

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLOS SONIER CARDOSO DO NASCIMENTO

**PROPOSTA PARA IMPLANTAÇÃO DE MICROCENTRAIS
DE GERAÇÃO A GÁS COM UTILIZAÇÃO DE GERADORES
DE INDUÇÃO**

Porto Alegre

2010

CARLOS SONIER CARDOSO DO NASCIMENTO

**PROPOSTA PARA IMPLANTAÇÃO DE MICROCENTRAIS
DE GERAÇÃO A GÁS COM UTILIZAÇÃO DE GERADORES
DE INDUÇÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia – Dispositivos Eletromagnéticos

ORIENTADOR: Ály Ferreira Flores Filho

Porto Alegre

2010

CARLOS SONIER CARDOSO DO NASCIMENTO

**PROPOSTA PARA IMPLANTAÇÃO DE MICROCENTRAIS
DE GERAÇÃO A GÁS COM UTILIZAÇÃO DE GERADORES
DE INDUÇÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Ály Ferreira Flores Filho, UFRGS

Doutor pela Cardiff University – País de Gales, Reino Unido.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Homrich, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Prof. Dr. Felix Alberto Farret, UFSM

Doutor pela Universidade de Londres – Londres, Inglaterra

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella

Porto Alegre, agosto de 2010.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha avó Elvira Paixão Cardoso, uma pessoa especial que me ensinou o verdadeiro significado da palavra amor.

AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho não seria possível sem cooperação.

Agradeço a todos os professores do LMEAE, Prof. Roberto Homrich, Prof. Luís Tiarajú dos Reis Loureiro e Prof.^a Gladis Bordin, pela enorme paciência em passar seus conhecimentos. Também, agradeço especialmente ao Prof. Ály Ferreira Flores Filho, não só pela orientação, mas por toda preocupação, motivação e dedicação entregue durante esses dois anos de trabalho e convivência.

Outros agradecimentos especiais, eu dedico aos bolsistas e meus amigos Henrique Luis Sauer Oliveira, Rafael Ghellere e Márcio Oleksinski e ao técnico Júlio Moreira. Agradeço aos colegas de PPGEE Nolvi Francisco Baggio Filho e Jonas Obert Martins Osório pelo companheirismo do dia a dia.

E por fim, um agradecimento mais que especial aos meus pais: Luiz Carlos Azevedo do Nascimento e Sônia Maria Cardoso do Nascimento, a quem nada disso seria possível sem suas insistências, orações, apoio e amor dedicado.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo investigar a máquina de indução funcionando como gerador. Para isso, são pesquisadas as normas e requisitos para operação interligada à rede de distribuição até o presente momento. Os parâmetros elétricos referente ao circuito equivalente monofásico da máquina de indução de 15 kW, pertencente a um grupo gerador a biogás, são levantados, realizando-se uma caracterização e modelamento destes parâmetros. Os resultados teóricos obtidos têm o intuito de prever o comportamento das grandezas elétricas quando o grupo gerador operar em condições nominais, interligado a rede de distribuição. Também, estes resultados teóricos são comparados com valores medidos em ensaios de campo utilizando um motor CC de 10 kW como máquina primária.

Palavras-chave: Gerador de Indução. Gerador Assíncrono. Geração Distribuída. Geração Alternativa de Energia Elétrica.

ABSTRACT

This study aims at investigate the induction machine operating as a generator. For this, we researched the standards and requirements for the operation connected to the distribution grid to the present date. The electrical parameters concerning the equivalent circuit per phase of a 15 kW induction machine are raised, this machine is part of a small biogas plant. An appropriate characterization and modeling of these parameters are realized and the theoretical results obtained are intended to predict the behavior of electrical units when the generator is placed at nominal operation. Also, these theoretical results are compared with experimental measurements using a 10 kW DC motor as primary mover.

Keywords: Induction Generator. Asynchronous Generator. Distributed Generation. Alternative Power Generation.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	MICRO CENTRAL ELÉTRICA COM GRUPO GERADOR A BIOGÁS INTERLIGADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO	19
2.1	DESCRIÇÃO DO GRUPO GERADOR	20
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
3.1.1	Geração distribuída no Brasil	24
3.2	LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO	27
3.2.1	Resolução ANEEL nº 112, de 18 de Maio de 1999 e CONAMA nº 001, de 23 de Janeiro de 1996.	27
3.2.2	Resolução ANEEL nº 265, de 10 de Junho de 2003.	28
3.2.3	Resolução ANEEL nº 345/2008 e 395/2009	28
3.3	REQUISITOS PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA (RGE, CEEE, AES-SUL, CELESC E COPEL)	34
3.3.1	RGE, CEEE, AES-SUL	34
3.3.2	CELESC	35
3.3.3	COPEL	38
4	O GERADOR DE INDUÇÃO	40
4.1	PRINCIPAIS PARTES CONSTRUTIVAS DA MÁQUINA DE INDUÇÃO	40
4.2	CARACTERIZAÇÃO EM REGIME PERMANENTE	43
4.2.1	Operação com escorregamento negativo	48
4.2.2	Conjugado eletromagnético	50
4.2.3	Conjugado motor ($1 \geq s \geq 0$)	53
4.2.4	Conjugado eletromagnético gerador ($s < 0$)	55
4.2.5	Considerações sobre o rendimento	57
4.2.6	Equacionamento para projeto de banco de capacitores e correção de fator de potência	59
5	MODALEMENTO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO DO PROJETO GRUPO GERADOR A BIOGÁS	65
5.1	OBTENÇÃO DO CIRCUITO EQUIVALENTE MONOFÁSICO	66
5.1.1	Ensaio a vazio	68
5.1.2	Ensaio com rotor bloqueado	69
5.1.3	Medida da resistência do estator	70
5.1.4	Ensaio à velocidade síncrona	73
5.1.5	Cálculos dos parâmetros elétricos	74
5.2	RESULTADOS NUMÉRICOS OBTIDOS A PARTIR DO CIRCUITO EQUIVALENTE MONOFÁSICO	82
5.3	CÁLCULO DA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO PARA VARIAÇÕES DA TENSÃO INDUZIDA	90
6	ENSAIOS DE CAMPO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO DO PROJETO GRUPO GERADOR A BIOGÁS CONECTADO A REDE DE DISTRIBUIÇÃO	95
6.1	ENSAIOS DE MEDIÇÕES INTERNAS A LIGAÇÃO TRIÂNGULO	97
6.2	ENSAIO PARA MEDIÇÃO DE CONJUGADO E POTÊNCIA MECÂNICA	98
6.3	ENSAIOS COM BANCO DE CAPACITORES	100
6.4	COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS MODELADOS E EXPERIMENTAIS	113

7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	123
----------	---	------------

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Modelo comercial do grupo gerador a biogás TRIGÁS TT 15 (15kW).....	19
Figura 2 – Ilustração dos principais elementos da micro usina termoeletrica investigada.....	21
Figura 3 – Máquina primária de combustão interna desacoplada do gerador de indução: (a) instalações locais próximas e (b) visão lateral.....	22
Figura 4 – Sentido do fluxo de potência na geração distribuída (RONDINA, 2007).	24
Figura 5 – Percentual de GD em relação à potência total gerada (RONDINA, 2007).....	26
Figura 6 – Etapas obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de registro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).....	29
Figura 7 – Principais partes construtivas da máquina de indução trifásica (gaiola de esquilo) (MOTORES WEG, 2208).	42
Figura 8 – Conjugado x Velocidade da máquina de indução (SANTOS, 2003).....	45
Figura 9 – Fluxo de potência no motor de indução (CHAPALLAZ, 1992).....	47
Figura 10 – Fluxo de potência no gerador de indução (CHAPALLAZ, 1992).....	47
Figura 11 – Esquema de ligação com banco de capacitores.....	49
Figura 12 – Circuito equivalente monofásico: (a) escorregamento positivo e (b) escorregamento negativo (CHAPALLAZ, 1992).....	49
Figura 13 – Fasores da tensão induzida E_2 no entreferro: (a) escorregamento positivo e (b) escorregamento negativo (CHAPALLAZ, 1992).....	50
Figura 14 – Circuito equivalente por fase de um motor de indução (FITZGERALD, 2003). ..	52
Figura 15 – Circuito equivalente do motor de indução, simplificado pelo teorema de Thévenin (FITZGERALD, 2003).	54
Figura 16 – Fluxograma para correção de fator de potência.	59
Figura 17 – Circuito equivalente monofásico da máquina assíncrona.	60
Figura 18 – Reatância capacitiva X_c em paralelo a impedância Z_{ab}	62
Figura 19 – Argumento θ da impedância Z_{v_i}	63
Figura 20 – Bancada de ensaios do gerador de indução.....	66
Figura 21 – Topologia para ensaio a vazio.....	68
Figura 22 – Topologia para ensaio a rotor bloqueado.....	70
Figura 23 – Circuito em ponte (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2003).	71
Figura 24 – Ensaio a velocidade síncrona.	73
Figura 25 – Curva das perdas rotacionais e suplementares estimada para a máquina de indução do grupo gerador a biogás.	81
Figura 26 - Circuito equivalente obtido do motor de indução.....	81
Figura 27 – Resultados teóricos do gerador de indução – Conjugado e potência mecânica para o escorregamento no intervalo [1,-1].....	85
Figura 28 – Resultados teóricos do gerador de indução – Corrente de linha eficaz e fator de potência para escorregamento no intervalo [1,-1].	85

Figura 29 – Resultados teóricos para o gerador de indução – Potência ativa elétrica e potência reativa para escorregamento no intervalo [1,-1].	86
Figura 30 – Resultados teóricos para o gerador de indução – Rendimento e potência ativa elétrica para o escorregamento no intervalo [1,-1].	86
Figura 31 – Resultados teóricos do gerador de indução – Conjugado e potência mecânica para velocidades operacionais.	88
Figura 32 – Resultados teóricos do gerador de indução – Corrente de linha eficaz e fator de potência para velocidades operacionais.	88
Figura 33 – Resultados teóricos para o gerador de indução – Potência ativa elétrica e potência reativa para velocidades operacionais.	89
Figura 34 – Resultados teóricos para o gerador de indução – Rendimento e potência ativa elétrica para velocidades operacionais.	89
Figura 35 – Curva da tensão nos terminais V_1 versus corrente de excitação I_ϕ .	91
Figura 36 – Curva da tensão induzida E_1 versus corrente de excitação I_ϕ .	92
Figura 37 – Curva da reatância de magnetização X_m versus tensão induzida E_1 .	93
Figura 38 – Fluxograma do algoritmo para estimação da reatância de magnetização.	94
Figura 39 – Vista traseira e dos elementos do wattímetro WT1030.	96
Figura 40 – Layout dos elementos do wattímetro para medições internas na ligação delta do gerador.	97
Figura 41 – Ilustração da bancada utilizada para medição de conjugado.	99
Figura 42 – Valores de conjugado e potência mecânica medidos.	99
Figura 43 – Layout dos elementos do wattímetro nos ensaios com banco de capacitores.	100
Figura 44 – Valores de corrente de linha medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $0\mu\text{F}$, $15\mu\text{F}$ e $30\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	102
Figura 45 – Valores de corrente de linha medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $45\mu\text{F}$, $60\mu\text{F}$ e $75\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	103
Figura 46 – Valores de corrente de linha medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $90\mu\text{F}$, $105\mu\text{F}$ e $120\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	103
Figura 47 – Valores de corrente de linha medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $135\mu\text{F}$ e $150\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	104
Figura 48 – Relação entre as tensões e correntes nas ligações triângulo e estrela (FITZGERALD, 2003).	104
Figura 49 – Fator de potência dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $0\mu\text{F}$, $15\mu\text{F}$ e $30\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	107
Figura 50 – Fator de potência dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $45\mu\text{F}$, $60\mu\text{F}$ e $75\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	108
Figura 51 – Fator de potência dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $90\mu\text{F}$, $105\mu\text{F}$ e $120\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	108
Figura 52 – Fator de potência dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $135\mu\text{F}$ e $150\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	109
Figura 53 – Potência ativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $0\mu\text{F}$, $15\mu\text{F}$ e $30\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	109
Figura 54 – Potência ativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $45\mu\text{F}$, $60\mu\text{F}$ e $75\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	110
Figura 55 – Potência ativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de $90\mu\text{F}$, $105\mu\text{F}$ e $120\mu\text{F}$ ligados em paralelo ao gerador de indução.	110

Figura 56 – Potência ativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 135 μ F e 150 μ F ligados em paralelo ao gerador de indução.	111
Figura 57 – Potência reativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 0 μ F, 15 μ F e 30 μ F ligados em paralelo ao gerador de indução...	111
Figura 58 – Potência reativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 45 μ F, 60 μ F e 75 μ F ligados em paralelo ao gerador de indução.	112
Figura 59 – Potência reativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 90 μ F, 105 μ F e 120 μ F ligados em paralelo ao gerador de indução.	112
Figura 60 – Potência reativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 135 μ F e 150 μ F ligados em paralelo ao gerador de indução.	113
Figura 61 – Comparação entre valores modelados e experimentais do módulo do conjugado para o gerador de indução interligado à rede de distribuição.	114
Figura 62 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência mecânica para o gerador de indução interligado à rede de distribuição.	114
Figura 63 – Comparação entre valores modelados e experimentais da corrente de linha para o gerador de indução interligado à rede de distribuição sem banco de capacitores.	115
Figura 64 – Comparação entre valores modelados e experimentais da corrente de linha para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 60 μ F.	115
Figura 65 – Comparação entre valores modelados e experimentais da corrente de linha para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 105 μ F.	116
Figura 66 – Comparação entre valores modelados e experimentais da corrente de linha para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 150 μ F.	116
Figura 67 – Comparação entre valores modelados e experimentais do fator de potência para o gerador de indução interligado à rede de distribuição sem banco de capacitores.	117
Figura 68 – Comparação entre valores modelados e experimentais do fator de potência para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 60 μ F.	117
Figura 69 – Comparação entre valores modelados e experimentais do fator de potência para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 105 μ F.	118
Figura 70 – Comparação entre valores modelados e experimentais do fator de potência para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 150 μ F.	118
Figura 71 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência ativa para o gerador de indução interligado à rede de distribuição sem banco de capacitores.	119
Figura 72 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência ativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 60 μ F.	119
Figura 73 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência ativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 105 μ F.	120
Figura 74 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência ativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 150 μ F.	120
Figura 75 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência reativa para o gerador de indução interligado à rede de distribuição sem banco de capacitores.	121

Figura 76 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência reativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 60 μ F.	121
Figura 77 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência reativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 105 μ F.	122
Figura 78 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência reativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 150 μ F.	122
Figura 79 – Regulação de tensão do gerador de indução através de um capacitor série (CHAPALLAZ, 1992).	124
Figura 80 – Esquema de controle de tensão por meio de capacitores chaveados (CHAPALLAZ, 1992).	124
Figura 81 – Diagrama simplificado de um controlador eletrônico de carga (CHAPALLAZ, 1992).	124
Figura 82 – Reatores saturados ligados em delta-estrela (CHAPALLAZ, 1992).	125
Figura 83 – Método do indutor controlado (CHAPALLAZ, 1992).	125

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação das usinas elétricas (FARRET; SIMÕES, 2006).....	20
Tabela 2 – Etapas dos Procedimentos de acesso por tipo de acessante (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).....	28
Tabela 3 – Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).....	29
Tabela 4 – Proteções mínimas em função da potência instalada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).....	30
Tabela 5 – Dados de placa da máquina de indução de 20CV.....	65
Tabela 6 – Relação dos instrumentos utilizados nos ensaios.....	67
Tabela 7 – Resultados do ensaio a vazio.....	69
Tabela 8 – Resultados do ensaio a rotor bloqueado.....	70
Tabela 9 – Resultados da medida da resistência do estator.....	72
Tabela 10 – Estimativa da resistência por fase do estator para operação nominal do gerador.....	73
Tabela 11 – Resultados do ensaio a velocidade síncrona.....	74
Tabela 12 – Perdas rotacionais, perdas no ferro e perdas suplementares.....	75
Tabela 13 – Parâmetros calculados para reatância a vazio, reatância a rotor bloqueado e resistência a rotor bloqueado.....	76
Tabela 14 – Parâmetros de reatâncias e resistências calculados.....	77
Tabela 15 – Perdas no núcleo do estator.....	78
Tabela 16 – Resistência do núcleo do estator.....	79
Tabela 17 – Perdas rotacionais e perdas suplementares.....	80
Tabela 18 – Resultados simulados da máquina de indução do grupo gerador a biogás.....	83
Tabela 19 – Resultados simulados da máquina de indução do grupo gerador a biogás, considerando velocidades operacionais. A linha destacada representa as condições nominais.....	87
Tabela 20 – Dados do motor CC utilizado como máquina primária.....	95
Tabela 21 – Dados do conversor CA/CC para acionamento da máquina CC.....	95
Tabela 22 – Valores medidos dentro da ligação delta do gerador.....	98
Tabela 23 – Valores de conjugado obtidos.....	99
Tabela 24 – Valores medidos nos ensaios com banco de capacitores.....	101
Tabela 25 – Valores calculados a partir dos ensaios com banco de capacitores.....	106

LISTA DE ABREVIATURAS

AES-SUL: AES Sul Distribuidora de Energia S.A

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BT: Baixa tensão

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica – Rio Grande do Sul

CELESC: CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.

CNPq: Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

CONAMA: Conselho Nacional do Meio Ambiente

COPEL: COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA.

DOE: Departamento de Energia Norte Americano.

ELETROBRÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

FINEP: Financiadora de estudos e projetos

GLP: Gás Liquefeito de Petróleo

IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IEEE: Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

LMEAE: Laboratório de Máquinas Elétricas, Acionamentos e Energia

MIG: Máquinas de indução operando como geradores

MT: Média tensão

OLADE: Organização Latina Americana de Desenvolvimento e Educação

PCH: Pequenas centrais hidroelétricas

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RIMA: Relatório de Impacto Ambiental

RGE: Rio Grande Energia

SIN: Sistema Interligado Nacional

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas muitas pesquisas têm sido feitas sobre geração de energia utilizando fontes alternativas. A geração de energia a partir de gás natural e do aproveitamento de potencial eólico de certa região constitui exemplo de forma de geração de energia elétrica a partir de recursos naturais, ditos ainda como alternativos ao próprio sistema hidráulico, nuclear ou térmico.

Dentro desse universo de possibilidades e pesquisas têm-se a constante busca por viabilidade econômica e baixo impacto ambiental. Contudo, não se pode falar nisso sem entrarmos na questão de qual dispositivo eletromagnético será utilizado para a conversão de energia mecânica em energia elétrica e, mais especificamente, dos custos que tal dispositivo representará no sistema a ser implantado, avaliando questões de eficiência, consumo próprio de energia reativa, perdas, rendimento em condições de operação e custo econômico de aquisição. Nesse contexto é que se justificam os estudos feitos com máquinas de indução, quando da utilização destes dispositivos como geradores de energia elétrica, uma vez que podem apresentar viabilidade econômica e resultados satisfatórios dos pontos de vista elétrico e mecânico.

O emprego da máquina de indução como gerador de energia elétrica assíncrono não é um fato novo. A bibliografia clássica apresenta o assunto de uma forma em geral muito vaga, ressaltando, entretanto, a maior característica destas máquinas que é a possibilidade da geração de energia elétrica com velocidade variável. A aplicação destas máquinas em conjunto com turbinas eólicas é um exemplo típico desta possibilidade.

Desde 1930, há estudos sobre as máquinas de indução como gerador (BOLDEA; NASAR, 2002). Quando comparado com o gerador síncrono, utilizado em centrais hidrelétricas, o gerador de indução possui várias e importantes vantagens, onde se destaca o já citado custo reduzido. Como desvantagem, para fins limitantes, cita-se o baixo fator de

potência de geradores de indução. O gerador de indução pode ser uma opção viável técnico e economicamente para potências de até 100 kVA, de acordo com (CHAPALLAZ, 1992), o que acaba por englobar um grande sistema de geração de energia a partir de pequenas centrais hidroelétricas (PCH), centrais a gás natural, à biomassa e eólicas, todas com um futuro promissor. Devido à qualidade dessas pesquisas desenvolvidas, chega-se a resultados interessantes sobre o assunto. Um exemplo é o fato do rendimento de uma máquina de indução na função como gerador apresentar um rendimento muito próximo ao que apresenta na função de motor (SANTOS, 2003).

O objetivo desta dissertação é o de fazer uma revisão sobre o funcionamento da máquina de indução operando como gerador, caracterizando e modelando a máquina sob o ponto de vista de normas e requisitos vigentes para operação interligada a rede de distribuição; apresentar uma solução de equipamentos cujas funcionalidades atendam tais requisitos de monitoramento e proteção; obter resultados teóricos e compará-los com experimentais, pretendendo prever o comportamento das grandezas elétricas quando submetido em condições nominais de operação em conjunto com uma máquina de combustão interna trabalhando como máquina primária.

Esta pesquisa é apoiada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS), Financiadora de estudos e projetos (FINEP) e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq). Para a realização desta pesquisa foi montada nas instalações do Laboratório de Máquinas Elétricas, Acionamentos e Energia, (LMEAE), da UFRGS, uma planta piloto de micro usina a gás, originando assim, o estudo desenvolvido desta dissertação.

Visando atingir os objetivos propostos, esta dissertação está dividida em sete capítulos, a saber:

Capítulo 1 - apresenta motivação e os objetivos deste trabalho;

Capítulo 2 - visão geral do projeto da micro-usina a gás;

Capítulo 3 - foca a geração de energia elétrica em baixa tensão interligada a rede de distribuição, descrevendo as normas e requisitos vigentes até o momento;

Capítulo 4 - aborda assuntos relacionados com a máquina de indução, centralizando a função como gerador;

Capítulo 5 - apresenta os resultados das simulações realizadas, considerando o circuito equivalente do gerador de indução utilizado no projeto da micro-usina a gás. São apresentadas as curvas referentes à potência ativa, conjugado, corrente, rendimento e fator de potência;

Capítulo 6 - contém os resultados dos experimentos e testes realizados, estando uma máquina CC operando como máquina primária; as grandezas medidas são potências ativa e reativa, tensão, corrente, conjugado e rotação, dentre as quais, calcula-se o fator de potência;

Capítulo 7 - é a síntese dos objetivos deste trabalho, apresentam-se os resultados e as conclusões, mostrando, mesmo que parcialmente, as contribuições que possam ser utilizadas de uma forma mais ampla pela sociedade no quesito de geração distribuída com tecnologia assíncrona.

2 MICRO CENTRAL ELÉTRICA COM GRUPO GERADOR A BIOGÁS INTERLIGADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O biogás como derivado da matéria orgânica (biomassa) está sendo usado cada vez mais como aproveitamento energético que elimina o metano, um gás de efeito estufa, que contribui para este último mais que o dióxido de carbono (FARRET; SIMÕES, 2006). Compostos orgânicos a partir de resíduos urbanos e industriais, resíduos agrícolas, pecuários e florestais e resíduos domésticos o produzem de qualquer forma e podem ser usados de forma muito eficiente para tanto. Assim, a tecnologia de geração assíncrona, ou seja, a utilização de máquinas de indução operando como geradores (MIG), com potências de até 100 kW, torna-se uma opção a se considerar. Principalmente, quando se combina a simplicidade de manutenção de máquinas de indução e motores de combustão interna, formando um grupo gerador robusto. A figura 1 ilustra o modelo do grupo gerador utilizado no projeto.



Figura 1 – Modelo comercial do grupo gerador a biogás TRIGÁS TT 15 (15 kW).

Na maioria dos países, pequenas usinas de geração são as que produzem até 10.000 kW. Por um longo período, esta classificação foi aplicada principalmente a usinas hidrelétricas. Recentemente, o termo pequena usina inclui três diferentes faixas de potência de geração, conforme mostra a tabela 1. Esta tabela refere-se à Eletrobrás, OLADE é a

organização latina americana de desenvolvimento e educação, e o DOE, departamento de energia norte americano.

Tabela 1 – Classificação das usinas elétricas (FARRET; SIMÕES, 2006).

Tamanho da Usina	Fonte	Potência (kW)
Micro	OLADE	Até 50
	Eletrobrás	Até 100
	DOE	100
Mini	OLADE	50 a 500
	Eletrobrás	100 a 1000
	DOE	100 a 1000
Pequena	OLADE	500 a 5000
	Eletrobrás	1000 a 10000
	DOE	>30000

2.1 DESCRIÇÃO DO GRUPO GERADOR

Como a produção e armazenamento de biogás necessitam de biodigestores alocados perto de fontes de biomassa, no presente estudo, optou-se pelo uso de gás liquefeito de petróleo (GLP) por sua facilidade de obtenção e manuseio. O grupo gerador investigado é composto essencialmente de uma máquina primária (motor de combustão interna AP 1.8) e uma máquina de indução de 15 kW. O sistema para acionamento e controle desenvolvido visa tanto operação interligada à rede quanto isolada. Permitindo não somente a realização de testes e ensaios em laboratório, e sim, o uso em campo, satisfazendo normas, requisitos e

proteções exigidos pelas concessionárias de energia. Sendo um dos requisitos investigados experimentalmente neste trabalho, o valor de fator de potência é ajustado pelo chaveamento de um banco de capacitores com valores de capacitâncias variáveis. A figura 2 mostra um layout dos principais elementos do projeto.

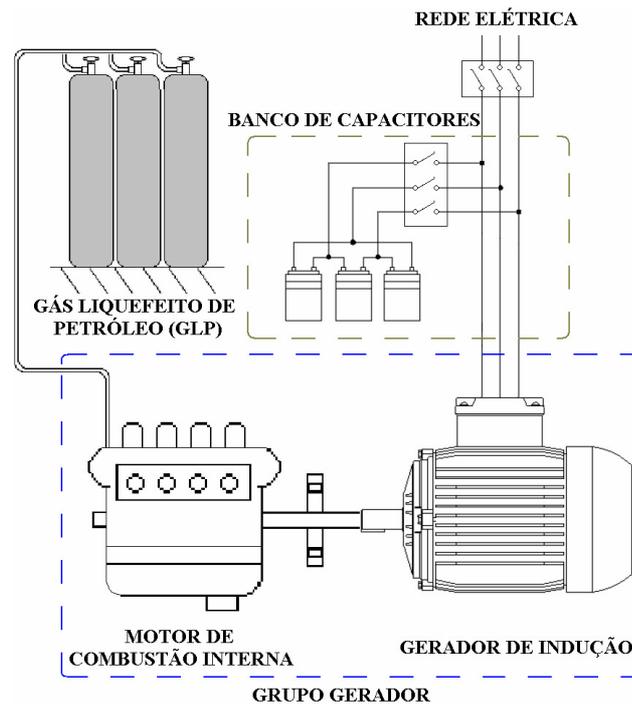


Figura 2 – Ilustração dos principais elementos da micro-usina termoeletrônica investigada.

A máquina primária do grupo gerador é um motor a combustão interna alterado para trabalhar com GLP ou biogás. Em funcionamento, os parâmetros desta máquina a serem supervisionados são temperatura, rotação, pressão do óleo e tensão da bateria. O acionamento da máquina é feito a partir de um acelerador a vácuo que aumenta a injeção da mistura ar/combustível quanto maior for a demanda de carga. A figura 3 mostra a máquina primária do grupo gerador e as instalações locais.



(a)

(b)

Figura 3 – Máquina primária de combustão interna desacoplada do gerador de indução: (a) instalações locais próximas e (b) visão lateral.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) é caracterizada por unidades geradoras de pequena e média escala localizadas perto dos consumidores. Visa, principalmente, economizar custos de transmissão e distribuição, mostrando ser uma solução energética interessante. Pode estar conectada à rede de distribuição ou diretamente conectada aos consumidores. Isto significa que a geração distribuída não se situa somente no contexto de geração isolada, mas, por outro lado, não precisa de linhas de transmissão ou grandes plantas geradoras centralizadas (RONDINA, 2007). A definição de geração distribuída não apresenta uma única visão, sendo que a referência (RONDINA, 2007) apresenta definições de diversas instituições. O IEEE define geração distribuída como geração de energia elétrica com instalações suficientemente pequenas em relação às grandes centrais de geração, permitindo sua conexão próxima à rede elétrica, junto a centros de carga. O Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE entende essa geração como sendo produzida próximo ao local aonde a energia assim produzida é consumida, voltada para o autoconsumo industrial ou predial, ou para suprir necessidades locais de distribuição de energia, ou ainda, como reserva descentralizada para suprir demanda de ponta ou cobrir interrupções no fornecimento da rede (INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2004).

A GD gera um incentivo ao consumidor, possibilitando aumentar a sua renda, caso haja excedente. A figura 4 mostra que o fluxo de geração proporcionado pela GD não apresenta apenas um sentido, podendo alimentar cargas da rede assim como ao sistema de alimentação usual.

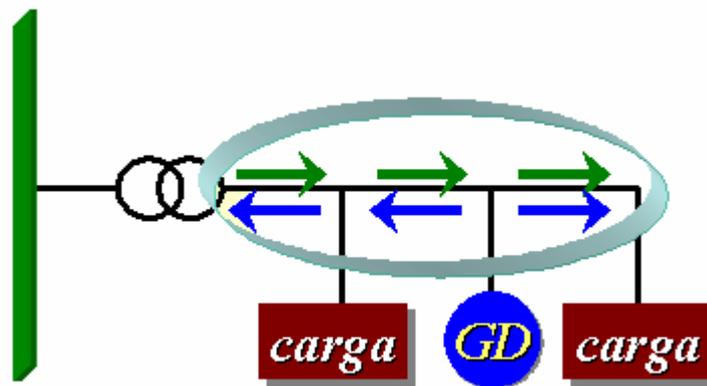


Figura 4 – Sentido do fluxo de potência na geração distribuída (RONDINA, 2007).

3.1.1 Geração distribuída no Brasil

Um grande salto de geração de energia no Brasil teve início com a 2ª guerra mundial, devido ao desenvolvimento econômico ocorrido no país e vivenciado pelo mundo. Anteriormente, o abastecimento de energia elétrica das indústrias era realizado por geração local, quase que totalmente. Sendo assim, precisou-se de uma mudança na malha de geração de energia no país, grandes centrais geradoras fomentadas pelo governo junto com a criação de empresas concessionárias estatais começaram a investir capital para a construção de grandes centrais hidrelétricas.

O crescente aumento industrial e populacional levou o continente europeu a repensar a conjuntura da geração de energia em meados da década de 90. Devido à escassez de recursos para grandes centrais geradoras, impactos ambientais e a disponibilidade de gás natural, a geração distribuída começou a ser fortemente discutida (BOLDEA; NASAR, 2002). Seguindo esta tendência, o Brasil começa reestruturar o seu setor elétrico (geração, transmissão, distribuição, comercialização e regulação), porém com alguns propósitos diferentes.

Em 2002, o Governo Federal criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), pretendendo assegurar a contratação de 3.300 MW de potência

instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo 1.100 MW produzidos por biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, aumentando a confiabilidade e segurança do abastecimento de energia no país.

De acordo com a referência (RONDINA, 2007), a maioria das famílias sem acesso a energia encontra-se em locais de menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Cerca de 90% das famílias tem renda inferior a três salários mínimos e 80% estão no meio rural. O desinteresse das concessionárias na eletrificação rural deve-se, em grande parte, à alta dispersão populacional, ao custo de investimento elevado (custo por quilômetro de rede), às longas distâncias entre o ponto de origem da rede de distribuição e o ponto final de consumo. Entretanto, a crise de abastecimento de energia em 2001, associada ao crescimento das atividades econômicas em áreas não servidas por linhas de transmissão, a abertura de mercado e a possibilidade de autoprodutores comercializarem seus excedentes favorecem a adoção da geração distribuída.

A figura 5 mostra os países com maiores percentuais de geração distribuída, destacando o Brasil numa posição entre Japão e Índia.

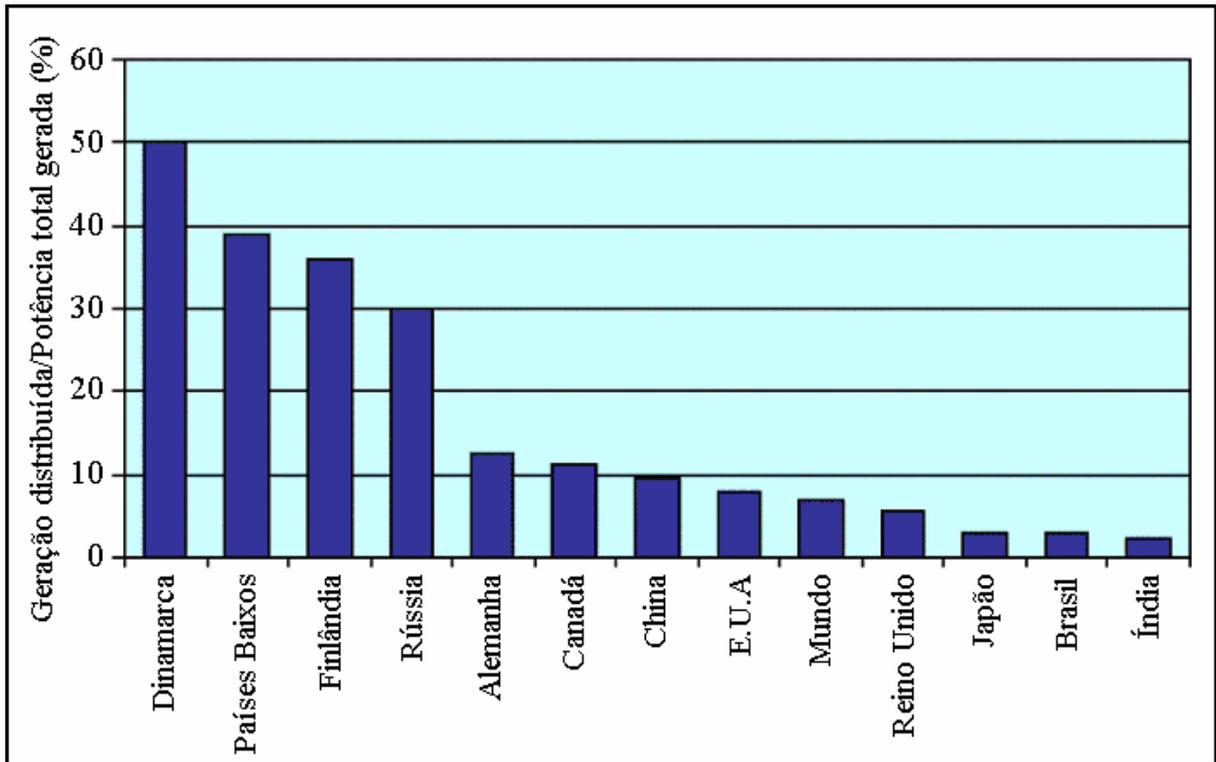


Figura 5 – Percentual de GD em relação à potência total gerada (RONDINA, 2007).

Os principais problemas encontrados para inserção da geração distribuída em redes de distribuição são de origem: comercial, gerencial, regulatória, e técnica/operativa. Entretanto, podem-se destacar como principais vantagens (RONDINA, 2007):

- Produção de potência em um local bem próximo de onde é consumida;
- Redução de
 - Perdas técnicas localmente;
 - Perdas de transmissão;
 - Redundâncias na transmissão e na geração central;
 - Custos de transmissão;
 - Custos marginais de expansão do sistema.
- Possível redução da necessidade de novas linhas de transmissão e distribuição;
- Rapidez de desenvolvimento;
- Menores dificuldades ambientais;

- Menores discontinuidades;
- Prestação de serviços ancilares;
- Baixa exposição cambial;
- Menores reservas centrais;
- Menores riscos empresariais.

