

VICTOR CARRIBEIRO BOCATO

**A utilização de bomba hidráulica funcionando como turbina
acoplada a gerador de indução para alimentação de sistemas
auxiliares em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)**

São Paulo
2013

VICTOR CARRIBEIRO BOCATO

**A utilização de bomba hidráulica funcionando como turbina
acoplada a gerador de indução para alimentação de sistemas
auxiliares em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do certificado de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Orientador: Prof. Ivan Eduardo Chabu

São Paulo
2013

VICTOR CARRIBEIRO BOCATO

**A utilização de bomba hidráulica funcionando como turbina
acoplada a gerador de indução para alimentação de sistemas
auxiliares em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do certificado de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Área de Concentração:
PECE- Programa de Educação Continuada

Orientador: Prof. Ivan Eduardo Chabu

São Paulo
2013

FICHA CATALOGRÁFICA

Bocato, Victor Carribeiro

A utilização de bomba hidráulica funcionando como turbina acoplada a gerador de indução para alimentação de sistemas auxiliares em pequenas centrais hidrelétricas (PCH) / V.C. Bocato. – São Paulo, 2013.

93 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Bombas hidráulicas 2.Turbinas 3.Gerador de indução 4.Máquinas elétricas I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho á minha esposa e meus filhos, que me dão alento e motivação para seguir em frente e a meu pai pelo incentivo e conselhos.

AGRADECIMENTOS

Ao professor **Ivan Eduardo Chabu**, pela orientação e pelo constante estímulo transmitido durante todo o trabalho.

Aos amigos de sala, pela partilha de conhecimento e a todos que colaboraram direta ou indiretamente, na execução deste trabalho.

“Vendo o mundo além das aparências, vemos opressores e oprimidos em todas as sociedades, etnias, gêneros, classes e castas, vemos o mundo injusto e cruel. Temos a obrigação de inventar outro mundo porque sabemos que o outro mundo é possível. Mas cabe a nós construí-lo com nossas mãos e entrando em cena, no palco e na vida{...} atores somos todos nós, e cidadão não é aquele que vive em sociedade: é aquele que a transforma!”

Augusto Boal (1931 – 2009)

RESUMO

O Gerador de Indução torna-se interessante economicamente pelo seu baixo valor agregado em relação ao Gerador Síncrono, utilizando como turbina uma bomba centrífuga (BFT) que também tem um baixo valor agregado perante as turbinas usuais. Este tipo de sistema tem boa funcionalidade em pequenas potências, neste caso para alimentação dos sistemas auxiliares de uma PCH (Pequena Central Hidrelétrica), sendo esta considerada geradora de contingência conforme Resolução Normativa 420 da ANEEL. Este sistema é muito robusto e tem fácil manutenção devido à produção em grande escala do motor e da bomba centrífuga, fazendo com que seu tempo de parada por quebra seja reduzido. Este sistema pode trabalhar não somente de forma isolada mas também paralelo com a rede elétrica necessitando de proteções elétricas e controles para que se evite o “disparo” da bomba centrífuga, continuando assim com um baixo custo de manutenção. O rendimento da bomba centrífuga é maior quando operado como turbina e quanto ao gerador também se consegue obter um bom rendimento. Este foi o objeto de estudo desta monografia. Neste trabalho são apresentadas as características e funcionamento de um motor com rotor de gaiola de esquilo usado como gerador em uma BFT, descrevendo os métodos de pré-seleção existentes e sua construção e verifica o rendimento da bomba quando usada como bomba e a correlação quando operada como turbina, descrevendo suas vantagens quanto ao custo e constatando suas desvantagens e viabilidade como um rotor assíncrono.

Palavras-chave: Gerador de indução, Bomba Funcionando como Turbina, Máquinas elétricas.

ABSTRACT

An Induction Generator becomes economically interesting due to its low cost compared a Synchronous Generator. Using a centrifugal pump as a turbine, which also has a low cost when compared to usual turbines. This type of system has good functionality for small loads, in this case to power the auxiliary systems of a SHP (Small Hydro Power plant), which is considered as generating contingency by ANEEL Normative Resolution 420. This system is very robust and has easy maintenance due to large-scale production of motor and centrifugal pumps, resulting in reduced outage time. This system can not only work in an isolated way but also parallel with the main safeguards and controls in order to avoid the “trigger” of the centrifugal pump, preserving a low maintenance cost. The efficiency of the centrifugal pump is higher when operated as a turbine and the induction generator also presents good performance. This was the subject of study this monograph. This work presents the features and operation of a motor with squirrel cage used as a generator in a SHP, describing existing pre-selection methods and its construction and verifies the pump performance when used as a pump and the correlation when used as turbine, describing their advantages towards cost and noting its drawbacks and viability as asynchronous rotor.

Keywords: Induction generator. Pump working as Turbine. Electrical Machines.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Rotor gaiola de esquilo	24
Figura 2 - Conexões elétricas e mecânicas do rotor de gaiola.....	25
Figura3- Tipos de instalação de turbina Francis mostrando a altura de succão. (Souza et al.,1999).	32
Figura 4- Tubo de succão de BFTs (Chapallaz, 1992).....	47
Figura 5 - Tubo de succão de BFTs (Chapallaz, 1992).....	48
Figura 6 - Abaulamento da pás da BFT (Viana 2012).....	50
Figura 7 - Acabamento na lingueta da carcaça - caixa espiral (Viana, 2012).....	51
Figura 8 - rotor assíncrono.	52
Figura 9 - Produção de um campo magnético girante constante à velocidade síncrona (KOSOW, 2005).....	55
Figura 10 - Campos girantes de 4 a 6 pólos.	57
Figura 11 - Princípio do motor de indução.	58
Figura 12 - Efeitos da carga na velocidade, torque desenvolvido e corrente no rotor (VIANA A. N., 2012).	61
Figura 13 -- Relações fasoriais para motores e geradores de indução.	62
Figura 14 - Rotor tipo gaiola de esquilo.....	64
Figura 15 - Bomba, regulador e gerador de uma BFT.....	65
Figura 16 - Campo magnético girante, adaptado de Cogo et al., (1964).....	66
Figura 17- Gerador assíncrono autoexcitado.	69
Figura 18 - Esquema para controle da tensão por meio de capacitores chaveados, Chapallaz et al. (1990).	85

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1-Coeficientes de vazão e altura de Viana (1987)	30
Gráfico 2 Gráfico de pré-seleção da BFT (adaptado de Chapallaz, 1992).....	33
Gráfico 3- Comparação das curvas da bomba com a BFT na rotação constante (Viana 2012).....	35
Gráfico 4 - Coeficientes de altura de Chapallaz (1992).	36
Gráfico 5-Coefficiente de vazão de Chapallaz.(1992).	37
Gráfico 6 - Coeficiente de cavitação das turbinas, bombas e BFTs (Adaptado de Chapallaz et al., 1992).	37
Gráfico 7 - Características operacionais do motor e do gerador de indução (Chapman, 1991).	68
Gráfico 8 - Processo de excitação do gerador assíncrono, adaptado de Chapallaz et al. (1990).	70
Gráfico 9 - triangulo de potências.....	73
Gráfico 10 - Pré-seleção do motor para ser utilizado como gerador, adaptado Chapallaz et al.(1990).	75
Gráfico 11 - Relação experimental entre sen (\varnothing_g) do gerador e o sen (\varnothing_m) do motor em função da potência nominal adaptado de Chapallaz et al. (1990).....	76
Gráfico 12 - Regulação de tensão do gerador de indução, adaptado de Rezak e Resende (1994).....	81
Gráfico 13 - Regulação de tensão do gerador de indução através de um capacitor em série, adaptado de Basset e Potter (1935).	83
Gráfico 14 - Tensão terminal em função da potência ativa na carga, para diversos fatores de potência, Caldas (1980).	84
Gráfico 15 - Variação da tensão em função da carga, Chapallaz et al. (1990)	86
Gráfico 16 - Reatores saturados ligados em delta-estrela, Caldas (1990).	86
Gráfico 17 - método do indutor controlado (uma fase), caldas (1980).	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Comparação entre os custos dos equipamentos.	30
Tabela 2 - Resultados experimentais de ensaios BFTs (Viana, 1997).	42
Tabela 3 - Relação do número de pares de pólos do motor de indução e sua velocidade síncrona.	Erro! Indicador não definido.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL

Agência Nacional de Energia Elétrica

ASTM

American Society for Testing Materials

AWWA

American Water Works Association

PCH

Pequena Central Hidrelétrica

BFT

Bomba Funcionando como Turbina

BUTU

Abreviatura de bomba funcionando como turbina em espanhol

LISTA DE SÍMBOLOS

σ - Coeficiente de Thoma
H- altura
 H_b - altura da bomba no ponto de melhor rendimento
 H_t - queda da BFT no ponto de melhor rendimento
Hz - hertz
K - coeficiente
 K_A - coeficiente de altura
kVA - quilovolt ampere reativo
kVAcap - quilovolt ampere capacitivo
kVAI - quilovolt ampere indutivo
kW - quilowatt
 n_{el} - rendimento elétrico
 n_m - rendimento do motor de indução
 n - rendimento
P - potência
 P_e - potência de eixo
 P_{el} - potência elétrica
 P_{ap} - potência aparente
 P_{at} - potência ativa
 P_{rt} - potência reativa
Q - vazão
 R_c - resistência da carga
 R_m - resistência do circuito do magnético
 R_r - resistência do circuito do rotor;
Rpm - rotações por minuto
 R_e - resistência do circuito do estator
 R_f - resistência do circuito do rotor
S - escorregamento
 τ_{max} - Tensão máxima aplicada

τ_{adm} - Tensão admissível do material

V – volts

X_m - reatância do circuito magnético

X_1 - reatância do circuito do estator

ω_{cg} – velocidade angular do campo magnético girante do gerador

ω_g – frequência elétrica gerada pela máquina

P - número de pares de pólos do gerador

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	24
1.1 GENERALIDADES	24
1.2 OBJETIVO.....	26
1.3 JUSTIFICATIVA	26
1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	26
1.4.1 PRINCÍPIOS DE OPERAÇÃO DO GERADOR DE INDUÇÃO	27
2 PRINCÍPIO DE BOMBA FUNCIONANDO COMO TURBINA.....	28
2.1 MÉTODO DE VIANA	28
2.2 MÉTODO DE CHAPALLAZ	33
2.3 O MÉTODO DE STEPANOFF	39
2.4 MÉTODO DE WILLIANS.....	40
2.5 A ESCOLHA DA METODOLOGIA	43
2.6 A APLICAÇÃO PRÁTICA DAS BFTs	43
2.6.1 PRESSÃO NA CARCAÇA DA BFT	44
2.6.2 TENSÃO MÁXIMA NO EIXO DA BFT	44
2.6.3 ROTAÇÃO DE DISPARO DA BFT	45
2.6.4 ROTAÇÃO INVERTIDA DA BOMBA	46
2.6.5 MANCAL	46
2.6.6 VEDAÇÃO DO EIXO	46
2.6.7 TUBO DE SUCÇÃO DA BOMBA.....	47
2.6.8 MODIFICAÇÕES PARA A MELHORIA DA BFT	50
2.6.8.1 ABAULAMENTO DAS PÁS NA ENTRADA DO ROTOR DA BFT	50
2.6.8.2 ACABAMENTO NA LINGUETA DA CARCAÇA.....	51
3 GERADOR DE INDUÇÃO (ASSÍNCRONO)	52
3.1 CONSTRUÇÃO	53
3.2 PRODUÇÃO DE UM CAMPO MAGNÉTICO GIRANTE PELA APLICAÇÃO DE TENSÕES ALTERNADAS POLIFÁSICAS AO ENROLAMENTO DA ARMADURA.....	54
3.3 PRINCÍPIO DO MOTOR DE INDUÇÃO.....	57
3.4 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DE UM MOTOR DE INDUÇÃO.....	60
3.5 O GERADOR DE INDUÇÃO	62
4 MODO DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA.....	64
4.1 O FUNCIONAMENTO DO MOTOR E DO GERADOR DE INDUÇÃO	65
4.2 AUTOEXCITAÇÃO DO GERADOR	68
4.3 A VELOCIDADE INFLUENCIANDO NO PROCESSO DE AUTOEXCITAÇÃO DO GERADOR.....	73

4.4 SELEÇÃO DE CAPACITORES E DO GERADOR PARA FOMENTAR A AUTOEXCITAÇÃO	74
4.5 DETERMINANDO A POTÊNCIA ELÉTRICA E O RENDIMENTO DO GERADOR DE INDUÇÃO	79
4.6 REGULANDO A TENSÃO NO GERADOR DE INDUÇÃO.....	81
4.6.1 MÉTODOS DE MELHORIA DA REGULAGEM DA TENSÃO.....	82
4.6.1.1 MÉTODO DE CONTROLE DO CAPACITOR SÉRIE	83
4.6.1.2 MÉTODO DO CAPACITOR CHAVEADO	85
4.6.1.3 MÉTODO DO REATOR SATURADO	86
4.6.1.4 MÉTODOS DO INDUTOR CONTROLADO.....	87
5 CONCLUSÃO	88
6 BIBLIOGRAFIA.....	89
7 ANEXOS	91
ANEXO A - RESOLUÇÃO DA ANEEL	91

1 INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

A utilização de máquinas de indução trifásicas é comumente vista como motor devido a seu baixo custo de implantação, manutenção e controle, além de ser uma máquina robusta exigindo menor tempo de parada. Nesse caso vamos utilizar o motor com rotor em gaiola de esquilo.

