], [Q_ME, P_ME], [Q_CAP,
P_CAP]]
##-----
def plot CapCurv():
   # Define parameters
   #Xd = 0.864
   #Xq = 0.61
   Xd = 0.864
   Xq = 0.61
   pf = 0.8
   U = 1.0
   S = 1.0
   PTurb = 1.25*S
   num waves = 50
                                                       3
   #
            0
                         1
                                        2
                                                                        4
   Nomes = ['Limite da Armadura', 'Limite do Rotor', 'Limite de Estabilidade
(Prático)', 'Limite de Excitação Mímina (Prático)', 'Curva de Capabilidade']
   # Generate points along the sine waves
   frequencias_pu = np.linspace(0.93, 1.07, num_waves)
   # Create figure and 3D axis
   fig = plt.figure(figsize=(12, 8))
   ax = fig.add_subplot(111, projection='3d')
   #Seleciona qual curva será plotada
   #0 - Limite da Armadura
```

```
#1 - Limite do Rotor
    #2 - Limite de Estabilidade (Prático)
    #3 - Limite de Excitação Mímina (Prático)
    #4 - Curva de Capabilidade (Completa)
    #5 ou mais - Todas as curvas
    selcurva = 4
    # Plot the vector
    for z val in frequencias pu:
        Xdm = Xd*z_val
        Xqm = Xq*z_val
        #curvas = calc_CapCurv(Xdm, Xqm, pf, U*z_val, S*z_val**2, PTurb)
        curvas = calc_CapCurv(Xdm, Xqm, pf, U, S, PTurb)
        for i, curva in enumerate(curvas):
            if i==selcurva: ax.plot(curva[0], curva[1], z_val,
label=Nomes[selcurva])
            elif selcurva>4: ax.plot(curva[0], curva[1], z_val,
label=Nomes[i])
    # Set labels and title
    ax.set xlabel('Q [pu]')
    ax.set_ylabel('P [pu]')
    ax.set_zlabel('n [pu]')
    plt.grid(True)
    Plota e Salva = False
    if not Plota e Salva:
        plt.show()
    else:
        k = 1
        for angle in range(-90, 90, 10):
            #ax.view init(angle, 30)
            #ax.view_init(elev=angle, azim=45, roll=30)
            ax.view_init(elev=45, azim=angle, roll=45)
            plt.draw()
            plt.savefig(f'figs\capcurv%03d.png' % k, bbox_inches='tight')
            plt.pause(.01)
            k += 1
if __name__ == "__main__":
    plot_CapCurv()
```

L2. Implementação da restrição de corrente devido à redução de fluxo de ar no sistema de ventilação:

```
for z_val in frequencias_pu:
    Xdm = Xd*z_val
    Xqm = Xq*z_val
    Sm=S*(z_val**0.5)
    #curvas = calc_CapCurv(Xdm, Xqm, pf, U*z_val, S*z_val**2, PTurb)
    curvas = calc_CapCurv(Xdm, Xqm, pf, U, Sm, PTurb)
    for i, curva in enumerate(curvas):
        if i==selcurva: ax.plot(curva[0], curva[1], z_val,
label=Nomes[selcurva])
        elif selcurva>4: ax.plot(curva[0], curva[1], z_val,
label=Nomes[i])
```

L3. Implementando as perdas na potência ativa

```
for z_val in frequencias_pu:
    Xdm = Xd*z_val
    Xqm = Xq*z_val
    Pm=P-0.0055-(1-0.012)*perda*(1-z_val)- (1-0.0056)*perda*(1-
z_val**1.4)- (1-0.0046)*perda*(1-z_val**3)
    #curvas = calc_CapCurv(Xdm, Xqm, pf, U*z_val, S*z_val**2,
PTurb,z_val)
    curvas = calc_CapCurv(Xdm, Xqm, pf,S, U,perda,Pm)
    for i, curva in enumerate(curvas):
        if i==selcurva: ax.plot(curva[0], curva[1], z_val,
label=Nomes[selcurva])
        elif selcurva>4: ax.plot(curva[0], curva[1], z_val,
```

L4. Implementação curvas de limite térmico do rotor através de equações