3.2 LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO

3.2.1 Resolução ANEEL nº 112, de 18 de Maio de 1999 e CONAMA nº 001, de 23 de Janeiro de 1996.

De acordo com a resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), não é necessário à obtenção de autorização para implantação de centrais termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia com potência de até 5.000 kW. O artigo 30 informa que é necessária a obtenção do registro junto a ANEEL e que compete ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) estabelecer definições, responsabilidades, critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da avaliação de impacto ambiental. A resolução Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) no. 001 em seu artigo 20 cita quais atividades deverão elaborar estudo e relatório de impacto ambiental – RIMA, que devem posteriormente ser submetidos ao IBAMA, para licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente dentre as quais, podem ter alguma relação futura com projetos deste gênero: X – Aterros sanitários, processamento e destino final de resíduos tóxicos ou perigosos; XI – Usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 1999).

3.2.2 Resolução ANEEL nº 265, de 10 de Junho de 2003.

Em seu artigo 30 a resolução define que o controle primário de frequência e a reserva de potência primária deverão ser providos por todas as unidades geradoras integrantes do SIN (Sistema Interligado Nacional). O artigo 60 define que o suporte de reativos deverá ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, que estejam fornecendo potência ativa (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003).

3.2.3 Resolução ANEEL nº 345/2008 e 395/2009.

Estas resoluções determinam os procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional. Dentre eles, descrevem as etapas dos procedimentos e o tempo dos prazos relativos para implantação de centrais geradoras e também os requisitos mínimos exigidos pela ANEEL. A tabela 2 apresenta, por tipo de acessante, as etapas a serem cumpridas, e a figura 6 apresenta o fluxograma dos prazos para centrais geradoras solicitantes de registro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

Tabela 2 – Etapas dos Procedimentos de acesso por tipo de acessante (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

ACESSANTE	ETAPAS A CUMPRIR			
	CONSULTA DE ACESSO	INFORMAÇÃO DE ACESSO	SOLICITAÇÃO DE ACESSO	PARECER DE ACESSO
Central Geradora – Registro	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora – Autorização	Necessárias		Necessárias	

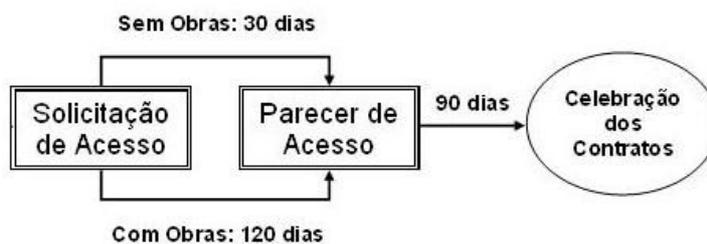


Figura 6 – Etapas obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de registro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

Para efeito de acesso e estabelecimento das proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de centrais geradoras, são consideradas as faixas de potência indicadas na tabela 3.

Tabela 3 – Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

A tabela 4 indica as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão da central geradora.

Tabela 4 – Proteções mínimas em função da potência instalada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW (4)	> 500 kW (4)
Elemento de desconexão (1)	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção (2)	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Notas:

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.

(2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.

(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.

(4) Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

Para o paralelismo das centrais geradoras com o sistema de distribuição deve ser observado o seguinte (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009):

- A acessada pode propor proteções adicionais, desde que justificadas tecnicamente, em função de características específicas do sistema de distribuição acessado.
- Nas conexões de centrais geradoras acima de 10 MW as proteções de subtensão/sobretensão e subfrequência/sobrefrequência devem prever as operações instantânea e temporizada, levando em consideração o esquema de proteção informado pela acessada.
- Os relés de subfrequência/sobrefrequência devem ser ajustados de acordo com a parametrização sugerida pela acessada, devendo, na determinação dos ajustes, ser observado o eventual impacto da operação da central geradora sobre a Rede Básica e as DIT.
- Toda central geradora com potência instalada acima de 300 kW deve possuir sistemas de controle de tensão e de frequência.
- Para centrais geradoras com potências inferiores, estes sistemas devem ser instalados quando em operação ilhada.
- O disjuntor ou religador na saída da subestação da acessada do circuito alimentador no qual se estabelece o paralelismo do acessante deve ser dotado de comando de abertura por relés que detectem faltas entre fases e entre fase e terra na linha de distribuição.
- O paralelismo pode ser estabelecido por um ou mais disjuntores, que devem ser supervisionados por relé de verificação de sincronismo.
- Os ajustes dos relés que atuam sobre o disjuntor responsável pelo paralelismo, bem como as relações dos transformadores de corrente que os suprem, devem ser definidos

pelo acessante e aprovados pela acessada, observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis.

- Os disjuntores nas instalações do acessante, que possam fechar o paralelismo, devem ser dotados de dispositivos de intertravamento com o disjuntor de paralelismo.
- Os relés de proteção da interligação devem operar nas seguintes condições anormais, atuando nos disjuntores:
 - a) sobretensão e subtensão;
 - b) sobrecorrentes de fase e de neutro;
 - c) sobrefrequência e subfrequência
- Instalação de proteção de retaguarda, composta de relés para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, atuando na abertura do paralelismo.
- Os dispositivos que atuam nos disjuntores de paralelismo não devem operar por perturbações ou interferências provenientes de súbita variação de tensão ou frequência e correntes harmônicas do sistema, sendo tal característica comprovada por meio de ensaios apropriados.
- Não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monoplares entre o disjuntor de entrada e os geradores.
- O autoprodutor que possua geração própria no mesmo local de consumo com o fim de suprir parcialmente sua carga, sem previsão de paralelismo sob qualquer regime operativo, deve incluir no projeto de suas instalações uma chave reversível de acionamento manual ou elétrico, automática ou não, com intertravamento mecânico.
- Na determinação de sobrecorrentes e de sobretensões devem ser levadas em conta as impedâncias de aterramento e a existência de bancos de capacitores.
- Os geradores da central geradora de energia devem estar acoplados ao sistema de distribuição da acessada através de um transformador de acoplamento.

- A ligação dos enrolamentos e o deslocamento angular devem estar de acordo com indicação da acessada.
- O transformador de acoplamento não pode ser protegido por meio de fusíveis e as derivações de quaisquer de seus enrolamentos devem ser definidas no projeto.
- Para as centrais geradoras com potência instalada acima de 300 kW, deve ser feita uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis.
- A decisão pela operação ilhada deve ser precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia na microrrede associada.
- Quando a operação ilhada não for permitida, deve ser utilizado sistema automático de abertura do disjuntor de paralelismo.
- Não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia.
- A acessada deve prevenir a inversão de fluxo de potência nos reguladores de tensão.
- A acessada deve implementar medidas preventivas que impeçam a ocorrência de sobretensões e subtensões sustentadas em seu sistema de distribuição, decorrentes da inserção e retirada de centrais geradoras, até a atuação dos reguladores de tensão em operação.
- Os estudos devem prever a possibilidade da central geradora vir a participar do controle automático de geração – CAG e do esquema de corte de geração – ECG, atendendo aos requisitos de proteção e controle estabelecidos nos Procedimentos de Rede.
- Os estudos devem prever a possibilidade da central geradora vir a participar de um agrupamento de centrais despachadas por um centro de despacho de geração distribuída.

3.3 REQUISITOS PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA (RGE, CEEE, AES-SUL, CELESC E COPEL)

3.3.1 RGE, CEEE, AES-SUL

Apresenta – se aqui os procedimentos de acesso elaborados em conjunto pelas três distribuidoras de energia do Rio Grande do Sul (RIO GRANDE ENERGIA, 2006):

- Em média tensão ($1 \text{ kV} < V_f - f_{RMS} < 69 \text{ kV}$) -A capacidade total da geração deverá ser limitada a 10% da potência de Curto-Circuito trifásico (geração mínima), no ponto de conexão, sem a geração nova conectada. Somente serão aceitos geradores trifásicos, e o fator de potência deve ser corrigido aos valores previstos na legislação (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009). A energia reativa deve ser compensada em dois estágios, um banco de capacitores diretamente conectados à barra de geração, com cuidado de limitar seu valor de forma a evitar o fenômeno de auto-excitação, e o segundo banco após a medição, para compensação da carga.
- Em baixa tensão ($V_f - f_{RMS} < 1 \text{ kV}$) - Somente serão aceitos geradores de indução no sistema de distribuição de baixa tensão com capacidade instalada de até 50 kW (motor elétrico) ou 70 CV – ABNT (motor à explosão), potências totais maiores deverão ser conectadas em média tensão através de transformador próprio.
- Operação em paralelo - Os geradores de indução deverão ser conectados à rede elétrica após atingirem a rotação síncrona, por acionamento do motor ou turbina, devendo ser instalado um dispositivo sincronizador da frequência da rede e do motor. Para evitar o arranque do motor pela rede, bem como motorização do conjunto, deve ser previsto relé de potência reversa, ajustado entre 10 e 30% (dez e trinta por cento) da potência do gerador e temporizado em 5 (cinco) segundos. A chave contactora de paralelo do gerador com o sistema elétrico não deve aceitar o comando caso haja falta

de energia no lado da concessionária. As proteções no ponto de conexão com a concessionária são indicadas a seguir. Recomenda-se que o controle seja digital, parametrizável através de interface homem-máquina amigável, e inclua funções de gerenciamento da manutenção

- a) Porta serial RS232 para conexão a microcomputador tipo Notebook
 - b) Registro de falhas e de eventos
 - c) Parâmetros de operação do conjunto motor-gerador
 - d) Supervisão da Rede
 - e) Monitoramento para fins de manutenção
 - f) Proteções (conforme item específico).
- Requisitos Mínimos de Proteção - No ponto de conexão deverão ser instaladas as seguintes funções de proteção, alimentadas por sensores adequados (transformadores de corrente e de tensão)
 - a) Sobrecorrente de fase e terra (funções 50/51 e 50/51N) no caso de média tensão (MT)
 - b) Ou sobrecarga (49), no caso de conexão em baixa tensão (BT)
 - c) Corrente desequilibrada (46) e falta de fase
 - d) Sobre e subtensão (27/59)
 - e) Sobre e subfrequência (81).

3.3.2 CELESC

A CELESC define como economizador de energia, o gerador de energia elétrica conectado à rede de distribuição que visa diminuir os gastos financeiros com energia elétrica do consumidor. Assim, ela informa que o interessado somente pode conectar o economizador

a rede elétrica interna da unidade consumidora, se atendidas cumulativamente as seguintes condições (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A, 2004):

- a) Ser consumidor primário ou secundário monômio for atendido por transformador particular, ou ser único consumidor de transformador da rede CELESC.
- b) Utilizar economizador movido a biogás produzido em biodigestor.
- c) Possuir ligação trifásica de energia elétrica.
- d) Utilizar economizador fabricado por empresas cadastradas na CELESC, que no quadro de controle e proteção apresente no mínimo as proteções para
 - Desligamento do economizador em caso de queda da rede da CELESC
 - Desligamento do economizador em caso de queda de uma das fases
 - Desligamento do economizador em caso de sobre-rotação do motor de combustão interna
 - Desligamento do economizador em caso de rotação inferior à rotação nominal do motor elétrico, para evitar que o gerador se transforme em consumidor
 - Desligamento do economizador em caso de sobre-corrente nas instalações da unidade consumidora
 - Desligamento do economizador através de chave contactora com relé térmico, devidamente dimensionado de acordo com a potência de geração, associado a um elemento fusível instalado por fase
- e) Conectar o economizador à rede elétrica através de disjuntor termomagnético dimensionado de acordo com a capacidade de geração do economizador, coordenado com proteção geral da entrada do consumidor e com circuito da

unidade consumidora onde o mesmo será ligado;

- f) No caso de existir banco de capacitores na unidade consumidora, a contactora do banco deve ser intertravada eletricamente com a contactora do economizador, para evitar que o mesmo opere como gerador de energia independente quando da queda da rede da CELESC.

Será de responsabilidade do consumidor contratar um profissional habilitado perante o CREA, para preparar e apresentar os seguintes documentos, para análise e liberação pela CELESC. Somente após esta liberação o consumidor poderá solicitar vistoria final para ligação do economizador:

- a) Diagrama unifilar completo das instalações desde o ponto de entrega da CELESC acompanhado de planta de locação da ligação do economizador, em duas vias.
- b) Diagrama unifilar do quadro de comando com indicação das proteções existentes e descrição de suas funções.
- c) Ficha técnica com características de todos os equipamentos componentes do conjunto do economizador.
- d) Descritivo técnico do dimensionamento dos cabos, ligação e proteções.
- e) ART - Anotação de Responsabilidade Técnica do responsável pelo projeto e execução da instalação.
- f) Cópia do Manual de Instruções e de Operações fornecidos pelo fabricante.
- g) Abrir SC - Solicitação do Consumidor via Agência ou Call Center, pedindo vistoria final para ligar economizador.

Salienta-se que, quando o funcionamento do economizador prejudicar a qualidade da energia fornecida aos outros consumidores, ou quando prejudicar as condições operativas ou de segurança do Sistema da CELESC, o equipamento deverá ser desligado. Constatado em

inspeção periódica nas instalações da unidade consumidora que existe deficiência na manutenção, as proteções foram alteradas, estão com funcionamento inadequado ou estão jampeadas, deverá o economizador ser desligado de imediato e o consumidor notificado formalmente.

3.3.3 COPEL

A COPEL explicita que não é permitida a operação ilhada dos grupos geradores assíncronos. Também, a operação do gerador em paralelo com o sistema de distribuição não poderá ser empecilho ao religamento automático da ilha ou ramal de média tensão em que o gerador estiver conectado. Para contornar essas duas condições, deverá haver proteção específica contra perda de sincronismo do gerador com o sistema de distribuição. Essa proteção deverá abrir o equipamento de interligação do gerador com a instalação consumidora, ou um outro equipamento de interrupção localizado no ramal de entrada da instalação consumidora, após a caixa de medição (no caso de se pretender usar o gerador para alimentar cargas isoladas da rede). A instalação do grupo gerador e seus circuitos de comando e proteção, inclusive o de sincronismo com a instalação consumidora de BT, devem estar expressamente incluídos na ART – Anotação de Responsabilidade Técnica (normalizada pelo CREA) do profissional responsável pela instalação de geração do consumidor. Durante todo o tempo em que o gerador assíncrono estiver conectado em paralelo com a rede de distribuição, deverá haver um responsável pela operação do gerador presente na instalação. Para a conexão da instalação consumidora com a rede de distribuição, verificam-se cinco exigências (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, 2005):

- 1) O ramal de ligação de BT de uma instalação consumidora com o gerador deve ser suprido com o transformador MT/BT exclusivo. Esta exigência visa evitar que eventuais distúrbios na operação do gerador, permanentes ou transitórios,

sejam impostos às instalações de BT vizinhas. Também, o próprio sistema de distribuição fica imune a esses distúrbios, uma vez que a capacidade (potência disponível) de um ramal de média tensão é muito maior que a potência do gerador.

- 2) Não será permitido com a instalação consumidora caso esta seja suprida por rede de BT, ou no caso de haver outros ramais de consumidores conectados ao mesmo transformador MT/BT que supre a instalação com gerador. Nestes casos, a instalação consumidora com gerador deverá ser separada das demais, mesmo que seja necessário construir uma extensão de rede de MT, de modo a se obter a condição descrita no item acima.
- 3) A potência nominal do transformador MT/BT exclusivo deverá ser superior tanto à máxima potência gerada (soma das potências máximas dos geradores existentes na instalação consumidora), quanto à máxima demanda consumida.
- 4) O dimensionamento do ramal de ligação de BT e do disjuntor geral da instalação consumidora, na caixa de medição, deverá ser compatível com a máxima corrente gerada e ou consumida.
- 5) Caso a potência nominal necessária para o transformador MT/BT exclusivo seja superior a 45 kVA, devido à potência gerada, o consumidor deverá requerer acesso ao sistema de MT, mesmo que a geração seja em BT.

4 O GERADOR DE INDUÇÃO

A tecnologia de geração assíncrona, ou seja, a utilização de máquinas de indução operando como geradores (MIG), foi utilizada desde o início do século 20, até que foi abandonada e quase desapareceu nos anos 60. Na década de 70, o aumento do preço do petróleo e o elevado custo da energia elétrica, aliado a importantes objetivos como o uso racional de energia, trouxeram de volta à cena a MIG. Mais recentemente, com a generalização do uso da eletrônica de potência, computadores e microeletrônica, simplificou-se a implementação desses geradores. Permitindo que novos tipos de controle de baixo custo consigam fornecer potência reativa e inserir a geração assíncrona à rede (SIMÕES; FARRET, 2008).

A máquina de indução, dentre os motores de corrente alternada, é o de mais extenso uso. Deve-se esta preferência à sua robustez, simplicidade, ausência de coletor, no caso de rotor do tipo gaiola de esquilo, fácil manutenção e à circunstância de suas características de funcionamento adaptarem-se às exigências do trabalho e à velocidade constante (SANTOS, 2003). Em pequenas centrais elétricas, grupos geradores de até 100 kW utilizando MIG são alternativas a se considerar, principalmente, em relação ao baixo custo de implementação (CHAPALLAZ, 1992).

4.1 PRINCIPAIS PARTES CONSTRUTIVAS DA MÁQUINA DE INDUÇÃO

O motor de indução é composto fundamentalmente por duas partes: estator e rotor, sendo que as principais partes construtivas são mais detalhadas na figura 7. O estator apresenta um núcleo de chapas magnéticas, também chamado de pacote, o qual possui ranhuras axiais para alojar as bobinas do enrolamento estatórico. O uso de chapas magnéticas é justificado pela redução de perdas magnéticas e melhora do rendimento. O uso de ranhuras, além de diminuir o entreferro efetivo e a corrente de magnetização, é um meio eficiente de

transmissão do calor para o exterior. Entre as chapas e as bobinas do enrolamento existem elementos de isolamento, cuja função é evitar que a carcaça e o pacote de chapas fique sob tensão (CHAPALLAZ, 1992; FITZGERALD, 2003; AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE, 1984).

O rotor é igualmente composto de um núcleo de chapas magnéticas, também dotado de ranhuras axiais, onde o enrolamento rotórico é alojado. Este último apresenta duas possíveis topologias (CHAPALLAZ, 1992; FITZGERALD, 2003):

- Enrolamento em curto-circuito (rotor em gaiola de esquilo, rotor em curto-circuito), formado por barras de alumínio conectadas por anel em ambas as extremidades do pacote de chapas. Este enrolamento não é acessível, ou seja, não existe nenhum terminal que permita acessá-lo. A gaiola é injetada sob alta pressão e temperatura não havendo isolamento entre as barras e o pacote de chapas. Os anéis nas extremidades axiais têm também a função de garantir uma rigidez mecânica ao pacote de chapas. A forma das ranhuras do rotor influencia o desempenho do motor, especialmente a curva de torque.
- Enrolamento de bobinas (rotor bobinado) feitas geralmente de cobre. Trata-se de um enrolamento semelhante ao enrolamento do estator. Os terminais são conectados a anéis coletores e escovas, os quais podem ser acessados externamente. Este tipo de enrolamento é usado quando se deseja um controle das características de torque e velocidade da máquina. É menos frequente que o enrolamento em gaiola, uma vez que é mais caro e menos robusto. A escolha por um motor com rotor bobinado pode ser requerida devido ao processo de partida do motor, uma vez que este tipo de motor pode fornecer um torque mais elevado na partida.

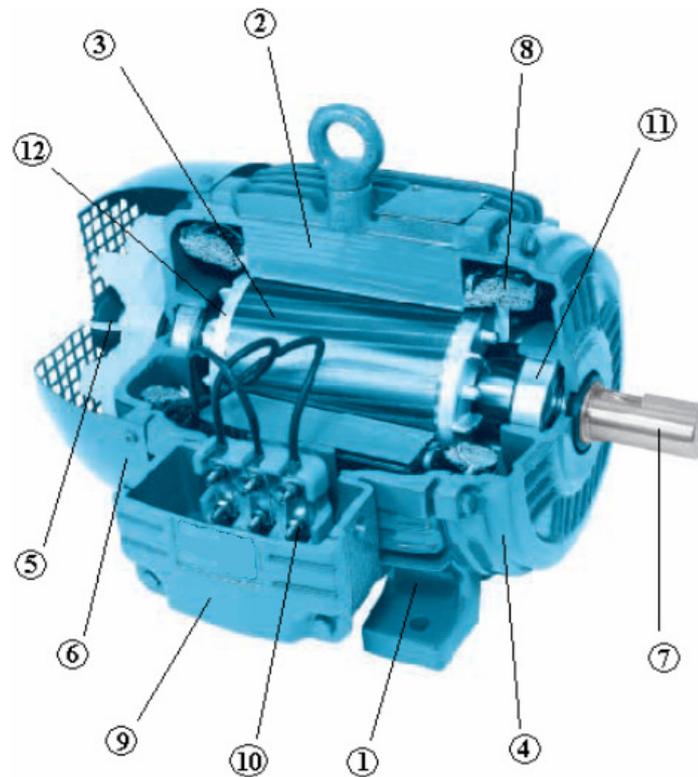


Figura 7 – Principais partes construtivas da máquina de indução trifásica (gaiola de esquilo)
(MOTORES WEG, 2208).

De acordo com a figura 7, o estator é dividido pelas seguintes partes (MOTORES WEG, 2008):

- Carcaça (1) - é a estrutura suporte do conjunto, de construção robusta em ferro fundido, aço ou alumínio injetado, resistente à corrosão e com aletas.
- Núcleo de chapas (2) - as chapas são de aço, tratadas termicamente para reduzir ao mínimo as perdas no ferro.
- Enrolamentos (8) - conjuntos iguais de bobinas, uma para cada fase. Formando um sistema trifásico (motor trifásico) ligado à rede trifásica de alimentação.

Sendo o rotor em gaiola de esquilo constituído pelos componentes:

- Eixo (7) - transmite a potência mecânica desenvolvida pelo motor. É tratado termicamente para evitar problemas como empenamento e fadiga.
- Núcleo de chapas (3) - as chapas possuem as mesmas características das chapas do estator.
- Barras e anéis de curto-circuito (12) - são de alumínio injetado sob pressão numa única peça.

Algumas partes secundárias, mas fundamentais para o funcionamento, também formam a máquina de indução. Esses elementos são indicados na figura tal pela seguinte numeração:

- Tampa (4);
- Ventilador (5);
- Tampa defletora (6);
- Caixa de ligação (9);
- Terminais (10);
- Rolamentos (11).

4.2 CARACTERIZAÇÃO EM REGIME PERMANENTE

Em máquinas de indução trifásicas, as tensões aplicadas no enrolamento do estator estabelecem correntes através das bobinas do mesmo. Estas correntes criam campos magnéticos alternados que, somados a cada instante, dão origem a um único campo magnético resultante cuja orientação gira em torno de um eixo, formando assim o campo girante da máquina (CHAPALLAZ, 1992; FITZGERALD, 2003; SANTOS, 2003). A velocidade síncrona do campo girante da máquina é determinada pela equação (1)

$$n_s = \frac{120f}{p} \quad (1)$$

onde n_s é a velocidade síncrona em rpm, f , a frequência em Hertz e p representa o número par de pólos da máquina.

Para que haja força eletromotriz induzida no rotor, é necessário que as barras ou enrolamentos do rotor cortem as linhas de fluxo magnético do campo girante. Isto apenas ocorre se houver um movimento relativo entre o rotor e o campo girante. Na operação como motor, a velocidade angular do rotor n é sempre menor que a do campo girante n_s . A diferença entre a velocidade do campo girante, velocidade síncrona e a do rotor, chama-se deslizamento das rotações, ou escorregamento de rotação, ou escorregamento de fase ou ainda simplesmente escorregamento (FITZGERALD, 2003; SANTOS, 2003). Prefere-se apresentar o escorregamento s correspondente a uma determinada velocidade n em rpm como uma fração da velocidade síncrona n_s , também em rpm. Desta forma,

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (2)$$

sendo s o escorregamento, n_s a rotação síncrona em rpm e n a rotação do rotor em rpm.

Na máquina assíncrona, o campo girante e o rotor têm velocidades diferentes; observam-se, então, três possibilidades segundo as quais ela pode funcionar (SANTOS, 2003):

- a) Se a velocidade do seu rotor for menor que a do campo girante, mas no mesmo sentido, a máquina assíncrona se comporta como motor, fornecendo potência mecânica em seu eixo.
- b) Quando a velocidade do rotor for maior do que a síncrona, ela transforma-se em gerador de energia elétrica; neste caso, uma outra máquina deve ser ligada ao seu eixo e desta forma transferir-lhe energia mecânica através do eixo que será convertida em energia elétrica nos terminais do estator.
- c) Se o campo girante da armadura e do rotor tiverem sentidos de rotação diferentes, a máquina está na região de frenagem; o conjugado motor de origem elétrica e que atua sobre o eixo é o conjugado resistente.

A figura 8 apresenta a curva de conjugado versus velocidade angular para a máquina de indução e mostra as faixas de operação.

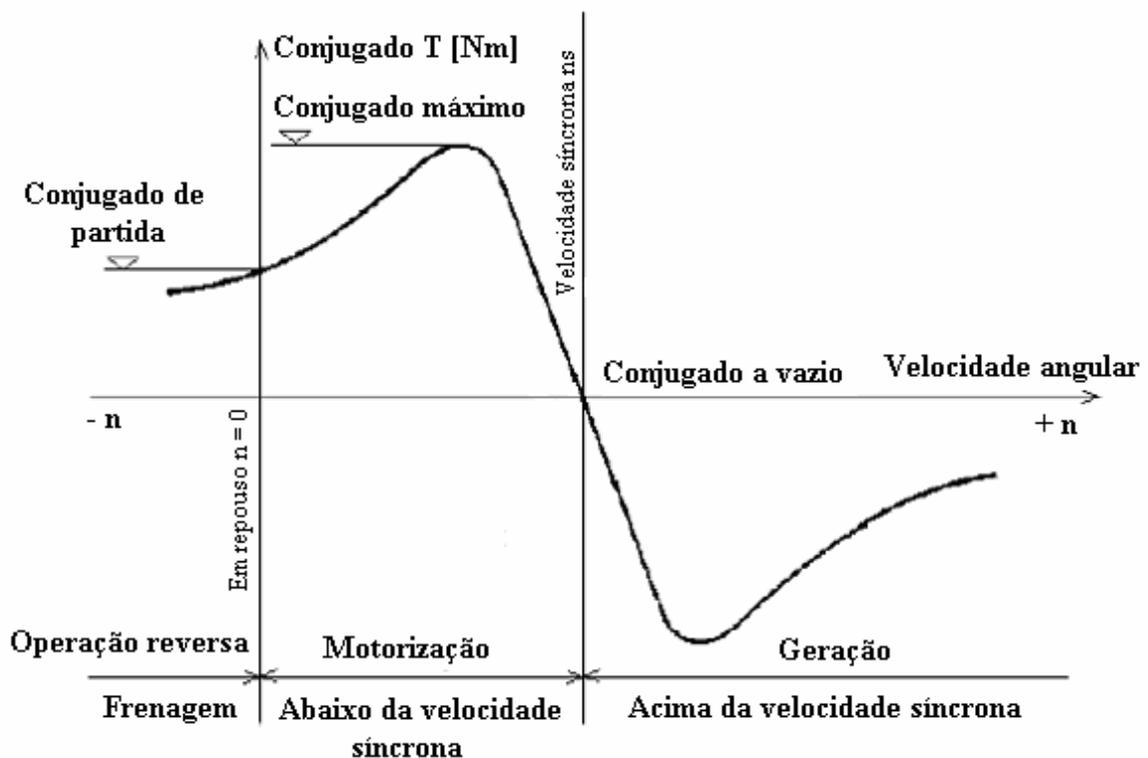


Figura 8 – Conjugado x Velocidade da máquina de indução (SANTOS, 2003).

Operando como motor ou gerador, a máquina de indução necessita de uma fonte externa de potência reativa para produção do campo magnético girante, sendo assim, em operação interligada, a rede da concessionária de energia elétrica pode supri-la. Entretanto, banco de capacitores é empregado usualmente para contrabalancear uma parcela dessa potência reativa necessária (CHAPALLAZ, 1992). Conforme ilustram os fluxos de potências nas figuras 9 e 10, nota-se, que mesmo como gerador, o fluxo de potência reativa precisa ser suprido por uma fonte externa, pois a máquina primária não fornece reativos, e o rotor, no caso curto-circuitado ou gaiola, não possui terminais acessíveis.

O balanço das componentes de potência auxilia a análise de conversão de energia eletro-mecânica. As potências convertidas em perdas são qualitativamente iguais, indiferentes do modo de operação. Assim, as perdas são atribuídas da seguinte forma (CHAPALLAZ, 1992; FITZGERALD, 2003):

- Perdas mecânicas (rotacionais) P_{rot} - Incluem todas as perdas rotacionais tais como atrito em rolamentos e perdas devido à ventilação forçada ou resfriamento.
- Perdas no núcleo P_{Fe} - Perdas por histerese, correntes de Foucault e anômalas devido a variações de densidade de fluxo magnético. As perdas no ferro do rotor são desprezadas, pois as variações de densidade de fluxo no rotor são pequenas.
- Perdas no cobre ou por efeito Joule P_{cuc} e P_{cur} - Estas perdas são devido às resistências ôhmicas do estator e rotor, respectivamente.

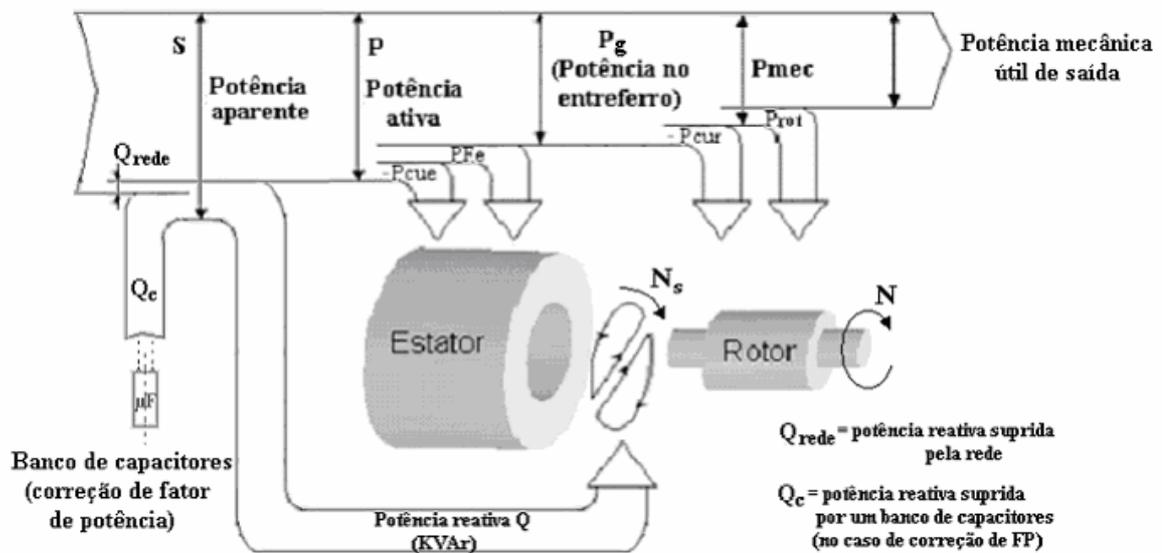


Figura 9 – Fluxo de potência no motor de indução (CHAPALLAZ, 1992).

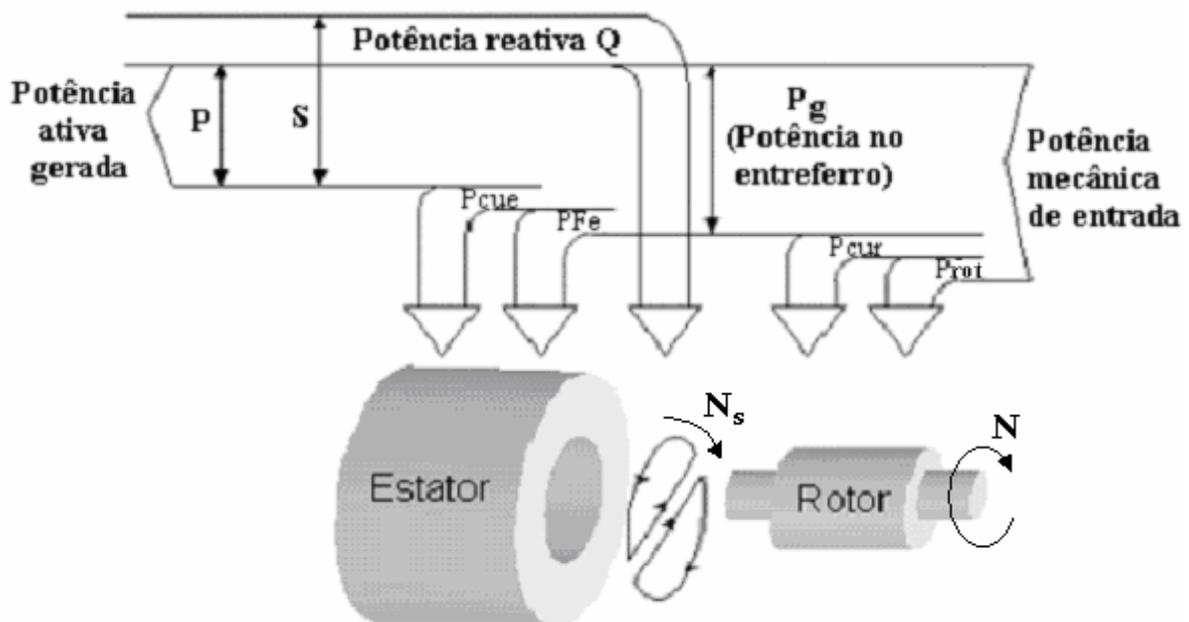


Figura 10 – Fluxo de potência no gerador de indução (CHAPALLAZ, 1992).

Quando comparado o fluxo de potência entre os modos de operação, observa-se que a potência no entreferro P_g é maior no gerador do que no motor de indução para uma determinada potência aparente S . Este fenômeno é associado à transmissão da compensação das perdas do estator (ferro e cobre) através do entreferro no modo gerador, o que não

acontece no modo motor. A transmissão de um acréscimo de potência requer mais corrente de magnetização para adequar o campo magnético que vincula o estator ao rotor, reduzindo o fluxo de potência ativa de saída, pois a potência aparente é limitada para evitar sobrecarga (CHAPALLAZ, 1992).

4.2.1 Operação com escorregamento negativo

Para a máquina de indução funcionar como gerador interligado à rede, ela precisa atingir velocidade sobre-síncrona, ou seja, operar com escorregamento negativo. Essa faixa de operação caracteriza-se pelo fornecimento de potência mecânica no eixo através de uma máquina primária. Não há necessidade de um controle do valor de tensão e frequência gerados, pois ambos são impostos pela rede (BOLDEA, 2006).

A potência reativa indutiva envolvida na magnetização do núcleo ferromagnético e a potência ativa gerada nos terminais apresentam sentidos contrários, conforme mostra a figura 11. Assim, a tensão induzida E_2 mantém sempre o mesmo sentido. Contudo, a corrente no circuito do rotor assume um valor inverso ao obtido na operação como motor. Logo, as quedas referentes ao circuito do rotor também se invertem. A comparação das quedas de tensões no circuito equivalente monofásico é apresentada na figura 12 (NASAR; BOLDEA, 2006).