O rotor em gaiola de esquilo (Figura 1) é o tipo mais utilizado, constituído de chapas de aço magnético com barras condutoras espaçadas entre si, situadas na circunferência das chapas magnéticas (Figura 2). Tais barras são conectadas tanto elétrica como mecanicamente a anéis condutores nas suas extremidades. Este tipo de formação ajuda a reduzir as vibrações mecânicas e ruídos audíveis. As barras condutoras, ao serem curto circuitadas em suas extremidades através dos anéis formam um objeto parecido com uma gaiola de esquilo, daí o seu nome.

A maioria dos fabricantes de motores de indução utiliza barras de alumínio fundido conjugadas com os anéis de curto circuito em uma peça única. Essa técnica é adotada em praticamente todos os motores de fabricação padronizada, em todo o mundo. Embora o cobre aplicado ao rotor de gaiola tenha a capacidade de minimizar as perdas, o alumínio ainda é a melhor opção pela facilidade de fabricação e menor custo.



Figura 1 - Rotor gaiola de esquilo

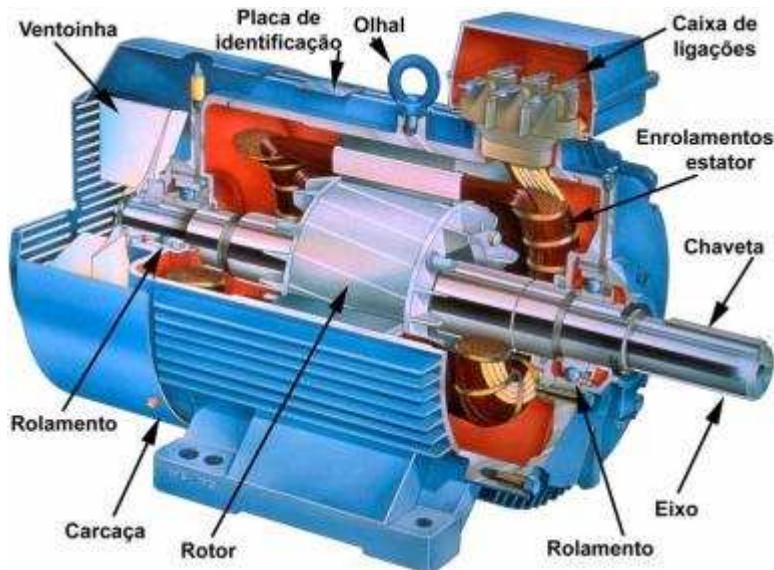


Figura 2 - Conexões elétricas e mecânicas do rotor de gaiola

Bombas centrífugas também são comumente utilizadas em diversas aplicações, variando sua forma construtiva em função do tipo de fluido, vazão e altura manométrica (*mca*). É um equipamento robusto e de baixo custo de manutenção. Necessita de pouco tempo de parada para reparos ou até eventuais substituições devido a sua produção em larga escala.

Considerando o conjunto bomba centrífuga e motor de indução operando em condição reversa, isto é, bomba centrífuga girando em sentido contrário (em relação ao sentido normal como bomba) e consequentemente o motor também, pode-se usar esse equipamento para gerar energia elétrica. A bomba centrífuga passa a funcionar como turbina e o motor passa a funcionar como gerador, podendo operar em sistema isolado ou em paralelo com a rede local.

Outro aspecto a ser considerado é o controle do gerador, para garantir o nível de tensão e frequência dentro dos padrões comerciais adotados. A quantidade de controles para um sistema deste operando isolado é diferente deste sistema operando em paralelo com a rede, influenciando também na quantidade e dimensionamento das proteções da rede elétrica.

1.2 Objetivo

Esta monografia tem como objetivo estudar a utilização do sistema de bomba funcionando como turbina acoplada a gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, para alimentar os sistemas auxiliares de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), devido a ser um equipamento robusto e de baixo custo. Para viabilizar a implantação deste sistema são necessárias algumas limitações de potência não podendo ser superior a 100 kW em condição singela e temos ainda que ter uma referência de rede para que possamos reduzir o custo e quantidade de equipamentos para controle da geração de energia elétrica. Quando em operação isolada é necessário a utilização de métodos para ajuste de tensão.

1.3 Justificativa

Para viabilizar o projeto de uma PCH, tem-se que reduzir ao máximo seu custo. Com a solução de bomba operando como turbina com gerador de indução, podemos enquadrar esta última como “*geradora de contingência*” (ANEEL), sendo este para alimentação dedicada da planta, e por isso não seria necessário o consumo de energia elétrica que pode ser comercializada. Para este funcionamento podemos utilizar o sistema hidráulico de duas maneiras pela vazão ecológica ou executando um conduto forçado direto à turbina a partir da câmara de carga, pois o volume de água necessário é relativamente baixo se comparado com as turbinas principais.

1.4 Revisão Bibliográfica

Esta revisão bibliográfica serviu-se de pesquisas em livros, dissertações, pesquisas na internet. Estas referências compreendem as áreas de máquinas elétricas, sistemas de geração, máquinas hidráulicas e regulação.

1.4.1 Princípios de Operação do Gerador de Indução

Nesta subseção é apresentado o funcionamento de geradores de indução, abordando sua forma construtiva e características elétricas.

Segundo (KOSOW, 2005) o torque da máquina de indução é proporcional ao escorregamento, quanto menor for o escorregamento menor será o seu torque, quando estiver na velocidade síncrona seu torque será igual a zero. Para que o motor de indução atue como gerador de indução é necessário que este tenha um torque e escorregamento negativos, ou seja, tenha uma velocidade maior que a síncrona, onde ele começa a receber uma potência mecânica.

A potência do gerador de indução será entregue ao barramento em função da velocidade do motor estar acima da velocidade síncrona no mesmo sentido de funcionamento do motor, garantindo o torque negativo, isto valendo para qualquer motor de indução. O gerador de indução não é autoexcitado, necessita que seu estator seja alimentado por uma fonte externa polifásica de tensão e frequência nominais a sua geração. Para ocorrer a geração é preciso que se esteja acima da velocidade síncrona e sua fonte externa esteja com a tensão e a frequência firme sem oscilação.

A corrente gerada I_g , tem como uma de suas componentes a corrente de excitação do estator I_m , a qual estará adiantada em função da tensão gerada E_g . Com o aumento do escorregamento negativo tem-se também o aumento da tensão E_g e corrente gerada I_g . Quando com escorregamento próximo de -5%, o torque requerido no seu eixo, bem como a corrente entregue ao sistema elétrico estarão também nos seus valores nominais.

2 PRINCÍPIO DE BOMBA FUNCIONANDO COMO TURBINA

Segundo VIANA (2012) as abordagens e os autores que investigaram o comportamento hidráulico de BFTs, visaram a definição de padrões que possibilitassem a seleção de equipamentos para aplicação prática em centrais hidrelétricas. De maneira geral, todos os trabalhos convergem para os seguintes pontos:

- O rendimento de uma BFT é inferior, ou no máximo, igual ao da bomba funcionando como tal;
 - A BFT deve operar com vazão e queda superiores aos valores nominais da bomba (com a mesma rotação), para se obter o mesmo rendimento.
- (VIANA A. N., 2012)

Há poucos métodos de seleção de BFTs disponíveis até o momento, os quais são:

- Método de Viana (1987)
- Método de Chapallaz et al. (1992)
- Método de Stepanoff e
- Método de Willians

2.1 Método de Viana

Este método, desenvolvido por Viana (1987) consiste na definição da altura e vazão de bombas comerciais para operar em reverso, através da utilização de coeficientes obtidos experimentalmente pelo autor, e nos trabalhos de Kittredge (1961) e BUSE (1981), relacionados à rotação específica N_{qA} da BFT. O método é aplicável para a rotação específica N_{qA} na faixa de 40 a 200, sendo os coeficientes obtidos experimentalmente e atualizados com cerca de 50 bombas.

Dadas à vazão de projeto da turbina Q_t e a altura de queda líquida da turbina H_t obtidas do aproveitamento, calcula-se o N_{qA} , através da equação 2.1:

$$NqA = \frac{103 \cdot N_t \cdot \sqrt{Q_t}}{(H_t \cdot g)} \quad (2.1)$$

Onde:

NqA - rotação específica no sistema internacional;

N_t [rps] - rotação da BFT

Q_t [m^3 / s] – vazão da BFT;

H_t [m] - altura de queda líquida da BFT

g [m/s^2] – aceleração da gravidade;

Utiliza-se inicialmente a rotação N_t de 3600 rpm. Porém se a rotação específica não se encontrar dentro da faixa de 40 a 200, deve-se recalcular o N_{qA} utilizando N_t de 1800 rpm. Com o N_{qA} , determinam-se os coeficientes de altura K_a e vazão Nq . Com estes coeficientes determina-se a altura e vazão da bomba com a equação 2.2.

$$Q_b = K_q \cdot Q_t ; H_b = K_a \cdot H_t \quad (2.2)$$

Com os valores da vazão e altura seleciona-se em gráficos fornecidos pelos fabricantes de bombas, a bomba adequada que irá operar em reverso como turbina. Devido a questões econômicas, as rotações de 3600 rpm e 1800 rpm são prioritariamente adotadas, pois quanto maior a rotação, menor o custo do grupo gerador. (Gráfico 1). A tabela 1 mostra a diferença do custo dos equipamentos.

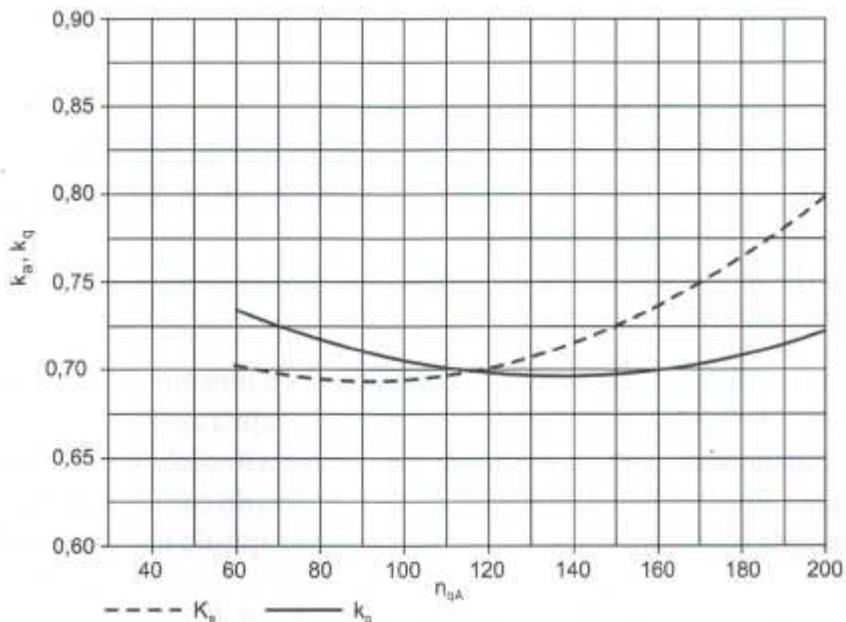


Gráfico 1-Coeficientes de vazão e altura de Viana (1987).

Tabela 1- Comparação entre os custos dos equipamentos.

Grupo Gerador Síncrono	Custo [R\$]	Grupo Gerador Assíncrono	Custo [R\$]
Equipamento	Custo [R\$]	Equipamento	
Turbina Michell-Banki		Turbina centrífuga e acessórios (luva e protetor de acoplamento)	2.930,00
Gerador trifásico, tipo BEL eletrônico, sem escovas, 220V, 1800 rpm, 60Hz, 30kW	5.250,00	Motor Trifásico, 220V, 1800 rpm, 60 Hz, 37kW, adaptado com banco de capacitores	3.220,00
Painel de controle com instrumentos, controlador eletrônico de carga	2.620,00	Painel de controle com instrumentos, controlador eletrônico de carga	2.620,00
Válvula Borboleta	950	Válvula Borboleta	700
Custo total(R\$)	20.600,00	Custo total(R\$)	9.470,00
Custo total (US\$)	8.655,00	Custo total (US\$)¹	3.978,00

Segundo (VIANA A. N., 2012), como as bombas, devido ao fator de escorregamento do motor, operam com rotações menores de 1800 rpm e 3600 rpm,

¹ Cotação do dólar calculada em 07/11/2013 a R\$2,38.

deve-se corrigir a altura e vazão encontradas para a rotação nominal da bomba, com as fórmulas de afinidade, conforme a equação 2.3:

$$Q_{bc} = \frac{N_{bd}}{N_t} \cdot Q_b ; H_{bc} = \left(\frac{N_{bd}}{N_t} \right) 2 \cdot H_b \quad (2.3)$$

Onde:

$Q_{bc}[m^3/s]$ – vazão da bomba corrigida;

$N_{bd}[rpm]$ - rotação nominal da bomba (catálogo do fabricante);

$N_t[rpm]$ - rotação da BFT (preferência 3600 rpm ou 1800 rpm);

$Q_{bc}[m^3 / s]$ - vazão da bomba;

$H_{bc}[m]$ - altura da bomba corrigida;

$H_b[m]$ – altura da bomba.

O rendimento da BFT será considerado o mesmo da bomba no ponto selecionado (retirado do catálogo do fabricante).