```
def curvas_limacons():
    PF = gv.PF
    V = gv.V
    I = gv.I
    Xd = gv.Xd
    Xq = gv.Xq
    phi = np.arccos(PF)
    tan_delta = (I * Xq * PF)/(V + (I * Xq * np.sin(phi)))
    delta = np.arctan(tan_delta)
    eq = (V * np.cos(delta)) + (Xd * I * np.sin(delta + phi))
    centro = -V**2 * ((1 / Xq + 1 / Xd) / 2)
    raio = V**2 * ((1 / Xq - 1 / Xd) / 2)
```

```
origem = centro - raio
   eq_aux = eq
   # Inicializando arrays bidimensionais
   x = np.zeros((10, 181))
   y = np.zeros((10, 181))
   x_interp = np.zeros((10, gv.num_interp))
   y_interp = np.zeros((10, gv.num_interp))
   new_points = np.linspace(0, 180, gv.num_interp)
   for i in range(10):
        for j in range(181):
            eq = eq_aux * ((i + 1) / 10)
            angle = np.arccos(np.cos((j) * np.pi / 180))
            R = (V * eq / Xd) + V**2 * ((Xd - Xq) / (Xd * Xq)) *
np.cos(angle)
            P = R * np.sin(angle) * ((i + 1) / 10)
            Q = R * np.cos(angle) * ((i + 1) / 10)
            x[i][j] = Q + origem
            y[i][j] = P
```

L5. Método Richard Brent para convergência de pontos na interseção das curvas de limaçon de Pascal com limite térmico da armadura

```
try:
        # Usar o método de Brent para encontrar a interseção
        intersec_x = brentq(diff_splines, x_min, x_max, args=(tck_curve1,
tck curve2))
    except (RuntimeError, ValueError):
        return -1, -1
    intersec_y1 = splev(intersec_x, tck_curve1)
    intersec_y2 = splev(intersec_x, tck_curve2)
    # Verificação adicional para garantir que o ponto de interseção está
dentro dos limites da Armadura
    if intersec_x**2 + intersec_y1**2 > 1 + gv.tolerance:
        return -1, -1
    # Encontrar o índice mais próximo de intersec x em ambas as curvas
    idx_curve1 = np.argmin(np.abs(np.array(curve1_x) - intersec_x))
    idx_curve2 = np.argmin(np.abs(np.array(curve2_x) - intersec_x))
    # Substituir os valores nos índices encontrados pelas interseções
    curve1[idx_curve1] = (intersec_x, intersec_y1)
    curve2[idx_curve2] = (intersec_x, intersec_y2)
    return idx_curve1, idx_curve2
def encontra_duas_intersecoes(curve1, curve2):
    curve1_x, curve1_y = zip(*curve1)
    curve2_x, curve2_y = zip(*curve2)
```

```
tck_curve1 = splrep(curve1_x, curve1_y)
tck_curve2 = splrep(curve2_x, curve2_y)
# Garante que o x esteja contido dentro das duas curvas
x_min = max(min(curve1_x), min(curve2_x))
x_max = min(max(curve1_x), max(curve2_x))
x = np.linspace(x_min, x_max, gv.num_interp)
y_diff = diff_splines(x, tck_curve1, tck_curve2)
roots = []
```

L6. Implementação de curva do limite teórico de estabilidade através de equações

```
def curva_teorico():
    V = gv.V
    Xd = gv.Xd
    Xq = gv.Xq
    start = -(V^{**2} / Xq)
    end = -(V^{**2} / Xd)
    step = (abs(start) - abs(end)) / gv.num_interp
    0 = start
    P = 0
    i = 0
    x = []
    y = []
    while Q <= end and P <= 1:
        pa = -(V^{**2} / Xq + Q)^{**3}
        pb = (V^{**2} / Xd + 0)
        P = np.sqrt(pa / pb)
        x.append(Q)
        y.append(P)
        0 += step
        i += 1
```

L7. Método de Newton Raphson para interseção das curvas de limaçon de pascal do rotor com limite teórico de estabilidade para a definição da curva de limite prático

```
def curva_pratico():
    # Interpolando os pontos
    teo_x, teo_y = zip(*curves.get_teorico())
    tck_teo = splrep(teo_x, teo_y)
    rot_x, rot_y = curves.get_limacons()
    curves._pratico_aux_ver = []
    curves._pratico_aux_hor = []
    curves._teorico_intersec = []
    curves._pratico_intersec = []
    for i in range(len(rot_x)):
```