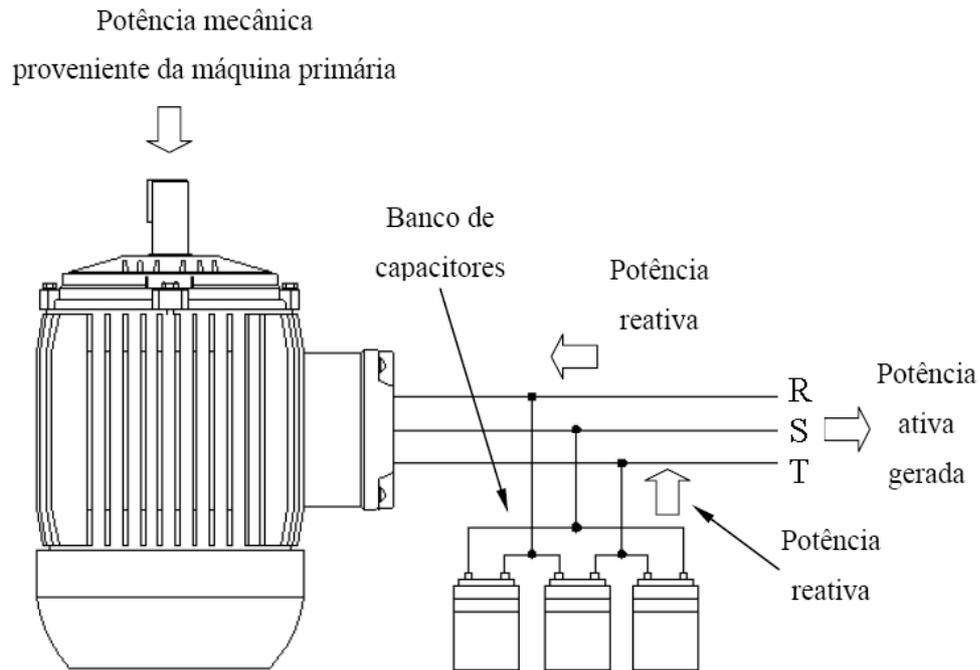


Figura 11 – Esquema de ligação com banco de capacitores.

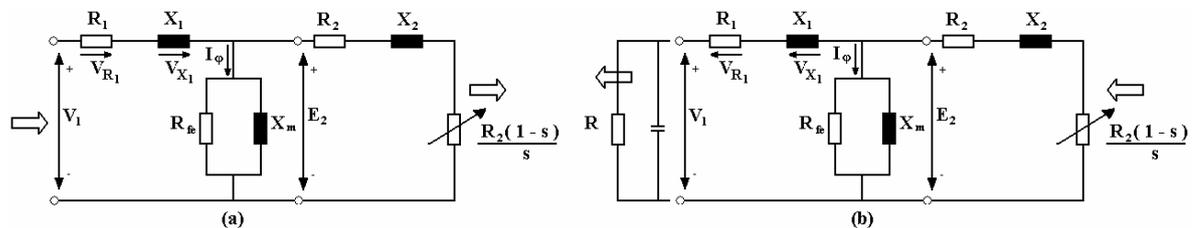


Figura 12 – Circuito equivalente monofásico: (a) escorregamento positivo e (b) escorregamento negativo (CHAPALLAZ, 1992).

O valor da tensão induzida através do entreferro E_2 é menor que a tensão nos terminais V_1 do motor de indução. Entretanto como gerador, a tensão induzida E_2 terá que ser maior que V_1 para manter o mesmo valor de tensão nos terminais. A figura 13 ilustra os fasores resultantes da tensão induzida.

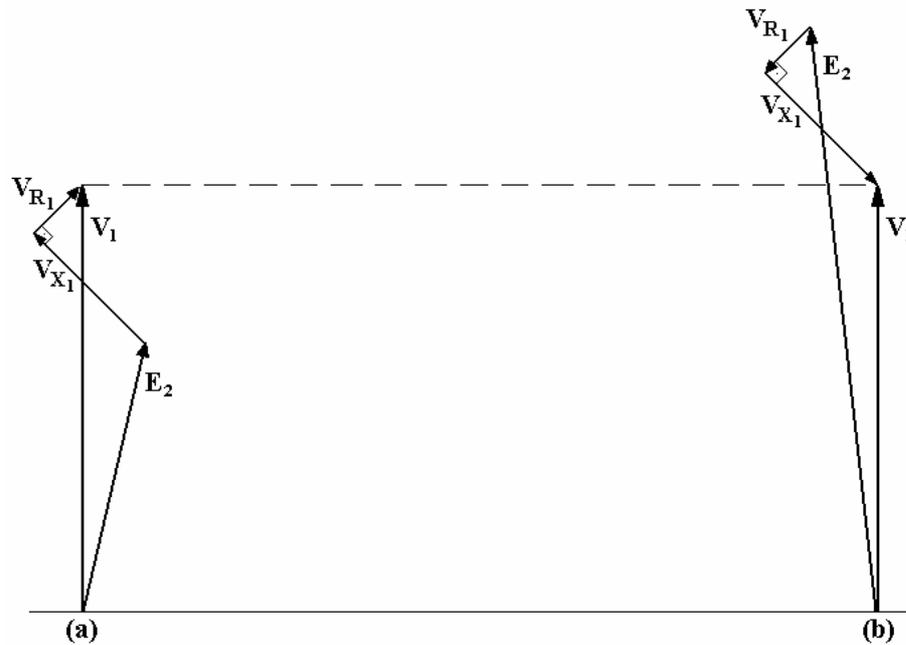


Figura 13 – Fasores da tensão induzida E_2 no entreferro: (a) escorregamento positivo e (b) escorregamento negativo (CHAPALLAZ, 1992).

Conforme aumenta a velocidade sobre-síncrona, a potência ativa gerada irá aumentar também. Por definição, o valor da corrente no estator não deve ultrapassar o valor nominal informado pelos dados de placa da máquina, evitando a queima dos enrolamentos. Sendo assim, após suprir a parcela de potência envolvida em perdas (enrolamentos e núcleo), potência ativa começa a ser entregue à carga conectada nos terminais da máquina.

4.2.2 Conjugado eletromagnético

O conhecimento dos parâmetros do circuito equivalente por fase possibilita a determinação de várias características das máquinas de indução em regime permanente. Algumas destas características são as variações de corrente, o conjugado máximo e de partida, velocidade e perdas que ocorrem quando as exigências de carga e conjugado são alteradas. Como na máquina de indução os parâmetros do circuito elétrico equivalente são considerados constantes, apenas a faixa de escorregamento difere os modos de operação (frenagem,

motorização e geração), o circuito equivalente monofásico mostra-se útil na análise das mais variadas aplicações. Na prática, porém, essa constância dos parâmetros pode não se manter devido ao efeito térmico sobre as resistências, por exemplo.

O conjugado eletromagnético correspondente à potência transferida através do entreferro pode ser obtido a partir da equação (FITZGERALD, 2003)

$$T_{mec} = \frac{P_g}{\omega_s} \quad (3)$$

onde T_{mec} é o conjugado eletromagnético em Newton.metro, P_g é a potência envolvida no entreferro da máquina que representa a potência transferida ao circuito do rotor e ω_s é a velocidade angular síncrona em radianos por segundo.

Observando o circuito equivalente da figura 14, afirma-se que a potência transferida no entreferro da máquina é determinada por (FITZGERALD, 2003)

$$P_g = n_{fases} I_2^2 \left(\frac{R_2}{s} \right) \quad (4)$$

sendo n_{fases} o número de fases, I_2 é a corrente referida ao circuito do rotor e R_2 é a resistência do rotor.

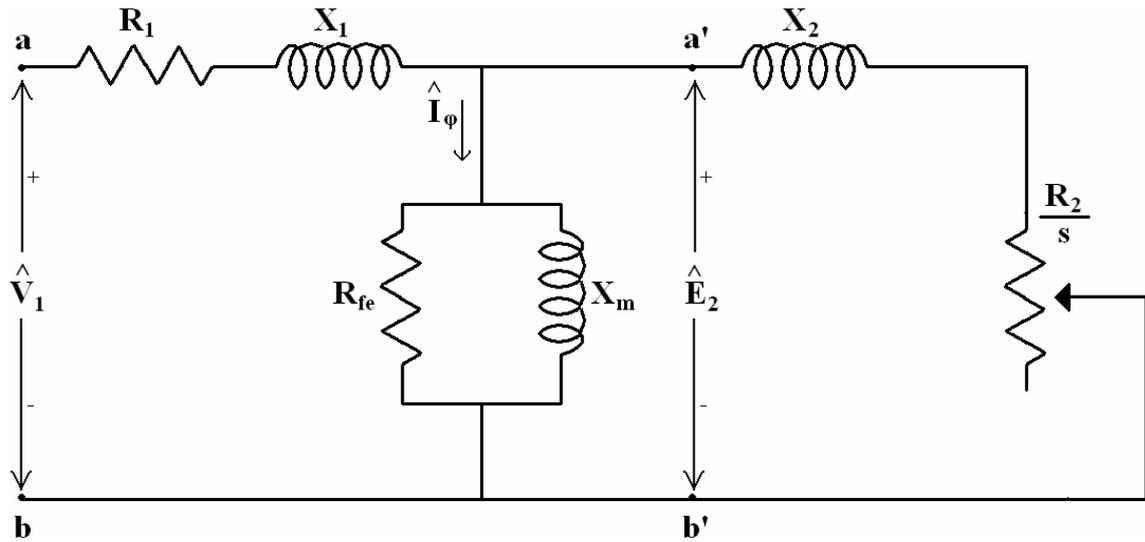


Figura 14 – Circuito equivalente por fase de um motor de indução (FITZGERALD, 2003).

A componente de excitação \hat{I}_φ é a corrente de magnetização no estator adicional que é necessária para criar o fluxo de entreferro, sendo uma função da tensão induzida \hat{E}_2 (FITZGERALD, 2003).

As perdas ôhmicas associadas ao circuito do rotor P_{cur} são calculadas pela equação:

$$P_{cur} = n_{fases} I_2^2 R_2 \quad (5)$$

A potência mecânica P_{mec} desenvolvida pelo motor pode ser determinada pelo resultado da subtração da dissipação de potência no rotor da potência no entreferro (FITZGERALD, 2003):

$$P_{mec} = P_g - P_{cur} = n_{fases} I_2^2 \left(\frac{R_2}{s} \right) - n_{fases} I_2^2 R_2$$

$$P_{mec} = P_g - P_{cur} = n_{fases} I_2^2 R_2 \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (6)$$

Voltando à equação (3), a parcela de potência mecânica desenvolvida P_{mec} e as perdas ôhmicas P_{cur} envolvidas no circuito do rotor serão as seguintes frações da potência de entreferro (FITZGERALD, 2003):

$$P_{mec} = (1 - s)P_g \quad (7)$$

$$P_{cur} = sP_g \quad (8)$$

4.2.3 Conjugado motor ($1 \geq s \geq 0$)

O teorema de Thévenin permite enfatizar as relações de conjugado e potência envolvidas no motor de indução. Assim, a partir dos terminais a' e b' vistos pela rede, como mostrado na figura 15, o circuito equivalente por fase é simplificado para que apresente uma fonte de tensão complexa em série com uma impedância.

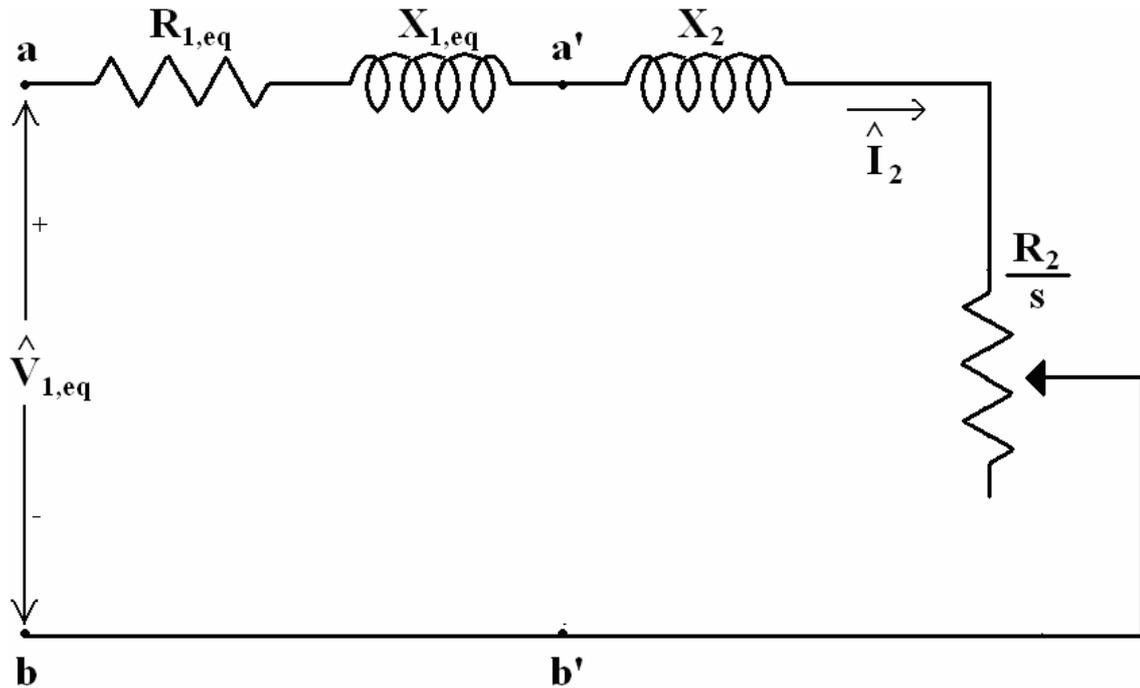


Figura 15 – Circuito equivalente do motor de indução, simplificado pelo teorema de Thévenin (FITZGERALD, 2003).

Pelo teorema de Thévenin, a tensão equivalente $\hat{V}_{1,eq}$ é a tensão obtida pela remoção dos circuitos do rotor e vista entre os terminais a' e b' . Logo, resulta no seguinte divisor de tensão [13]:

$$\hat{V}_{1,eq} = \frac{(R_{fe} // X_m)V_1}{(R_1 + jX_1) + (R_{fe} // X_m)} \quad (9)$$

A impedância de estator $Z_{1,eq}$, vista em direção à fonte cuja tensão foi zerada (substituída por um curto-circuito), é calculada como sendo (FITZGERALD, 2003):

$$Z_{1,eq} = (R_1 + jX_1) // (R_{fe} // jX_m) = R_{1,eq} + jX_{1,eq} \quad (10)$$

Assim, a corrente $\hat{I}_{2(1 \leq s \leq 0)}$ é obtida pela equação:

$$\hat{I}_{2(1 \leq s \leq 0)} = \frac{\hat{V}_{1,eq}}{Z_{1,eq} + jX_2 + \frac{R_2}{s}} \quad (11)$$

Desse modo, o conjugado eletromagnético motor é calculado com a combinação das equações (3), (4) e (11) (FITZGERALD, 2003):

$$T_{mec(1 \leq s \leq 0)} = \frac{1}{\omega_s} \left\{ \frac{n_{fases} V_{1,eq}^2 \left(\frac{R_2}{s} \right)}{\left[R_{1,eq} + \left(\frac{R_2}{s} \right) \right]^2 + (X_{1,eq} + X_2)^2} \right\} \quad (12)$$

Combinando as equações (4), (7) e (11) é possível obter a equação da potência mecânica para a máquina operando como motor da seguinte forma (FITZGERALD, 2003):

$$P_{mec(1 \leq s \leq 0)} = \left\{ \frac{n_{fases} V_{1,eq}^2 \left(\frac{R_2}{s} \right)}{\left[R_{1,eq} + \left(\frac{R_2}{s} \right) \right]^2 + (X_{1,eq} + X_2)^2} \right\} (1-s) \quad (13)$$

4.2.4 Conjugado eletromagnético gerador ($s < 0$)

Como a tensão induzida no gerador de indução \hat{E}_2 é maior que na operação como motor, o divisor de tensão apresentado na equação (16) que propicia o cálculo para o conjugado eletromagnético motor, não é válido para operação como gerador. Sendo assim, de

acordo com a figura 12, a tensão induzida \hat{E}_2 na MIG é a soma da tensão nos terminais \hat{V}_1 mais a queda de tensão no estator ($\hat{V}_{R_1} + \hat{V}_{X_1}$). Uma formulação para o conjugado com escorregamento negativo pode ser realizado a partir da determinação da tensão induzida $\hat{E}_{2(s<0)}$, da corrente $\hat{I}_{2(s<0)}$ e do conhecimento da impedância Z_{ab} referente ao circuito equivalente monofásico:

$$\hat{E}_{2(s<0)} = \hat{V}_1 + (\hat{V}_{R_1} + \hat{V}_{X_1}) = \left(\hat{V}_1 + \frac{(R_1 + jX_1)\hat{V}_1}{Z_{ab}} \right) \quad (14)$$

$$\hat{I}_{2(s<0)} = \frac{\hat{E}_{2(s<0)}}{\frac{R_2}{s} + jX_2} \quad (15)$$

Logo, o conjugado eletromagnético gerador pode ser calculado com a combinação das equações (3), (14) e (15), e a potência mecânica do gerador de indução pelas equações (7), (14) e (15):

$$T_{mec(s<0)} = \frac{n_{fases}}{\omega_s} \left[\left(\frac{\hat{E}_{2(s<0)}}{\frac{R_2}{s} + X_2} \right)^2 \left(\frac{R_2}{s} \right) \right] \quad (16)$$

$$P_{mec(s<0)} = n_{fases} (1-s) \left[\left(\frac{\hat{E}_{2(s<0)}}{\frac{R_2}{s} + X_2} \right)^2 \left(\frac{R_2}{s} \right) \right] \quad (17)$$

4.2.5 Considerações sobre o rendimento

O rendimento é a razão da potência de saída pela potência de entrada. No motor de indução, é a razão entre a potência mecânica disponível no eixo ($P_{mec} - P_{rot}$) e a potência de entrada $P_{entrada}$ (FITZGERALD, 2003). Na abordagem realizada neste estudo, o rendimento do gerador de indução é calculado como sendo a razão entre a potência elétrica ativa gerada $P_{saída}$ e a potência mecânica entregue pela máquina primária $P_{mecânica_de_entrada}$, que agora é a potência mecânica resultante da equação (17) mais as perdas rotacionais P_{rot} . A formulação é definida da seguinte forma:

$$\eta_{motor} = \frac{P_{mecânica_de_saída}}{P_{entrada}} = \frac{P_{mec(1 \leq s \leq 0)} - P_{rot}}{P_{entrada}} \quad (18)$$

$$\eta_{gerador} = \frac{P_{saída}}{P_{mecânica_de_entrada}} = \frac{P_{saída}}{|P_{mec(s < 0)}| + P_{rot}} \quad (19)$$

A potência de entrada no motor de indução é igual à potência de saída no gerador de indução, e pode ser calculada pela seguinte equação:

$$P_{entrada} = P_{saída} = n_{fases} \left| \hat{V}_1 \right| \left| \hat{I}_1 \right| \cos \varphi \quad (20)$$

Conforme o circuito equivalente mostrado na figura 14, o fator de potência $\cos \varphi$ pode ser determinado pelo valor do argumento da impedância do circuito visto entre os terminais a e b :

$$Z_{ab} = (R_1 + jX_1) + \left[\left(\frac{R_2}{s} + jX_2 \right) // (R_{fe} // jX_m) \right] \quad (21)$$

Logo,

$$\cos \varphi = \cos(\arg_{Z_{ab}}) \quad (22)$$

Com a combinação das equações (13), (17), (18), (19) e (20), tem-se que:

$$\eta_{motor} = \frac{I_2^2 R_2 \left(\frac{1-s}{s} \right) - P_{rot}}{|V_1| |I_1| \cos \varphi} \quad (23)$$

$$\eta_{gerador} = \frac{n_{fases} |\hat{V}_1| |\hat{I}_1| \cos \varphi}{n_{fases} (1-s) \left[\left(\frac{\hat{E}_{2(s<0)}}{R_2/s + X_2} \right)^2 \left(\frac{R_2}{s} \right) \right] + P_{rot}} \quad (24)$$

A equação (8) evidencia o fato de quanto maior for o escorregamento, maior serão as perdas ôhmicas no rotor, diminuindo também a eficiência da máquina. Portanto, a operação próxima à velocidade síncrona, tanto no modo motor como gerador, garante uma melhor eficiência energética, mas também se devem levar em consideração a carga referente às condições nominais de uso, para que a aplicação da máquina apresente o melhor rendimento possível.

4.2.6 Equacionamento para projeto de banco de capacitores e correção de fator de potência

Devido ao baixo valor de fator de potência associado à máquina de indução, principalmente operando a baixos escorregamentos, um banco de capacitores é projetado para adequar esse valor de acordo com a legislação vigente, usualmente. O banco de capacitores deve apresentar uma lógica de chaveamento na qual mantenha o valor de fator de potência indutivo sempre na faixa prevista ($0,92 \leq FP \leq 1$) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009). Entretanto, não se precisa injetar energia reativa capacitiva na rede. Assim, vários bancos com valores de capacitâncias diferentes ligados em paralelo podem ser empregados para um melhor ajuste. Um fluxograma para o uso do banco de capacitores é mostrado na figura 16.

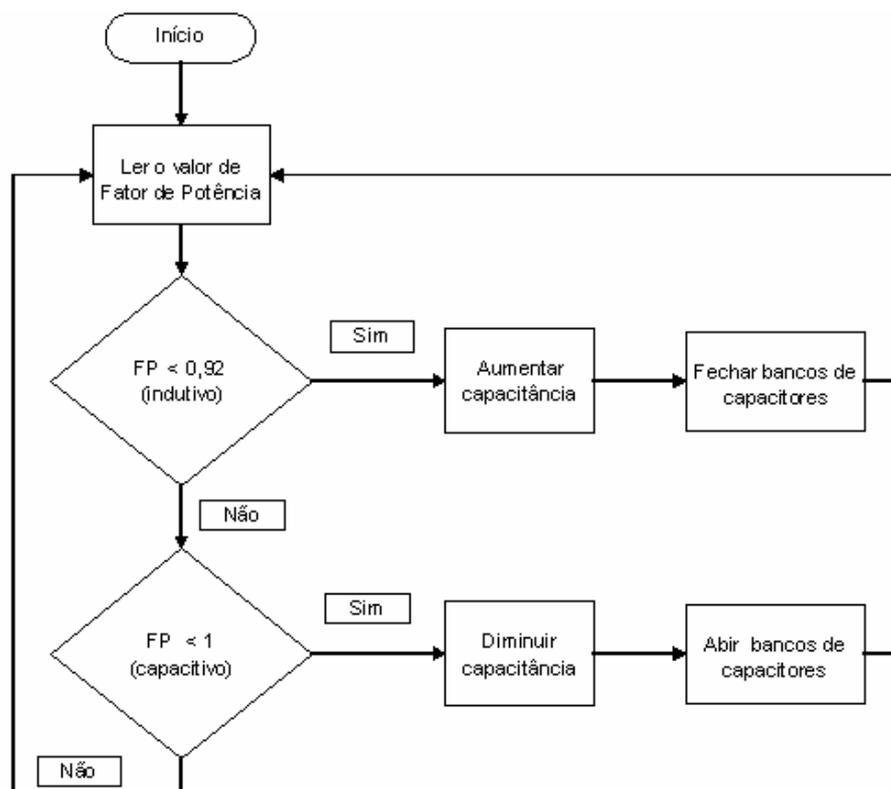


Figura 16 – Fluxograma para correção de fator de potência.

O dimensionamento da capacitância para correção do fator de potência inicia-se após a determinação dos parâmetros do circuito equivalente monofásico. Usualmente, esses parâmetros são obtidos através de ensaios de rotina: ensaio a vazio, ensaio com rotor bloqueado e ensaio à velocidade síncrona. Dessa forma, calcula-se a impedância Z_{ab} equivalente, conforme mostra a figura 17.

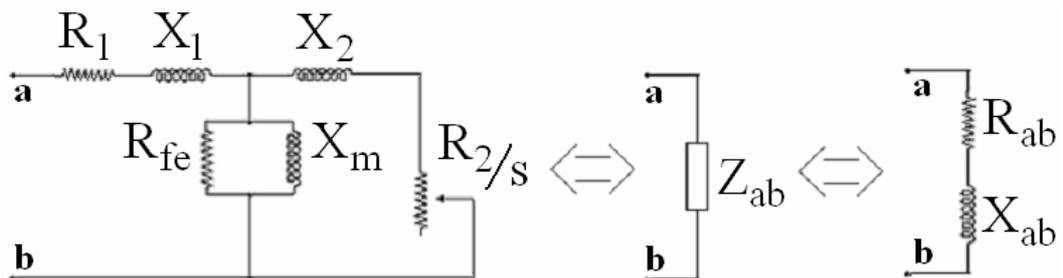


Figura 17 – Circuito equivalente monofásico da máquina assíncrona.

$$Z_{ab} = (R_1 + jX_1) + \left[(R_{fe} // jX_m) // \left(\frac{R_2}{s} + jX_2 \right) \right] \quad (25)$$

$$Z_{ab} = (R_1 + jX_1) + \left\{ \left[\frac{j(R_{fe} X_m)}{R_{fe} + jX_m} \right] // \left[\frac{R_2}{s} + jX_2 \right] \right\} \quad (26)$$

$$Z_{ab} = (R_1 + jX_1) + \left\{ \left[\left(\frac{R_{fe} X_m^2}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) + j \left(\frac{R_{fe}^2 X_m}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) \right] // \left[\frac{R_2}{s} + jX_2 \right] \right\} \quad (27)$$

$$Z_{ab} = (R_1 + jX_1) + \frac{\left(\frac{R_2}{s} + jX_2 \right) \left[\left(\frac{R_{fe} X_m^2}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) + j \left(\frac{R_{fe}^2 X_m}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) \right]}{\left(\frac{R_2}{s} + jX_2 \right) + \left[\left(\frac{R_{fe} X_m^2}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) + j \left(\frac{R_{fe}^2 X_m}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) \right]} \quad (28)$$

$$\begin{aligned}
Z_{ab} = (R_1 + jX_1) + & \left\{ \frac{\left\{ \left[R_{fe} X_m^2 \right] \left[\left(\frac{R_2}{s} \right)^2 + X_2^2 \right] + \left[\frac{R_2}{s} R_{fe}^2 X_m^2 \right] \right\} \left[R_{fe}^2 + X_m^2 \right]}{\left[\frac{R_2}{s} (R_{fe}^2 + X_m^2) + R_{fe} X_m^2 \right]^2 + \left[X_2 (R_{fe}^2 + X_m^2) + R_{fe}^2 X_m \right]^2} \right\} \\
+ j & \left\{ \frac{\left\{ \left[R_{fe}^2 X_m \right] \left[\left(\frac{R_2}{s} \right)^2 + X_2^2 \right] + \left[X_2 R_{fe}^2 X_m^2 \right] \right\} \left[R_{fe}^2 + X_m^2 \right]}{\left[\frac{R_2}{s} (R_{fe}^2 + X_m^2) + R_{fe} X_m^2 \right]^2 + \left[X_2 (R_{fe}^2 + X_m^2) + R_{fe}^2 X_m \right]^2} \right\}
\end{aligned} \quad (29)$$

A impedância Z_{ab} pode ser representada pela soma de uma parcela resistiva R_{ab} e outra indutiva X_{ab} .

$$Z_{ab} = R_{ab} + jX_{ab} \quad (30)$$

$$R_{ab} = \left\{ R_1 + \frac{\left\{ \left[R_{fe} X_m^2 \right] \left[\left(\frac{R_2}{s} \right)^2 + X_2^2 \right] + \left[\frac{R_2}{s} R_{fe}^2 X_m^2 \right] \right\} \left[R_{fe}^2 + X_m^2 \right]}{\left[\frac{R_2}{s} (R_{fe}^2 + X_m^2) + R_{fe} X_m^2 \right]^2 + \left[X_2 (R_{fe}^2 + X_m^2) + R_{fe}^2 X_m \right]^2} \right\} \quad (31)$$

$$X_{ab} = \left\{ X_1 + \frac{\left\{ \left[R_{fe}^2 X_m \right] \left[\left(\frac{R_2}{s} \right)^2 + X_2^2 \right] + \left[X_2 R_{fe}^2 X_m^2 \right] \right\} \left[R_{fe}^2 + X_m^2 \right]}{\left[\frac{R_2}{s} (R_{fe}^2 + X_m^2) + R_{fe} X_m^2 \right]^2 + \left[X_2 (R_{fe}^2 + X_m^2) + R_{fe}^2 X_m \right]^2} \right\} \quad (32)$$

Inserindo-se uma reatância capacitiva X_c em paralelo ao circuito equivalente do motor, obtêm-se uma impedância resultante do paralelismo entre Z_{ab} e X_c . Como ilustrado figura 18, a impedância total equivalente Z_{Vt} é obtida de forma semelhante à impedância da equação (6).

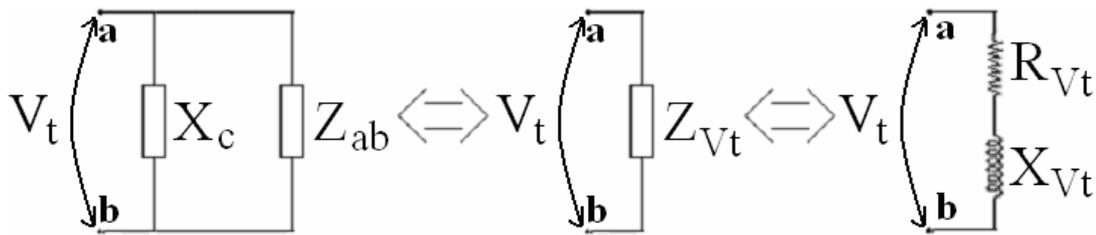


Figura 18 – Reatância capacitiva X_c em paralelo a impedância Z_{ab} .

$$Z_{Vt} = Z_{ab} // X_c = \frac{Z_{ab} X_c}{Z_{ab} + X_c} \quad (33)$$

$$Z_{Vt} = \frac{(R_{ab} + jX_{ab})X_c}{(R_{ab} + jX_{ab}) + X_c} \quad (34)$$

$$X_c = \frac{-j}{\omega C} \quad (35)$$

$$Z_{Vt} = \frac{(R_{ab} + jX_{ab})\left(\frac{-j}{\omega C}\right)}{(R_{ab} + jX_{ab}) + \left(\frac{-j}{\omega C}\right)} \quad (36)$$

$$Z_{Vt} = \left[\frac{\frac{R_{ab}}{(\omega C)^2}}{R_{ab}^2 + \left(X_{ab} - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \right] + j \left[\frac{\frac{X_{ab}}{(\omega C)^2} - \frac{(X_{ab}^2 + R_{ab}^2)}{\omega C}}{R_{ab}^2 + \left(X_{ab} - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \right] \quad (37)$$

$$Z_{Vt} = R_{Vt} + jX_{Vt} \quad (38)$$

$$R_{Vt} = \frac{\frac{R_{ab}}{(\omega C)^2}}{R_{ab}^2 + \left(X_{ab} - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \quad (39)$$

$$X_{Vt} = \frac{\frac{X_{ab}}{(\omega C)^2} - \frac{(X_{ab}^2 + R_{ab}^2)}{\omega C}}{R_{ab}^2 + \left(X_{ab} - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \quad (40)$$

O fator de potência é o $\cos(\theta)$ calculado pelo ângulo de atraso (carga indutiva) ou adiantado (carga capacitiva) entre os fasores de tensão e corrente. Também pode ser determinado pelo cálculo do argumento da impedância equivalente monofásica Z_{Vt} . A figura 19 mostra o triângulo formado pela decomposição da impedância Z_{Vt} .

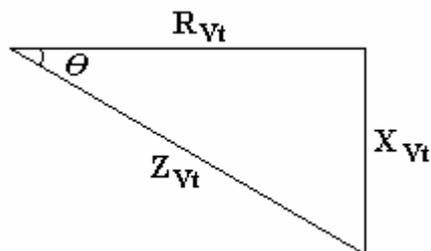


Figura 19 – Argumento θ da impedância Z_{Vt} .

$$FP = \cos \theta = \frac{R_{Vt}}{Z_{Vt}} \quad (41)$$

$$FP = \frac{R_{Vt}}{\sqrt{R_{Vt}^2 + X_{Vt}^2}} \quad (42)$$

$$FP = \frac{\frac{R_{ab}}{(\omega C)^2}}{R_{ab}^2 + \left(X_{ab} - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \quad (43)$$

$$\sqrt{\left[\frac{\frac{R_{ab}}{(\omega C)^2}}{R_{ab}^2 + \left(X_{ab} - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \right]^2 + \left[\frac{X_{ab} - \frac{1}{\omega C}}{R_{ab}^2 + \left(X_{ab} - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \right]^2}$$

A capacitância é encontrada isolando-se (ωC) na equação (17). Esta capacitância refere-se a um valor constante do ângulo θ , referido a um valor de escorregamento. De tal forma que:

$$\omega C = \frac{X_{ab} - \frac{R_{ab} \sqrt{1 - FP^2}}{FP}}{(X_{ab}^2 + R_{ab}^2)} \quad (44)$$

$$\omega C = \frac{X_{ab} - \frac{R_{ab} \sin \theta}{\cos \theta}}{(X_{ab}^2 + R_{ab}^2)} = \frac{X_{ab} - R_{ab} \tan \theta}{(X_{ab}^2 + R_{ab}^2)} \quad (45)$$

5 MODALEMENTO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO DO PROJETO GRUPO GERADOR A BIOGÁS

A máquina de indução utilizada no projeto grupo gerador a biogás foi fabricada por Eberle S.A. Indústria e Tecnologia (atual Voges Metalurgia Ltda.), empresa sediada na cidade de Caxias do Sul - RS. A máquina possui: carcaça confeccionada em ferro fundido; estator e rotor compostos por chapas de aço com baixo teor de carbono; as barras que constituem o enrolamento do rotor são em alumínio injetado sob pressão; mancais de rolamentos de esferas. A tabela 5 apresenta as características informadas pelos dados de placa da máquina de 20cv deste fabricante. A figura 20 apresenta o gerador de indução na bancada de ensaios.

Tabela 5 – Dados de placa da máquina de indução de 20CV.

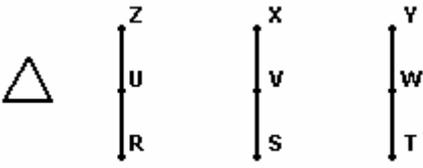
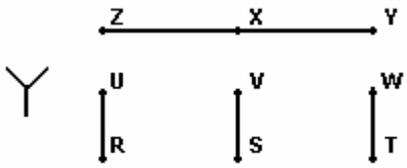
MOTOR DE INDUÇÃO TRIFÁSICO (DADOS DE PLACA)					
FAB. EBERLE					
MOD. B160 M4-E2489			N° 0905		
20 CV		15 KW		60 Hz	
1760 RPM					
Ip/In = 8,0	ISOL. F	CAT. N	REG = S 1	IPSS	F:S 1_15
RENDIMENTO 89,5%			COS ϕ 0,88		
ROL. LA. 6309 ZZC3			LOA 6309 ZZC3		
 <p style="text-align: center;">220 V - 49 A</p>			 <p style="text-align: center;">380 V - 28,2 A</p>		



Figura 20 – Bancada de ensaios do gerador de indução.

5.1 OBTENÇÃO DO CIRCUITO EQUIVALENTE MONOFÁSICO

Os parâmetros do circuito equivalente da máquina de indução utilizada no grupo gerador foram obtidos por ensaios de rotina (NASAR, 2002), sendo que estes foram embasados nas normas NBR 5383-1, NBR 7094 e IEEE 112. Os ensaios realizados foram os seguintes:

- a) Medição da resistência do estator;
- b) Ensaio a vazio - medição da tensão aplicada ao estator, da corrente de linha e da potência ativa;
- c) Ensaio com o rotor bloqueado - medição de tensão reduzida aplicada ao estator, da corrente de linha e da potência ativa;
- d) Ensaio a velocidade síncrona - com o auxílio de uma máquina primária, impõe-se à velocidade síncrona na máquina de indução e realizam-se medições da tensão, da corrente e das potências ativa e reativa.

Os instrumentos utilizados nos ensaios possuem as especificações técnicas mostradas na tabela 6.

Tabela 6 – Relação dos instrumentos utilizados nos ensaios.