Finalmente, para se evitar os efeitos da cavitação, deve-se determinar a altura máxima de sucção da BFT, de acordo com a equação 2.4 abaixo:

$$H_S = H_B - \sigma_t \cdot H = 10 - 0,00122 \cdot A - \sigma_t \cdot H_t \quad (2.4)$$

Onde:

$H_S[m]$ - altura geométrica de sucção;

$H_B[m]$ - altura referente à pressão barométrica ou atmosférica no nível de jusante;

$A[m]$ – altitude local (nível de jusante);

σ_t - coeficiente de Thoma [adimensional]

$H_{bv}[\text{m}]$ - altura da bomba corrigida;

$H_t[\text{m}]$ – altura de queda líquida da turbina

No trabalho de VIANA (1987), o coeficiente de cavitação de Thoma para bombas centrífugas, foi considerado como o da turbina Francis, mostrado na equação 2.5:

$$\sigma_t = 0;025.(1 + 10^{-4} \cdot N_{qA}^2) \rightarrow \text{Turbinas Francis} \quad (2.5)$$

Onde:

σ_t - coeficiente de cavitação de Thoma;

N_{qA} – rotação específica no sistema internacional.

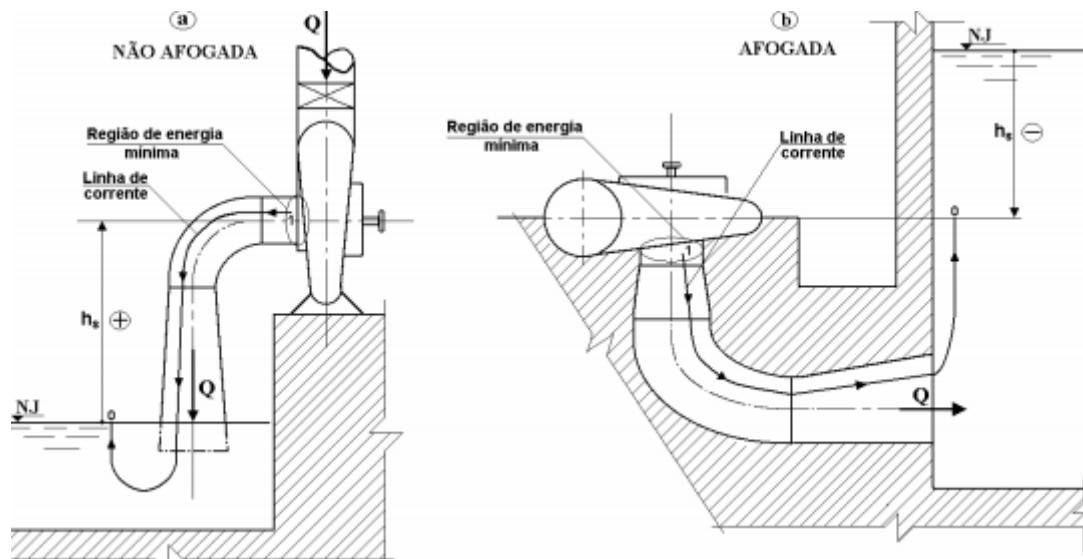


Figura3- Tipos de instalação de turbina Francis mostrando a altura de sucção. (Souza et al.,1999).

2.2 Método de Chapallaz

A bomba é selecionada por Chapallaz et.al (1992) conforme o Gráfico 2. Ele mostra a vazão e a altura da BFT, os tipos de bombas e a potência hidráulica da BFT. Após esta pré-seleção inicia-se o detalhamento da escolha mais adequada para o aproveitamento em questão.

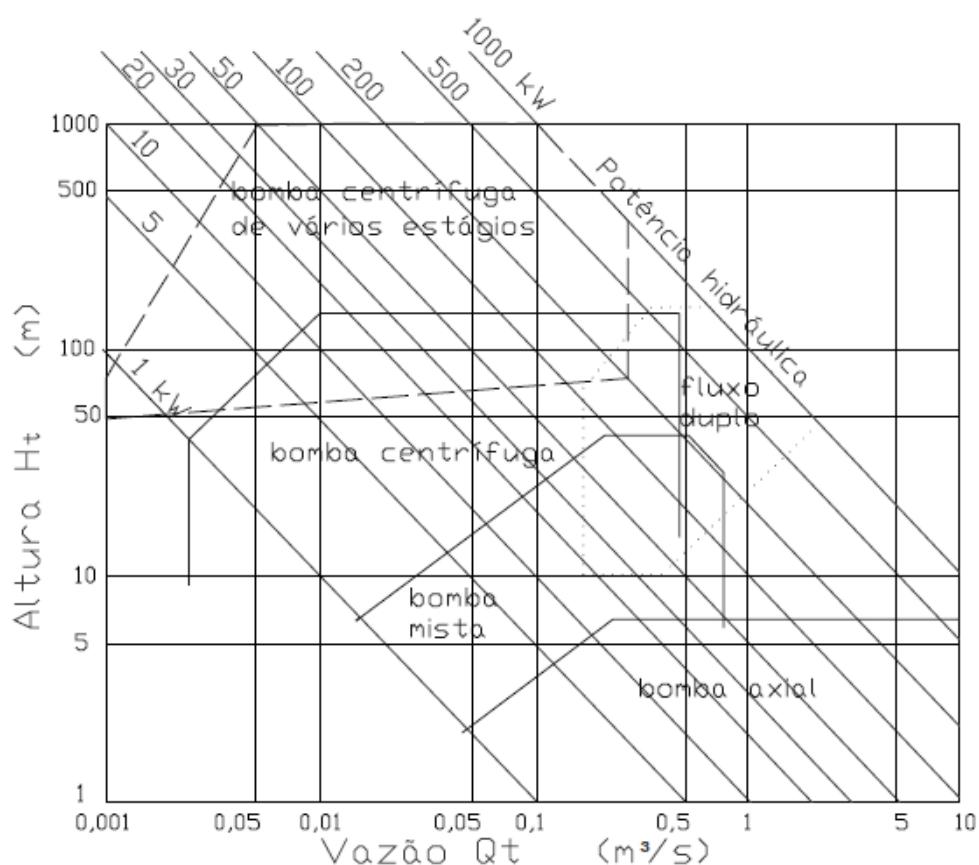


Gráfico 2 Gráfico de pré-seleção da BFT (adaptado de Chapallaz, 1992)

Muito semelhante à de Viana (1987), a metodologia proposta por Chapallaz (1992) torna-se aplicável a uma faixa maior de rotações específicas. Adotando-se a rotação da BFT de 1800 rpm, define-se sua rotação específica N_{qt} no sistema técnico, a equação 2.6.

$$N_{qt} = \frac{N \cdot \sqrt{Q_t}}{(H_t)} \quad (2.6)$$

Onde:

$N_{qt}[\text{rpm}]$ - rotação específica;

$N_i[\text{rpm}]$ – rotação da BFT;

$H_t[m]$ – altura de queda líquida BFT;

$Q_t[m^3/s]$ - vazão da BFT.

Assim como no método de Viana (1987) a rotação de 1800 rpm é adotada por questões econômicas, podendo ser reduzida em função das características do aproveitamento.

Baseado em resultados experimentais é apresentada a rotação específica da bomba em função da rotação específica da BFT na equação 2.7.

$$N_{qb} = \frac{N_{qt}}{(0,89)} \quad (2.7)$$

Onde:

$N_{qb}[\text{rpm}]$ - rotação específica da bomba;

$N_{qt}[\text{rpm}]$ – rotação específica da BFT.

Para uma pré-seleção, estima-se a vazão nominal da bomba Q_{nb} pela equação 2.8.

$$Q_{nb} = \frac{Q_t}{(1,3)} \quad (2.8)$$

Onde:

Q_{nb} [m³/s] - vazão nominal estimada da bomba;

Q_t [m³/s] - vazão da BFT.

Com a vazão nominal da bomba Q_{nb} e sua rotação específica N_{qb} pode-se ver no Gráfico 3 o rendimento da bomba. O Gráfico 4 representa a eficiência máxima da bomba em função da rotação específica e da vazão obtidos experimentalmente. (VIANA 2012).

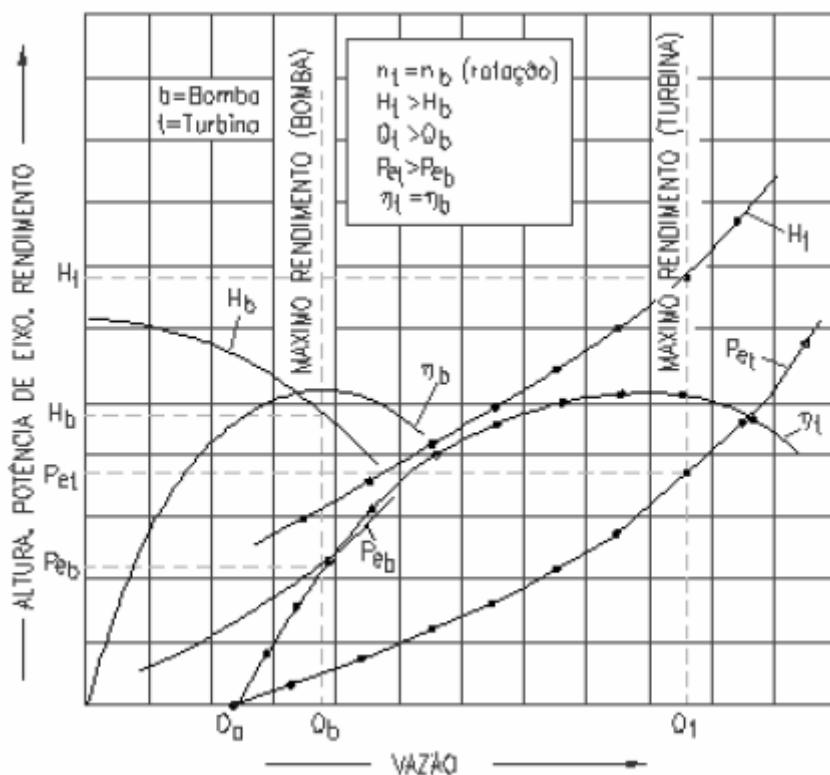


Gráfico 3- Comparaçāo das curvas da bomba com a BFT na rotação constante (Viana 2012).

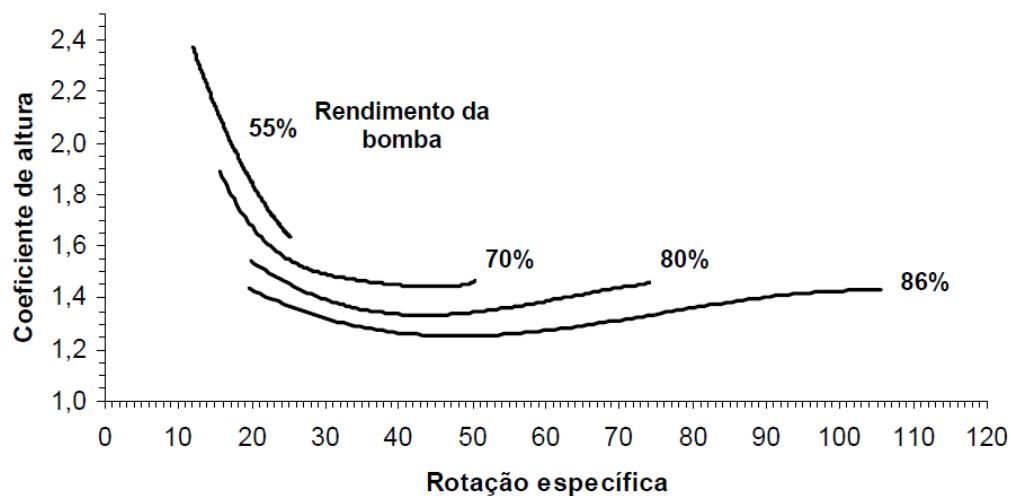


Gráfico 4 - Coeficientes de altura de Chapallaz (1992).

Utilizando-se a N_{qb} e o rendimento estimado no Gráfico 4 interpolam-se nos Gráficos 5 e 6 os coeficientes de altura k_{ac} e vazão k_{qc} , sabendo-se que os coeficientes de Chapallaz são definidos pela equação 2.9, que é o inverso dos coeficientes definidos por Viana.

$$k_{qc} = \frac{Q_t}{Q_b}; k_{ac} = \frac{H_t}{H_b} \quad (2.9)$$

Onde:

K_{qc} - coeficiente de correção da vazão de Chapallaz;

$Q_b[m^3/s]$ - vazão da bomba na rotação constante;

$Q_t[m^3/s]$ - vazão da BFT na rotação constante;

K_{ac} - coeficiente de correção da altura de Chapallaz;

$H_b[m]$ - altura da bomba na rotação constante;

$H_t[m]$ - altura da BFT na rotação constante.

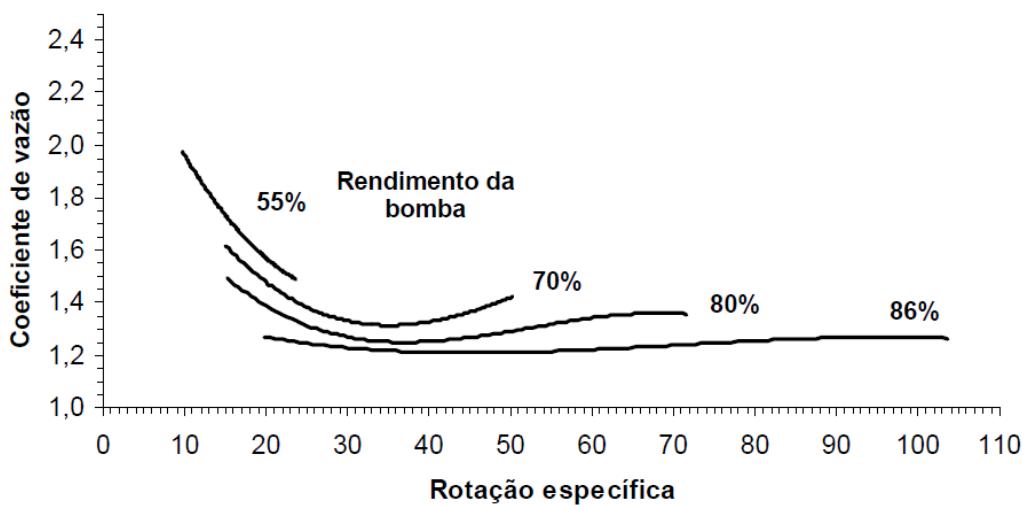


Gráfico 5-Coeficiente de vazão de Chapallaz.(1992).