```
# As curvas de limite Térmico do Rotor devem ser invertidas somente
para
       # encontrar as interseções de Newton-Raphson
        sorted_pra_x, sorted_pra_y = inverte_arrays(rot_x[i], rot_y[i])
       tck_rot = splrep(sorted_pra_x, sorted_pra_y)
       # Escolher um ponto inicial para o método de Newton-Raphson
        x0 = (min(min(teo_x), min(sorted_pra_x)) + max(max(teo_x),
max(sorted_pra_x))) / 3
        # Encontra a interseção Limite Teórico com Rotor usando o método de
Newton-Raphson
        intersec_teo_rot_x = newton(diff_splines, x0, args=(tck_teo,
tck rot))
        intersec_teo_rot_y = splev(intersec_teo_rot_x, tck_teo)
       y10p = intersec_teo_rot_y - 0.1
       x = np.linspace(intersec_teo_rot_x, 1, gv.num_interp)
       y = np.linspace(y10p, y10p, gv.num_interp)
       tck_pra = splrep(x, y)
        # Testar Brent AQUI
       x0 = (min(min(x), min(sorted_pra_x)) + max(max(x),
max(sorted_pra_x))) / 3
        intersec_pra_rot_x = newton(diff_splines, x0, args=(tck_pra,
tck rot))
        intersec_pra_rot_y = splev(intersec_pra_rot_x, tck_pra)
        curves.set_pratico_aux_ver([intersec_teo_rot_x, intersec_teo_rot_x],
[intersec_teo_rot_y, y10p])
        curves.set_pratico_aux_hor([intersec_teo_rot_x, intersec_pra_rot_x],
[y10p, y10p])
        curves.set_teorico_intersec(intersec_teo_rot_x, intersec_teo_rot_y)
        curves.set_pratico_intersec(intersec_pra_rot_x, intersec_pra_rot_y)
   x, y = zip(*curves.get_pratico_intersec())
   cs = CubicSpline(x, y)
   new_points = np.linspace(x[0], x[-1], gv.num_interp)
   y_interp = cs(new_points)
   curves.set_pratico(new_points, y_interp)
```

L8. Interpolação cúbica para ajuste da curva de limite prático de estabilidade

```
# Interpolação cúbica
# Ajusta a spline cúbica para x e y após calcular os pontos
cs_x = CubicSpline(np.linspace(0, 180, 181), x[i])
cs_y = CubicSpline(np.linspace(0, 180, 181), y[i])
# Avalia a spline cúbica nos novos pontos
x_interp[i] = cs_x(new_points)
y_interp[i] = cs_y(new_points)
```

L9. Função zoom para curvas 2D

```
# Função de zoom
def on scroll(event):
    ax = plt.gca()
    xlim = ax.get_xlim()
    ylim = ax.get ylim()
    # Define a quantidade de zoom mais suave
    zoom_factor = 1.1
    if event.button == 'up':
        # Zoom in
        scale factor = 1 / zoom factor
    elif event.button == 'down':
        # Zoom out
        scale_factor = zoom_factor
    else:
        # Não faz nada se o evento do botão não for rolar para cima ou para
baixo
        return
    # Verifica se a tecla Ctrl está pressionada
    if event.key == 'control':
        # Obtém a posição do mouse em coordenadas de dados
        xdata = event.xdata
        ydata = event.ydata
        # Calcula novos limites de zoom
        new_width = (xlim[1] - xlim[0]) * scale_factor
        new_height = (ylim[1] - ylim[0]) * scale_factor
        # Ajusta os limites de acordo com a posição do mouse
        relx = (xdata - xlim[0]) / (xlim[1] - xlim[0])
        rely = (ydata - ylim[0]) / (ylim[1] - ylim[0])
        ax.set_xlim([xdata - new_width * relx, xdata + new_width * (1 -
relx)])
        ax.set_ylim([ydata - new_height * rely, ydata + new_height * (1 -
rely)])
    else:
        return
    plt.draw()
```

L10. Implementação da curva com operação de tensão variável para rotação abaixo da nominal e tensão constante para rotação acima da nominal

```
freq_pu = np.linspace(0.85, 1.10, num_curves)
    colors = cm.jet(np.linspace(0, 1, num_curves))
    fig = plt.figure(figsize=(12, 8))
    ax = fig.add_subplot(111, projection='3d')
    for i, z_value in enumerate(freq_pu):
```

```
if z_value>=1:
    gv.V=1
else:
    gv.V = v_initial * z_value
gv.Xd = xd_initial * z_value
gv.Xq = xq_initial * z_value
x, y = capabilidade()
```