Instrumento	Dados do Instrumento	Grandeza	Classe de Exatidão
Medidor digital de tensão, corrente, potência ativa e reativa	Fabricante: Yokogawa Tipo: Digital Power Meter Modelo: WT1030M Resolução: 16 bits	Tensão Corrente Potência ativa Potência reativa	Tensão: $\pm 0,1\%$ do valor medido
			Corrente: $\pm 0,1\%$ do valor medido
			Defasagem: $\pm 5^\circ$ do valor medido
Multímetro digital	Fabricante: Hewlett Packard Tipo: Multímetro Digital Modelo: 3478a Resolução: $300 \mu\Omega$ (escala 30 Ω), $100 \mu V$ (escala 30 V)	Tensão Resistência	Tensão: $\pm 0,46\%$ do valor medido
			Resistência: $\pm 0,034\%$ do valor medido
Tacômetro	Fabricante: Takotron Tipo: Digital eletrônico a cristal de quartzo Modelo: TD-301 Resolução: 1 rpm	Velocidade	(Desconhecido)
Variador de Tensão (VARIAC)	Fabricante: Equacional Tipo: Variac trifásico Entrada: 220 V Saída: 0 a 240 V Corrente máx. de saída: 10 A	Tensão	(Desconhecido)

5.1.1 Ensaio a vazio

O ensaio a vazio de um motor de indução fornece informações em relação à corrente de excitação e às perdas a vazio. Geralmente, esse ensaio é executado em frequência nominal e com tensões polifásicas equilibradas, aplicadas aos terminais do estator (FITZGERALD, 2003). Este ensaio deve ser feito primeiro a fim de lubrificar os rolamentos do motor e colocá-lo em uma situação próxima à de operação.

Recomendado pelo fabricante, a ligação em estrela foi escolhida para minimizar o efeito de componentes harmônicas nas medições. Como a rede fornece 220 V de tensão de linha, utilizaram-se três transformadores monofásicos, ao invés de um transformador trifásico, para suprir a tensão de 380 V de linha que a ligação estrela dessa máquina de indução exige. Os transformadores monofásicos possuem quatro bobinas cada um, sendo que cada bobina tolera 55 V e 18 A. Portanto, utilizaram-se quatro bobinas para o primário e para o secundário. A figura 21 ilustra a topologia utilizada no ensaio a vazio.

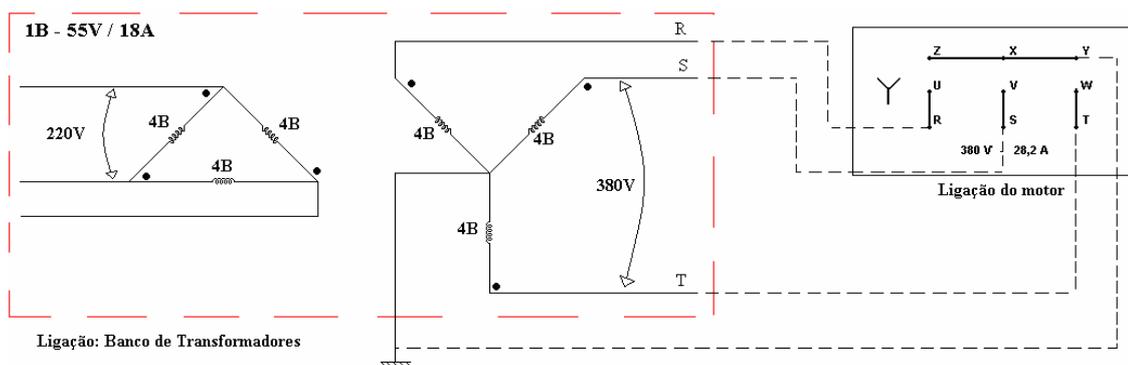


Figura 21 – Topologia para ensaio a vazio.

A infra estrutura utilizada foi: fonte de alimentação trifásica (rede concessionária), três transformadores monofásicos para alimentação trifásica (220 V/380 V), wattímetro WT1030, cabos e conectores.

Devido à reatância de dispersão do banco de transformadores, a tensão medida nos terminais da máquina ficou abaixo do esperado (220 V por fase). Logo, efetuaram-se quatro medidas para cada uma das fases (método dos três wattímetros), a tabela 7 mostra as médias dos resultados obtidos.

Tabela 7 – Resultados do ensaio a vazio.

Fases (bobinas)	Tensão (V)	Corrente (A)	Potência Ativa(W)	Potência Reativa (Var)
R (U-Z)	194,70	8,70	284,17	1669,82
S (V-X)	194,50	9,01	157,07	1744,20
T (W-Y)	193,57	8,45	231,10	1618,50

5.1.2 Ensaio com rotor bloqueado

O ensaio de rotor bloqueado ou travado de um motor de indução fornece informações sobre as impedâncias de dispersão especialmente. O rotor é bloqueado, de modo que não possa girar, sendo o escorregamento, portanto, igual à unidade, e tensões polifásicas são aplicadas aos terminais do estator (FITZGERALD, 2203). Idem ao ensaio a vazio, este ensaio foi realizado com ligação estrela. Entretanto, utilizou-se um transformador trifásico de 5 kVA e um variac (variador de tensão) para conseguir o valor de corrente mais próximo ao valor nominal da máquina de indução. A figura 22 mostra a topologia utilizada no ensaio com rotor bloqueado.

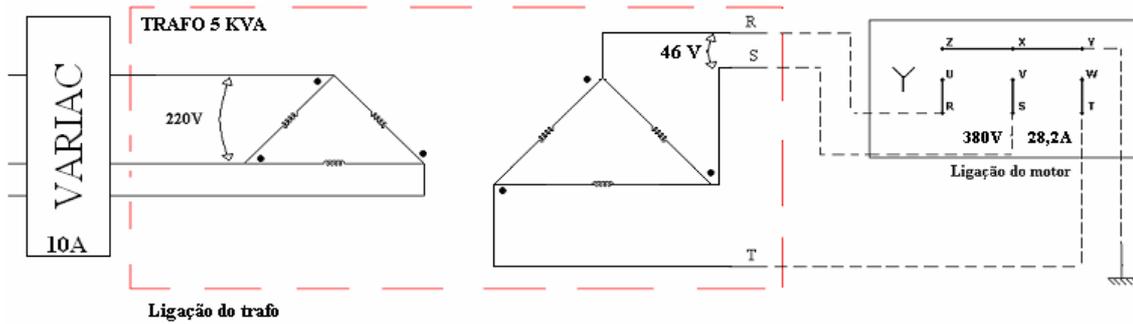


Figura 22 – Topologia para ensaio a rotor bloqueado.

Os meios utilizados nesse ensaio foram: fonte de alimentação trifásica (rede concessionária), um transformador trifásico (220V/46V), um variac (variador de tensão), wattímetro WT1030, cabos e conectores.

Efetuarão-se quatro medidas para cada fase (método dos três wattímetros), a tabela 8 apresenta as médias dos resultados obtidos.

Tabela 8 – Resultados do ensaio a rotor bloqueado.

Fases (bobinas)	Tensão (V)	Corrente (A)	Potência Ativa(W)	Potência Reativa (Var)
R (U-Z)	25,54	21,28	181,55	512,27
S (V-X)	25,64	21,27	175,87	516,25
T (W-Y)	25,97	20,92	178,87	513,02

5.1.3 Medida da resistência do estator

A NBR7094 (2003) admite a utilização do ohmímetro (multímetro) como uma das maneiras de medir a resistência do estator de máquinas elétricas rotativas. Assim, optou-se

pelo multímetro HP3478A com a opção de medida a quatro fios para medição da resistência do estator, a fim de eliminar o efeito da resistência dos cabos das ponteiros.

O método de medição empregado é o método da ponte de Wheatstone, que consta de quatro ramos de resistência, uma fonte de corrente (geralmente uma bateria) e um detector. A medição da resistência desconhecida R_x é feita em função de três resistências conhecidas. O ajustamento das três resistências é feito para a corrente zero no detector sob equilíbrio; por isto este é um método de medição da resistência de “equilíbrio nulo”, conforme a NBR7094 (2003). Quando a ponte está equilibrada, como indicado pela leitura nula no detector D, apresentado na figura 23, a resistência desconhecida é dada pela seguinte equação:

$$R_x = \left(\frac{R_a}{R_b} \right) R_s$$

Sendo, R_a e R_b valores dos resistores auxiliares; R_s o valor do resistor-padrão.

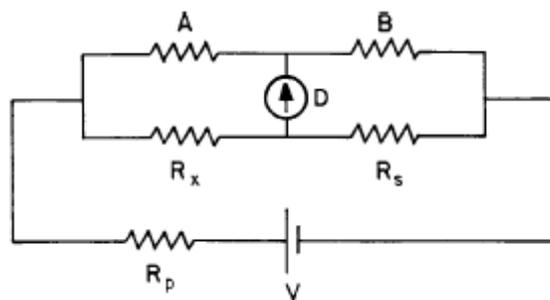


Figura 23 – Circuito em ponte (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2003).

A medição da resistência do estator realiza-se logo após os testes anteriores, pois o valor medido varia de acordo com a temperatura de operação. Neste momento a temperatura do estator está próxima à de operação. Como os ensaios a vazio e a rotor bloqueado foram realizados em dias diferentes, optou-se pela medição em temperatura ambiente e corrigiu-se

este valor para um valor de temperatura estimado para operação como gerador, conforme (AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE, 1984). Os valores medidos por fase são apresentados na tabela 9.

Tabela 9 – Resultados da medida da resistência do estator.

Bobinas	Medidas da resistência do estator R_1 para 26°C ($m\Omega$)
W-Z	187,1
U-X	187,8
Y-V	187,5
Média	187,5

Pela norma NBR 7094 (2003) e IEEE 112 (1984), a estimação da resistência para uma determinada temperatura pode ser realizada da seguinte forma:

$$\frac{t_2 + 234,5}{t_1 + 234,5} = \frac{R_2}{R_1} \quad (21)$$

Sendo, t_1 a temperatura do enrolamento com motor frio; t_2 a temperatura do enrolamento estimada; R_1 a resistência do enrolamento na temperatura t_1 ; R_2 a resistência do enrolamento estimada para temperatura t_2 .

Estima-se que a temperatura nos enrolamentos do estator seja aproximadamente 66°C em operação nominal para a máquina funcionando como gerador (SANTOS, 2003). Desta

forma, calcula-se o valor para as resistências estatóricas para cada fase da máquina nesta temperatura, sendo o resultado mostrado na tabela 10.

Tabela 10 – Estimativa da resistência por fase do estator para operação nominal do gerador.

Bobinas	Estimativa da resistência do estator R_1 para 66°C ($m\Omega$)
W-Z	215,77
U-X	216,65
Y-V	216,23
Média	216,22

5.1.4 Ensaio à velocidade síncrona

Através do auxílio de uma máquina primária, coloca-se a máquina de ensaio na velocidade síncrona ($s = 0$) com a intenção de “desacoplar” o circuito equivalente ao rotor, conforme ilustra a figura 24. Desta forma, não há potência transferida pelo entreferro da máquina, logo, a potência ativa medida será a soma das perdas ôhmicas estatóricas mais as perdas no núcleo do estator. Os resultados obtidos pelo ensaio são apresentados na tabela 11 (BOLDEA, 2006).

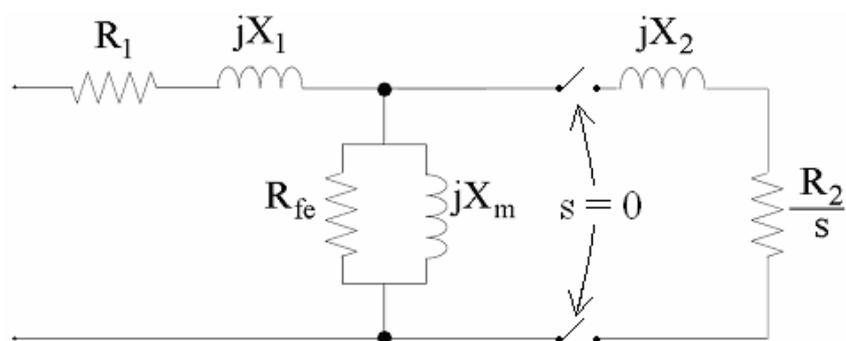


Figura 24 – Ensaio a velocidade síncrona.

Tabela 11 – Resultados do ensaio a velocidade síncrona.

Fases (bobinas)	Tensão (V)	Corrente (A)	Potência Ativa(W)	Potência Reativa (Var)
R (U-Z)	212,11	10,41	280,00	2191,02
S (V-X)	211,04	9,67	112,00	2038,01
T (W-Y)	211,49	9,36	159,01	2104,01

5.1.5 Cálculos dos parâmetros elétricos

Devido ao desequilíbrio entre as potências medidas nos ensaios de rotina, constatado pelos resultados das tabelas 7, 8 e 11, optou-se por calcular separadamente os parâmetros para cada fase. Assim, o circuito equivalente apresentado no final deste capítulo é a média dos parâmetros calculados das três fases. Posteriormente, este circuito equivalente é usado no modelamento das características e comportamento da máquina de indução.

Primeiramente, calculam-se as perdas rotacionais, as perdas no ferro e as perdas suplementares através de (22) (FITZGERALD, 2003). Os resultados são apresentados na tabela 12.

$$P_{rot+fe+sup} = P_{vz} - I_{1,vz}^2 R_1 \quad (22)$$

$P_{rot+fe+sup}$ representa as perdas rotacionais, perdas no ferro e perdas suplementares [W], P_{vz} é a potência ativa monofásica medida no ensaio a vazio [W], $I_{1,vz}$ é a corrente de linha

medida no ensaio a vazio [A], R_l é resistência estatórica média das três fases corrigida para 66°C [Ohms].

Tabela 12 – Perdas rotacionais, perdas no ferro e perdas suplementares.

Fases (bobinas)	Perdas Rotacionais + Perdas no Ferro (Rfe) + Perdas Suplementares (W)
R (U-Z)	267,81
S (V-X)	139,54
T (W-Y)	215,68
Soma	623,03

Logo, a reatância a vazio, a resistência e a reatância a rotor bloqueado são obtidas pelas respectivas fórmulas e os resultados obtidos mostrados na tabela 13 (FITZGERALD, 2003).

$$X_{vz} = \frac{Q_{vz}}{I_{l,vz}^2} \quad (23)$$

$$R_{bl} = \frac{P_{bl}}{I_{l,bl}^2} \quad (24)$$

$$X_{bl} = \frac{Q_{bl}}{I_{l,bl}^2} \quad (25)$$

Q_{vz} é a potência reativa monofásica medida no ensaio a vazio [Var], X_{vz} , a reatância monofásica calculada e relacionada ao ensaio a vazio [Ω], $I_{l,vz}$ é a corrente de linha

monofásica medida no ensaio a vazio [A], P_{bl} é a potência ativa monofásica medida no ensaio a rotor bloqueado [W], Q_{bl} é a potência reativa monofásica medida no ensaio a rotor bloqueado [Var], R_{bl} , a resistência monofásica calculada e relacionada ao ensaio a rotor bloqueado [Ω], X_{bl} , a reatância monofásica calculada e relacionada ao ensaio a rotor bloqueado [Ω], e $I_{1,bl}$ é a corrente de linha monofásica medida no ensaio a rotor bloqueado [A].

Tabela 13 – Parâmetros calculados para reatância a vazio, reatância a rotor bloqueado e resistência a rotor bloqueado.

Fases	Reatância para ensaio a vazio X_{vz} (Ω)	Reatância para ensaio a rotor bloqueado X_{bl} (Ω)	Resistência para ensaio a rotor bloqueado R_{bl} (Ω)
R	22,07	1,13	0,40
S	21,50	1,14	0,39
T	22,69	1,17	0,41
Média	22,08	1,15	0,40

De acordo com a norma IEEE 112 (1984), o motor com conjugado e corrente de partida normais apresenta reatâncias de dispersão X_1 e X_2 iguais, sendo classificado como classe A. Então, os valores das reatâncias são calculadas da seguinte forma (FITZGERALD, 2003):

$$X_2 = (X_{bl} - X_1) \left(\frac{X_{vz} - X_1}{X_{vz} - X_{bl}} \right) \quad (26)$$

A reatância de magnetização X_m é obtida pela equação:

$$X_m = X_{vz} - (X_1 \text{ ou } X_2) \quad (27)$$

A referência (FITZGERALD, 2003) deduz que o valor da resistência do rotor R_2 pode ser determinado pela equação a seguir, sendo os resultados mostrados na tabela 14.

$$R_2 = (R_{bl} - R_1) \left(\frac{X_2 + X_m}{X_{vz}} \right)^2 \quad (28)$$

R_2 é a resistência monofásica calculada e relacionada ao circuito do rotor [Ohms], X_2 é a reatância monofásica calculada e relacionada ao circuito do rotor [Ohms], X_m é a reatância de magnetização monofásica calculada [Ohms], e R_1 é a resistência estatórica média das três fases corrigida para 66°C [ohms].

Tabela 14 – Parâmetros de reatâncias e resistências calculados.

Fases	Reatâncias do estator e do rotor $X_1 = X_2$ (Ω)	Reatância de magnetização X_m (Ω)	Resistência do rotor R_2 (Ω)
R	0,57	21,49	0,19
S	0,58	20,92	0,18
T	0,59	22,09	0,20
Média	0,58	21,50	0,19

O ensaio à velocidade síncrona fornece os valores das perdas no núcleo do estator, sendo calculadas pela seguinte fórmula e apresentadas na tabela 15 (BOLDEA, 2002).

$$P_{\text{núcleo(estator)}} = P_{vs} - I_{vs}^2 R_1 \quad (29)$$

$P_{\text{núcleo(estator)}}$ representa as perdas no núcleo do estator por fase [W], P_{vs} é a potência ativa monofásica medida no ensaio à velocidade síncrona [W], I_{vs} é a corrente de linha monofásica medida no ensaio à velocidade síncrona [A], R_1 é a resistência estatórica média das três fases corrigida para 66°C [Ω].

Tabela 15 – Perdas no núcleo do estator.

Fases	Perdas no núcleo do estator $P_{\text{núcleo(estator)}}$ (W)
R	256,56
S	91,78
T	140,06
Soma	488,40

Como o interesse do estudo está em operações com escorregamentos baixos, adotou-se o valor das perdas totais no ferro da máquina como sendo o valor das perdas no ferro do núcleo do estator, pois as perdas no rotor são proporcionais ao escorregamento, portanto, podendo ser desconsideradas numa análise inicial.

Como o ramo de excitação é composto pelo valor referente à resistência R_{fe} , na qual se considera que a potência dissipada é igual às perdas magnéticas para fins de modelagem

analítica, em paralelo com a reatância de magnetização X_m (BOLDEA; NASAR, 2002), logo:

$$R_{fe} // jX_m = \left(\frac{R_{fe} X_m^2}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) + j \left(\frac{R_{fe}^2 X_m}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) \quad (30)$$

$$P_{núcleo} = I_{vs}^2 \left(\frac{R_{fe} X_m^2}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) \quad (31)$$

Isolando R_{fe} , obtém-se o seu valor através de (32) (BOLDEA; NASAR, 2002). A tabela 16 apresenta os resultados.

$$R_{fe} = \frac{X_m^2}{P_{núcleo}} + \frac{\sqrt{\left(\frac{X_m^2 I_{vs}^2}{P_{núcleo}} \right)^2 - 4X_m^2}}{2} \quad (32)$$

I_{vs} é a corrente de linha monofásica medida no ensaio à velocidade síncrona [A] e $P_{núcleo}$ são as perdas magnéticas no núcleo por fase [W].

Tabela 16 – Resistência do núcleo do estator.

Fases	Resistência do núcleo do estator R_{fe} (Ω)
R	96,11
S	224,44
T	152,80
Média	157,78

Com o auxílio das tabelas 12 e 15, consegue-se calcular a parcela da soma das perdas rotacionais mais as perdas suplementares para velocidades muito próximas da síncrona. Assim, a tabela 17 apresenta a contribuição e a soma das fases. Sabendo que as perdas rotacionais são proporcionais ao cubo da velocidade e que as perdas suplementares para máquinas de indução de 15 kW não ultrapassam 1,8% do valor da potência nominal, estima-se a curva de perdas rotacionais da máquina de indução assume o gráfico da figura 25, correspondente à equação (33).

Tabela 17 – Perdas rotacionais e perdas suplementares.

Fases	Perdas Rotacionais + Perdas Suplementares (≈1800 rpm) (W)
R	11,25
S	47,75
T	75,62
Soma	134,62

$$P_{rot+sup} = 134,62(1 - s)^3 \quad (33)$$

$P_{rot+sup}$ são as perdas rotacionais e perdas suplementares estimadas [W].

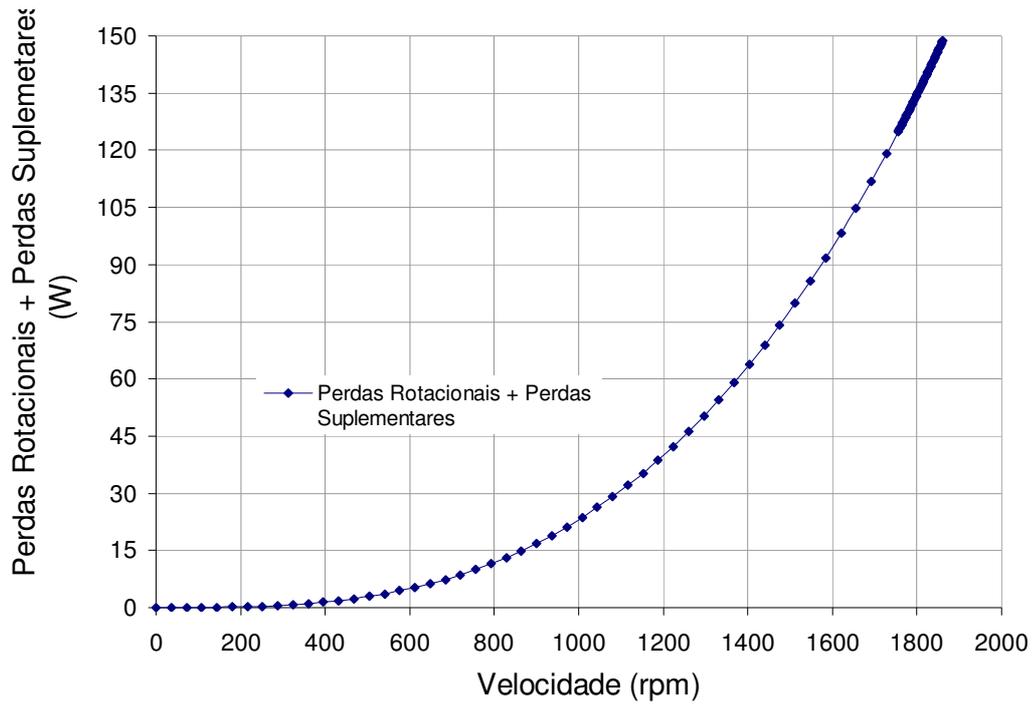


Figura 25 – Curva das perdas rotacionais e suplementares estimada para a máquina de indução do grupo gerador a biogás.

Com o conhecimento dos parâmetros da máquina de indução de interesse, define-se o circuito equivalente, figura 26.

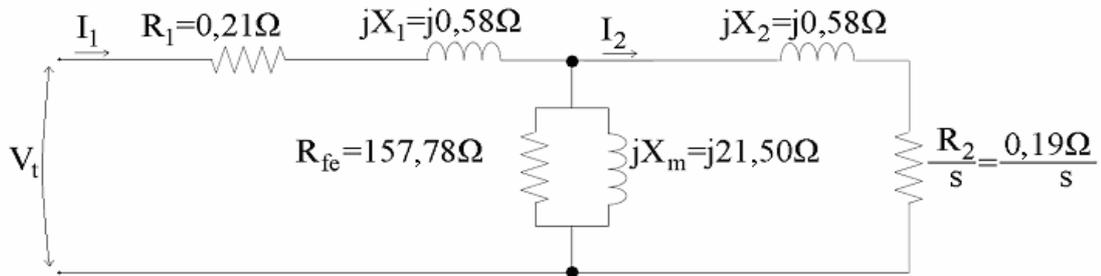


Figura 26 - Circuito equivalente obtido do motor de indução.

5.2 RESULTADOS NUMÉRICOS OBTIDOS A PARTIR DO CIRCUITO EQUIVALENTE MONOFÁSICO

A tabela 18 apresenta o resultado da simulação realizada, considerando o circuito equivalente monofásico definido na figura 26. A tensão considerada nos cálculos foi de 220 V e o intervalo de velocidades foi o compreendido entre os valores de 0 rpm ($s=1$) até 1980 rpm ($s=-0,1$). As figuras 27, 28, 29 e 30 fornecem uma visão mais rápida e abrangente do comportamento teórico da máquina. As grandezas apresentadas são conjugado, potência mecânica, corrente, fator de potência, potência ativa elétrica, potência reativa e rendimento todas em relação à velocidade.

O intervalo de velocidades 0 a 1800 rpm mostra o comportamento da máquina operando como motor e para velocidades acima de 1800 rpm é apresentado o comportamento da máquina como gerador. Um destaque especial é dado ao comportamento da máquina de indução na condição de gerador, faixa realçada na tabela 18, que foi expandida na tabela 19; esta se constitui na faixa de velocidades operacionais cujo limite superior é definido pela velocidade quando se alcança o valor nominal de corrente da máquina. A faixa de valores de velocidades operacionais considerada foi desde a velocidade síncrona 1800 rpm, ($s=0$), até 1843 rpm, ($s=4,33\%$). Os resultados são mostrados nas figuras 31, 32, 33 e 34 que correspondem às grandezas acima citadas. Esclarece-se que os valores apresentados são eficazes e teóricos, levando em consideração as perdas rotacionais para o cálculo do rendimento.

Tabela 18 – Resultados simulados da máquina de indução do grupo gerador a biogás.

s	N(rpm)	T(Nm)	Pmec(kW)	IL(A)	FP	P(kW)	Q(kVAr)	η (%)
1,000	0	95,14	0,00	313,20	0,330	39,36	112,67	0,00
0,960	72	98,67	0,74	312,53	0,335	39,94	112,19	1,86
0,940	108	100,53	1,14	312,17	0,338	40,24	111,94	2,83
0,920	144	102,46	1,55	311,79	0,341	40,55	111,67	3,81
0,900	180	104,46	1,97	311,39	0,345	40,88	111,39	4,82
0,880	216	106,54	2,41	310,97	0,348	41,21	111,10	5,85
0,860	252	108,70	2,87	310,53	0,351	41,56	110,79	6,90
0,840	288	110,95	3,35	310,06	0,355	41,92	110,46	7,98
0,820	324	113,29	3,84	309,57	0,359	42,30	110,12	9,09
0,800	360	115,72	4,36	309,05	0,362	42,69	109,75	10,22
0,780	396	118,25	4,90	308,49	0,367	43,09	109,37	11,38
0,760	432	120,89	5,47	307,90	0,371	43,51	108,96	12,56
0,740	468	123,64	6,06	307,28	0,375	43,95	108,53	13,78
0,720	504	126,51	6,68	306,61	0,380	44,40	108,07	15,03
0,700	540	129,51	7,32	305,90	0,385	44,88	107,58	16,31
0,680	576	132,64	8,00	305,14	0,390	45,37	107,06	17,63
0,660	612	135,92	8,71	304,33	0,396	45,88	106,50	18,98
0,640	648	139,35	9,46	303,46	0,401	46,41	105,91	20,36
0,620	684	142,94	10,24	302,52	0,407	46,97	105,27	21,78
0,600	720	146,70	11,06	301,51	0,414	47,55	104,59	23,24
0,580	756	150,64	11,93	300,42	0,421	48,15	103,86	24,75
0,560	792	154,77	12,84	299,24	0,428	48,78	103,06	26,29
0,540	828	159,10	13,80	297,95	0,435	49,43	102,21	27,88
0,520	864	163,65	14,81	296,56	0,443	50,11	101,29	29,52
0,500	900	168,42	15,87	295,04	0,452	50,82	100,28	31,20
0,480	936	173,43	17,00	293,38	0,461	51,56	99,19	32,94
0,460	972	178,68	18,19	291,55	0,471	52,32	98,01	34,72
0,440	1008	184,19	19,44	289,54	0,481	53,11	96,71	36,56
0,420	1044	189,96	20,77	287,32	0,493	53,93	95,28	38,46
0,400	1080	195,99	22,17	284,86	0,505	54,76	93,72	40,42
0,380	1116	202,28	23,64	282,12	0,517	55,62	91,99	42,44
0,360	1152	208,81	25,19	279,05	0,531	56,49	90,09	44,53
0,340	1188	215,57	26,82	275,60	0,546	57,36	87,97	46,69
0,320	1224	222,52	28,52	271,72	0,562	58,22	85,62	48,92
0,300	1260	229,58	30,29	267,31	0,580	59,04	83,00	51,23
0,280	1296	236,66	32,12	262,29	0,599	59,82	80,07	53,61
0,260	1332	243,62	33,98	256,53	0,619	60,50	76,78	56,08
0,240	1368	250,23	35,85	249,91	0,641	61,04	73,10	58,63
0,220	1404	256,20	37,67	242,24	0,665	61,37	68,95	61,28
0,200	1440	261,07	39,37	233,32	0,691	61,39	64,31	64,02
0,180	1476	264,25	40,84	222,88	0,718	60,99	59,10	66,85
0,160	1512	264,90	41,94	210,62	0,748	59,99	53,31	69,78
0,140	1548	261,89	42,45	196,19	0,778	58,19	46,93	72,80
0,120	1584	253,75	42,09	179,16	0,810	55,32	40,00	75,92
0,100	1620	238,68	40,49	159,10	0,842	51,06	32,68	79,10
0,080	1656	214,61	37,22	135,60	0,873	45,08	25,25	82,32
0,060	1692	179,47	31,80	108,37	0,898	37,08	18,18	85,45
0,040	1728	131,74	23,84	77,46	0,911	26,90	12,14	88,17
0,020	1764	71,26	13,16	43,84	0,878	14,67	7,99	88,85

Tabela 18 – Continuação.

s	N(rpm)	T(Nm)	Pmec(kW)	IL(A)	FP	P(kW)	Q(kVAr)	η (%)
0,000	1800	0,00	0,00	17,39	0,141	0,94	6,56	0,00
-0,020	1836	-88,41	-17,00	44,51	0,848	14,16	8,84	82,63
-0,040	1872	-187,51	-36,76	87,58	0,906	29,09	13,60	78,82
-0,060	1908	-295,89	-59,12	134,13	0,903	43,47	20,73	73,33
-0,080	1944	-408,59	-83,18	181,98	0,886	56,82	29,68	68,18
-0,100	1980	-520,12	-107,84	229,70	0,864	68,82	40,02	63,71
-0,120	2016	-626,00	-132,16	276,24	0,839	79,29	51,42	59,91
-0,140	2052	-723,16	-155,40	320,90	0,811	88,21	63,57	56,69
-0,160	2088	-809,77	-177,06	363,22	0,782	95,66	76,21	53,96
-0,180	2124	-885,05	-196,86	402,95	0,752	101,77	89,10	51,64
-0,200	2160	-948,91	-214,64	439,99	0,723	106,69	102,01	49,66
-0,220	2196	-1001,79	-230,38	474,32	0,694	110,60	114,77	47,96
-0,240	2232	-1044,45	-244,12	506,00	0,666	113,62	127,23	46,49
-0,260	2268	-1077,81	-255,99	535,15	0,640	115,91	139,28	45,23
-0,280	2304	-1102,89	-266,10	561,91	0,615	117,57	150,85	44,14
-0,300	2340	-1120,69	-274,62	586,43	0,591	118,71	161,87	43,18
-0,320	2376	-1132,20	-281,71	608,88	0,570	119,42	172,32	42,34
-0,340	2412	-1138,32	-287,52	629,42	0,549	119,75	182,19	41,60
-0,360	2448	-1139,87	-292,21	648,21	0,530	119,79	191,47	40,95
-0,380	2484	-1137,61	-295,92	665,40	0,513	119,56	200,17	40,36
-0,400	2520	-1132,18	-298,77	681,14	0,496	119,13	208,32	39,82
-0,420	2556	-1124,14	-300,89	695,56	0,481	118,52	215,94	39,34
-0,440	2592	-1113,98	-302,37	708,77	0,467	117,76	223,05	38,89
-0,460	2628	-1102,12	-303,31	720,91	0,454	116,88	229,68	38,48
-0,480	2664	-1088,92	-303,78	732,05	0,441	115,90	235,87	38,10
-0,500	2700	-1074,68	-303,86	742,31	0,429	114,84	241,64	37,74
-0,520	2736	-1059,64	-303,60	751,75	0,418	113,72	247,02	37,40
-0,540	2772	-1044,03	-303,06	760,46	0,408	112,55	252,04	37,08
-0,560	2808	-1028,01	-302,29	768,51	0,398	111,34	256,72	36,77
-0,580	2844	-1011,74	-301,32	775,94	0,389	110,09	261,09	36,47
-0,600	2880	-995,34	-300,19	782,83	0,380	108,83	265,17	36,19
-0,620	2916	-978,90	-298,92	789,22	0,371	107,56	268,99	35,91
-0,640	2952	-962,51	-297,54	795,15	0,363	106,27	272,56	35,64
-0,660	2988	-946,24	-296,08	800,66	0,356	104,98	275,90	35,38
-0,680	3024	-930,13	-294,55	805,79	0,348	103,70	279,03	35,13
-0,700	3060	-914,24	-292,96	810,57	0,341	102,42	281,96	34,88
-0,720	3096	-898,58	-291,33	815,04	0,335	101,14	284,72	34,64
-0,740	3132	-883,20	-289,67	819,21	0,328	99,88	287,30	34,40
-0,760	3168	-868,11	-288,00	823,11	0,322	98,64	289,74	34,16
-0,780	3204	-853,32	-286,31	826,77	0,316	97,40	292,02	33,93
-0,800	3240	-838,85	-284,61	830,20	0,311	96,19	294,18	33,70
-0,820	3276	-824,70	-282,92	833,42	0,305	94,99	296,21	33,48
-0,840	3312	-810,87	-281,23	836,45	0,300	93,81	298,13	33,26
-0,860	3348	-797,37	-279,56	839,29	0,295	92,64	299,94	33,04
-0,880	3384	-784,19	-277,89	841,98	0,290	91,50	301,65	32,82
-0,900	3420	-771,34	-276,25	844,51	0,286	90,38	303,27	32,61
-0,920	3456	-758,80	-274,62	846,90	0,281	89,28	304,80	32,40
-0,940	3492	-746,58	-273,01	849,15	0,277	88,20	306,25	32,19
-0,960	3528	-734,67	-271,43	851,29	0,273	87,14	307,63	31,98
-1,000	3600	-711,75	-268,32	855,22	0,265	85,08	310,18	31,58

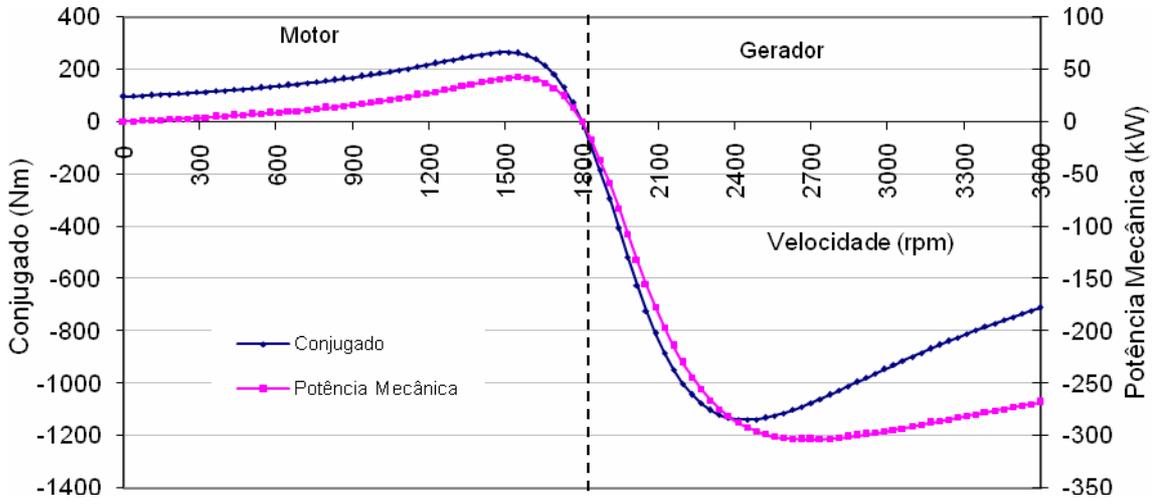


Figura 27 – Resultados teóricos do gerador de indução – Conjugado e potência mecânica para o escorregamento no intervalo [1,-1].