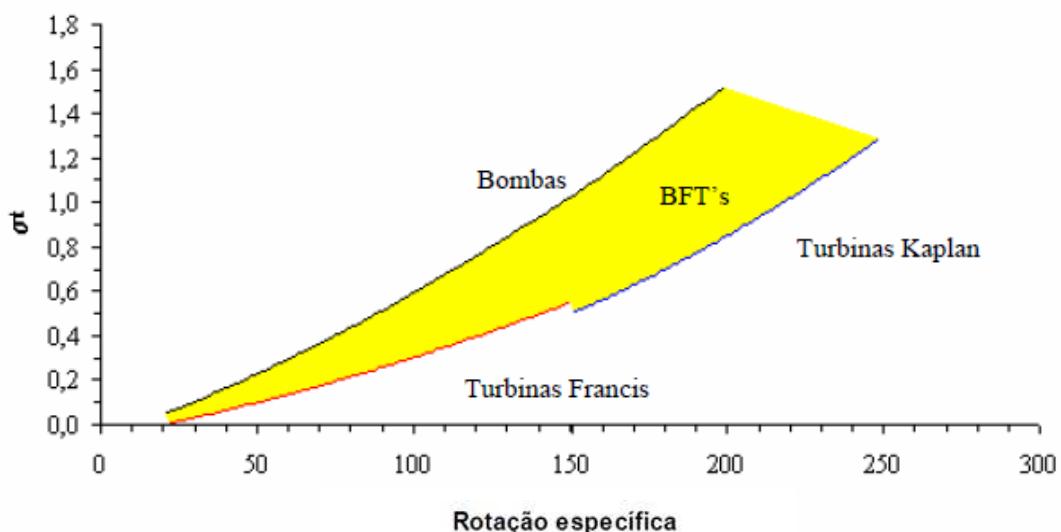


Gráfico 6 - Coeficiente de cavitação das turbinas, bombas e BFTs (Adaptado de Chapallaz et al., 1992).

Das expressões 2.10 temos as relações representadas nas equações 2.11, determina-se a vazão e a altura da bomba.

$$Q_b = \frac{Q_t}{k_{qc}}; H_b = \frac{H_t}{K_{ac}} \quad (2.10)$$

Se for necessário, corrige-se a altura e a vazão estipuladas pelas expressões da equação 2.8 para a rotação nominal da bomba, de acordo com as leis de afinidades.

$$Q_{bc} = \frac{N_{nb}}{N_t} \cdot Q_b; H_{bc} = \left(\frac{N_{nb}}{N_t} \right)^2 \cdot H_b \quad (2.11)$$

Onde:

$Q_{bc}[\text{m}^3/\text{s}]$ - vazão da bomba corrigida;

$N_{nb}[\text{rpm}]$ - rotação nominal da bomba (catálogo do fabricante);

$N_t[\text{rpm}]$ - rotação da BFT (preferência 1800rpm);

$Q_b[\text{m}^3/\text{s}]$ - vazão da bomba;

$H_{bc}[\text{m}]$ - altura da bomba corrigida;

$H_{bm}[\text{m}]$ - altura da bomba.

Com os valores corrigidos, obtém-se no gráfico do fabricante o rendimento real da BFT, considerado igual ao da bomba no ponto determinado.

Finalmente, para se evitar os efeitos da cavitação, deve-se determinar a altura máxima de succão da BFT, de acordo com a equação 2.12.

$$H_s = H_b - \sigma_t \cdot H = 10 - 0,00122 \cdot A - \sigma_t \cdot H \quad (2.12)$$

Onde:

$H_s[\text{m}]$ - altura geométrica de succão;

$H_b[\text{m}]$ - altura referente à pressão barométrica ou atmosférica no nível de jusante;

$A[m]$ - altitude local (nível de jusante);

σ_t – coeficiente de Thoma;

$H[m]$ - altura de queda líquida da turbina.

2.3 O método de Stepanoff

De acordo com Stepanoff, a vazão e a queda de BFTs atendem as seguintes relações mostradas nas equações 2.13 e 2.14.:

$$H_{nt} = \frac{H_{nb}}{n_{nb}} \quad (2.13)$$

$$Q_{nt} = \frac{Q_{nb}}{\sqrt{(n_{nb})^2}} \quad (2.14)$$

Onde:

$H_{nt}[m]$ - queda nominal da BFT;

$H_{nb}[m]$ - queda nominal da bomba;

n_{nb} - rendimento nominal da bomba;

$Q_{nt}[m^3/s]$ - vazão nominal da BFT;

$Q_{nb}[m^3/s]$ - vazão nominal da bomba.

O termo nominal diz respeito aos pontos de maior eficiência. Ensaios mais recentes demonstram que as relações de Stepanoff (1962) apresentam grandes discrepâncias, não devendo ser utilizadas em projetos (Chapallaz et al., 1992)

Um outro método empírico é citado por Chapallaz et al., (1992) experimentalmente desenvolvido no México, denominado BUTU (Abreviação em espanhol para bomba funcionando como turbina), onde as relações entre potências de bombas funcionando como bombas e turbinas foram correlacionadas, delineando as equações 2.15, 2.16 e 2.17.

$$\frac{P_{hnb}}{p_{hnt}} = (2 \cdot n_{nb})^{9,5} + 0,205 \quad (2.15)$$

$$\frac{H_{nb}}{H_{nt}} = (0,85 \cdot n_{nb})^5 + 0,385 \quad (2.16)$$

$$n_{nt} = n_{nb} - 3 \quad (2.17)$$

Onde:

P_{hnb} [W] – potência hidráulica nominal da bomba;

P_{hnt} [W] – potência hidráulica nominal da BFT;

n_{nt} - rendimento nominal da BFT;

n_{nb} - rendimento nominal da bomba.

2.4 Método de Willians

Desenvolvido na Índia, Willians (2003) apresenta uma metodologia mais simples para a seleção de BFTs. Este conceito foi denominado “Área Ratio” que relaciona a performance do rendimento da BFT sendo usada como bomba e como turbina, baseando-se em relações geométricas da BFT e em características da área de escoamento. Uma vez que o desempenho em modo turbina se iguala ao rendimento máximo operando como bomba, desde que obedecidas as condições relacionadas abaixo na equação 2.18.

$$Q_t = \frac{Q_{pmrb}}{(n_{bmax})^{0,8}} \quad (2.18)$$

Onde:

Q_t [m³/s] - vazão da BFT;

Q_{pmrb} [m³/s] - vazão da bomba no ponto de melhor rendimento;

n_{bmax} - rendimento máximo da bomba.

Estas quatro metodologias são baseadas na relação entre os parâmetros hidráulicos (vazão e queda) e o rendimento de bombas e BFTs. Kittredge em 1961 iniciou a pesquisa em torno da influência da rotação específica sobre a eficiência de BFTs, sendo este tema de estudo desenvolvido posteriormente por Shafer e Agostinelli (1981), Bonadé (ca.1980). Segundo ele “[...] na operação da bomba centrífuga como turbina na mesma rotação, a vazão e altura aumentam com relação ao funcionamento como bomba, para se obter o mesmo rendimento”. Segundo Viana, a comparação entre os resultados de Shafer e Agostinelli (1981) com os de Bonadé (1987) mostram que o aumento da altura e da vazão é função do tipo de bomba, ou ainda, da rotação específica.

Viana (1987) foi o pioneiro nos estudos de BFTs no Brasil. Não somente funcionando como bomba, mas também como turbinas, ele fez ensaios a 1400rpm e 1600rpm buscando obter coeficientes de ajuste de vazão e queda nos mesmos moldes dos trabalhos de BUSE (1891), Bonadé (1981) e Kittredge (1961). Conforme as equações abaixo, os coeficientes foram obtidos da correlação entre vazão e altura/queda nos pontos de melhor rendimento, tanto de bomba quanto de BFTs:

$$K_a = \frac{H_b}{H_t}$$

$$K_q = \frac{Q_b}{Q_t} \quad (2.19)$$

Onde:

K_a – coeficiente de altura/queda;

$H_b[m]$ – altura da bomba no ponto de melhor rendimento;

$H_t[m]$ – queda da BFT no ponto de melhor rendimento;

K_q – coeficiente de vazão;

$Q_b[m^3/s]$ – vazão da bomba no ponto de melhor rendimento;

$Q_t[m^3/s]$ – vazão da BFT no ponto de melhor rendimento.

Conforme Viana (1987) a tabela 2 mostra a comparação dos resultados dos experimentos dos autores citados. Nos ensaios de Viana (1987) o ponto de melhor rendimento da bomba apresentou uma eficiência de 65% (para 1600 rpm), já o rendimento para BFT a 1400 rpm foi de 72%.

Tabela 2 - Resultados experimentais de ensaios BFTs (Viana, 1997).

Parâmetros	Buse	Viana - 1400 rpm	Viana - 1650 rpm	Bonadé	Kittredge
n_{m} (bomba)	75,000	138,000	138,000	180,000	195,000
n_{m} (turbina)	64,000	88,000	95,000	-	187,000
k_s	0,704	0,629	0,526	0,741	0,700
k_q	0,807	0,873	0,816	0,714	0,641

2.5 A Escolha da Metodologia

Pelos métodos apresentados para a escolha da BFT, os que apresentaram melhores condições de aplicação foram os métodos de Viana e Chapallaz, pois já consideraram bombas com rotações mais usuais e também fatores de correção para altura, vazão e cavitação. Com esses fatores de correção é possível o melhor dimensionamento do equipamento para a demanda solicitada.

2.6 A Aplicação Prática das BFTs

O sub dimensionamento da bomba em relação aos parâmetros do aproveitamento para funcionar como turbina é o fator primordial na construção de uma BFT. Para que um equipamento com características padronizadas comercialmente possa operar sem nenhuma alteração em sua estrutura, algumas verificações e artifícios devem ser utilizados a fim de suprir a ausência do sistema de regulação de velocidade. As principais verificações para a utilização prática de BFTs propostas por Viana (1987) e Chapallaz (1992) são:

- Pressão na carcaça da BFT
- Tensão máxima no eixo da BFT
- Rotação de disparo da BFT
- Rotação invertida da bomba
- Mancal
- Vedação do eixo
- Tubo de succão da bomba
- Modificações para a melhoria da BFT

2.6.1 Pressão na carcaça da BFT

A pressão que a carcaça da bomba vai ser submetida é o primeiro item a ser verificado, devido ao aumento da altura. A máxima pressão da BFT deve obedecer à seguinte 2.20 conforme Viana (2012).

$$p_{maxt} \leq 1,5 \cdot p_{maxb} \quad (2.20)$$

Onde:

P_{maxt} [N/m²] – pressão máxima admissível na BFT;

P_{maxb} [N/m²] – pressão máxima da bomba.

2.6.2 Tensão Máxima no Eixo da BFT

A operação da BFT implica em um aumento de sua potência de eixo, quando comparado ao funcionamento como bomba. Por isso Viana (1987) propõe a verificação da máxima solicitação do eixo através da equação 2.21:

$$\tau_{max} \leq \tau_{adm} \quad (2.21)$$

Onde:

τ_{max} [N/m²] - tensão máxima aplicada no eixo;

τ_{adm} [N/m²] - tensão admissível do material do eixo.

A tensão máxima aplicada ao eixo pode ser calculada pela equação 2.22:

$$\tau_{max} = 0,81 \cdot \frac{P_e}{(N_t \cdot D_e)^3} \quad (2.22)$$

Onde:

τ_{max} [N/m²] - tensão máxima aplicada no eixo;

P_e [W] - potência do eixo da BFT;

N_t [rpm] - rotação da BFT;

D_e [m] - diâmetro do eixo da BFT.

2.6.3 Rotação de disparo da BFT

Também deve ser verificada a rotação de disparo da BFT, pois a bomba é projetada para operar em uma determinada rotação que, se for superada, poderá causar danos no equipamento girante. A equação 2.23, que foi obtida experimentalmente, (Viana, 1987) permite o cálculo da rotação de disparo.

$$N_{dt} \leq 1,53N_{nb} \quad (2.23)$$

Onde:

N_{dt} [rpm] – rotação de disparo da BFT;

N_{nb} [rpm] – rotação nominal da bomba.

2.6.4 Rotação invertida da bomba

Deve-se verificar, ao inverter a rotação, a fixação do rotor no eixo. O sentido da rosca do eixo foi projetado para a bomba girar ao contrário da rosca. Assim, a rosca do eixo deverá ser refeita para a nova situação.

Ainda que o eixo possua chaveta, por uma questão de segurança é aconselhável colocar parafuso e contra porca para garantir a fixação.

2.6.5 Mancal

Mancal é uma parte da estrutura mecânica destinada a comportar um eixo (móvel ou fixo). Os mancais que sustentam eixos móveis, são dotados de partes móveis que ajudam estes a realizarem suas tarefas.

Deve-se conferir se o mancal pode operar com a rotação invertida. Normalmente os mancais das bombas horizontais são os de rolamento lubrificados a óleo. Esses mancais podem operar com rotação invertida (Viana, 2012).

2.6.6 Vedação do Eixo

O eixo precisa ser vedado de preferência com anéis de gaxeta ao invés de selo mecânico. O selo mecânico pode ser usado, porém o fabricante deverá ser consultado com relação ao sentido de rotação. Alguns selos só podem girar em um sentido.

2.6.7 Tubo de Sucção da Bomba

Por possuir um tudo de sucção cilíndrico, a bomba a ser usada como turbina deverá ser acoplada a um tubo de sucção tronco cônicoo a ser construído. Isto permitirá que o escoamento atinja o nível de jusante² de maneira uniforme e a recuperação de parte da energia cinética da água que deixa o rotor.

Segundo Viana (2012) o comprimento do tubo de sucção deve ser estimado em função do arranjo da casa de força e da altura máxima de sucção, mas podem ser utilizadas as sugestões apresentadas na Figura 4 para a construção em função do diâmetro D do flange de saída da BFT.

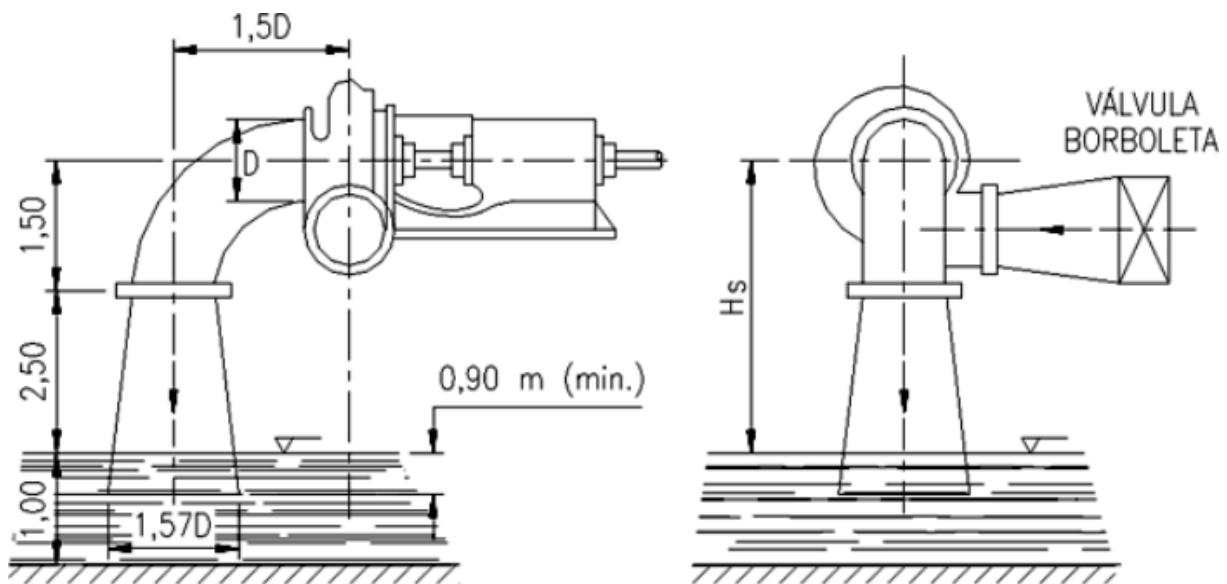


Figura 4- Tubo de sucção de BFTs (Chapallaz, 1992).

Para um dimensionamento econômico do tudo de sucção, é proposto por Chapallaz et al.(1992) a relação conforme a Figura 5.

$$v_{4a} = \sqrt{2 \cdot g \cdot 0,05 \cdot H_t} \quad (2.24)$$

²Em hidráulica, jusante é todo ponto referencial ou seção de rio compreendido entre o observador e a foz de um curso d'água.

$$v_{4b} = \sqrt{2 \cdot g \cdot f_q \cdot H_t} \quad (2.25)$$

Onde:

v_{4a} [m/s] – velocidade de saída do tubo de sucção para altas quedas ($N_{qt}<20$);

v_{4b} [m/s] – velocidade de saída do tubo de sucção para quedas menores ($N_{qt}>20$);

g [m/s²] - aceleração da gravidade;

f_q - fator de queda, variando de 0,01 a 0,03;

H_t [m] - altura de queda líquida da BFT.

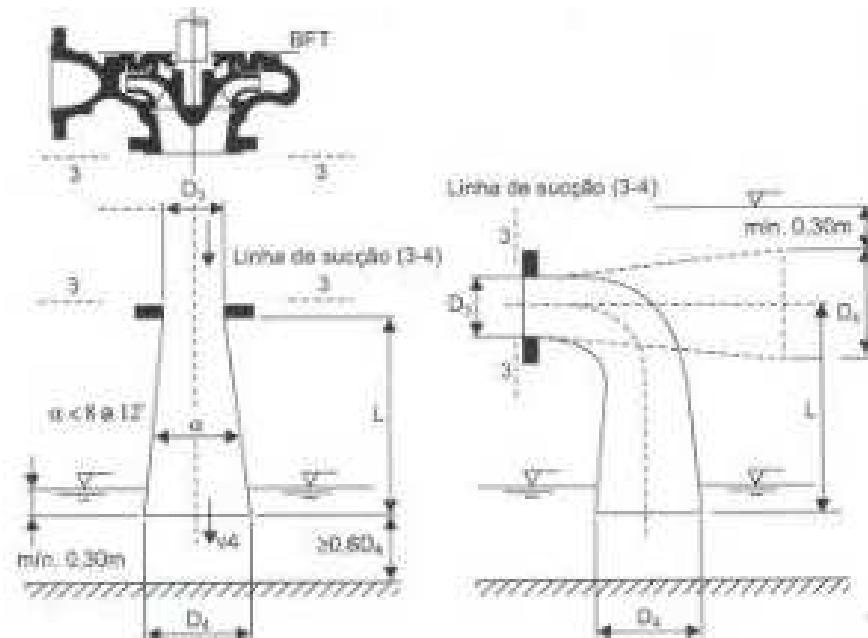


Figura 5 - Tubo de sucção de BFTs (Chapallaz, 1992).

$$L \leq 9 \cdot D_3 \quad (2.26)$$

Onde:

$L[m]$ – comprimento do tubo de sucção;

$D_3[m]$ - diâmetro de entrada do tubo de sucção.

$$A_4 \leq 4 \cdot A_3 \quad (2.27)$$

Onde:

$A_4[m^2]$ - área de saída do tubo de sucção;

$A_3[m^2]$ - área de entrada do tubo de sucção.

$$S_{\min} \geq 0,3m \quad (2.28)$$

Onde:

$S_{\min}[m]$ - submersão ou afogamento mínimo do tubo de sucção.

$$F_{\min} \geq 0,6 \cdot D_4 \quad (2.29)$$

Onde:

$F_{\min}[m]$ - distância entre a saída do tubo de sucção e o fundo do canal de fuga.

2.6.8 Modificações para a melhoria da BFT

Devido ao fluxo, podem normalmente ocorrer choques e muitas vezes o rendimento das BFTs pode ficar comprometido, mas há algumas modificações que podem ser feitas a fim de minimizar estes efeitos, como:

- Abaulamento das pás na entrada do rotor da BTF;
- Acabamento na lingueta da carcaça;
- Distância da lingueta e do rotor.

2.6.8.1 Abaulamento das Pás na Entrada do Rotor da BFT

Uma das principais causas da queda do rendimento das BFTs são os choques do escoamento ocasionados pela inversão do fluxo nas BFTs quando comparados a seu funcionamento como bomba. De acordo com Chapallaz et al. (1992) tais efeitos podem ser minimizados através do abaulamento das pás do rotor conforme mostrado na Figura 6.

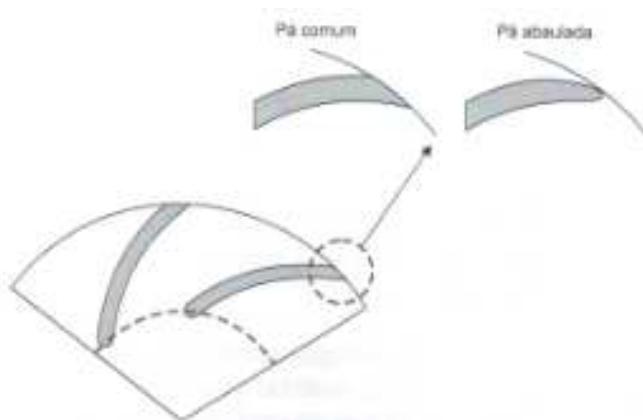


Figura 6 - Abaulamento da pás da BFT (Viana 2012).

2.6.8.2 Acabamento na Lingueta da Carcaça

Na inversão do fluxo, a Figura 7 ilustra uma carcaça em espiral de uma BFT e a lingueta é a menor folga entre a carcaça e o rotor. Segundo Viana (2012) pode-se melhorar a eficiência da BFT dando um acabamento na lingueta mostrado abaixo na Figura 7.

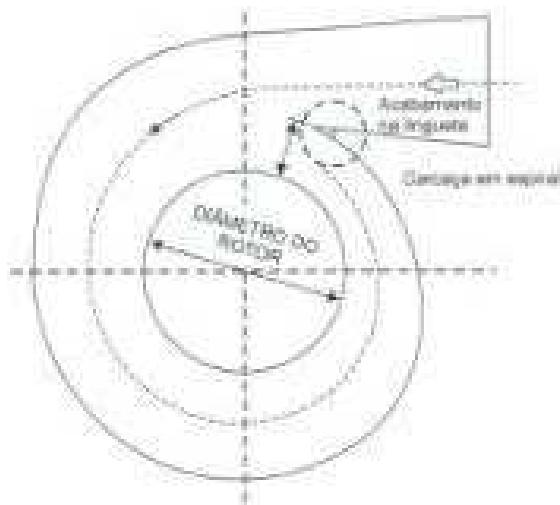


Figura 7 - Acabamento na lingueta da carcaça - caixa espiral (Viana, 2012).

3 GERADOR DE INDUÇÃO (ASSÍNCRONO)

Ao se analisar um gerador, é preciso ter em mente que há dois tipos de máquinas:

- Máquinas síncronas
- Máquinas assíncronas

Máquinas síncronas são aquelas que trabalham sincronizadas com o sistema, ou seja, a rotação de motor é múltiplo da frequência da tensão de alimentação. Uma máquina síncrona é uma máquina de corrente alternada na qual a frequência da tensão induzida e a velocidade possuem uma relação constante. (Figura 8). Este tipo de rotor é usado onde se requer uma rotação exata. Temos como exemplo o torno CN, a mesa de centro de usinagem, etc.

Inversamente, as máquinas assíncronas, são aquelas que não são sincronizadas, por isso não requerem uma rotação exata. Temos como exemplo o cortador de grama, uma furadeira, ou mesmo um ventilador.

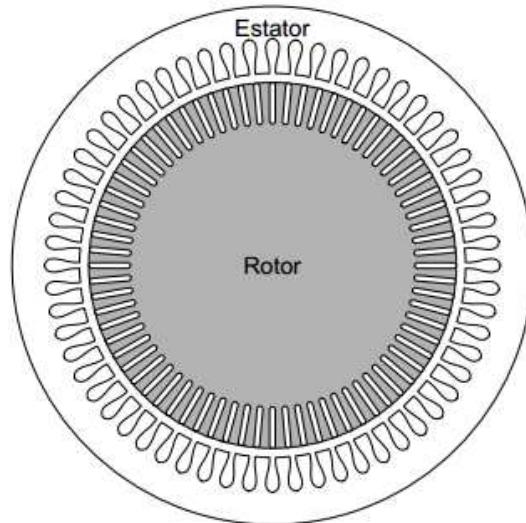


Figura 8 - rotor assíncrono.

3.1 Construção

A construção da armadura de um gerador assíncrono é idêntica à de um síncrono. O núcleo do rotor de um motor de indução é um cilindro de aço laminado, no qual condutores de cobre ou de alumínio fundido são fundidos paralelamente ao eixo em ranhuras existentes no núcleo. Os condutores não precisam ser isolados do núcleo, porque as correntes induzidas no rotor seguem o caminho de menor resistência.

Os condutores no rotor em gaiola de esquilo estão curto circuitados em cada terminal por anéis terminais contínuos; Já em rotores maiores, os anéis terminais são soldados aos condutores, ao invés de serem moldados na construção do rotor. As barras do rotor tipo gaiola de esquilo nem sempre são paralelas ao eixo do rotor, mas podem ser deslocadas ou colocadas segundo um pequeno ângulo em relação a ele, para produzir um torque mais uniforme e para reduzir o “ruído” magnético durante a operação do motor.

Normalmente isolados do núcleo de ferro e ligados nas máquinas trifásicas ou em estrela nas máquinas de indução polifásicas, os motores de rotor bobinados são os quais os condutores de cobre são colocados nas diversas ranhuras. Caso o terminal do enrolamento seja levado a anéis coletores que são isolados do eixo do rotor. Normalmente, o enrolamento do rotor não é ligado a uma fonte CA ou CC, mas pode ser usado qualquer uma. Em geral um resistor trifásico ou polifásico equilibrado variável é ligado aos anéis coletores através das escovas, como meio de variar a resistência total do rotor por fase. Devido ao seu elevado custo inicial e maior custo de manutenção, os motores de rotor bobinado são apenas usados em três situações:

- Quando de necessita um elevado torque de partida;
- Quando se deseja o controle da velocidade e
- Quando se introduzem tensões externas ao circuito do rotor.