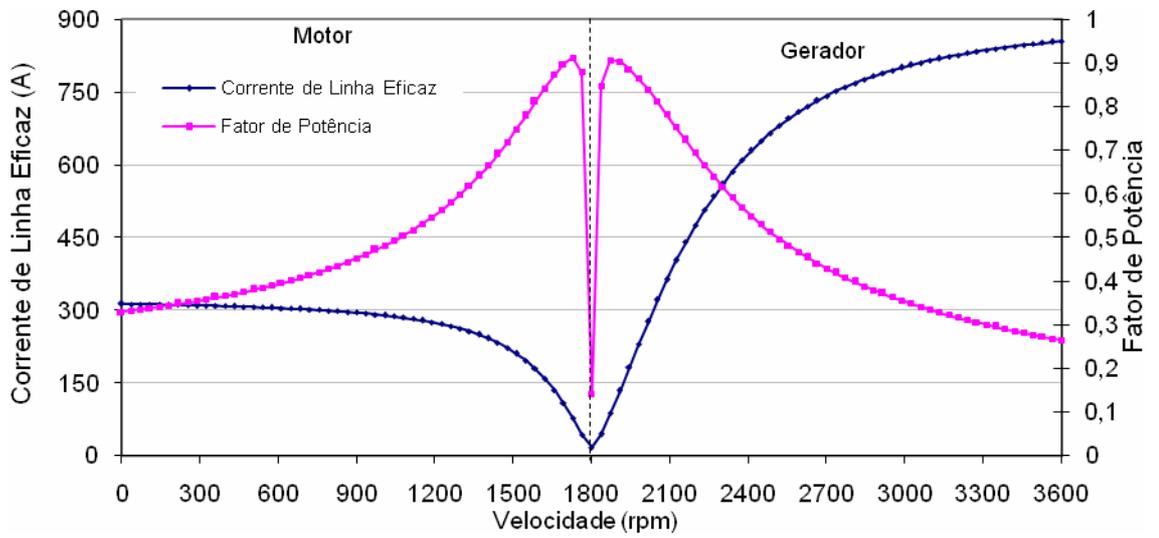


Figura 28 – Resultados teóricos do gerador de indução – Corrente de linha eficaz e fator de potência para escorregamento no intervalo [1,-1].

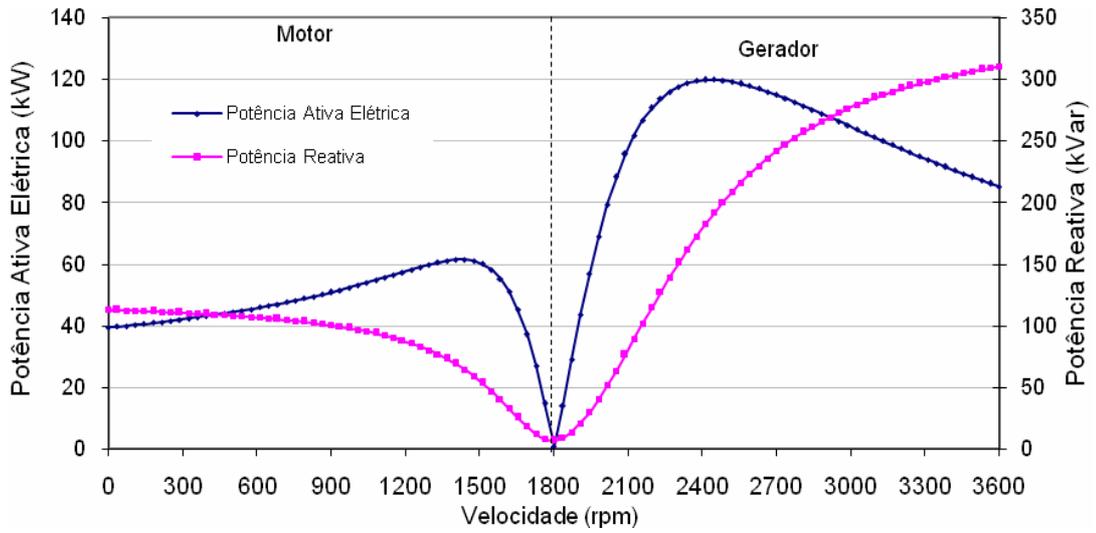


Figura 29 – Resultados teóricos para o gerador de indução – Potência ativa elétrica e potência reativa para escorregamento no intervalo [1,-1].

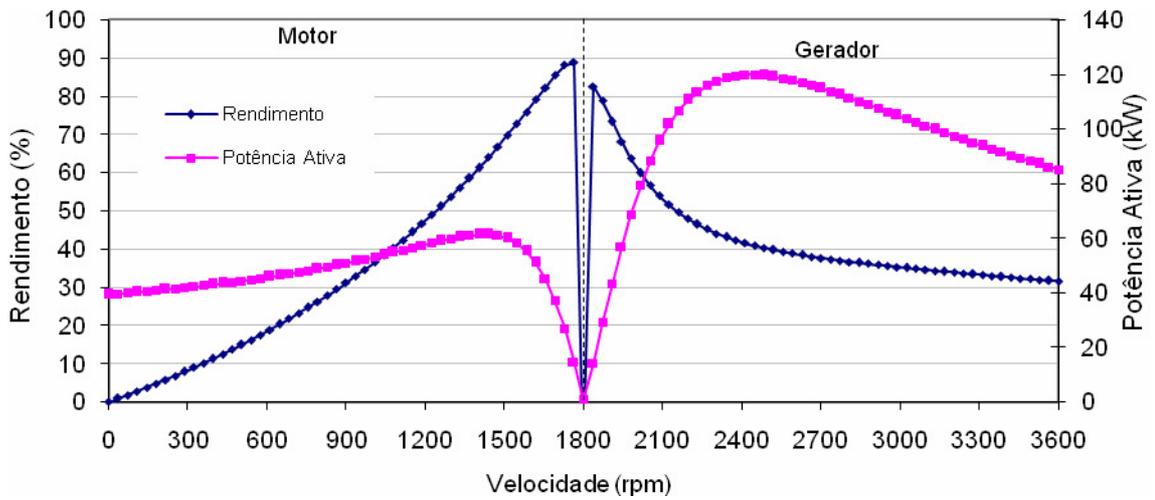


Figura 30 – Resultados teóricos para o gerador de indução – Rendimento e potência ativa elétrica para o escorregamento no intervalo [1,-1].

Tabela 19 – Resultados simulados da máquina de indução do grupo gerador a biogás, considerando velocidades operacionais. A linha destacada representa as condições nominais

s	N(rpm)	T(Nm)	Pmec(kW)	IL(A)	FP	P(kW)	Q(kVAr)	η (%)
0,000	1800	0,00	0,00	17,39	0,141	0,94	6,56	0
-0,001	1802	-4,22	-0,80	18,67	0,021	0,15	7,11	16,36
-0,002	1804	-8,45	-1,60	18,77	0,084	0,60	7,13	34,75
-0,003	1805	-12,70	-2,40	19,10	0,186	1,36	7,15	53,43
-0,004	1807	-16,97	-3,21	19,65	0,282	2,11	7,18	63,01
-0,005	1809	-21,25	-4,03	20,40	0,369	2,86	7,22	68,77
-0,006	1811	-25,56	-4,85	21,33	0,445	3,62	7,27	72,56
-0,007	1813	-29,89	-5,67	22,43	0,512	4,37	7,33	75,20
-0,008	1814	-34,24	-6,51	23,67	0,570	5,12	7,39	77,12
-0,009	1816	-38,62	-7,34	25,03	0,618	5,88	7,47	78,55
-0,010	1818	-43,02	-8,19	26,49	0,660	6,63	7,55	79,63
-0,011	1820	-47,44	-9,04	28,05	0,695	7,39	7,65	80,46
-0,012	1822	-51,88	-9,90	29,68	0,724	8,14	7,75	81,09
-0,013	1823	-56,36	-10,76	31,38	0,749	8,89	7,85	81,57
-0,014	1825	-60,85	-11,63	33,13	0,771	9,65	7,97	81,94
-0,015	1827	-65,38	-12,51	34,93	0,789	10,40	8,10	82,21
-0,016	1829	-69,93	-13,39	36,78	0,805	11,15	8,23	82,41
-0,017	1831	-74,51	-14,28	38,67	0,818	11,91	8,37	82,54
-0,018	1832	-79,11	-15,18	40,59	0,830	12,66	8,52	82,61
-0,019	1834	-83,75	-16,09	42,54	0,840	13,41	8,68	82,64
-0,020	1836	-88,41	-17,00	44,51	0,848	14,16	8,84	82,63
-0,021	1838	-93,10	-17,92	46,52	0,856	14,92	9,01	82,59
-0,022	1840	-97,82	-18,84	48,54	0,863	15,67	9,19	82,52
-0,023	1841	-102,57	-19,78	50,59	0,868	16,42	9,38	82,42
-0,024	1843	-107,34	-20,72	52,66	0,873	17,17	9,57	82,31
-0,025	1845	-112,14	-21,67	54,74	0,878	17,92	9,77	82,17
-0,026	1847	-116,98	-22,62	56,84	0,882	18,67	9,98	82,01
-0,027	1849	-121,84	-23,59	58,96	0,885	19,42	10,20	81,84
-0,028	1850	-126,73	-24,56	61,09	0,888	20,17	10,42	81,66
-0,029	1852	-131,64	-25,53	63,24	0,891	20,92	10,65	81,46
-0,030	1854	-136,59	-26,52	65,40	0,894	21,67	10,89	81,26
-0,031	1856	-141,56	-27,51	67,57	0,896	22,41	11,13	81,04
-0,032	1858	-146,56	-28,51	69,75	0,898	23,16	11,38	80,82
-0,033	1859	-151,59	-29,52	71,95	0,899	23,91	11,63	80,59
-0,034	1861	-156,64	-30,53	74,15	0,901	24,65	11,90	80,35
-0,035	1863	-161,72	-31,55	76,37	0,902	25,39	12,17	80,11
-0,036	1865	-166,83	-32,58	78,59	0,903	26,14	12,44	79,86
-0,037	1867	-171,96	-33,61	80,83	0,904	26,88	12,72	79,60
-0,038	1868	-177,12	-34,66	83,07	0,905	27,62	13,01	79,35
-0,039	1870	-182,30	-35,70	85,32	0,905	28,36	13,30	79,08
-0,040	1872	-187,51	-36,76	87,58	0,906	29,09	13,60	78,82

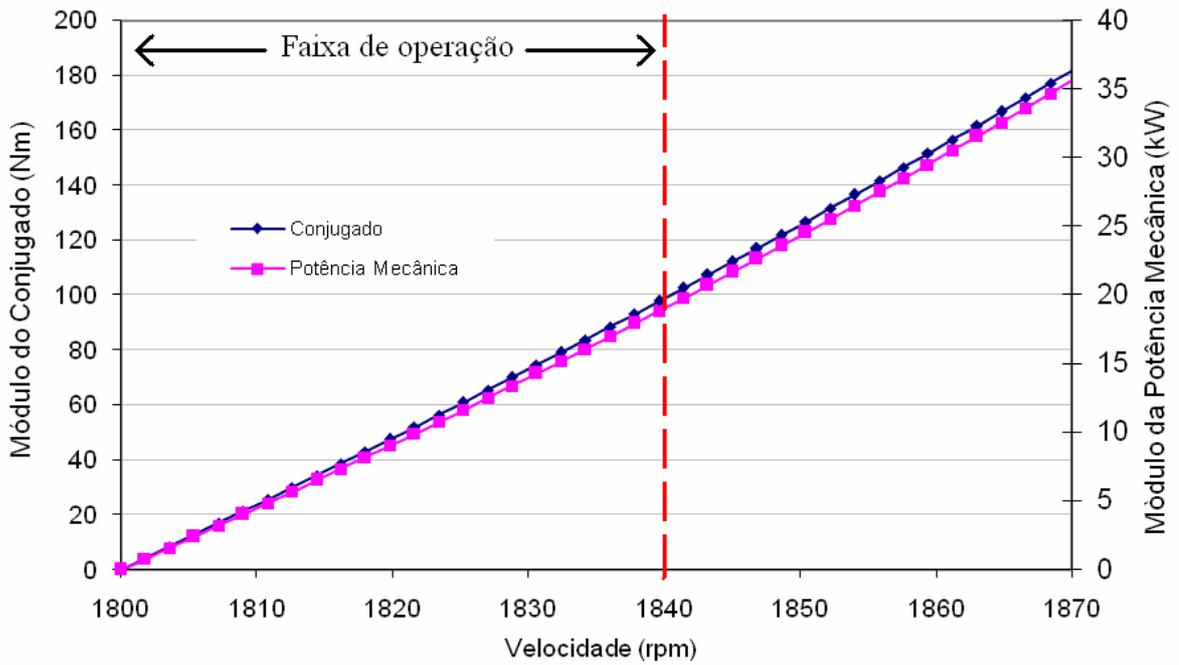


Figura 31 – Resultados teóricos do gerador de indução – Conjugado e potência mecânica para velocidades operacionais.

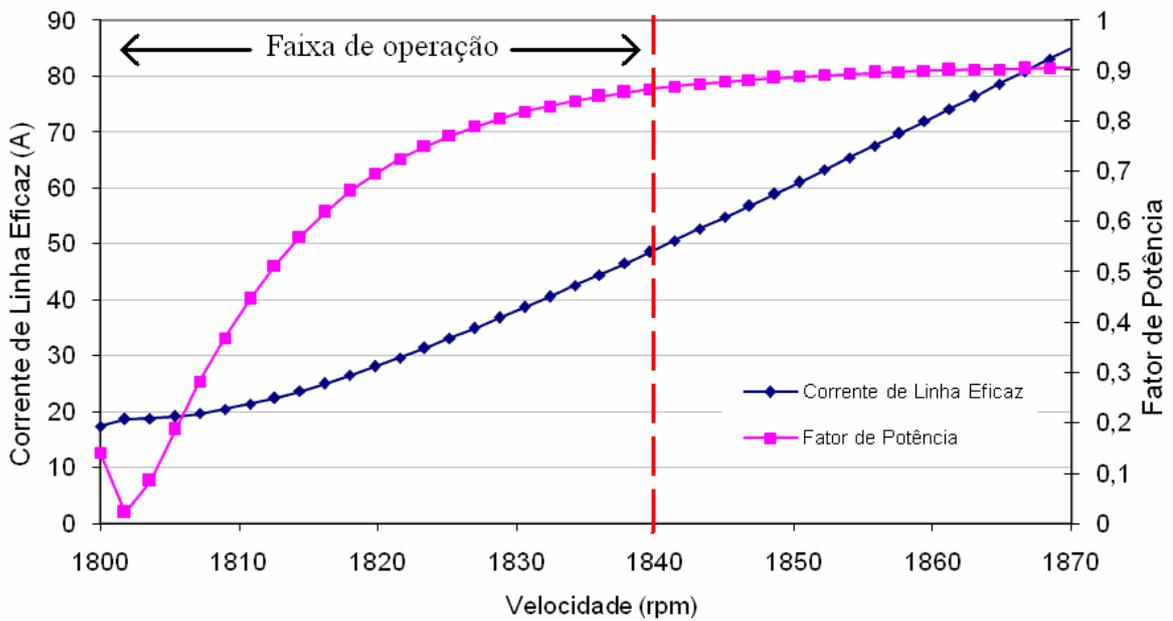


Figura 32 – Resultados teóricos do gerador de indução – Corrente de linha eficaz e fator de potência para velocidades operacionais.

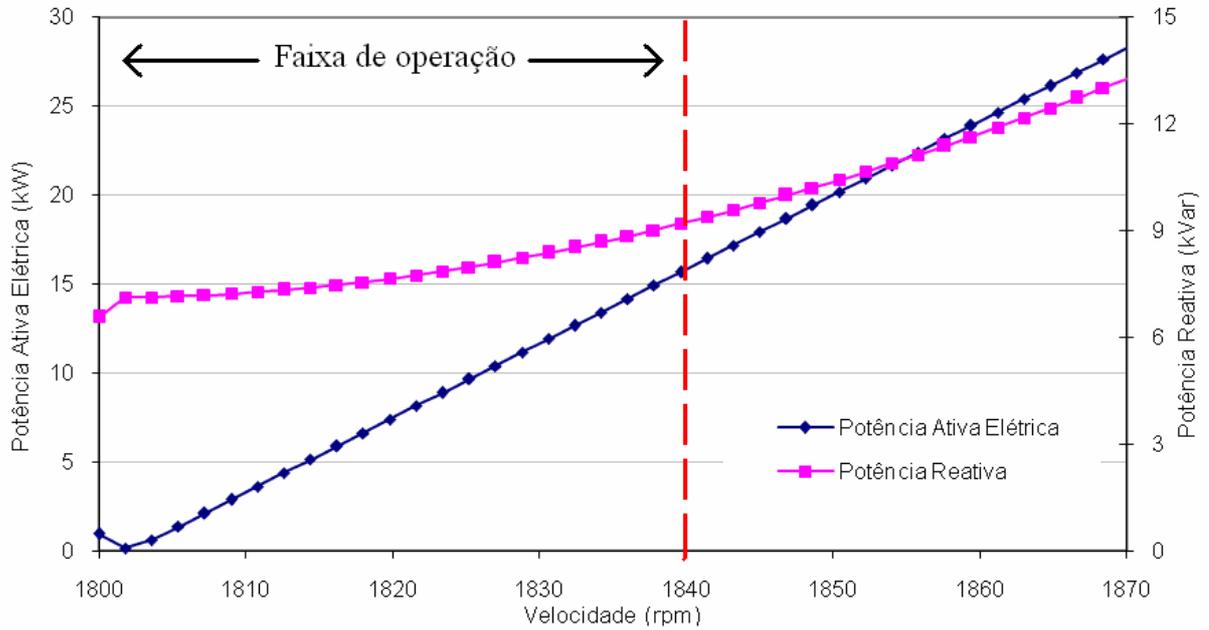


Figura 33 – Resultados teóricos para o gerador de indução – Potência ativa elétrica e potência reativa para velocidades operacionais.

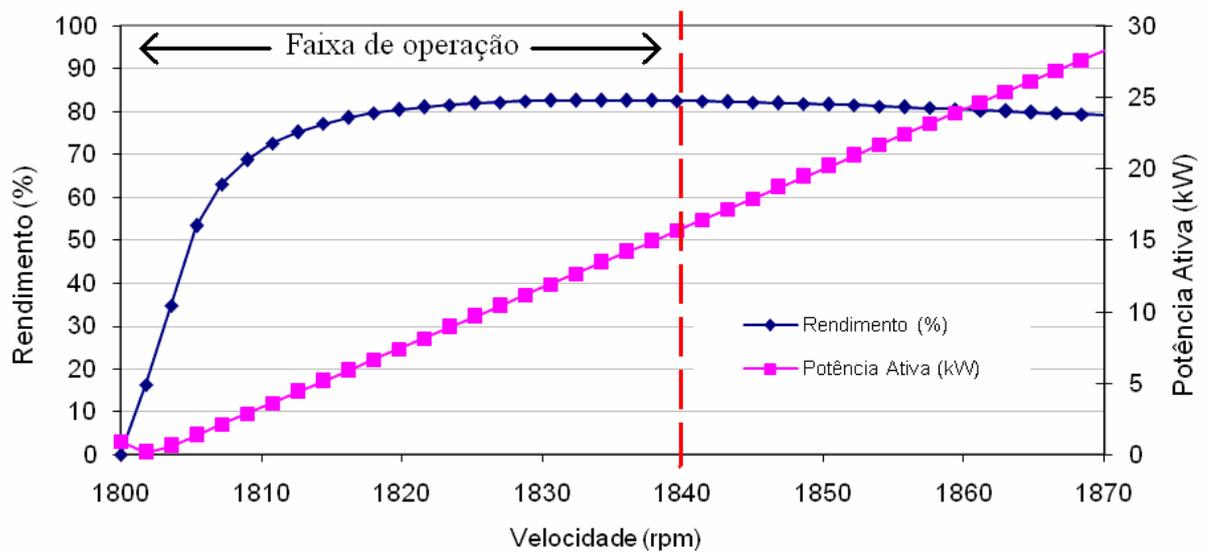


Figura 34 – Resultados teóricos para o gerador de indução – Rendimento e potência ativa elétrica para velocidades operacionais.

5.3 CÁLCULO DA REATÂNCIA DE MAGNETIZAÇÃO PARA VARIAÇÕES DA TENSÃO INDUZIDA

Em regime permanente interligada à rede de distribuição, com valores de velocidade e tensões nos terminais constantes, o circuito equivalente monofásico apresenta um valor da reatância de magnetização X_m correspondente a um valor da corrente de magnetização I_m . Conforme o gerador de indução acelera com uma velocidade sobre síncrona, o valor medido das tensões nos terminais aumenta devido ao aumento da queda das tensões que são proporcionais a corrente de linha. Provocando, assim, o aumento no valor da tensão induzida e, conseqüentemente, alteração no valor da reatância X_m .

Como a máquina de indução modelada neste trabalho encontra-se na região de saturação do núcleo ferromagnético na operação como gerador, realiza-se uma estimativa da reatância de magnetização a partir do conhecimento da curva de excitação. Posteriormente, na comparação entre os resultados modelados e experimentais, realizada no capítulo 6, o circuito equivalente monofásico obtido pelos ensaios de rotina é modelado conforme o valor da tensão medida nos ensaios experimentais.

Assim, a curva da tensão nos terminais V_1 versus corrente de excitação I_ϕ da máquina de indução modelada é levantada, conforme mostra a figura 35.

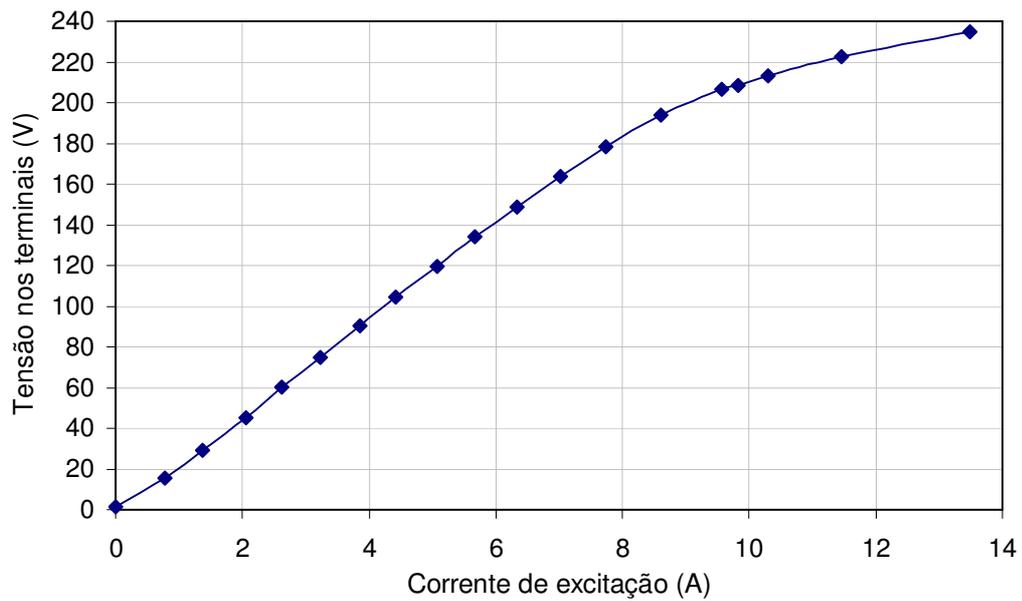


Figura 35 – Curva da tensão nos terminais V_1 versus corrente de excitação I_φ .

Com os parâmetros do circuito equivalente monofásico, adquiridos pelos ensaios de rotina, calcula-se a queda das tensões no enrolamento do estator ($R_1 + jX_1$) e determina-se o valor de tensão induzida pela equação (34) (FITZGERALD, 2003).

$$\hat{E}_1 = \hat{V}_1 - \hat{I}_1(R_1 + jX_1) \quad (34)$$

A partir da equação (34) e da curva apresentada na figura 36, obtém-se a curva da tensão induzida versus corrente de excitação.

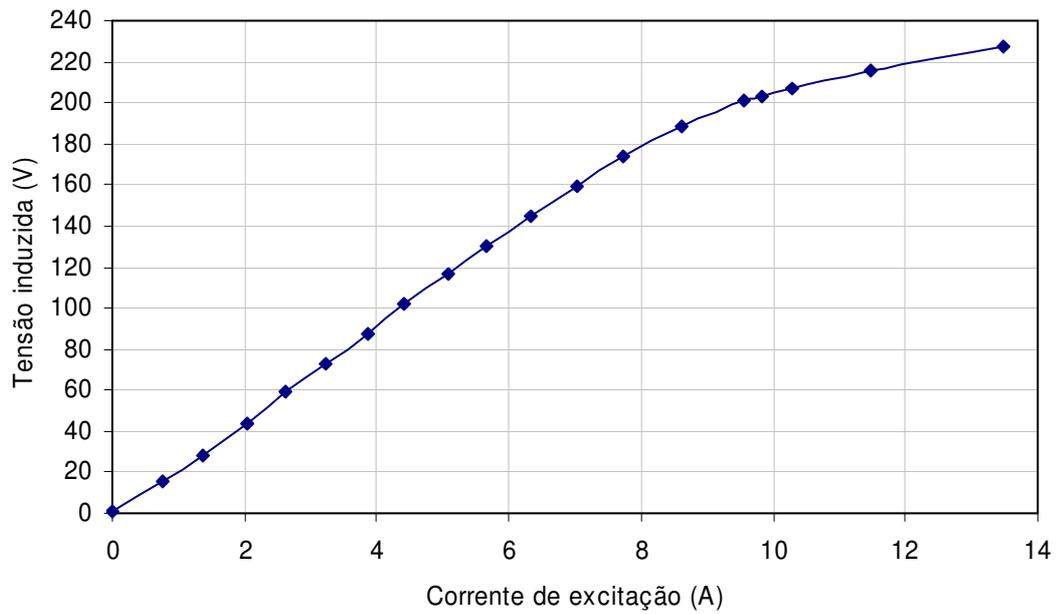


Figura 36 – Curva da tensão induzida E_1 versus corrente de excitação I_φ .

Logo, calcula-se o módulo da impedância referente ao ramo do núcleo da máquina de indução $Z_{núcleo}$ através das equações (35), (36), (37) e (38) (BOLDEA; NASAR, 2002).

$$Z_{núcleo} = R_{fe} // jX_m \quad (35)$$

$$Z_{núcleo} = \left(\frac{R_{fe} X_m^2}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) + j \left(\frac{R_{fe}^2 X_m}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right) \quad (36)$$

$$|Z_{núcleo}| = \sqrt{\left(\frac{R_{fe} X_m^2}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right)^2 + \left(\frac{R_{fe}^2 X_m}{R_{fe}^2 + X_m^2} \right)^2} \quad (37)$$

$$|Z_{núcleo}| = \frac{|E_1|}{|I_\varphi|} \quad (38)$$

Isolando a reatância X_m na equação (37) obtém-se a equação (39).

$$X_m = \sqrt{\frac{R_{fe}^2 |Z_{núcleo}|^2}{R_{fe}^2 - |Z_{núcleo}|^2}} \quad (39)$$

Assim, combinando-se as equações (38) e (39), a curva da reatância de magnetização versus tensão induzida da máquina de indução é obtida, a figura 37 ilustra a curva e a equação (40) condiz sua linha de tendência.

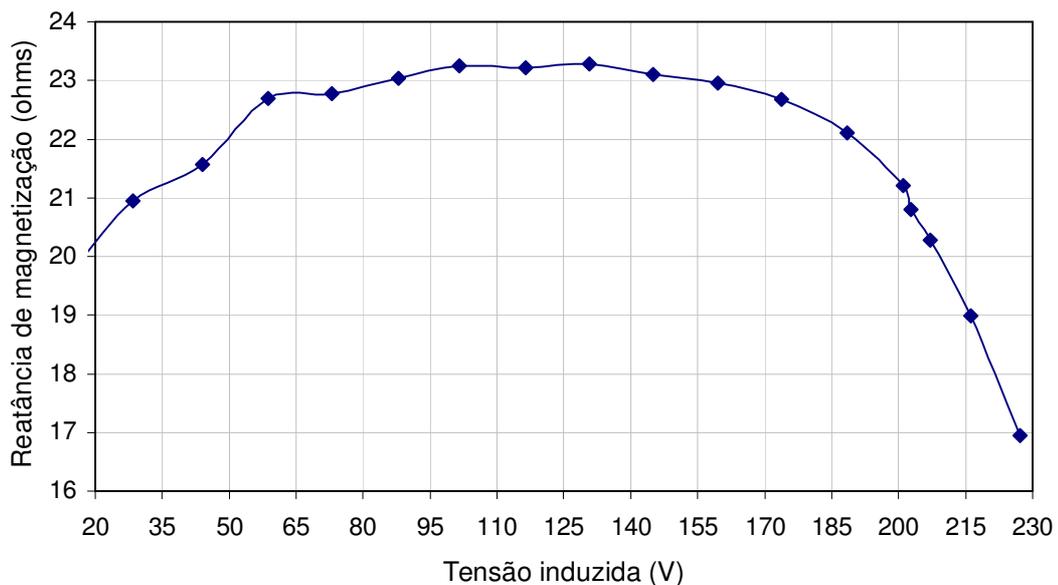


Figura 37 – Curva da reatância de magnetização X_m versus tensão induzida E_1 .

$$X_m = -2,98 \cdot 10^{-8} E_1^4 + 1,29 \cdot 10^{-5} E_1^3 - 2,16 \cdot 10^{-3} E_1^2 + 1,73 E_1 + 17,51 \quad (40)$$

Com o conhecimento da curva da figura 37 e do valor da tensão medida nos terminais nos ensaios de campo, um algoritmo apresentado pelo fluxograma da figura 38 é utilizado

para estimar o valor da reatância de magnetização e modelar o circuito equivalente monofásico.

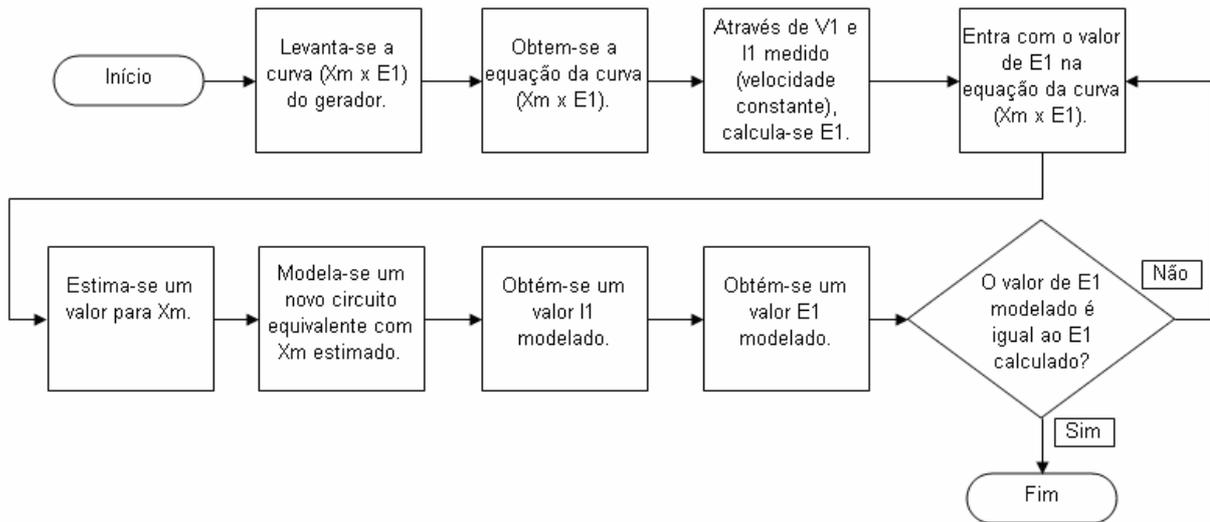


Figura 38 – Fluxograma do algoritmo para estimação da reatância de magnetização.

6 ENSAIOS DE CAMPO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO DO PROJETO GRUPO GERADOR A BIOGÁS CONECTADO A REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Devido a etapa, que o projeto encontra-se, de desenvolvimento e fixação do eixo cardam para o acoplamento do torquímetro, ficou impossibilitado o uso da máquina de combustão interna do grupo gerador. Logo, os ensaios de campo do gerador de indução foram realizados numa bancada com o auxílio de uma máquina CC funcionando como máquina primária. Um conversor aciona e alimenta os enrolamentos de campo e armadura, proporcionando o controle de velocidade desta máquina. As tabelas 20 e 21 mostram os dados da máquina e do conversor, respectivamente.

Tabela 20 – Dados do motor CC utilizado como máquina primária.

Máquina Primária - Motor CC	
Potência:	10 kW
Velocidade Máxima:	3600 rpm
Armadura: (Tensão/Corrente)	150 V/66,7A
Campo: (Tensão/Corrente)	150 V/4,46 A
	12 V/0,6 A

Tabela 21 – Dados do conversor CA/CC para acionamento da máquina CC.

Conversor CA/CC – WEG CTW 03	
Alimentação:	120 Vca
Saída:	0...260 Vcc/90 A

Nos ensaios de campo realizados, a potência mecânica de entrada máxima é limitada a 10 kW, ou seja, 66% da potência nominal do gerador de indução. Assim, os ensaios de campo objetivam prever o comportamento das grandezas medidas quando o gerador for submetido às reais condições nominais de operação e, também, comparar os valores experimentais com os valores teóricos obtidos. As medições de potência foram realizadas com o wattímetro WT1030, obtendo os valores para cada um dos três elementos (fases) e, também, calculando a média, a figura 39 ilustra os bornes de conexão dos amperímetros e voltmímetro.

Inicialmente, utilizou-se uma topologia das ligações dos elementos do wattímetro para a análise das correntes e das potências internamente na ligação delta do gerador. Em seguida, valores alternados de capacitância foram conectados em paralelo a ligação do gerador e efetuado as medições das grandezas vista pelo lado da concessionária de energia.

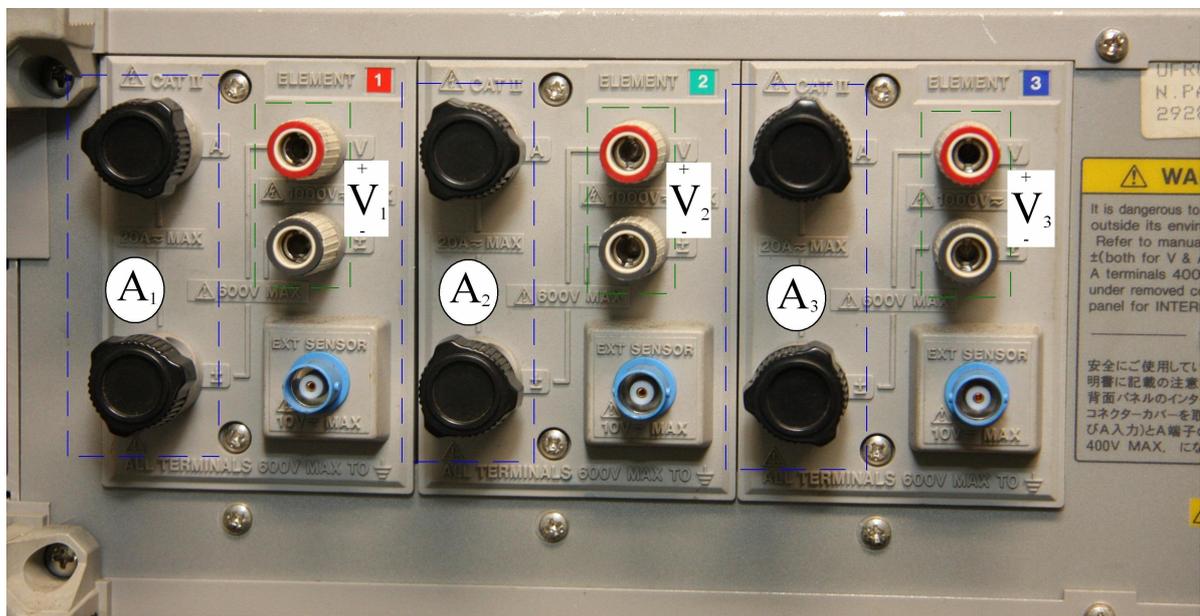


Figura 39 – Vista traseira e dos elementos do wattímetro WT1030.