3.2 Produção de um campo magnético girante pela aplicação de tensões alternadas polifásicas ao enrolamento da armadura

Girando a uma velocidade síncrona conforme a equação 3.1, um campo magnético girante e de amplitude constante pode ser produzido por qualquer grupo polifásico de enrolamentos deslocados no espaço da armadura, se as correntes que circulam em um enrolamento trifásico estiverem dispostas fisicamente no estator com um deslocamento de 120° , será produzido um campo girante constante, uma vez que as correntes das fases também estejam deslocadas no tempo.

$$\left(N_s = \frac{120f}{P} \right) \quad (3.1)$$

As máquinas de indução trifásicas, a fim de produzirem um campo magnético de amplitude constante e que gire à velocidade síncrona, necessitam de três enrolamentos individuais e idênticos, deslocados no estator de 120° no tempo ou na fase. A Figura 9”a” mostra o diagrama fasorial das correntes que circulam na armadura de máquina trifásica considerando-se a sequência de fases ABC. A relação gráfica e as variações senoidais de cada corrente por ciclo são mostradas na Figura 9”b”, a Figura 9”c” mostra o deslocamento espacial de um enrolamento trifásico concentrado típico, com ligação delta.

Os condutores de cada fase estão distribuídos uniformemente através da armadura do estator. A Figura 9”c”, que emprega bobinas concentradas permite redizer o fluxo resultante produzido por todas as bobinas de uma fase. Cada grupo de fase nesta Figura consiste de 12 condutores (ou 6 bobinas) por fase, nos quais os correspondentes “fins” de bobinas de cada fase, A, B e C estão ligados em um ponto comum. Os correspondentes “começos” de cada fase, A, B e C, estão ligados à alimentação de tensão trifásica. No instante t_1 , mostrado na Figura 9 “d” pode-se ver a corrente em cada bobina em cada enrolamento. No instante t_1 , a fase A está num valor máximo num determinado sentido, enquanto que as correntes nas

bobinas das fases B e C alcançam exatamente 0,5 do seu valor máximo no sentido oposto.

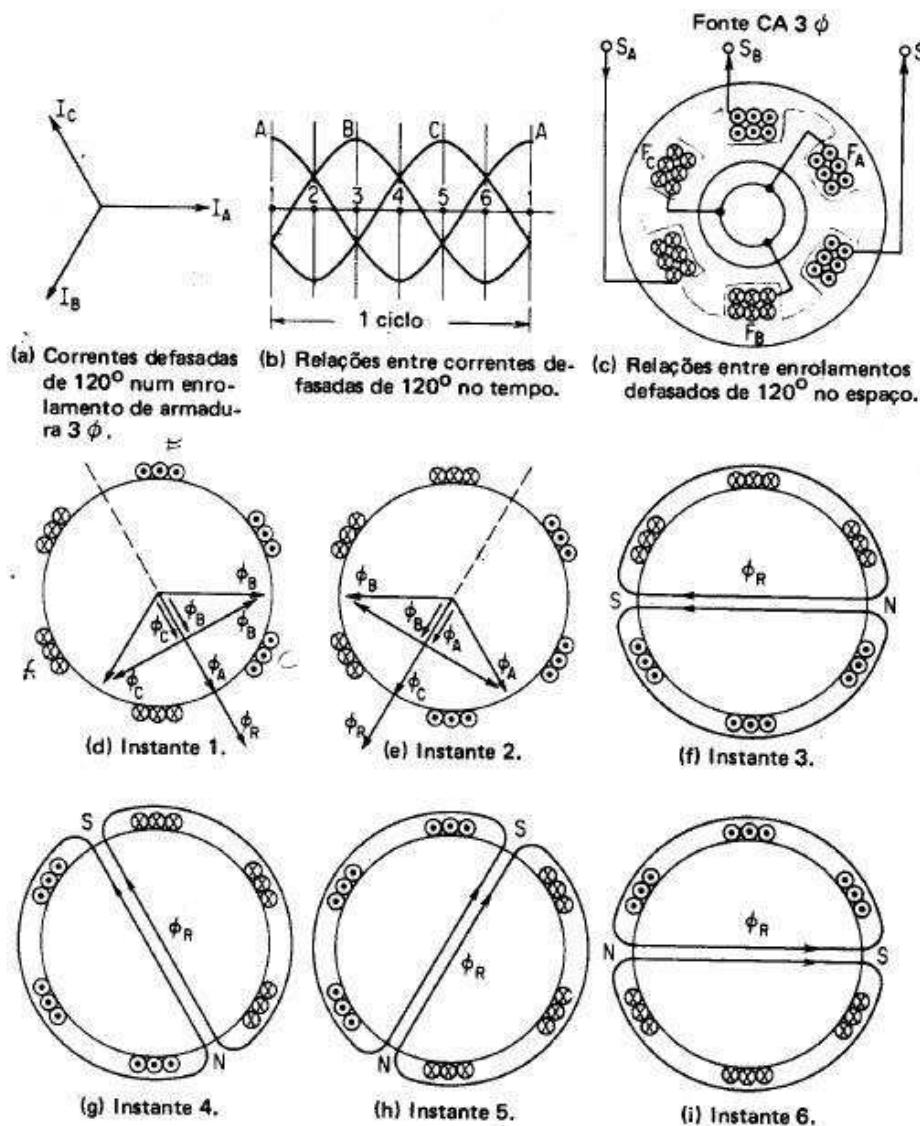


Figura 9 - Produção de um campo magnético girante constante à velocidade síncrona (KOSOW, 2005).

Os fluxos produzidos por estes condutores nas diversas fases são mostrados na Figura 9 "d" utilizando-se a regra da mão direita. Nota-se que ϕ_B e ϕ_C em ϕ_A é produzido um fluxo resultante de ϕ_R . As componentes de quadratura dessas projeções cancelam-se entre si, uma vez que elas são iguais e opostas à sua posição de fase. O mesmo procedimento é seguido no instante t_2 . Quando a corrente na fase B está invertida e é agora igual e tem o mesmo sentido que A (que

decreceu para 0,5 de seu valor máximo). C esta agora em seu valor máximo no instante t_2 (Figura 9 "e").

O fluxo resultante é novamente desenhado para cada uma das fases, e neste instante \emptyset_A e \emptyset_B produzem componentes de quadratura (que se cancelam) e componentes em fase com \emptyset_C para produzir um fluxo resultante \emptyset_R do mesmo valor que o existente no instante t_1 . Assim, no instante t_2 , 60º elétricos mais tarde que o instante t_1 , o fluxo resultante girou de 60º, mas permaneceu com seu valor constante.

Ao examinar os eixos de \emptyset_R nos instantes t_1 e t_2 verifica-se que o estator pode ser tratado como uma senóide na qual todos os condutores de um lado de \emptyset_R carregam corrente entrando no estator, e todos os condutores que se localizam do outro lado tem correntes saindo do estator. Desta forma, no instante t_3 o fluxo resultante terá um sentido horizontal da direita para a esquerda, entrando no estator num pólo S do lado esquerdo e deixando o estator num pólo N à esquerda.

Os intervalos de tempo mostrados no item na Figura 9"b" devem ser testados em relação ao sentido de corrente e os intervalos de tempo t_3, t_4, t_5 , e t_6 , observando-se que:

- Um único campo magnético girante constante é produzido por um enrolamento trifásico localizado no estator.
- O deslocamento no espaço da resultante campo magnético girante corresponde exatamente ao deslocamento do tempo fásico da frequência da fonte.

O enrolamento concentrado na Figura 9"c" produziu dois pólos utilizando seis ranhuras para um enrolamento trifásico ($\frac{6 \text{ ranhuras}}{3 \text{ fases} \times 2 \text{ pólos}}$) ou uma ranhura por pólos por fase. Se utilizarmos um estator que tenha duas ranhuras por pólos e por fase e se as bobinas para a mesma fase estiverem defasadas de 90º, como visto da figura 9"e", as correntes resultantes produzirão um campo magnético girante de quatro pólos. Igualmente, um estator possuindo três ranhuras por pólos e por fase (Figura 9"b") em forma de diagrama, produzirá um campo magnético girante de seis pólos e assim por diante.

A velocidade do campo magnético girante varia diretamente com a frequência, uma vez que o período ou intervalo de tempo das variações senoidais de corrente seja o mesmo nos condutores, mas inversamente com o número de pólos. Verifica-se novamente a equação 3.1 para que a velocidade do campo girante mostrado na Figura 10“a” na frequência de 60 Hz seja de 3600 rpm. Da mesma maneira, a velocidade do campo girante (com referência a um pólo unitário N) visto no Figura 10“a” é de 1800 rpm e na Figura 10“b” é de 1200 rpm, e assim sucessivamente.

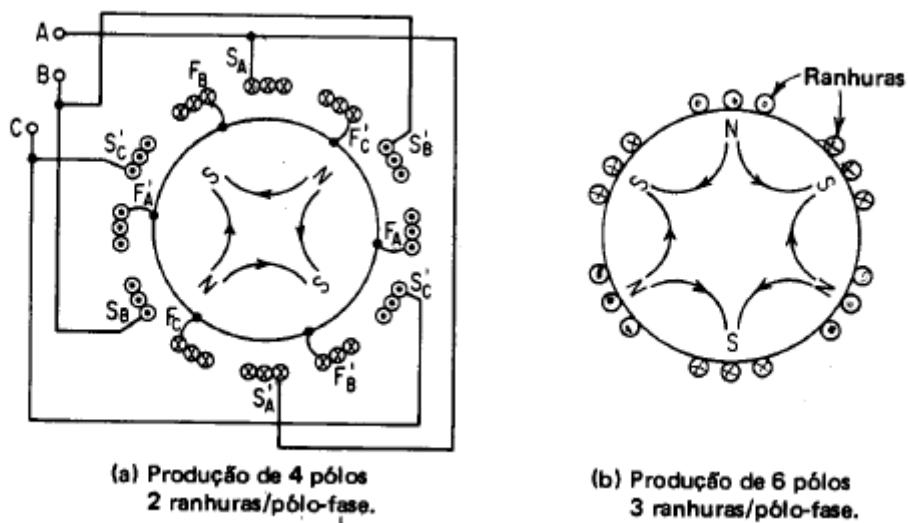


Figura 10 - Campos girantes de 4 a 6 pólos.

3.3 Princípio do Motor de Indução

A Figura 11“a” mostra claramente o princípio do motor de indução, onde um imã permanente é suspenso por um fio sobre um disco de alumínio ou cobre pivotado num mancal de apoio sobre uma placa fixa de ferro. O campo ao imã permanente completa-se através da placa de ferro. O pivô deve ter o menor atrito quanto possível e o imã permanente deve ter densidade suficiente de fluxo. Conforme o imã gira no fio, o disco abaixo dele irá girar com ele, independentemente do sentido de rotação do imã. O disco segue o movimento de imã, como visto na Figura 11“b”, devido às correntes parasitas induzidas que aparecem devido ao movimento relativo do condutor (o disco) em relação ao campo magnético. De

acordo com a lei de Lenz³, o sentido da tensão induzida e das consequentes correntes parasitas produz um campo que tende a opor-se à força, ou seja, ao movimento que produziu a tensão induzida.

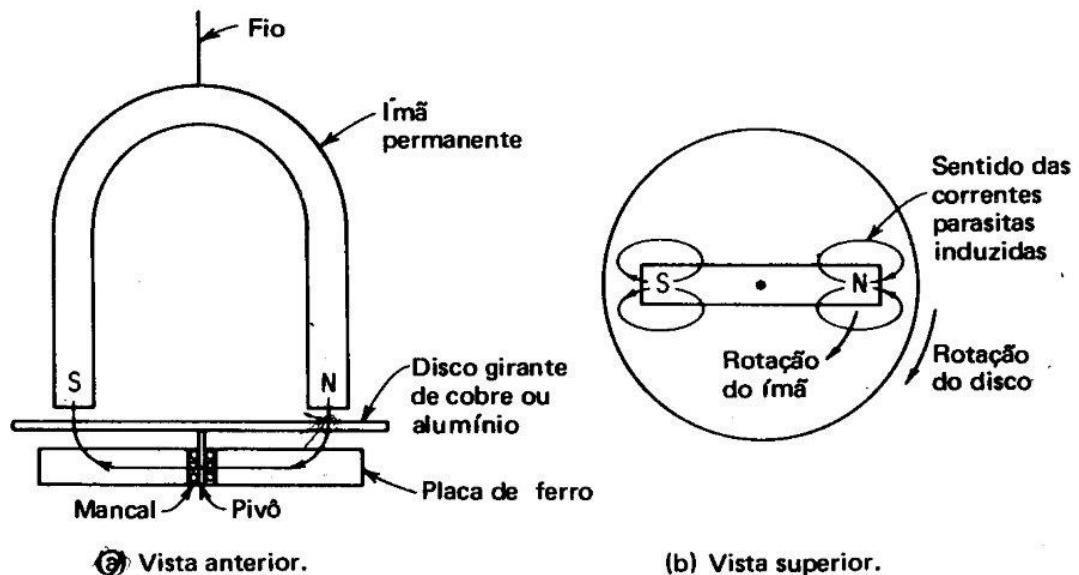


Figura 11 - Princípio do motor de indução.

As correntes parasitas induzidas, conforme mostrado na 11"b" tendem a produzir um pólo unitário S no disco, num ponto situado sob o pólo girante N do imã, e um pólo unitário N no disco sob o pólo girante S do imã. Enquanto o imã continua seu movimento, o mesmo continuará a produzir correntes parasitas e pólos de polaridades opostas no disco sob ele. O disco, assim, gira no mesmo sentido que o imã. Mas deve girar a uma velocidade menor que a do imã. Se o disco fosse acionado à mesma velocidade do imã, não haveria movimento relativo entre o condutor e o campo magnético, e não se produziriam correntes parasitas no disco. É devido à ação geradora que ocorre, produzindo correntes e um resultante campo magnético oposto, que o motor de indução pode ser classificado como uma máquina duplamente excitada. Além disso, como em todas as máquinas, enquanto o torque, eletromagnético é o resultado da interação entre os campos magnéticos produzidos pelas duas correntes de excitação, ocorre simultaneamente uma ação geradora. No

³ Que estabelece que a tensão gerada em um condutor pela variação do fluxo concatenado estabelecerá uma corrente cujo campo magnético tende a opor-se à variação do fluxo que concatena o condutor.

motor síncrono CA, ocorriam a ação motor e a ação geradora à velocidade síncrona do campo magnético girante. No motor de indução CA, nem a ação motor nem a ação geradora poderão ocorrer à velocidade síncrona. Por isso, as máquinas que funcionam sob o princípio de indução são classificadas como assíncronas ou não síncronas.