6.1 ENSAIOS DE MEDIÇÕES INTERNAS A LIGAÇÃO TRIÂNGULO

Este ensaio concentra-se em medir os valores das grandezas em cada bobina do gerador individualmente, quando conectado paralelamente a rede de distribuição. Desta forma, pode-se analisar o comportamento e a influência das correntes monofásicas na composição da corrente de linha gerada, bem como o desequilíbrio das tensões da rede. A figura 40 mostra a conexão dos elementos e a tabela 3 os resultados obtidos.

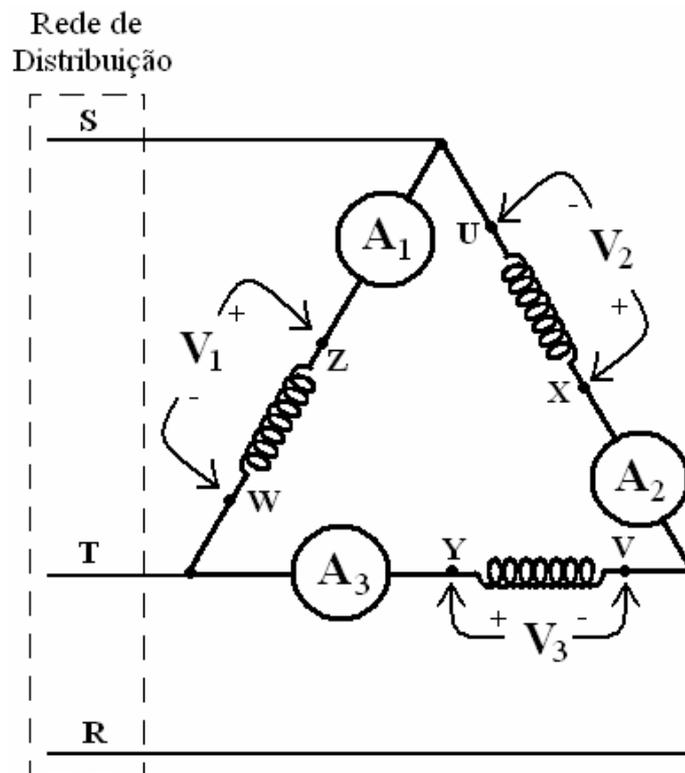


Figura 40 – Layout dos elementos do wattímetro para medições internas na ligação delta do gerador.

Tabela 22 – Valores medidos dentro da ligação delta do gerador.

Vel. (rpm)	Elementos (bobinas)	Tensão (V)	Corrente (A)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)	Potência Aparente (kVA)	Fator de Pot. (%)
1801	1 (Z-W)	212,64	10,31	0,233	2,179	2,179	10,87
	2 (X-U)	212,63	10,96	0,402	2,307	2,342	17,18
	3 (Y-V)	212,41	10,07	0,336	2,142	2,138	15,74
	Média	212,56	10,45	0,324	2,209	2,220	14,60
1802	1 (Z-W)	215,66	11,78	0,806	2,410	2,541	31,70
	2 (X-U)	216,33	11,88	0,669	2,481	2,569	26,00
	3 (Y-V)	215,33	11,21	0,730	2,300	2,413	30,25
	Média	215,77	11,62	0,735	2,397	2,508	29,32
1804	1 (Z-W)	213,70	11,40	0,764	2,314	2,437	31,33
	2 (X-U)	214,46	11,54	0,622	2,394	2,474	25,15
	3 (Y-V)	213,43	10,80	0,660	2,208	2,304	28,62
	Média	213,86	11,25	0,682	2,305	2,405	28,37
1807	1 (Z-W)	215,29	13,26	1,416	2,479	2,854	49,59
	2 (X-U)	215,88	13,20	1,292	2,540	2,849	45,35
	3 (Y-V)	216,94	12,57	1,339	2,347	2,702	49,57
	Média	216,04	13,01	1,349	2,455	2,802	48,17
1811	1 (Z-W)	216,45	16,89	2,430	2,732	3,657	66,47
	2 (X-U)	216,95	16,43	2,261	2,756	3,565	63,43
	3 (Y-V)	215,92	16,06	2,350	2,548	3,467	67,79
	Média	216,44	16,46	2,347	2,679	3,563	65,90

6.2 ENSAIO PARA MEDIÇÃO DE CONJUGADO E POTÊNCIA MECÂNICA

Para a medição de conjugado realizado durante os ensaios do gerador de indução conectado paralelamente à rede de distribuição, empregou-se o torquímetro modelo T30FN do fabricante HBM. Conjuntamente, utilizou-se o multímetro modelo 3478a da marca HP para medir o sinal de saída em tensão, sendo assim, este valor de tensão medido corresponde a um determinado valor de conjugado. Devido à desatualização da curva de calibração, após os ensaios, é realizada uma calibração estática para comparações dos valores medidos do torquímetro T30FN com um torquímetro escolhido como padrão, o apêndice em anexo a esta dissertação detalha este procedimento.

A bancada montada para os ensaios do gerador de indução e medição de conjugado é ilustrada na figura 41, a tabela 23 apresenta os resultados de conjugado obtidos referente a

velocidades alcançadas com a máquina primária (motor CC). Os resultados de conjugado e potência mecânica medidos são apresentados na figura 42.

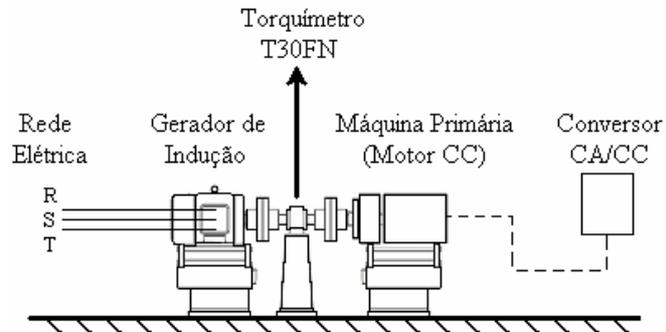


Figura 41 – Ilustração da bancada utilizada para medição de conjugado.

Tabela 23 – Valores de conjugado obtidos.

Velocidade (rpm)	Conjugado (N.m)
1800	0,20
1802	7,54
1804	14,94
1806	21,64
1808	29,74
1811	41,50

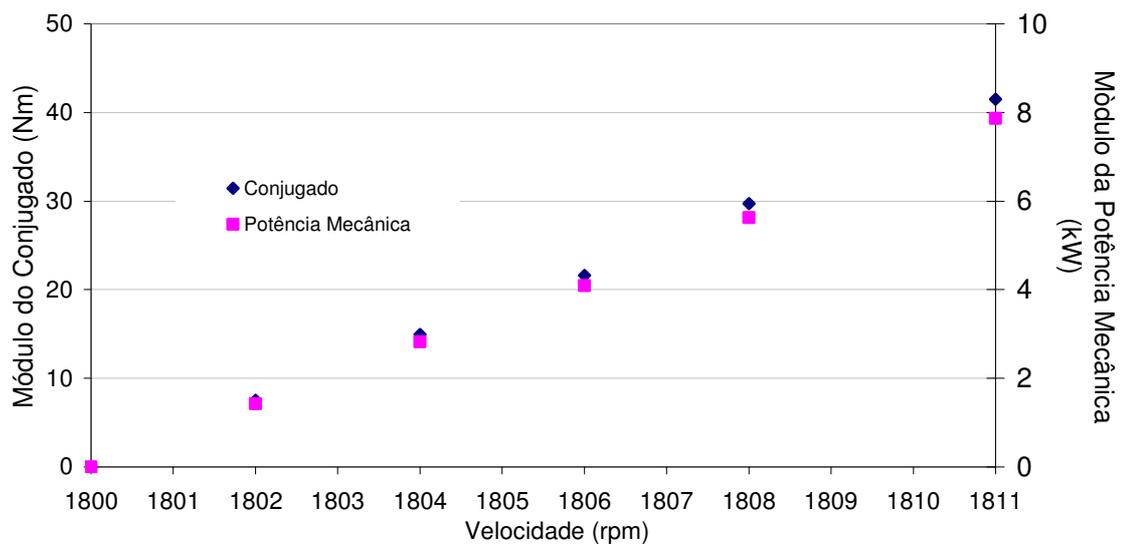


Figura 42 – Valores de conjugado e potência mecânica medidos.

6.3 ENSAIOS COM BANCO DE CAPACITORES

Nos ensaios com banco de capacitores, as medições são realizadas visando o lado da concessionária de energia, ou seja, as tensões, as correntes de linha e o defasamento são medidos com as bobinas do gerador de indução ligadas em delta. Posteriormente, calculam-se estas grandezas para equivalência fase-neutro. A figura 43 mostra a conexão dos elementos do wattímetro para o ensaio com banco de capacitores.

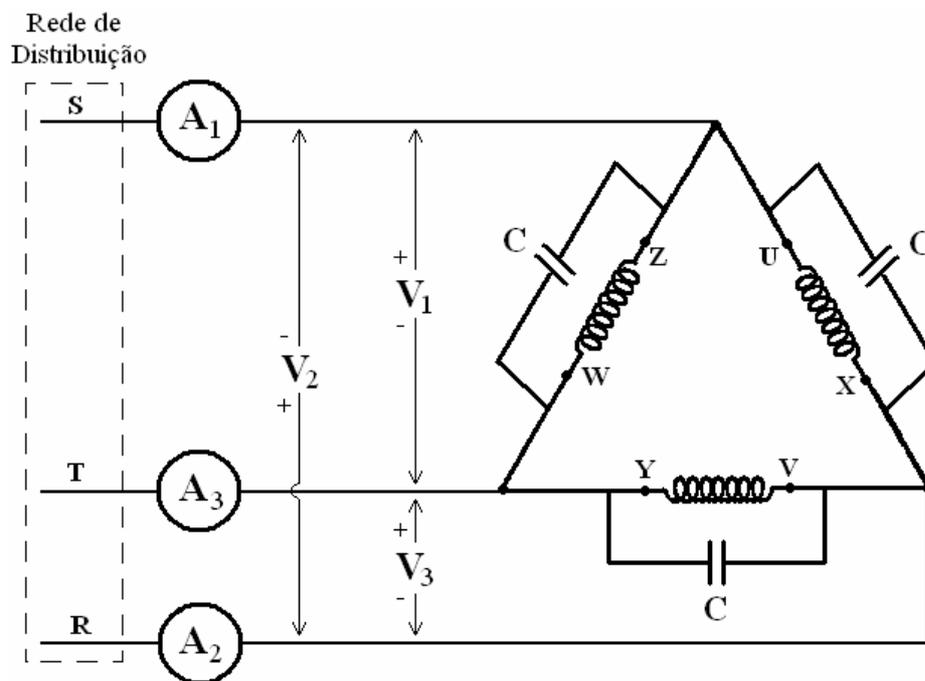


Figura 43 – Layout dos elementos do wattímetro nos ensaios com banco de capacitores.

A tabela 24 apresenta os valores medidos de tensão, corrente de linha e o ângulo de defasagem entre essas duas grandezas, para cada banco chaveado. As figuras 44, 45, 46 e 47 ilustram os valores do módulo da corrente de linha medida.

Tabela 24 – Valores medidos nos ensaios com banco de capacitores.

Capacitância C (μF)	Velocidade (rpm)	Tensão de linha (V)	Corrente de linha (A)	Ângulo de defasagem ($^\circ$)
0 μF	1800	214,16	18,17	65,71
	1802	215,49	19,07	49,30
	1804	217,01	21,26	37,01
	1806	217,20	22,32	33,15
	1808	217,26	24,50	27,29
	1811	218,60	28,27	20,93
15 μF	1800	213,83	15,77	62,68
	1802	215,11	16,76	49,29
	1804	216,44	19,00	34,45
	1806	216,82	20,28	30,67
	1808	217,35	22,90	24,08
	1811	218,14	26,42	18,46
30 μF	1800	214,30	13,58	64,69
	1802	215,13	14,27	47,43
	1804	215,61	15,37	40,33
	1806	217,48	19,17	26,21
	1808	217,72	20,66	22,38
	1811	218,51	25,46	16,12
45 μF	1800	215,02	11,78	62,76
	1802	216,05	12,85	45,56
	1804	217,04	14,42	33,59
	1806	217,95	16,56	26,10
	1808	217,92	19,04	19,96
	1811	218,10	23,87	14,77
60 μF	1800	214,31	9,34	68,78
	1802	215,66	10,38	42,79
	1804	216,65	11,76	32,74
	1806	217,28	15,22	21,71
	1808	217,16	18,32	15,30
	1811	218,29	22,96	13,43
75 μF	1800	215,70	7,77	74,96
	1802	214,91	7,52	60,90
	1804	215,73	8,32	41,90
	1806	216,52	11,47	22,64
	1808	218,21	18,37	-4,27
	1811	219,11	21,98	-13,34
90 μF	1800	213,86	5,64	-68,71
	1802	215,00	6,81	-30,86
	1804	215,54	8,70	-19,77
	1806	216,17	11,38	-14,75
	1808	216,70	15,29	-13,93
	1811	217,83	21,00	-14,99
105 μF	1800	214,72	3,74	68,18
	1802	215,50	6,74	-17,79
	1804	215,71	8,64	-15,68
	1806	215,84	12,53	-16,38
	1808	216,35	14,94	-17,41
	1811	217,54	20,17	-18,63

Tabela 24 – Continuação.

120 μ F	1800	215,17	2,74	100,88
	1802	215,95	1,99	61,07
	1804	216,62	3,93	-25,23
	1806	217,64	10,23	-18,19
	1808	218,18	12,98	-18,32
	1811	219,47	19,03	-18,29
135 μ F	1800	215,79	1,55	64,85
	1802	216,42	4,26	-9,75
	1804	217,54	6,76	-35,57
	1806	218,09	9,09	-31,17
	1808	219,03	13,77	-26,56
	1811	219,65	18,23	-24,84
150 μ F	1800	215,03	3,92	-26,66
	1802	215,97	4,06	-86,01
	1804	216,12	5,63	-63,36
	1806	217,21	9,78	-43,68
	1808	218,23	13,05	-37,69
	1811	219,68	18,72	-31,67

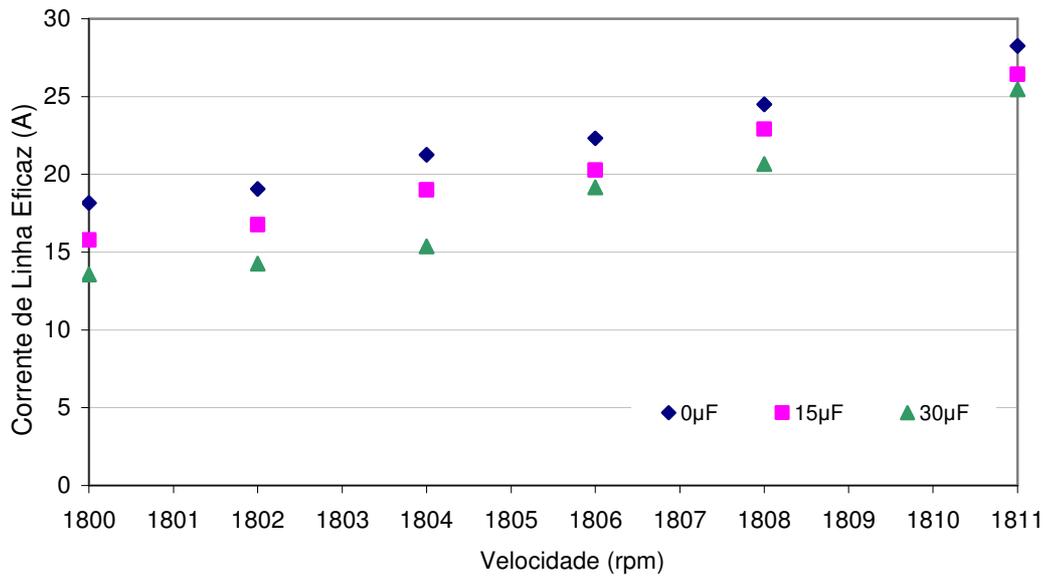


Figura 44 – Valores de corrente de linha medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 0 μ F, 15 μ F e 30 μ F ligados em paralelo ao gerador de indução.

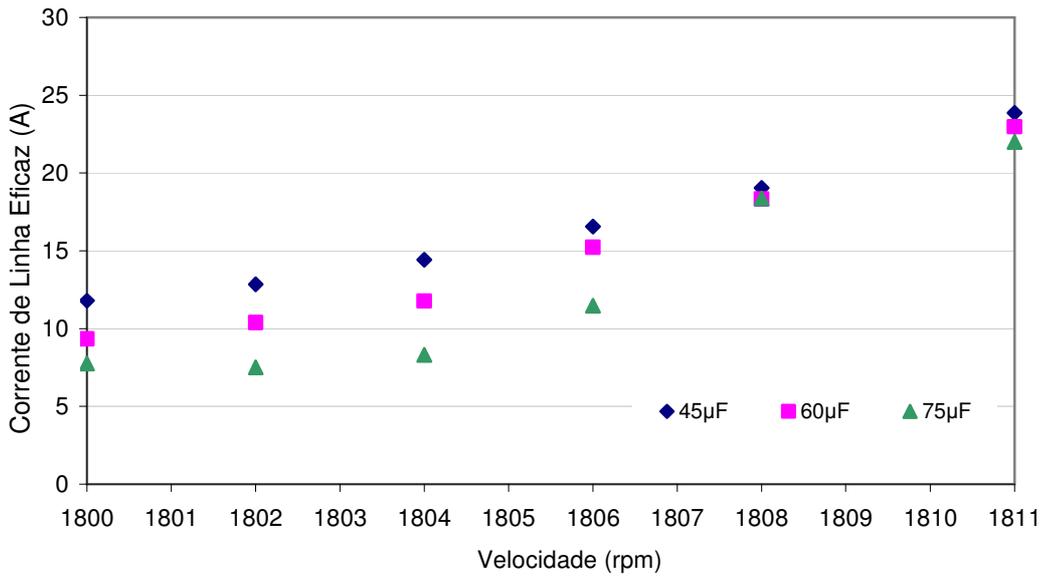


Figura 45 – Valores de corrente de linha medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 45µF, 60µF e 75µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

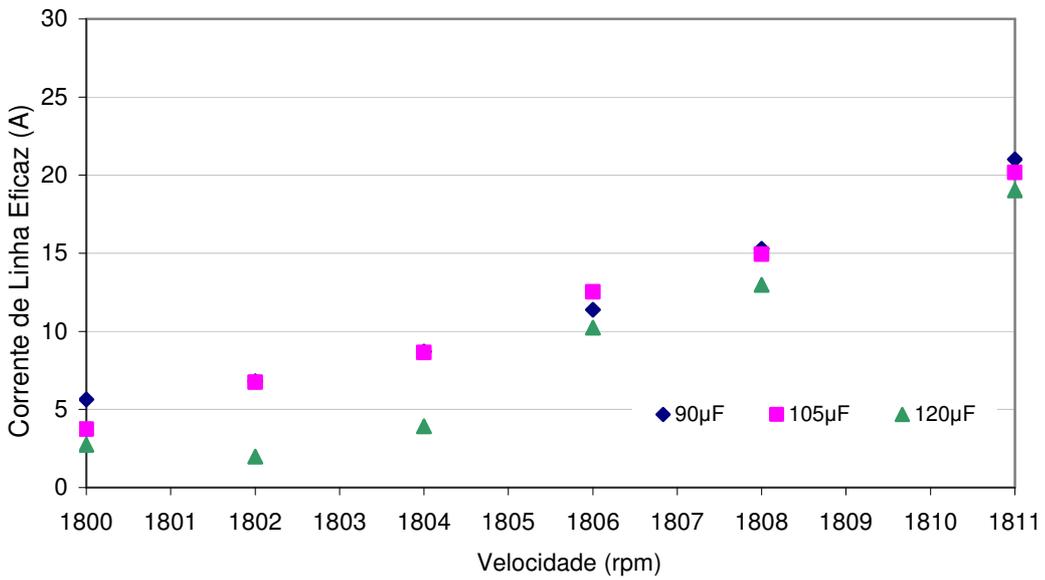


Figura 46 – Valores de corrente de linha medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 90µF, 105µF e 120µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

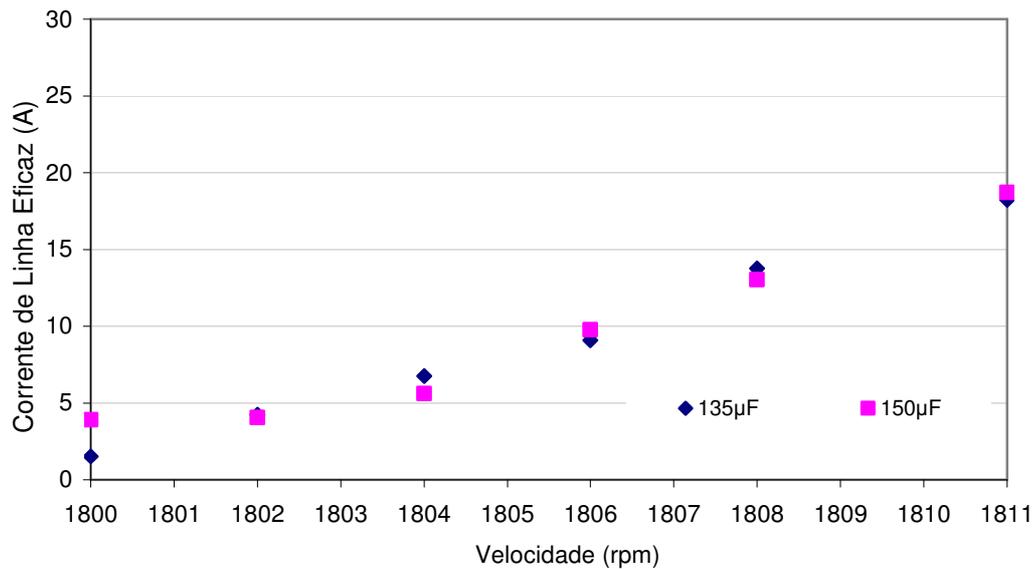


Figura 47 – Valores de corrente de linha medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 135µF e 150µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

A figura 48 correlaciona os valores das tensões e correntes entre as ligações triângulo e estrela (FITZGERALD, 2003). Além do mais, possibilita a conversão de valores de corrente e tensão de linha em valores de fase. Desta forma, calcula-se o fator de potência e as potências trifásicas em relação à equivalência monofásica das grandezas medidas, representando as medições do lado da concessionária no ponto de conexão com a rede de distribuição.

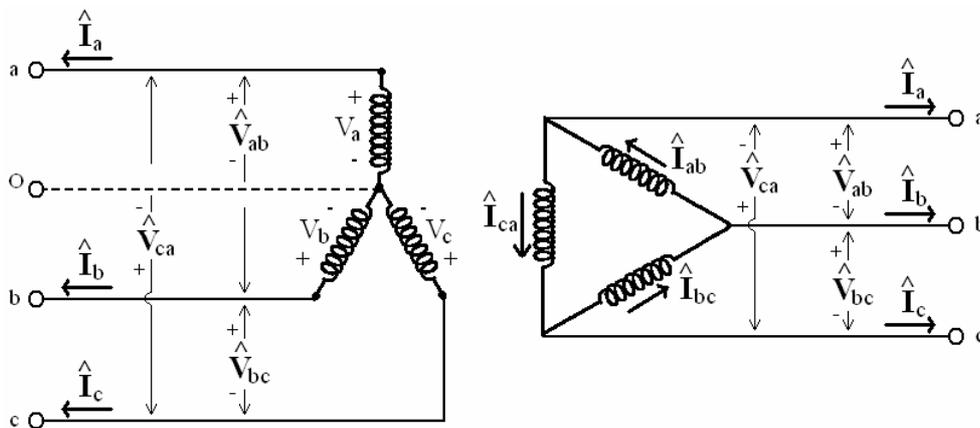


Figura 48 – Relação entre as tensões e correntes nas ligações triângulo e estrela (FITZGERALD, 2003).

As tensões trifásicas \hat{V}_a , \hat{V}_b e \hat{V}_c são tensões de fase e as tensões \hat{V}_{ab} , \hat{V}_{bc} e \hat{V}_{ca} são tensões de linha. Pela lei das tensões e das correntes de Kirchhoff, a tensão de linha \hat{V}_{ab} e a corrente de linha \hat{I}_a são calculadas da seguinte forma, respectivamente (FITZGERALD, 2003):

$$\hat{V}_{ab} = \hat{V}_a - \hat{V}_b = \sqrt{3} \hat{V}_a \angle 30^\circ \quad (41)$$

$$\hat{I}_a = \hat{I}_{ab} - \hat{I}_{ca} = \sqrt{3} \hat{I}_{ab} \angle -30^\circ \quad (42)$$

Através das equações (41) e (42), os valores medidos de linha nos ensaios com banco de capacitores são convertidos para valores de fase. A tabela 25 mostra os resultados calculados a partir dos valores medidos da tabela 24.

Os gráficos de fator de potência para os valores de capacitância são mostrados nas figuras 49, 50, 51 e 52. Para potência ativa, os gráficos são apresentados nas figuras 53, 54, 55 e 56. Por fim, os gráficos para potência reativa são mostrados nas figuras 57, 58, 59 e 60.

Tabela 25 – Valores calculados a partir dos ensaios com banco de capacitores.

Cap. (µF)	Vel. (rpm)	Valores monofásicos			Valores trifásicos (módulo)			
		Tensão de fase (V)	Corrente de fase (A)	Ângulo de def. (°)	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)	Potência aparente (kVA)	Fator de pot. (%)
0µF	1800	214,16	10,49	95,71	0,670	6,707	6,740	0,10
	1802	215,49	11,01	79,30	1,321	6,995	7,119	0,19
	1804	217,01	12,28	67,01	3,122	7,357	7,992	0,39
	1806	217,20	12,89	63,15	3,793	7,491	8,396	0,45
	1808	217,26	14,15	57,29	4,982	7,758	9,220	0,54
	1811	218,60	16,32	50,93	6,747	8,310	10,704	0,63
15µF	1800	213,83	9,11	92,68	0,273	5,836	5,842	0,05
	1802	215,11	9,67	79,29	1,161	6,134	6,243	0,19
	1804	216,44	10,97	64,45	3,073	6,427	7,124	0,43
	1806	216,82	11,71	60,67	3,730	6,638	7,614	0,49
	1808	217,35	13,22	54,08	5,058	6,981	8,621	0,59
	1811	218,14	15,25	48,46	6,621	7,472	9,983	0,66
30µF	1800	214,30	7,84	94,69	0,412	5,022	5,039	0,08
	1802	215,13	8,24	77,43	1,157	5,189	5,317	0,22
	1804	215,61	8,87	70,33	1,931	5,403	5,738	0,34
	1806	217,48	11,07	56,21	4,016	6,002	7,222	0,56
	1808	217,72	11,93	52,38	4,755	6,170	7,790	0,61
	1811	218,51	14,70	46,12	6,679	6,945	9,636	0,69
45µF	1800	215,02	6,80	92,76	0,211	4,383	4,388	0,05
	1802	216,05	7,42	75,56	1,199	4,657	4,809	0,25
	1804	217,04	8,32	63,59	2,410	4,854	5,420	0,44
	1806	217,95	9,56	56,10	3,486	5,188	6,250	0,56
	1808	217,92	10,99	49,96	4,624	5,502	7,187	0,64
	1811	218,10	13,78	44,77	6,402	6,351	9,018	0,71
60µF	1800	214,31	5,39	98,78	0,529	3,425	3,466	0,15
	1802	215,66	5,99	72,79	1,147	3,704	3,878	0,30
	1804	216,65	6,79	62,74	2,022	3,924	4,415	0,46
	1806	217,28	8,79	51,71	3,549	4,496	5,728	0,62
	1808	217,16	10,58	45,30	4,848	4,900	6,892	0,70
	1811	218,29	13,26	43,43	6,305	5,969	8,682	0,73
75µF	1800	215,70	4,49	104,96	0,749	2,804	2,903	0,26
	1802	214,91	4,34	90,90	0,044	2,800	2,800	0,02
	1804	215,73	4,80	71,90	0,966	2,955	3,109	0,31
	1806	216,52	6,62	52,64	2,610	3,418	4,301	0,61
	1808	218,21	10,61	25,73	6,255	3,015	6,943	0,90
	1811	219,11	12,69	16,66	7,992	2,392	8,343	0,96
90µF	1800	213,86	3,26	-38,71	1,631	1,307	2,090	0,78
	1802	215,00	3,93	-0,86	2,535	0,038	2,536	1,00
	1804	215,54	5,03	10,23	3,198	0,577	3,250	0,98
	1806	216,17	6,57	15,25	4,110	1,120	4,260	0,96
	1808	216,70	8,83	16,07	5,513	1,588	5,737	0,96
	1811	217,83	12,12	15,01	7,653	2,052	7,924	0,97

Tabela 25 – Continuação.

1800	214,72	2,16	98,18	0,198	1,378	1,393	0,14
1802	215,50	3,89	12,21	2,457	0,532	2,514	0,98
1804	215,71	4,99	14,32	3,129	0,799	3,229	0,97
1806	215,84	7,23	13,62	4,553	1,103	4,685	0,97
1808	216,35	8,63	12,59	5,464	1,221	5,599	0,98
1811	217,54	11,64	11,37	7,450	1,498	7,599	0,98
1800	215,17	1,58	130,88	0,667	0,771	1,019	0,65
1802	215,95	1,15	91,07	0,014	0,744	0,744	0,02
1804	216,62	2,27	4,77	1,469	0,122	1,474	1,00
1806	217,64	5,91	11,81	3,775	0,789	3,856	0,98
1808	218,18	7,49	11,68	4,803	0,993	4,905	0,98
1811	219,47	10,99	11,71	7,085	1,469	7,236	0,98
1800	215,79	0,89	94,85	0,049	0,576	0,578	0,08
1802	216,42	2,46	20,25	1,498	0,553	1,596	0,94
1804	217,54	3,90	-5,57	2,533	0,247	2,545	1,00
1806	218,09	5,25	-1,17	3,433	0,070	3,434	1,00
1808	219,03	7,95	3,44	5,215	0,314	5,225	1,00
1811	219,65	10,52	5,16	6,906	0,623	6,935	1,00
1800	215,03	2,26	3,34	1,457	0,085	1,460	1,00
1802	215,97	2,35	-56,01	0,849	1,260	1,520	0,56
1804	216,12	3,25	-33,36	1,760	1,159	2,107	0,84
1806	217,21	5,65	-13,68	3,574	0,870	3,679	0,97
1808	218,23	7,54	-7,69	4,890	0,660	4,934	0,99
1811	219,68	10,81	-1,67	7,119	0,207	7,122	1,00

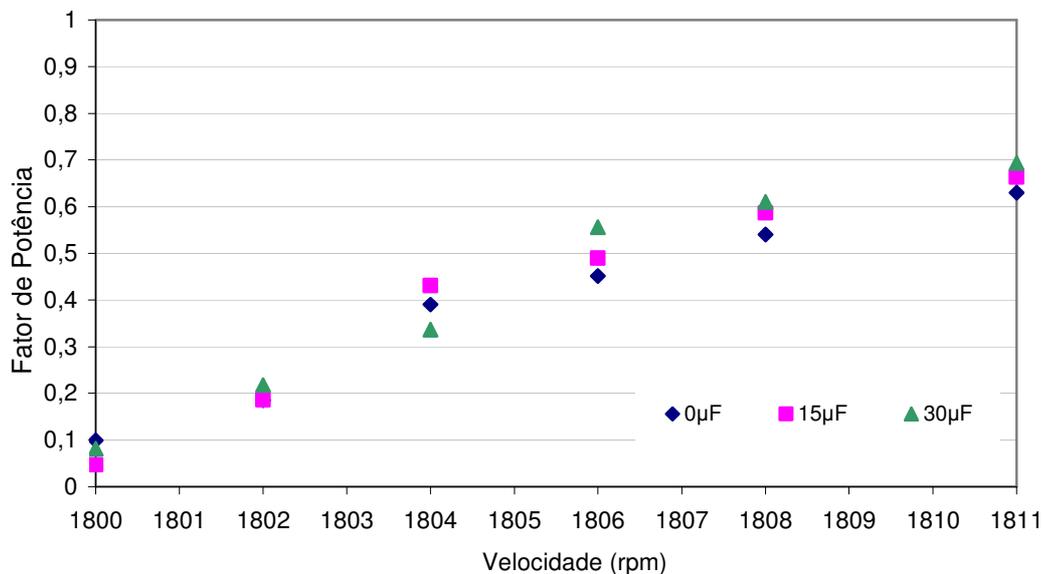


Figura 49 – Fator de potência dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 0µF, 15µF e 30µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

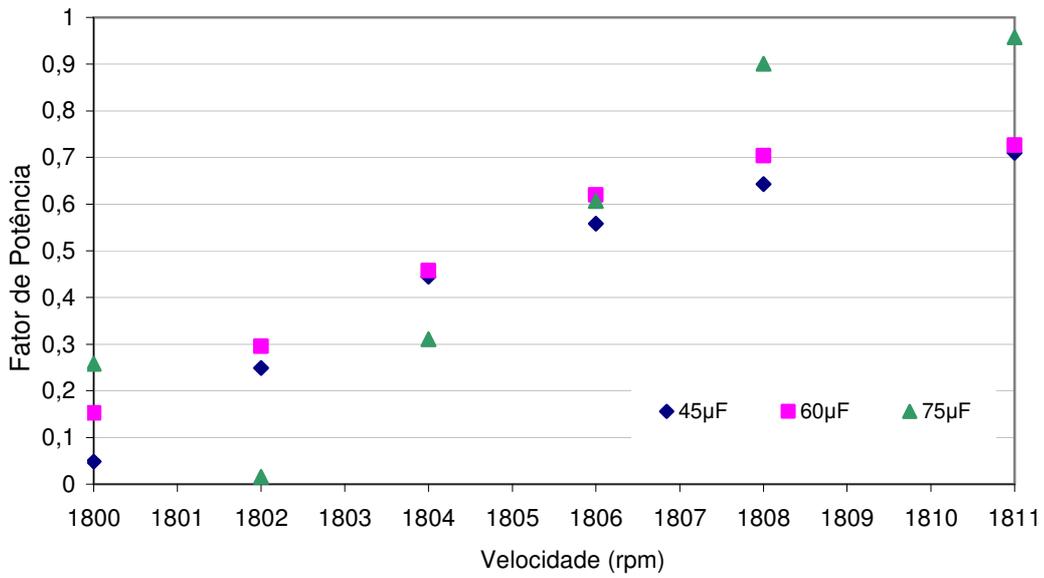


Figura 50 – Fator de potência dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 45µF, 60µF e 75µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