A velocidade do disco nunca pode ser igual à do imã, pois se assim o fosse, a corrente induzida seria zero e não se produziria fluxo magnético em torque. Assim ele deve “escorregar” em velocidade a fim de que se produza torque. Isso resulta numa diferença de velocidades produzida entre:

- A velocidade síncrona do campo magnético girante, basicamente uma função da frequência para qualquer máquina de indução dada,
- A “velocidade de escorregamento” na qual gira o disco como resultado do torque produzido por interação entre seu campo e o campo magnético girante.

Esta diferença na velocidade é chamada de “velocidade de escorregamento” (ou ainda, “rotação de escorregamento”) e é normalmente expressa como uma percentagem da velocidade síncrona (como escorregamento percentual ou simplesmente escorregamento).

$$S = \frac{\text{veloc. de escorregamento}}{\text{veloc. síncrona}} = \frac{\text{veloc. síncrona} - \text{veloc. do rotor}}{\text{veloc. síncrona}} = \frac{N_s - N_r}{N_s} \times 100 \quad (3.2)$$

Ou ainda:

$$N_r = N_s(1 - S) = 120 \left(\frac{f}{P}\right)(1 - S) \quad (3.3)$$

Onde:

S - escorregamento percentual;

N_s - velocidade síncrona (120f/p) em rpm, do campo magnético girante produzido pelo estator.

N_r - velocidade do rotor em rpm.

3.4 Características Operacionais de um Motor de Indução

Ao aplicar a tensão nominal ao motor desligado, o mesmo desenvolverá seu torque de partida de maneira que sua velocidade começará a crescer. Com o motor já em movimento, o escorregamento diminuirá, pois o rotor estará aumentando sua velocidade e o torque aumentará até a condição de torque máximo. Assim, a velocidade do motor irá aumentar ainda mais reduzindo o escorregamento e simultaneamente o torque desenvolvido pelo motor. A velocidade do motor então continuará a aumentar até um valor de escorregamento onde o torque desenvolvido tornar-se-á igual ao torque aplicado. Neste ponto de equilíbrio, o motor continuará a girar na velocidade estabelecida até que o torque aplicado aumente ou continue. A Figura 12 mostra a corrente no motor do instante do ponto de partida até as condições de funcionamento permanente, limitadas pelas posições a plena carga e a vazio. (pontos c e d).

Pelo motor, em função da sua velocidade e escorregamento. A figura 12 mostra também a corrente no rotor do instante da partida (ponto "a") até as condições de funcionamento em regime permanente, limitadas pelas posições a plena carga e a vazio (pontos "c" e "d").

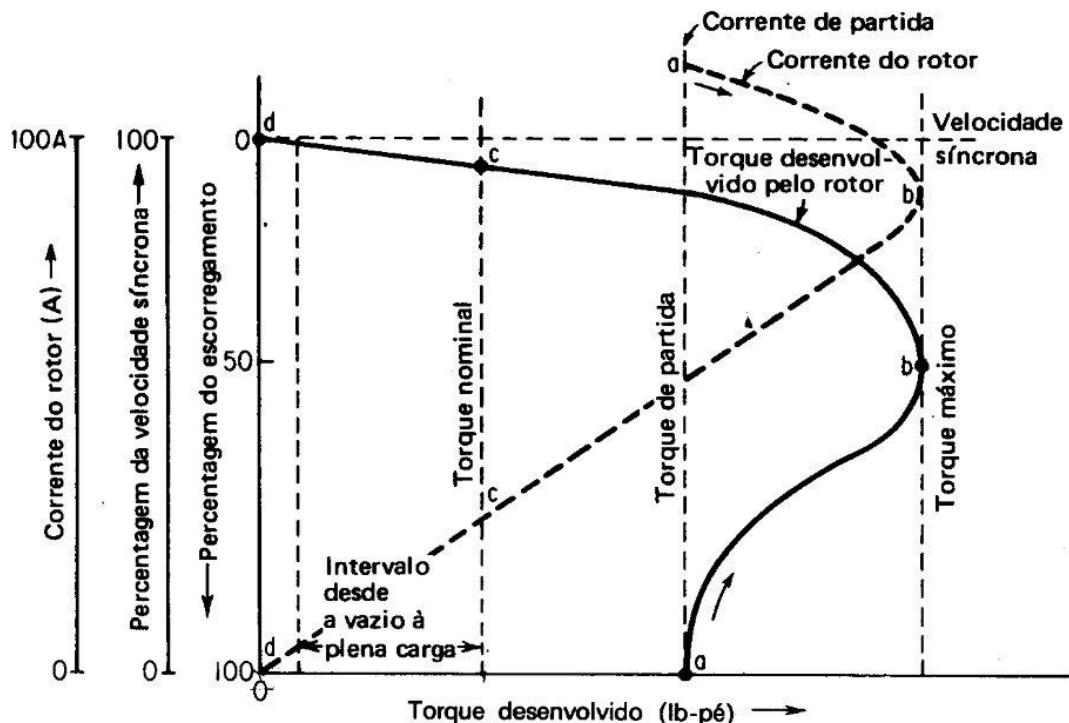


Figura 12 - Efeitos da carga na velocidade, torque desenvolvido e corrente no rotor (VIANA A. N., 2012).

Nota-se que ao escorregamento zero correspondem um torque desenvolvido e uma corrente do rotor (mostrada em linha pontilhada), ambos nulos, porque não ocorre ação do motor de indução à velocidade síncrona. Mesmo a vazio é necessário que o motor de indução tenha um pequeno escorregamento (usualmente uma fração de 1%) para que ele desenvolva um pequeno torque para suprir as perdas por atrito, ventilação e outras perdas internas. A vantagem da apresentação mostrada na figura 12 é que é possível visualizar a aceleração para uma dada carga, desde a partida (no ponto "a") e os efeitos da variação da carga sobre a regulação da velocidade, o torque e a corrente do rotor.

Conforme visto na figura 12, o motor de indução é um motor que mantém essencialmente a velocidade constante, desde à vazio até a plena carga (pontos "d" e "c"), tendo uma característica de velocidade que se assemelha a de um motor derivação CC.

3.5 O gerador de indução

O gerador de indução não é propriamente um gerador, mas um motor de indução usado para gerar energia. Os estudos sobre o gerador de indução iniciaram na década de 30 por Basset et al. (1935) e Wagner (1939). Há dois tipos de motores que podem ser usados como gerador:

- Motor que possui um rotor bobinado e anéis coletores que interligam o circuito do rotor a um circuito qualquer localizado no exterior da máquina,
- Motor que possui um rotor denominado rotor em gaiola de esquilo.

Devido à sua simplicidade e baixo custo, o rotor em gaiola de esquilo é mais comumente usado, porém o gerador de indução não é um gerador autoexcitado, então é necessário excitar o estator a partir de uma fonte externa polifásica à sua tensão e frequência nominais. Ele irá gerar apenas quando estiver ligado a uma fonte de tensão e frequência fixas e se estiver então acionado a uma velocidade acima da velocidade síncrona, estabelecida pela frequência de suprimento.

A figura 13 apresenta as condições fasoriais para um motor de indução operando com uma corrente em atraso, de um ângulo de fase θ_m ; o componente da corrente de magnetização do estator, I_m , está atrasada da tensão de suprimento de 90° . Quando o motor é acionado por uma máquina primária externa a uma velocidade superior à síncrona, uma fem induzida do tipo gerador E_g , produz uma corrente I_g do mesmo tipo.

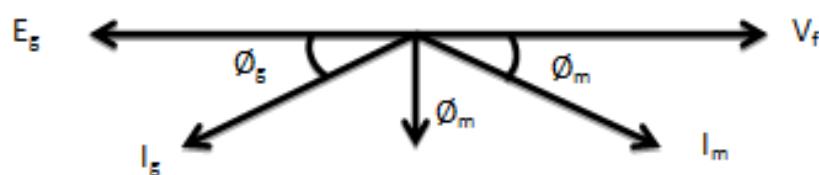


Figura 13 -- Relações fasoriais para motores e geradores de indução.

Em relação à sua tensão gerada E_g , a corrente geradora tem como componente a corrente de excitação do estator, I_m e a corrente de tipo gerador I_g

sempre irá se adiantar. Conforme o aumento do escorregamento negativo, a tensão gerada, E_g aumenta também, aumentando a corrente gerada em adianto, I_g , entregue ao barramento. Quando o escorregamento for de aproximadamente -0,05, ou seja, 5%, o gerador de indução estará à plena carga (as barras do rotor e os enrolamentos do estator carregando a corrente nominal).

Como o gerador de indução sempre fornece uma corrente em adianto à linha, ele tem uma provável aplicação como corretor do fator de potência. Não é usado para esta finalidade, entretanto, uma vez que requer uma máquina primária, enquanto um compensador síncrono superexcitado não a requer.

Entretanto, o princípio do gerador de indução é importante na frenagem dinâmica de motores de indução; a máquina atua como um dispositivo de sobre velocidade e produz ação de frenagem quando a velocidade do motor excede à síncrona, uma vez que o motor de indução torna-se automaticamente gerador de indução neste caso. (É também importante no estabelecimento do sistema de proteção contra curto circuito quando se utilizam motores de indução).

4 MODO DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

Um dos componentes mais importantes de uma Central elétrica é o grupo gerador formado por uma turbina hidráulica, o regulador de velocidade e o gerador. (Figura 15) Estes fatores representam um montante de até 40% de seu custo global, por isso as bombas são mais viáveis ao se comparar com o uso de turbinas.

Segundo Viana (2012) a parte elétrica do motor de indução na geração de energia elétrica também tem baixo custo, além de sua simplicidade e sua robustez, se comparado ao gerador síncrono. (Chapallaz et al., 1990).

Conforme Viana (2012), basicamente existe dois tipos de motores de indução que podem ser usados como gerador. Um possui um rotor tipo gaiola de esquilo de construção mais simples e robusta (Figura 14). O outro tipo possui um rotor bobinado, escovas e anéis coletores. O primeiro possui custo inferior e é menos sujeito a manutenção, sendo o mais indicado para a geração de energia elétrica (Chapallaz et al., 1990).

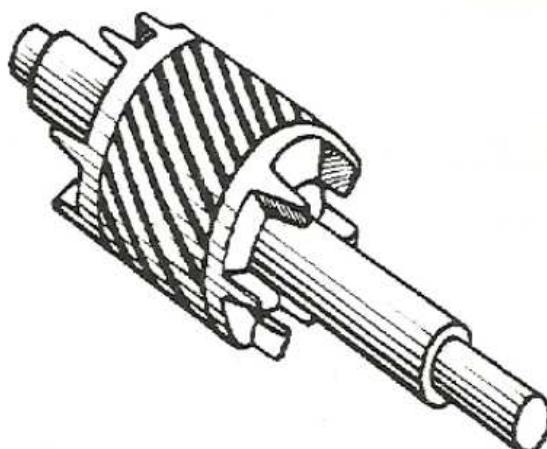


Figura 14 - Rotor tipo gaiola de esquilo.



Figura 15 - Bomba, regulador e gerador de uma BFT.

4.1 O funcionamento do motor e do gerador de indução

Gerador, no contexto desse trabalho, é todo dispositivo no qual a energia mecânica é transformada em energia elétrica. Já um gerador de indução é na verdade um motor assíncrono, que é usado no modo gerador, para a geração de energia elétrica.

Conforme Viana (2012) o funcionamento do motor de indução baseia-se no princípio da indução eletromagnética, daí a origem do seu nome. Para que o motor de indução trifásico opere é necessário alimentar seu estator com correntes trifásicas defasadas de 120° elétricos entre si. O resultado disso é o aparecimento de um campo magnético girante, como mostra a Figura 16.

Viana, (2012) afirma que o campo magnético H_g , por sua vez, corta as barras curto-circuitadas do rotor, fazendo aparecer uma corrente induzida. Essa corrente faz aparecer um campo magnético no circuito do estator que reage com aquele campo magnético girante, originando dessa forma, um torque induzido que faz o eixo girar.

Para que a máquina produza torque, é importante observar que sempre deve haver uma velocidade relativa entre o campo magnético girante e as barras condutoras no rotor. Essa velocidade é denominada escorregamento e pode ser descrita conforme a equação 4.1.

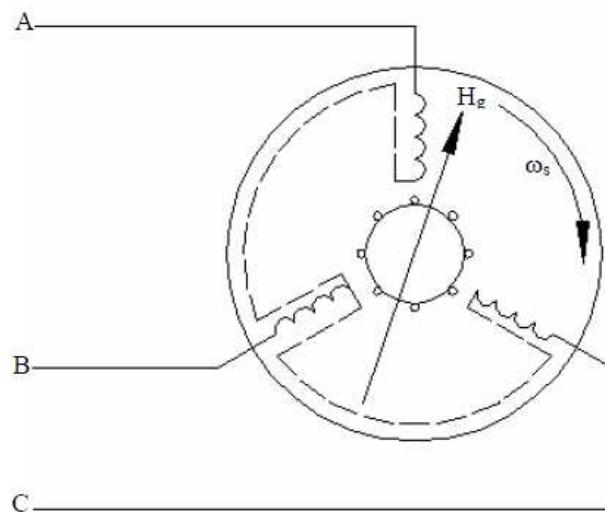


Figura 16 - Campo magnético girante, adaptado de Cogo et al., (1964).

$$S = \frac{N_s - N_r}{N_s} \quad (4.1)$$

Onde:

S - escorregamento;

$N_s[\text{rpm}]$ - velocidade do campo magnético girante ou velocidade síncrona;

$N_r[\text{rpm}]$ – velocidade do rotor.