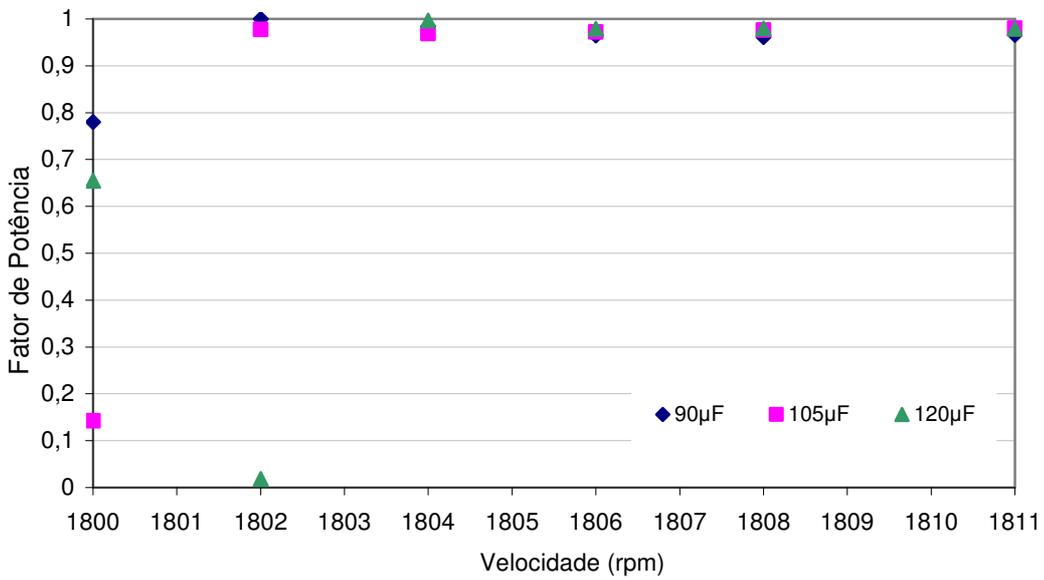


Figura 51 – Fator de potência dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 90µF, 105µF e 120µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

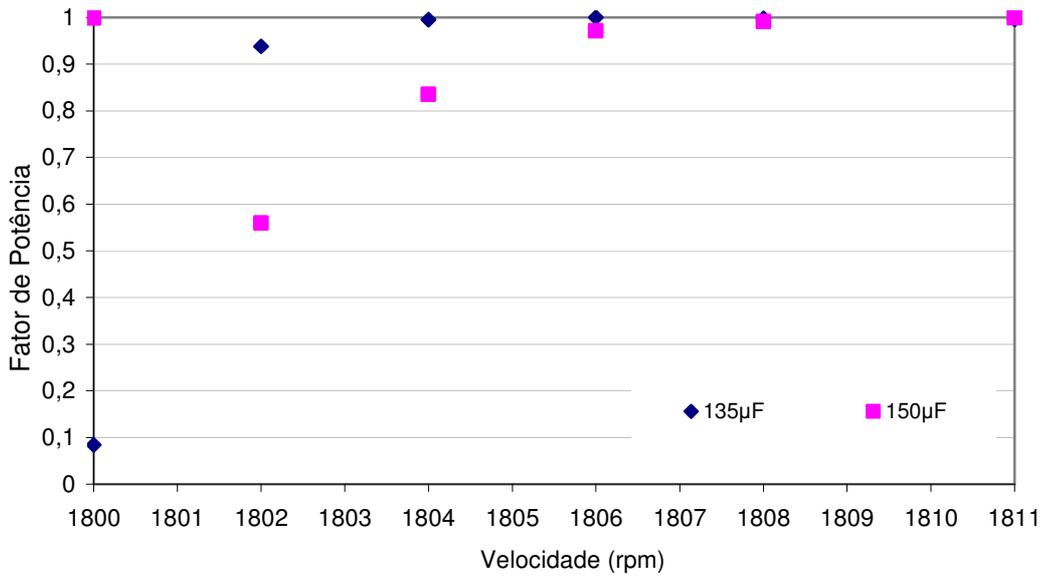


Figura 52 – Fator de potência dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 135µF e 150µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

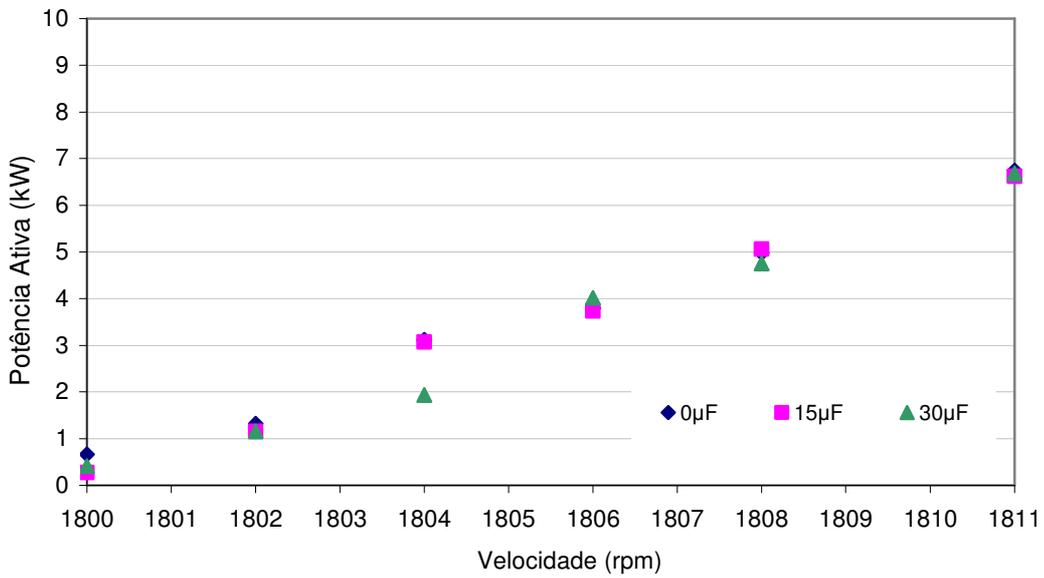


Figura 53 – Potência ativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 0µF, 15µF e 30µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

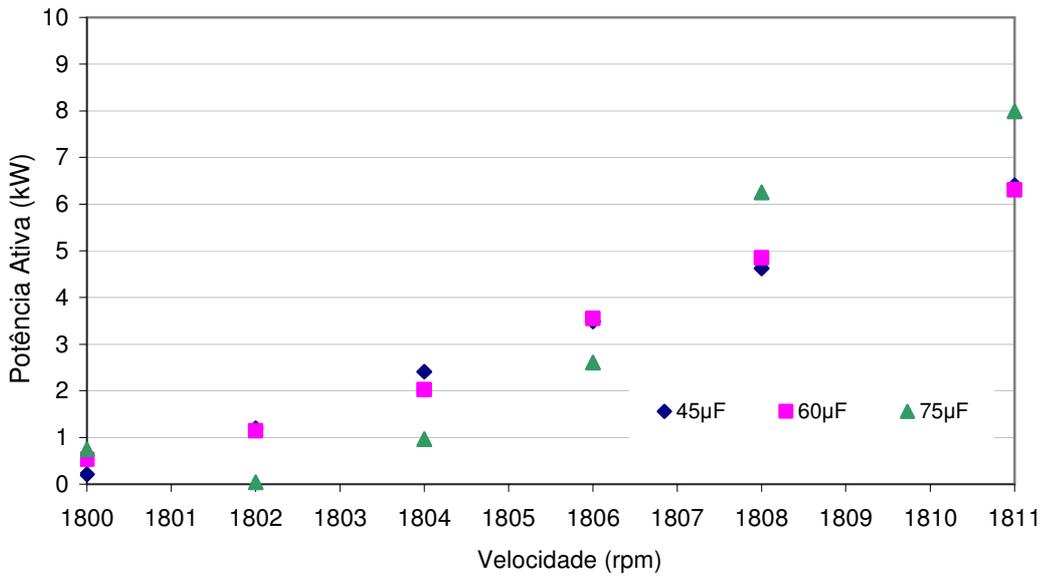


Figura 54 – Potência ativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 45µF, 60µF e 75µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

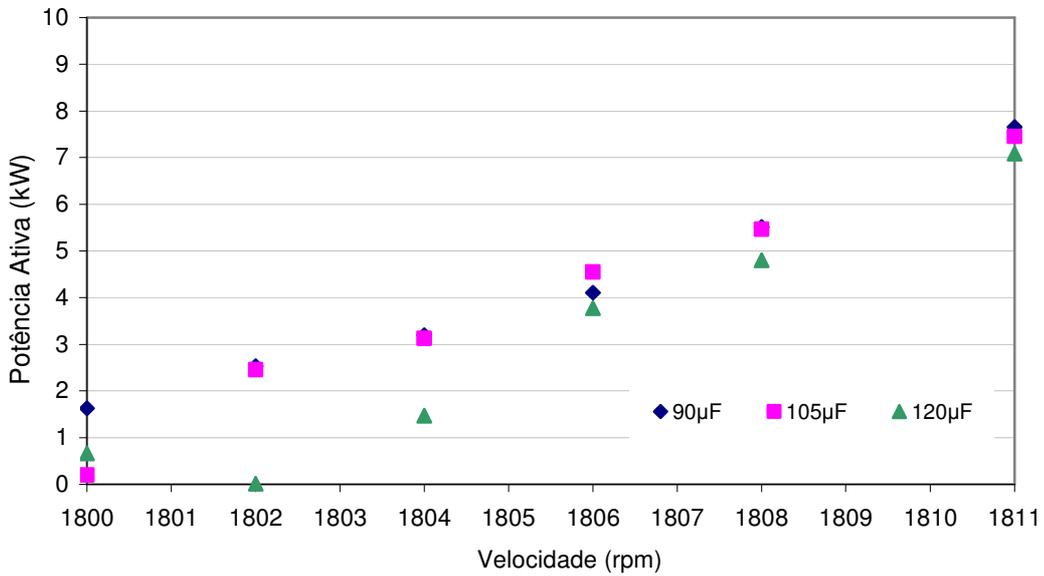


Figura 55 – Potência ativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 90µF, 105µF e 120µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

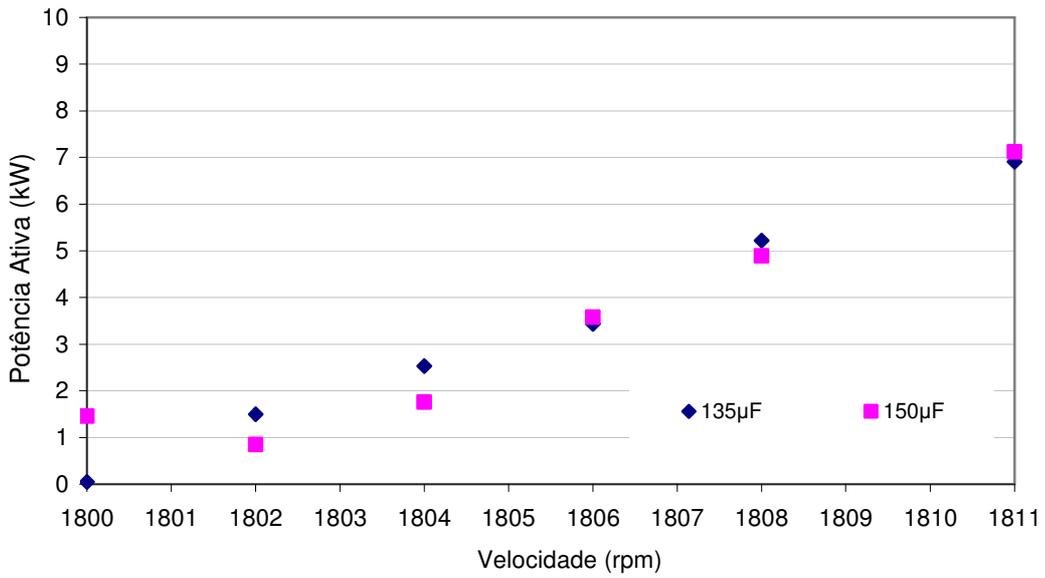


Figura 56 – Potência ativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 135µF e 150µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

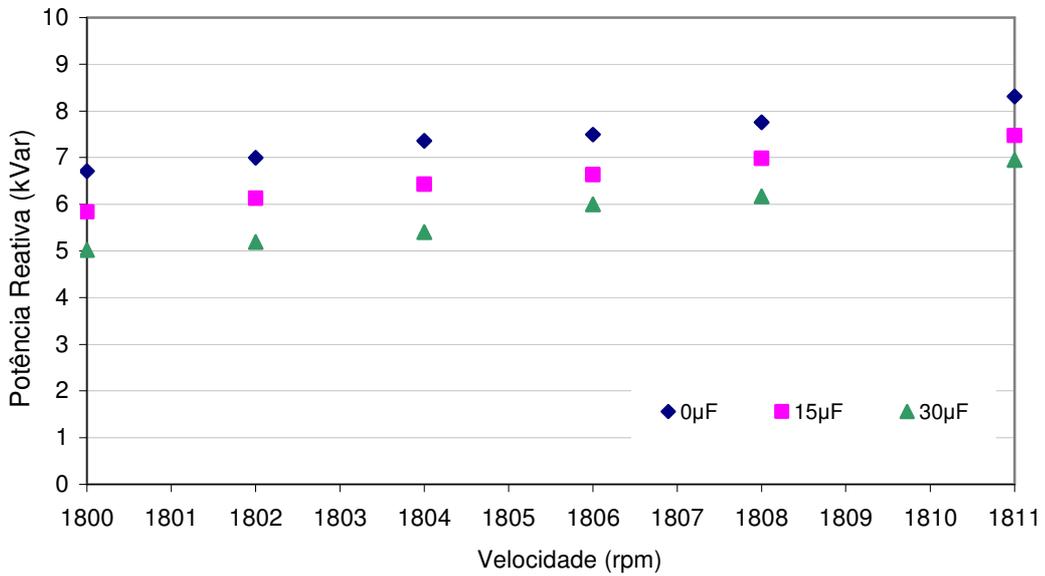


Figura 57 – Potência reativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 0µF, 15µF e 30µF ligados em paralelo ao gerador de indução.

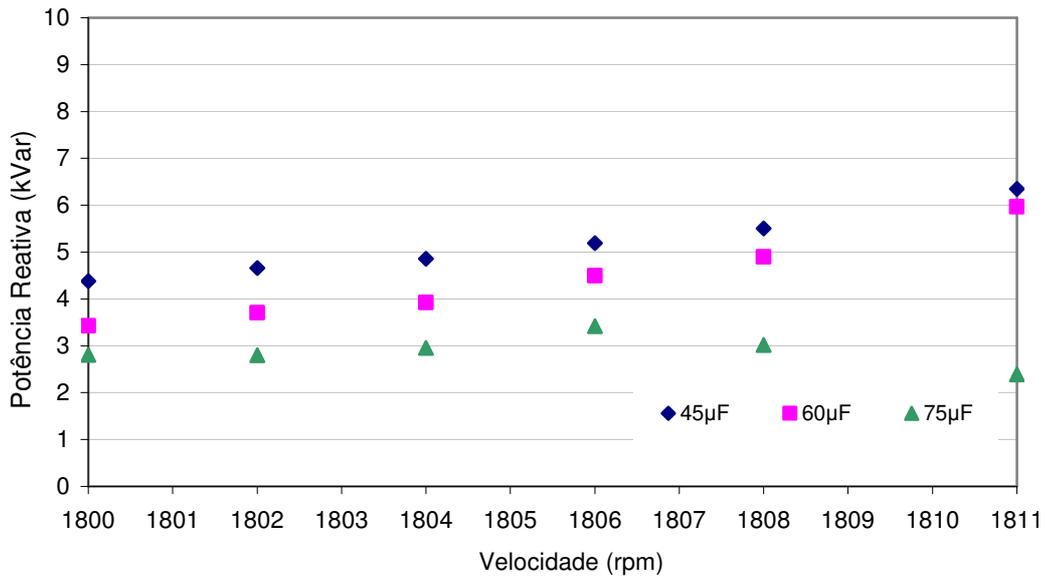


Figura 58 – Potência reativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 45 μF, 60 μF e 75 μF ligados em paralelo ao gerador de indução.

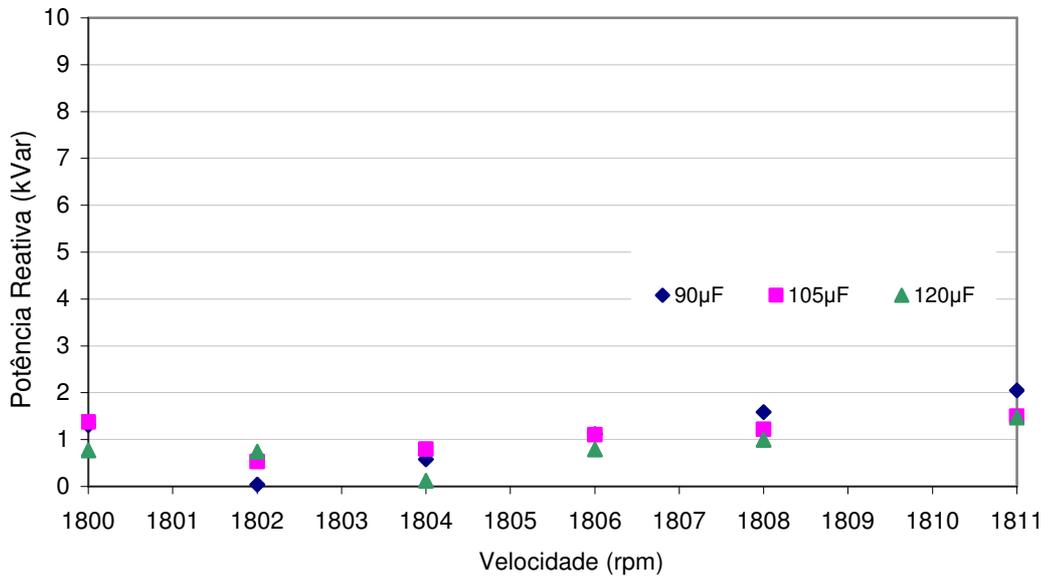


Figura 59 – Potência reativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 90 μF, 105 μF e 120 μF ligados em paralelo ao gerador de indução.

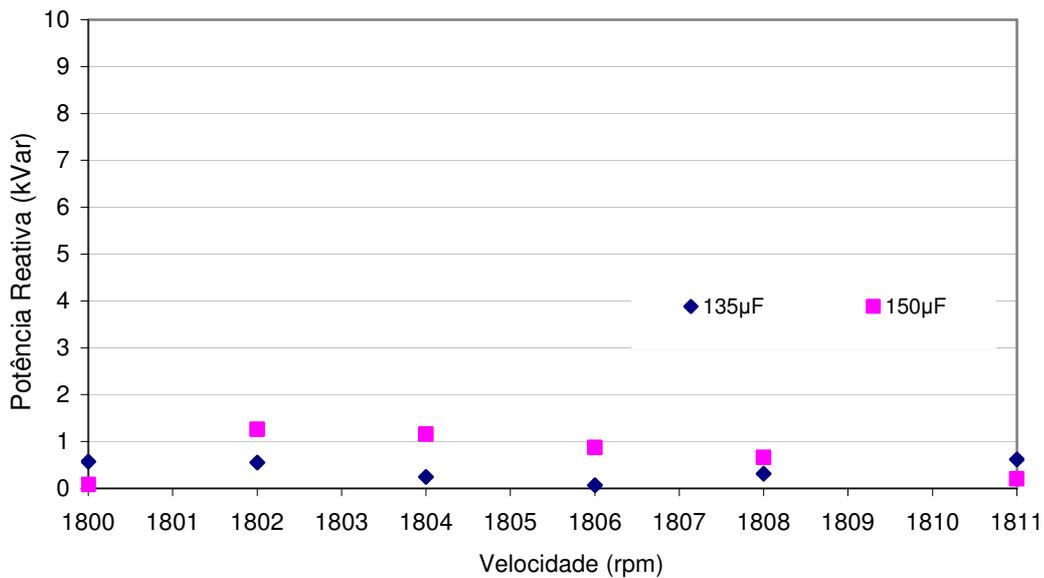


Figura 60 – Potência reativa trifásica dos valores medidos para banco de capacitores com capacitâncias de 135 μ F e 150 μ F ligados em paralelo ao gerador de indução.

6.4 COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS MODELADOS E EXPERIMENTAIS

A comparação entre os resultados modelados e experimentais visa mostrar graficamente a corroboração das grandezas envolvidas para operação do gerador de indução interligado à rede de distribuição. Para as grandezas de corrente de linha, potência ativa e potência reativa são consideradas os valores de capacitâncias nula, 60 μ F, 105 μ F, 120 μ F e 150 μ F chaveados em paralelo as bobinas do gerador, conforme os ensaios com banco de capacitores realizados. Os resultados modelados a seguir são obtidos a partir do circuito equivalente monofásico da figura 26. No modelamento, leva-se em conta o valor da tensão nos terminais medido nos ensaios de campo. Assim, não se considera fixo o valor da reatância de magnetização, adequando-se o circuito equivalente de acordo com a variação da tensão nos terminais. As figuras 61 e 62 mostram a comparação entre os valores do módulo do conjugado e da potência mecânica medidos e do modelados. Os valores de fator de potência,

de corrente de linha, potência ativa e potência reativa são comparados nas figuras 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77 e 78.

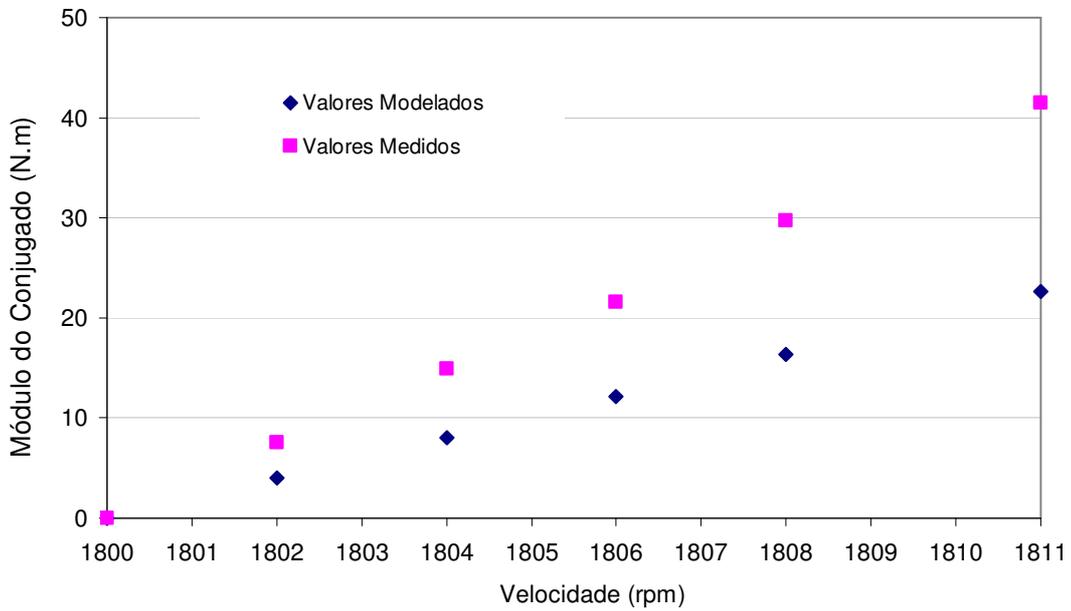


Figura 61 – Comparação entre valores modelados e experimentais do módulo do conjugado para o gerador de indução interligado à rede de distribuição.

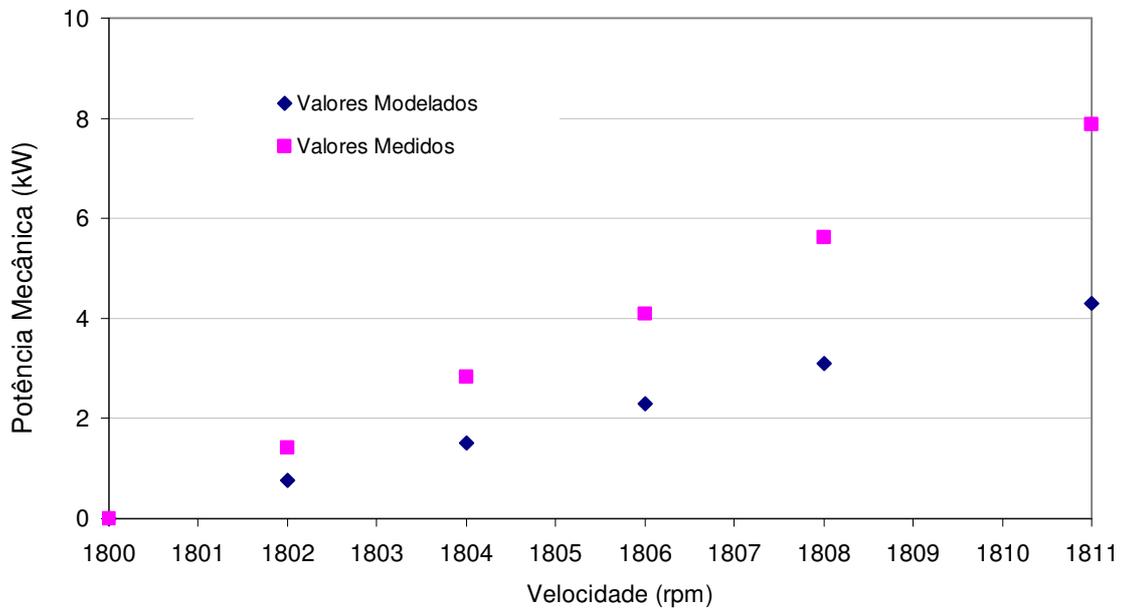


Figura 62 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência mecânica para o gerador de indução interligado à rede de distribuição.

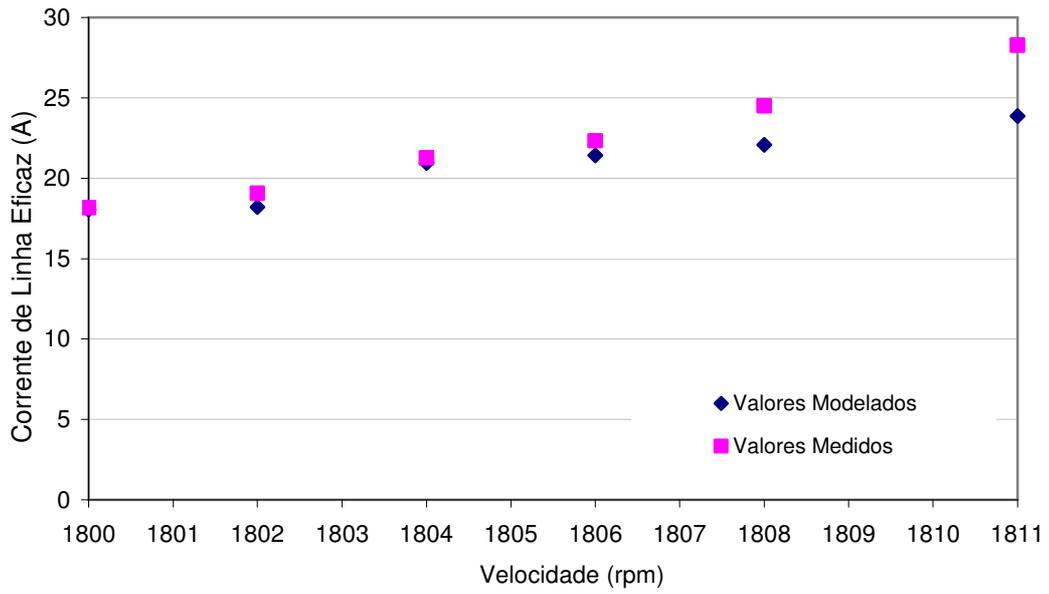


Figura 63 – Comparação entre valores modelados e experimentais da corrente de linha para o gerador de indução interligado à rede de distribuição sem banco de capacitores.

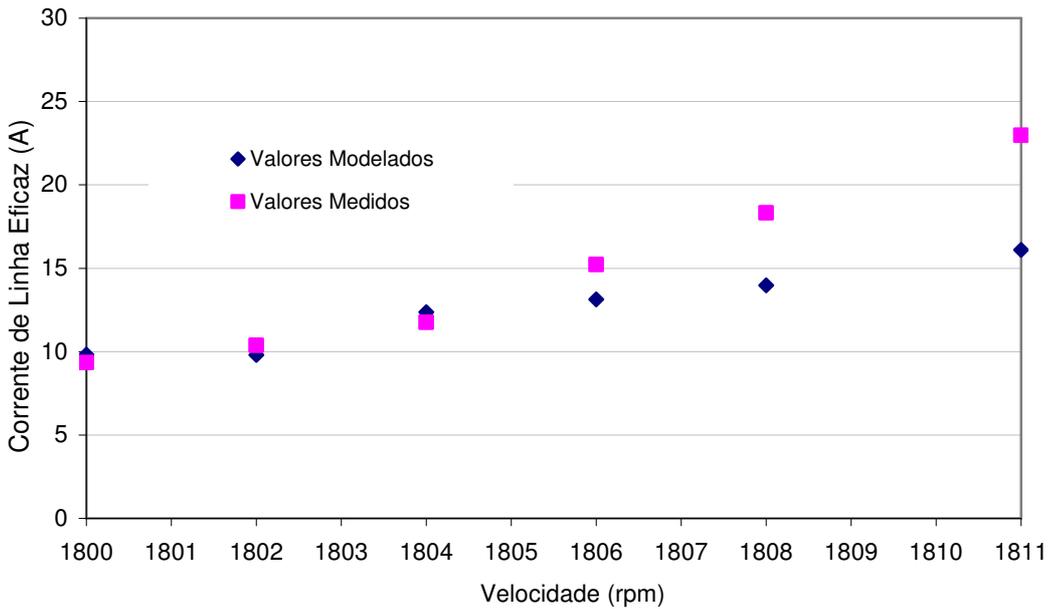


Figura 64 – Comparação entre valores modelados e experimentais da corrente de linha para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 60µF.

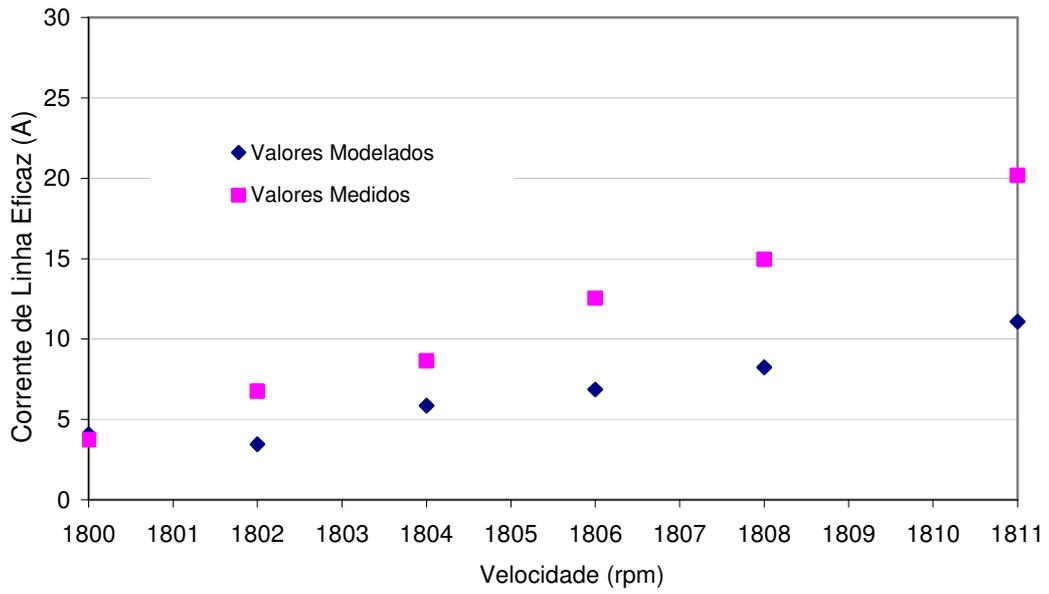


Figura 65 – Comparação entre valores modelados e experimentais da corrente de linha para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 105µF.

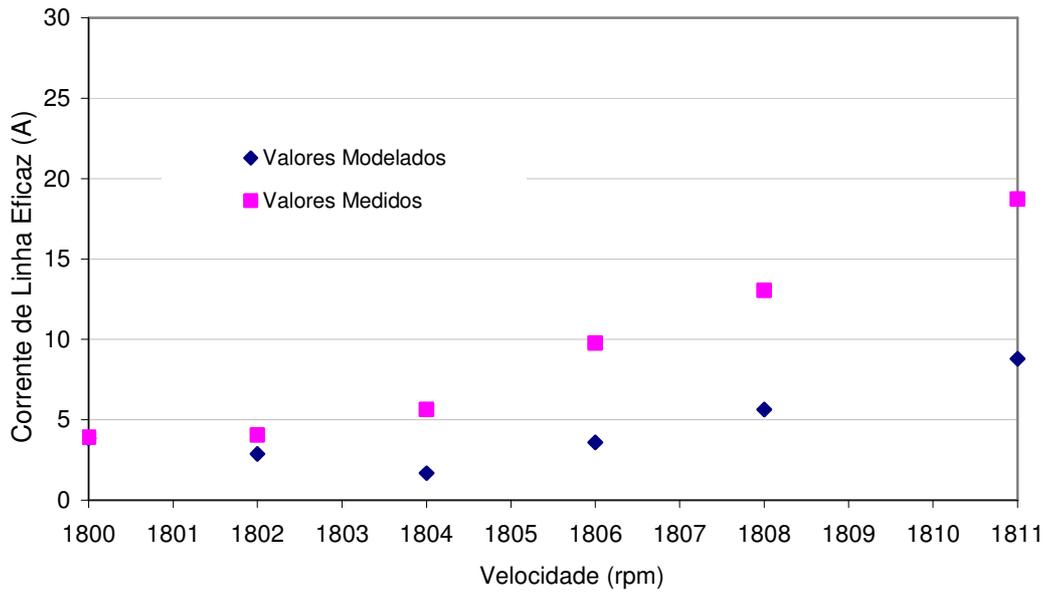


Figura 66 – Comparação entre valores modelados e experimentais da corrente de linha para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 150µF.

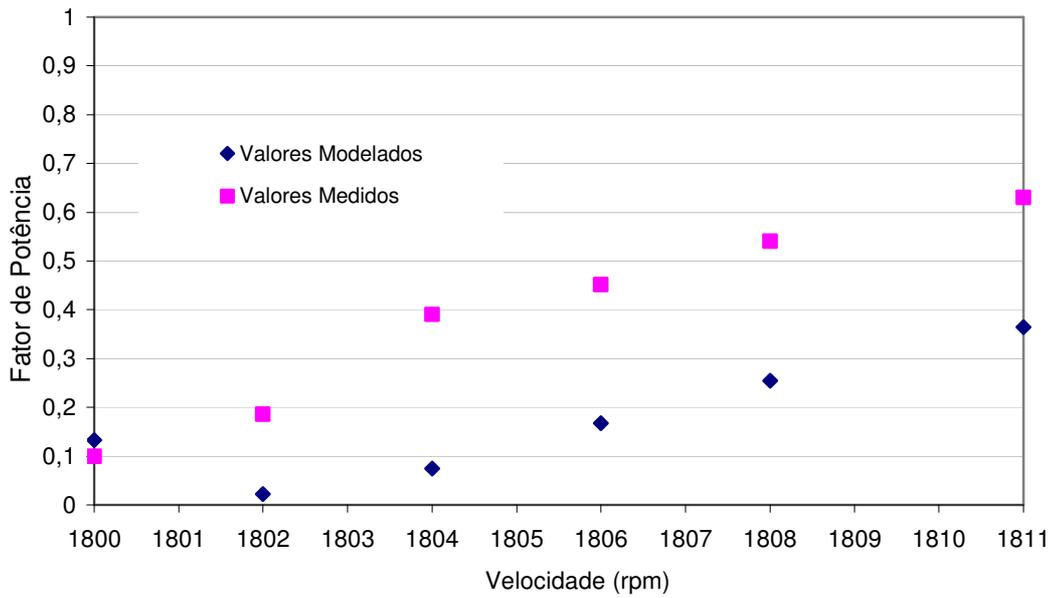


Figura 67 – Comparação entre valores modelados e experimentais do fator de potência para o gerador de indução interligado à rede de distribuição sem banco de capacitores.

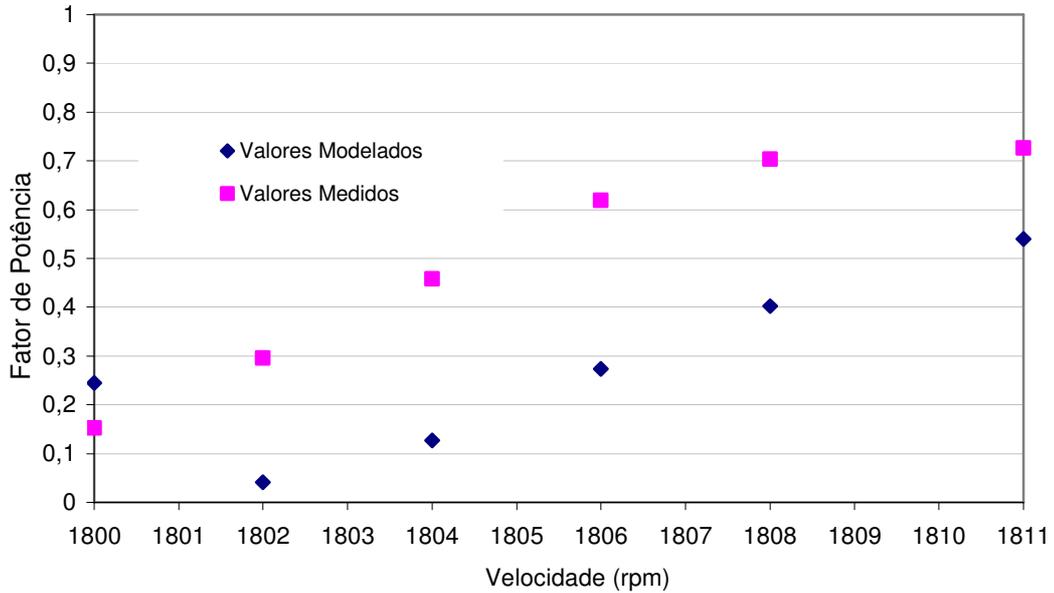


Figura 68 – Comparação entre valores modelados e experimentais do fator de potência para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 60µF.

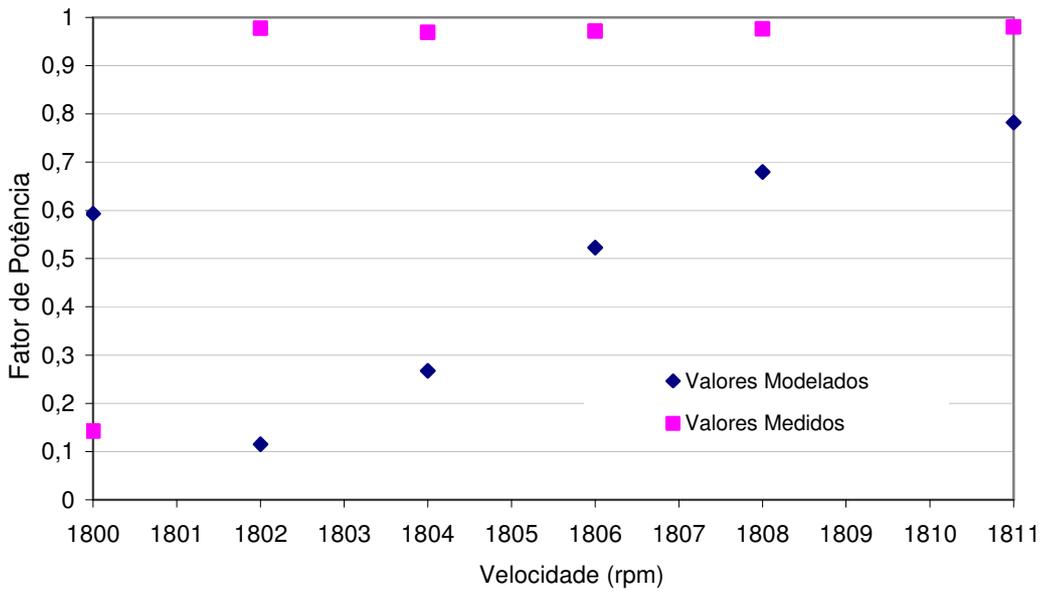


Figura 69 – Comparação entre valores modelados e experimentais do fator de potência para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 105µF.

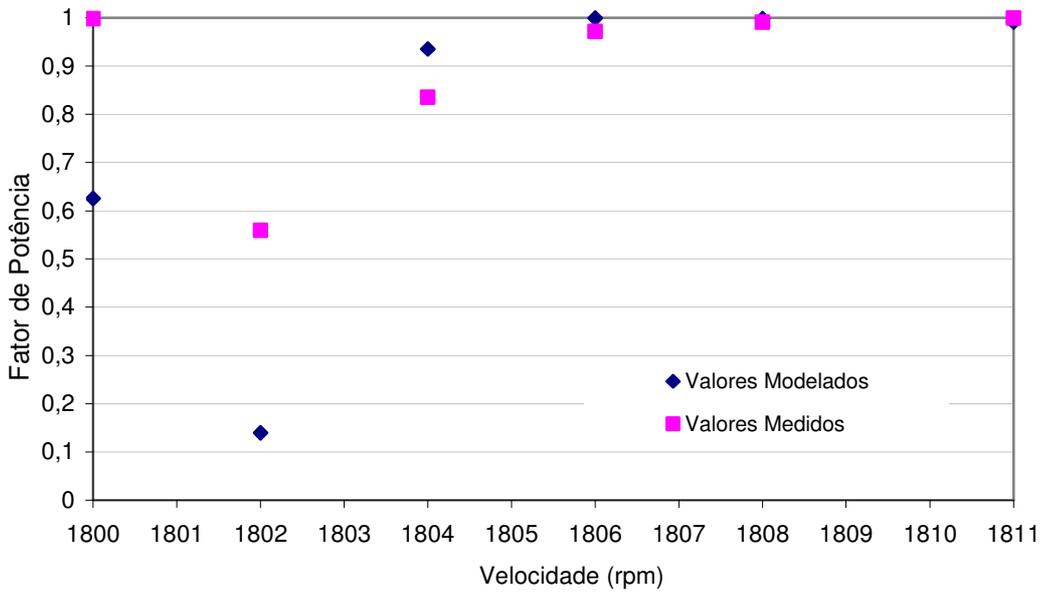


Figura 70 – Comparação entre valores modelados e experimentais do fator de potência para o gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 150µF.

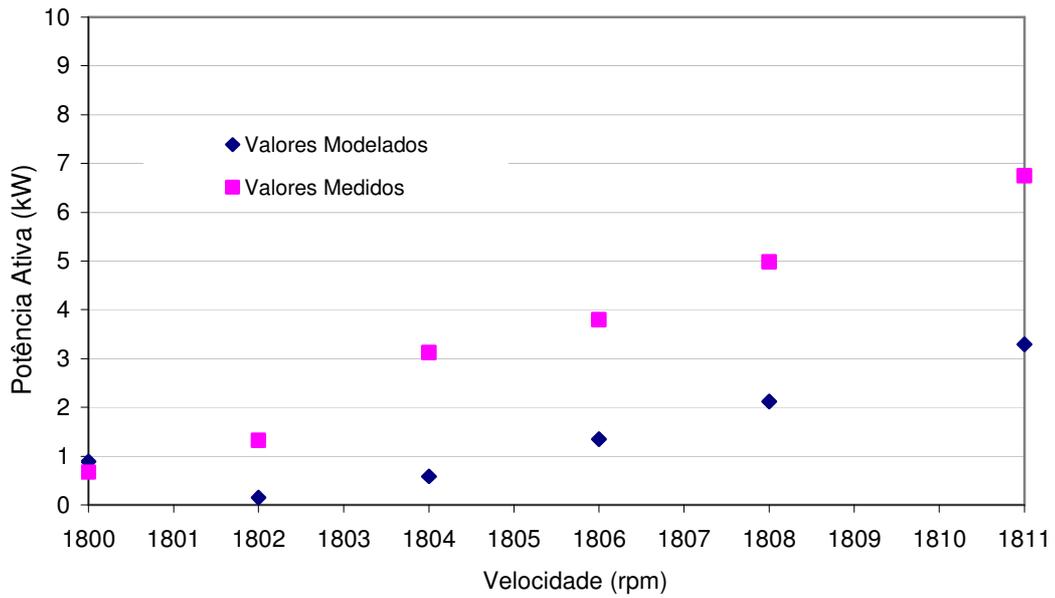


Figura 71 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência ativa para o gerador de indução interligado à rede de distribuição sem banco de capacitores.

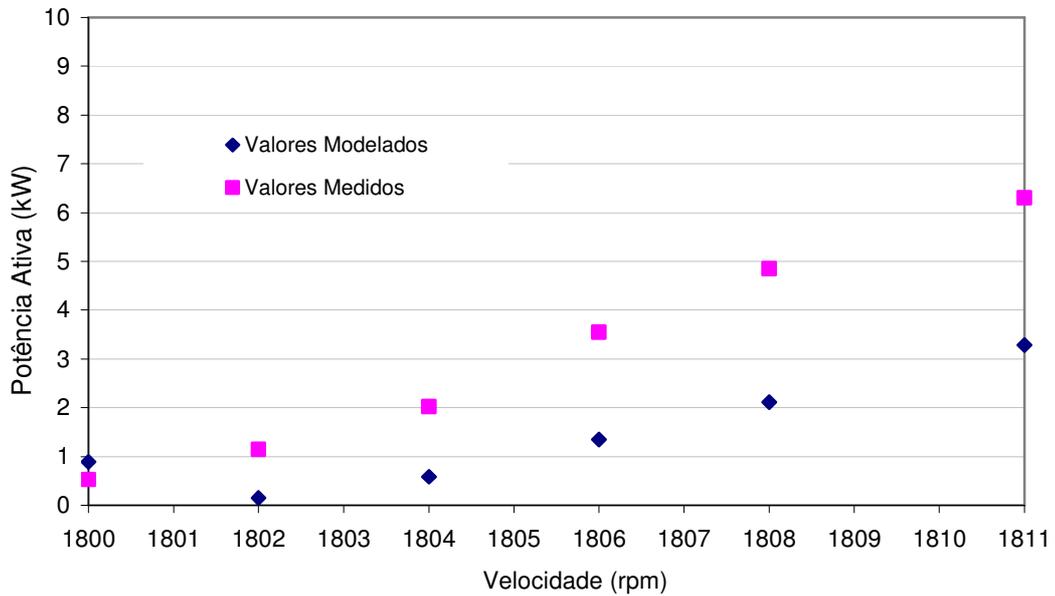


Figura 72 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência ativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 60µF.

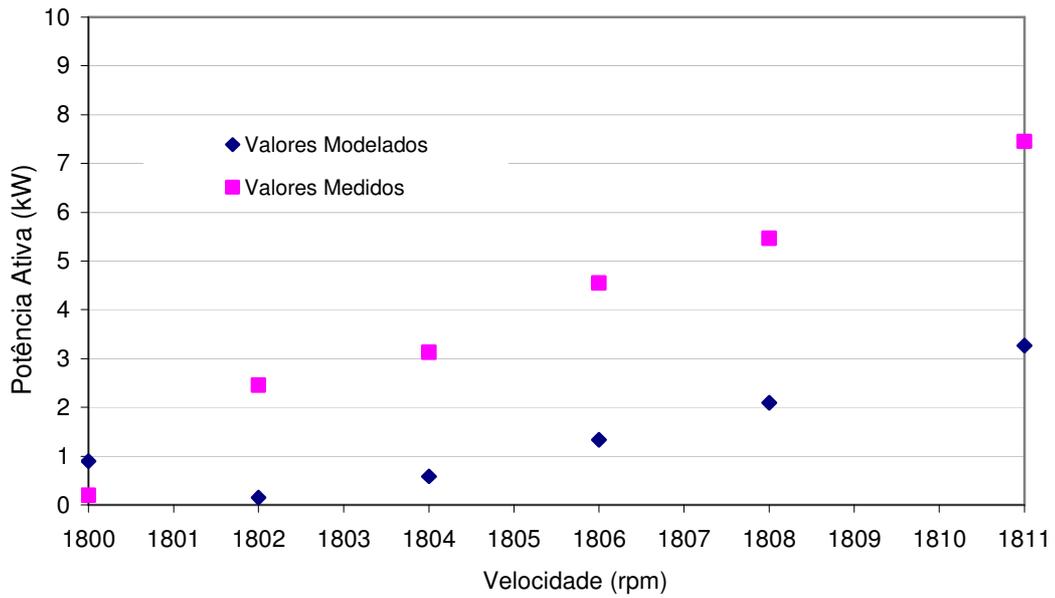


Figura 73 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência ativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 105µF.

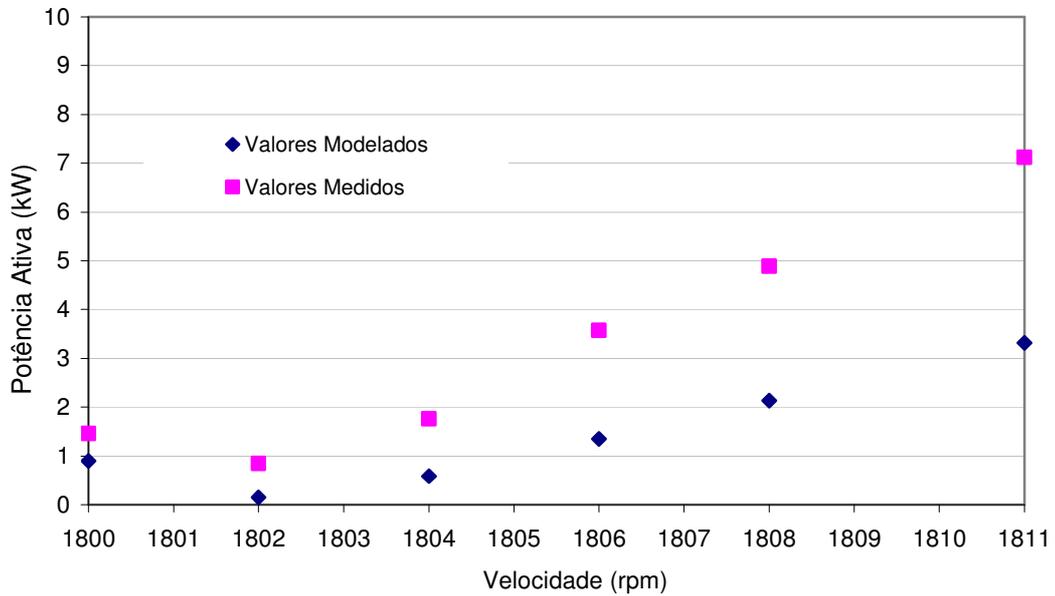


Figura 74 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência ativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 150µF.



Figura 75 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência reativa para o gerador de indução interligado à rede de distribuição sem banco de capacitores.

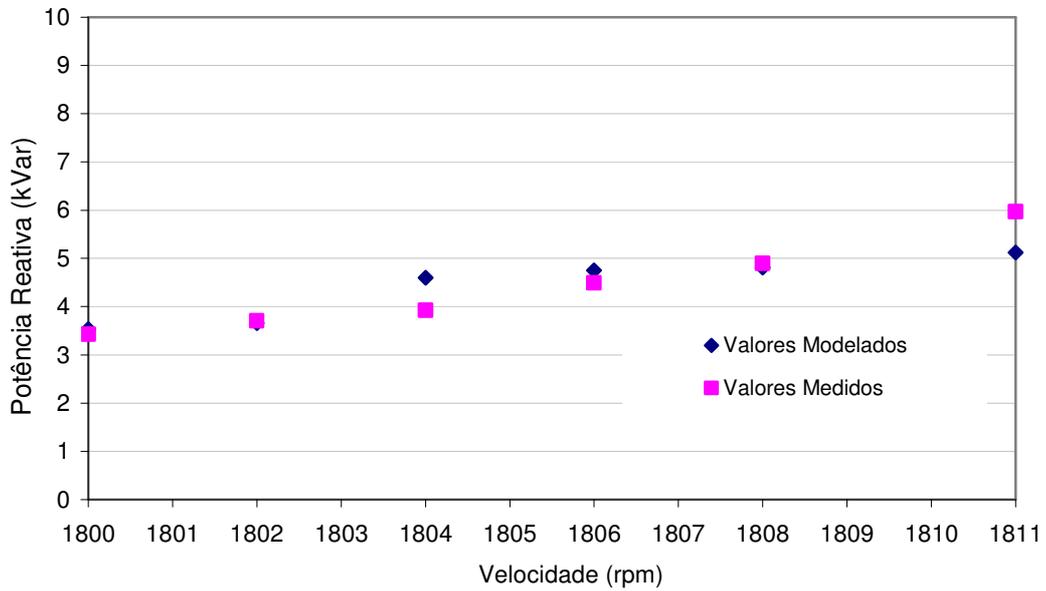


Figura 76 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência reativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 60µF.

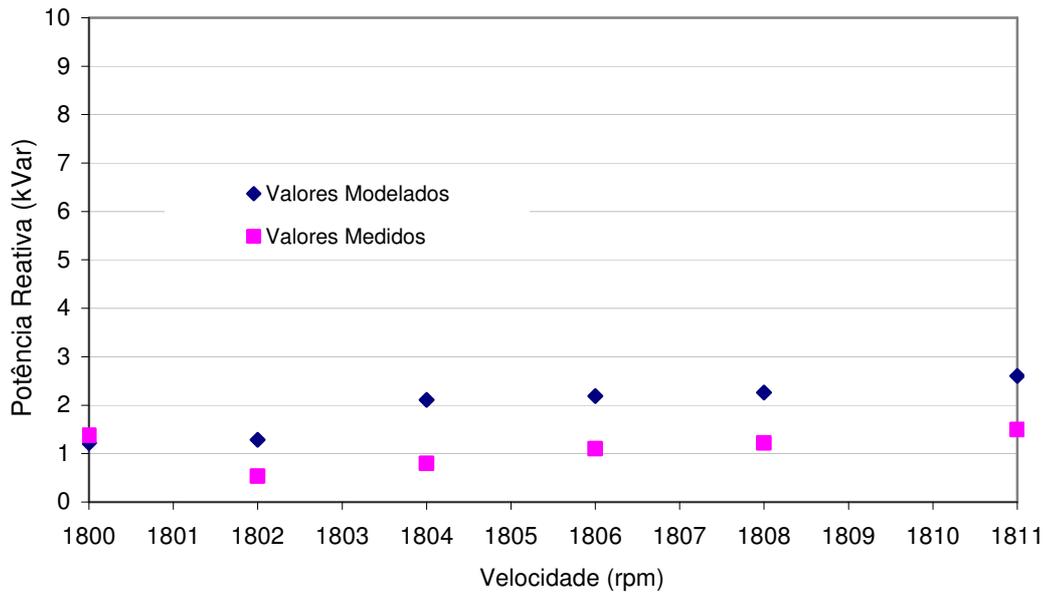


Figura 77 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência reativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 105µF.

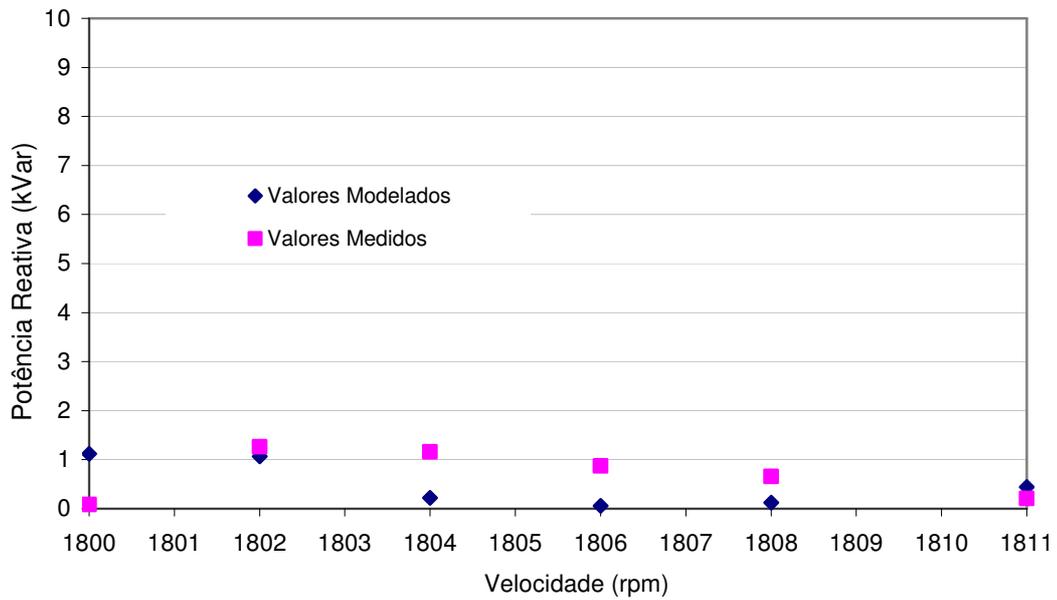


Figura 78 – Comparação entre valores modelados e experimentais da potência reativa do gerador de indução interligado à rede de distribuição com banco de capacitores de 150µF.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Um dos focos desse trabalho foi o de fazer uma revisão das propriedades da máquina de indução operando como gerador de energia elétrica em paralelo com a rede de distribuição, objetivando investigar as normas e requisitos mínimos exigidos, como também, caracterizar e modelar as grandezas elétricas envolvidas e compará-las com valores de testes experimentais. Referente às normas e requisitos para geração distribuída, vale salientar que estas foram recentemente concluídas pela ANEEL (janeiro de 2010), necessitando ser amplamente discutidas pela sociedade. Alguns dos pontos a ser debatidos é a simplificação dos requisitos mínimos de proteção exigidos pelas concessionárias distribuidoras de energia para operação interligada a rede de distribuição.

A respeito do gerador de indução, um dos fatores limitantes da potência é justamente a elevação de temperatura nos seus enrolamentos. Esta temperatura é função da corrente de carga da máquina (SANTOS, 2003). Na máquina de indução operando como gerador interligado a rede de distribuição, esta corrente é proporcional ao acréscimo da velocidade sobre síncrona imposta pela máquina primária. A estimativa da potência entregue pelo gerador de indução é de considerável relevância, pois as informações fornecidas pelos fabricantes resumem-se apenas à operação como motor. Analisada no capítulo 4, o modelamento realizado a partir do circuito equivalente contribui de forma significativa nos resultados para potência reativa, predizendo quais valores de capacitância que um banco de capacitores deve possuir para contrabalancear determinada potência reativa envolvida na magnetização do núcleo da máquina. Entretanto, os valores de fator de potência e potência ativa estimados, quando comparados com os resultados experimentais, divergem com o aumento da velocidade sobre síncrona, podendo, futuramente, ser realizado um estudo sobre esta divergência.

Como continuação do trabalho realizado, os ensaios com a máquina de indução operando isoladamente seriam realizados como complemento aos ensaios de campo já efetuados. Desta forma, um estudo sobre a regulação do valor da tensão gerada poderia ser realizado. As figuras 79, 80, 81, 82 e 83 ilustram cinco métodos que, dentro os quais, poderiam ser estudados:

- Método Capacitor Série;

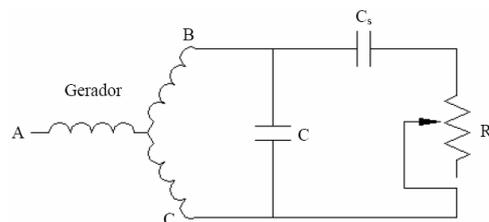


Figura 79 – Regulação de tensão do gerador de indução através de um capacitor série (CHAPALLAZ, 1992).

- Método dos Capacitores Chaveados;

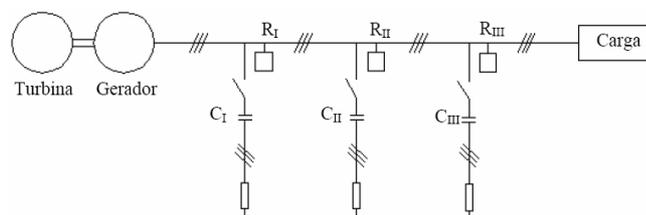


Figura 80 – Esquema de controle de tensão por meio de capacitores chaveados (CHAPALLAZ, 1992).

- Método do Controlador de Carga;

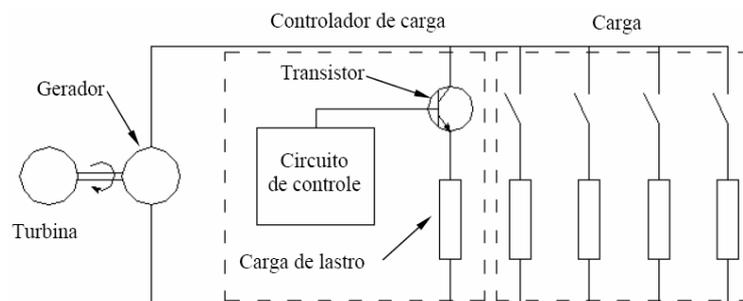


Figura 81 – Diagrama simplificado de um controlador eletrônico de carga (CHAPALLAZ, 1992).

- Método do Reator Saturado;

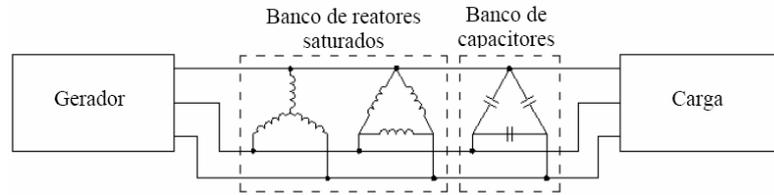


Figura 82 – Reatores saturados ligados em delta-estrela (CHAPALLAZ, 1992).

- Método do Indutor Controlado por Tiristores;

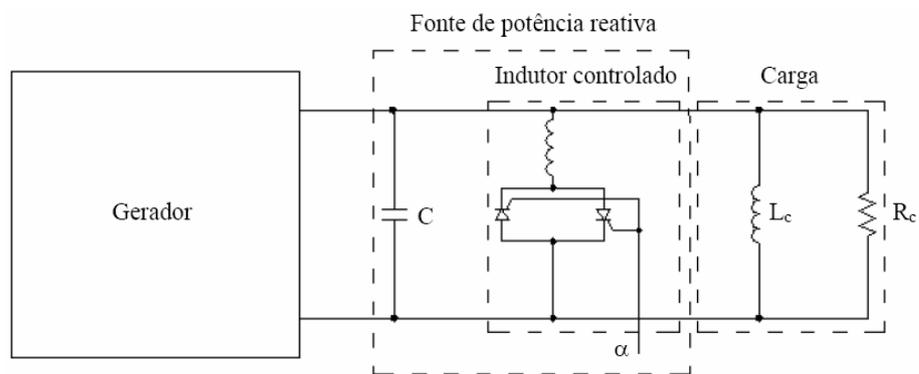


Figura 83 – Método do indutor controlado (CHAPALLAZ, 1992).

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução ANEEL 345/2008 e 395/2009**. Aprova os procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 1 fev. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução ANEEL nº 265, de 10 de junho de 2003**. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 1 fev. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução ANEEL nº 112, de 18 de Maio de 1999**. Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 1 fev. 2010.

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. **ANSI/IEEE Std 112**: standard test procedure for polyphase induction motors and generators. New York, 1984.
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5383-1**: máquinas elétricas girantes: parte 1: motores de indução trifásicos: ensaios. Rio de Janeiro, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7094**: máquinas elétricas girantes: motores de indução: especificação. Rio de Janeiro, 2003.

BOLDEA, I. **Variable speed generators**. [S.l.]: CRC Press LLC, 2006.

BOLDEA, I.; NASAR S. A. **The induction machine handbook**. [S.l.]: CRC Press LLC, 2002.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A (CELESC). **Ligação de economizador de energia elétrica movido a biogás produzido em biodigestor**. [S.l.], 01 dez. 2004.

CHAPALLAZ, J. et al. **Manual on induction motors used as generators**. Braunschweig: Deutsches Zentrum für Entwicklungstechnologien-Gate, 1992. (Mhpg series harnessing water power on a small scale; v.10).

CHAPMAN, S. **Electric machinery fundamentals**. [S.l.]: McGrawHill, 1991.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). **Conexão de geradores assíncronos de pequeno porte em paralelo com o sistema de distribuição**. [S.l.], nov. 2005.

FARRET F. A.; SIMÕES M. G. **Integration of alternative sources of energy**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2006.

FITZGERALD, A. E. et al. **Máquinas elétricas**. 6. ed. New York: McGrawHill, 2003.

FLORES FILHO, A. F.; NASCIMENTO, C. S. C. A method to determine the capacitance required by the operation of a grid-connected induction generator. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES, 19., 2010, Rome. Trabalho aceito.

FLORES FILHO, A. F.; NASCIMENTO, C. S. C. Analysis of steady state operation of an induction generator. In: MMM-INTERMAG CONFERENCE, 2010, Washington. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2010.

GRILO, A. P. et al. An analytical method for analysis of large-disturbance stability of induction generators. **IEEE Transactions On Power Systems**, [S.l.], v.22, n.4, p. 1861-1869, Nov. 2007

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **Geração distribuída: um negócio e um complemento a geração descentralizada**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/down_loads/forum/Relatorio%20GD.zip>. Acesso em: 30 jun. 2008.

MOTORES WEG. **Motores elétricos de corrente alternada**: especificação. 2008. Disponível em: <<http://www.weg.net/br>>. Acesso em: 30 mar. 2008.

RIO GRANDE ENERGIA (RGE). **Acesso a geradores de indução: utilizando biogás e de micro-aproveitamento hidrelétrico ao sistema de média e baixa tensão da RGE**. [S.l.], jan. 2006.

RONDINA J. M. **Geração distribuída utilizando micro-centrais hidroelétricas com tecnologia assíncrona.** 2007. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007.

SANTOS, S. R. **Proposta para implantação de micro-centrais hidrelétricas automatizadas com o emprego de geradores assíncronos.** 2003. 114 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2003.

SIMÕES, M. G.; FARRET F. A. **Alternative energy systems.** [S.l.]: CRC Press LLC, 2008.

WALMIR, F. et al. Comparative analysis between synchronous generators and induction generators with squirrel cage rotor for application in distributed generation. **Sociedade Brasileira de Automática**, v.16, n.3, p. 332 – 344, 2005.

YOKOGAWA. **Digital power meter:** user's manual: I253620-01E: WT1030/WT1030M: 1st ed. Tokio, 1996.

ANEXO:

Calibração para Medição de Conjugado.

APÊNDICE: CALIBRAÇÃO PARA MEDIÇÃO DE CONJUGADO

APRESENTAÇÃO

Este apêndice apresenta os procedimentos realizados para calibração e medição dos valores de conjugado obtidos com o torquímetro T30FN de 100N.m do fabricante HBM. Devido à desatualização de dados e da curva de calibração deste equipamento de medição, resolveu-se montar uma bancada de testes. A intenção é comparar os valores medidos de conjugado, apurados durante os ensaios de campo da máquina de indução do grupo gerador, com valores obtidos de um torquímetro escolhido como padrão.

Desta forma, optou-se pela realização da calibração estática por ser mais simples que a calibração dinâmica. Assim, assume-se a classe de exatidão do equipamento padrão para as medidas efetuadas de conjugado apresentados nesta dissertação.

TORQUÍMETRO UTILIZADO COMO PADRÃO

O torquímetro escolhido como padrão é o T22 da marca HBM. As principais características de operação são citadas na tabela 1, a figura 1 ilustra este torquímetro.



Figura 1 – Torquímetro modelo T22 marca HBM.

Tabela 1 – Principais características do torquímetro escolhido como padrão.

Características	Torquímetro T22 - HBM
Conjugado nominal (N.m)	100
Sinal de saída em tensão (V)	-5,+5
Sensibilidade e tolerância referente ao sinal de saída	$\pm 0,2\%$

BANCADA DE CALIBRAÇÃO ESTÁTICA

A concepção estrutural e mecânica do projeto da bancada foi desenvolvida pelo técnico Júlio Moreira do LMEAE. O princípio de funcionamento está em acoplar os eixos dos torquímetros (padrão e de aferição), travar mecanicamente a ponta de um deles e aplicar um conjugado de forma suave na outra. Assim, como o sinal de saída de ambos torquímetros é medido em tensão, utilizam-se dois multímetros modelo 3478a da marca HP para comparar estes valores de tensões. Uma foto da bancada é apresentada na figura 2.

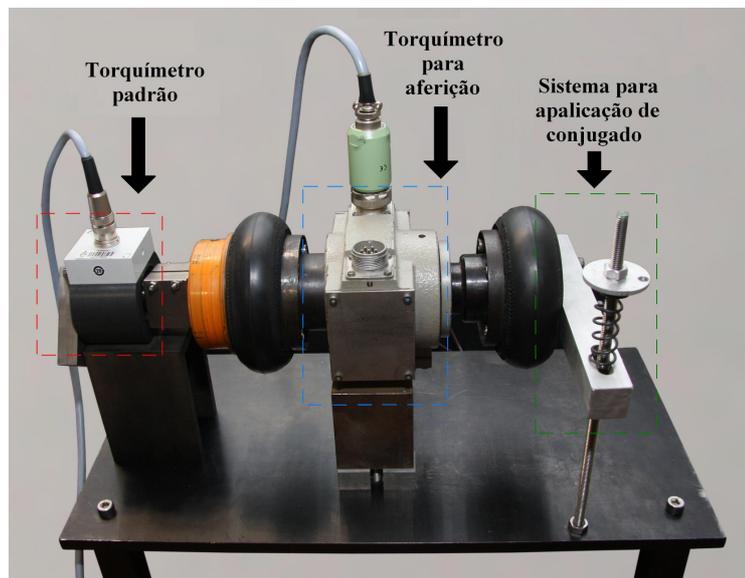


Figura 2 – Bancada de calibração estática para transdutores de torque (torquímetros).

PROCEDIMENTO E RESULTADOS

A tabela 2 mostra os valores de conjugado obtidos dinamicamente nos ensaios com o grupo gerador acoplado a rede de distribuição.

Tabela 2 – Valores medidos nos ensaios com o grupo gerador.

Velocidade (rpm)	Torquímetro HBM - T30FN
	Sinal de saída (V)
1800	0,053
1802	0,648
1804	1,231
1806	1,748
1808	2,377
1811	3,291

Em seguida, o torquímetro T30FN é instalado na bancada de calibração estática, acoplado ao torquímetro T22, aplicado conjugado e efetuado as medições. A tabela 3 mostra os resultados alcançados após estes procedimentos.

Tabela 3 – Resultados da calibração estática.

Resultados da comparação entre os sinais de saída dos torquímetros HBM	
T30FN (V)	T22 (V)
0,053	0,010
0,648	0,377
1,231	0,747
1,748	1,082
2,377	1,487
3,291	2,075

Assim, os valores de medidos pelo torquímetro T22, na calibração estática, são os resultados de conjugado atribuídos as velocidades medidas nos ensaios com o grupo gerador. A tabela 4 apresenta os valores de conjugado referente às velocidades inicialmente medidas.

Tabela 4 – Valores de conjugado referidos aos valores velocidades .

Velocidade (rpm)	Torquímetro HBM – T22	Conjugado (N.m)
	Sinal de saída (V)	
1800	0,010	0,20
1802	0,012	7,54
1804	0,383	14,94
1806	0,544	21,64
1808	0,744	29,74
1811	1,040	41,50