Nesta equação pode- se verificar que o escorregamento do motor de indução é um número positivo, e para que o motor de indução opere como gerador em um sistema interligado, é necessário aumentar a velocidade do eixo até que essa supere a velocidade síncrona do motor, que depende do seu número de pólos.

A equação 4.2 indica a rotação ou velocidade síncrona da máquina de indução. E a tabela 3 mostra a relação entre o número de pares de pólos e a velocidade síncrona da máquina de indução.

$$N_s = \frac{60 \cdot F}{P} \quad (4.2)$$

Onde:

N_s [rpm] – velocidade ou rotação síncrona;

F [Hz] – frequência;

P – número de pares de pólos.

Por esta equação, pode-se observar que se a velocidade do rotor for superior à velocidade síncrona, o escorregamento será negativo. Essa característica define o funcionamento da máquina de indução como gerador.

A partir desse ponto a máquina de indução não consome mais potência ativa do sistema ao qual está ligada, mas a fornece. Portanto o torque deixa de ser positivo e passa a ser negativo. O gráfico 7 mostra a relação entre o torque e o escorregamento da máquina de indução operando tanto como motor como gerador. (Viana, 2012).

Tabela 3 - Relação do número de pares de pólos do motor de indução e sua velocidade síncrona.

Número de pólos	Velocidade síncrona [rpm]
2	3600
4	1800
6	1200
8	900

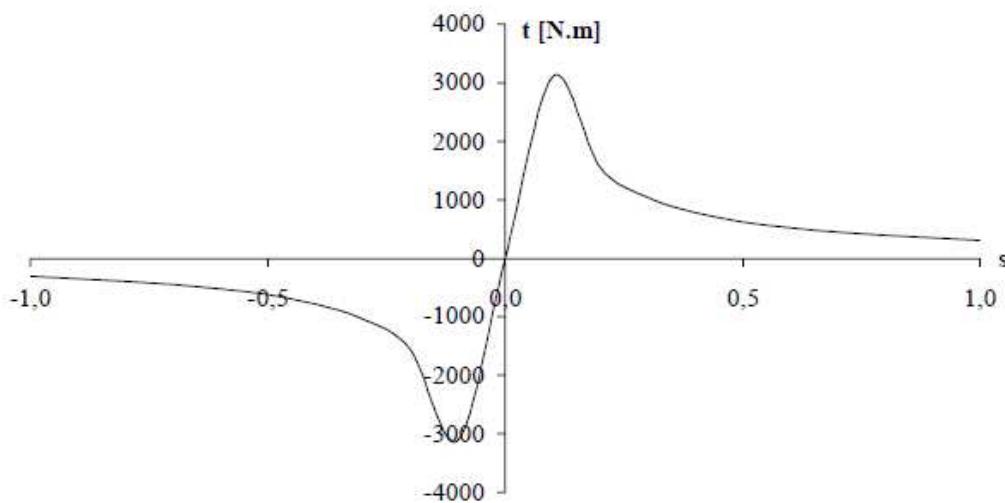


Gráfico 7 - Características operacionais do motor e do gerador de indução (Chapman, 1991).

Segundo Viana (2012), o problema do gerador de indução é que ele não é capaz de fornecer energia reativa para uma carga indutiva, tal como um motor ou um transformador, nem para si próprio. Quando o gerador está operando em um sistema interligado, a energia reativa é proveniente do próprio sistema, mas se a máquina estiver operando em um sistema isolado há necessidade de um banco de capacitores tanto para si como para uma carga que assim o exija.

4.2 Autoexcitação do Gerador

Ao analisar o desempenho dinâmico de uma BFT, devemos levar em conta os processos de identificação de suas classes de desempenho dinâmico: os comportamentos estáveis e instáveis. Os comportamentos estáveis correspondem aos casos de sistemas físicos descritos por modelos matemáticos lineares e correspondem aos casos que apresentam uma resposta natural amortecida; já os comportamentos instáveis apresentam modos naturais não amortecidos e ou monotonicamente crescentes. Estes casos correspondem à presença de pólos e zeros da equação característica no semi plano direito, assim as equações podem

ser analisadas de maneira a se obter os pontos operativos que possibilitam levar à estabilidade. De maneira semelhante os motores de indução também estão sujeitos à estes comportamentos, já que em algumas indústrias são colocados bancos de capacitores shunt no intuito de fazer a correção do fator da potência da linha de produção, já que hoje em dia ocorrem multas se o fator de potência estipulado não for respeitado. Assim, caso ocorra uma parada repentina na produção e estes capacitores ficarem conectados somente nestes motores, poderá ocorrer autoexcitação ou curto-círcuito capacitivo pelo fato de que a carga capacitiva ficará ligada aos terminais destes equipamentos. Nos casos em que se pretende operar o gerador de indução de forma isolada da rede, é necessária a utilização de um banco de capacitores ligado em paralelo conforme mostra a Figura 17.

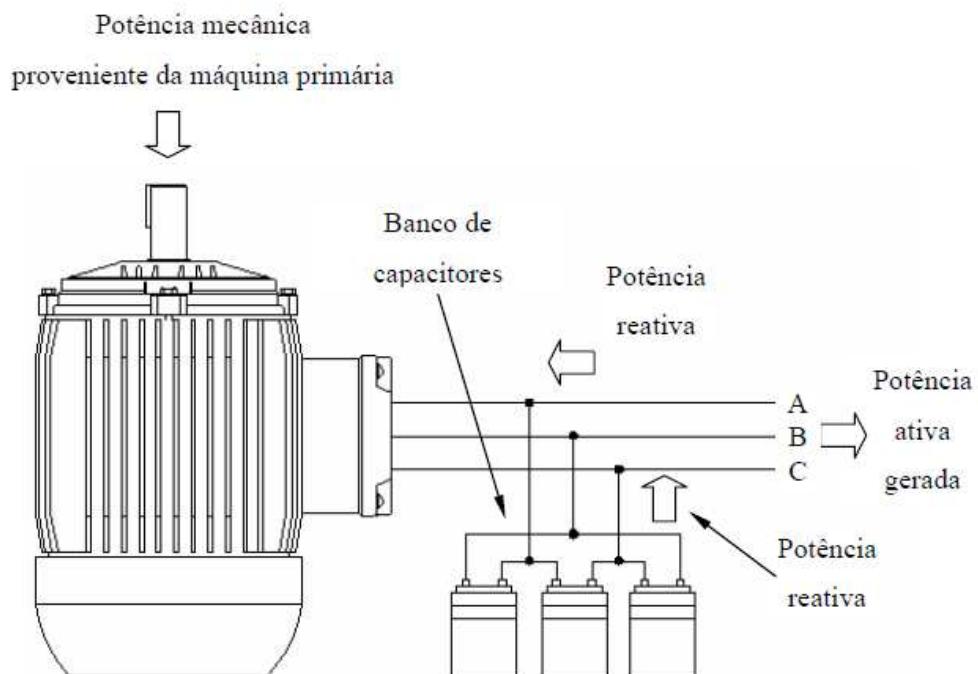


Figura 17- Gerador assíncrono autoexcitado.

Segundo Viana (2012) para que o gerador inicie o processo de autoexcitação é necessário que exista um magnetismo residual ou remanescente presente no núcleo de ferro da máquina. Existindo tal magnetismo, os processos ocorrem da seguinte maneira:

Quando o rotor da máquina gira, as linhas do fluxo magnético são cortadas pelas bobinas e uma pequena tensão é gerada na máquina. A essa se denomina tensão remanescente que, aplicada aos terminais do banco de capacitores, faz circular pelas bobinas uma corrente adiantada em relação à tensão. Essa por sua vez, circulando pelos enrolamentos do gerador, aumenta a intensidade do campo magnético e induz uma tensão maior no gerador. Essa tensão novamente é aplicada nos terminais do banco de capacitores, que, consequentemente, faz circular uma corrente de maior intensidade no enrolamento da máquina. O processo segue até que a curva característica do capacitor intercepte a curva de magnetização da máquina de indução, como mostrado no Gráfico 8.

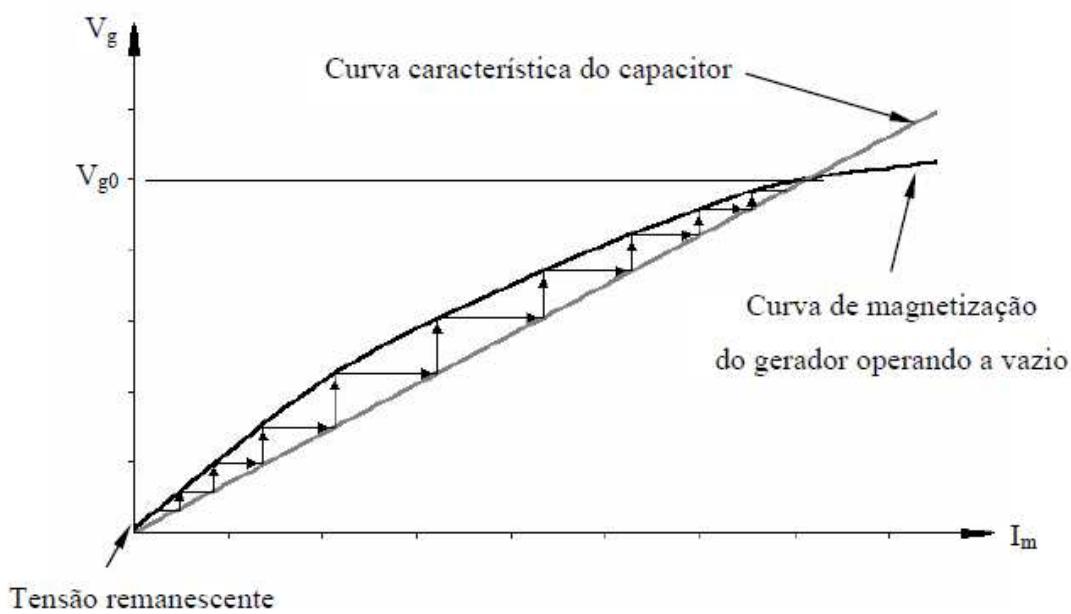


Gráfico 8 - Processo de excitação do gerador assíncrono, adaptado de Chapallaz et al. (1990).

A tensão V_{g0} é obtida quando a máquina está operando a vazio. Mas quando uma carga é conectada aos terminais do gerador, essa tensão sofre uma queda, pois o aumento da carga causa um aumento na corrente, que, consequentemente, aumenta a queda de tensão interna da máquina. Desta maneira o gerador precisa de mais energia reativa proveniente dos capacitores para manter a tensão no valor desejado. Se a carga for retirada, a tensão aumenta devido ao excesso de energia

reativa na máquina. Portanto os capacitores excedentes devem ser retirados do sistema (Viana, 2012).

Pode-se provar matematicamente esta afirmação considerando inicialmente o escorregamento do gerador de indução, que é dado pela equação 4.3.

$$S = 1 - \frac{\omega_{eg}}{\frac{4}{P} \cdot \omega_{cg}} \quad (4.3)$$

Onde:

S – escorregamento do gerador de indução;

ω_{eg} [rd/s] – velocidade angular do eixo do gerador;

ω_{cg} [rd/s] – velocidade angular do campo magnético girante do gerador;

P – número de pares de pólos do gerador.

A velocidade angular do gerador é dada pela equação 4.4.

$$\omega_{cg} = 2 \cdot \pi \cdot F_g \quad (4.4)$$

Onde:

ω_{cg} [rd/s] – velocidade angular do campo magnético girante do gerador;

F_g [Hz] – frequência elétrica gerada pela máquina.

Levando em consideração o escorregamento do gerador de indução alimentando uma carga resistiva tem-se a equação 4.5.

$$S = \frac{R_r}{R_c} \quad (4.5)$$

Onde:

S - escorregamento do gerador de indução;

$R_r[\Omega]$ – resistência do circuito do rotor;

$R_c[\Omega]$ - resistência da carga.

Substituindo as equações 4.4 e 4.5 na equação 4.3, e realizando algumas manipulações algébricas, obtém-se para o gerador de indução com carga a equação 4.6.

$$F_g = \frac{\omega_{eg}}{\frac{8\pi}{P} \cdot \left(1 + \frac{R_c}{R_r}\right)} \quad (4.6)$$

Onde:

$F_g[\text{Hz}]$ – frequência elétrica gerada pela máquina;

$\omega_{eg} [\text{rd/s}]$ – velocidade angular do eixo do gerador;

P - número de pares de pólos do gerador;

$R_r[\Omega]$ – resistência do circuito do rotor;

$R_c[\Omega]$ - resistência da carga.

Diminuindo-se o valor de R_c na equação 4.6 (aumento de carga), verifica-se que a segunda parcela do denominador tende a aumentar. A consequência disso é uma queda no valor da frequência (Viana, 2012).

4.3 A velocidade Influenciando no Processo de Autoexcitação do gerador

Conforme Viana (2012), justifica-se a influência da velocidade pelo fato de alterar a frequência, e, consequentemente, a curva de magnetização da máquina.

De acordo com os trabalhos de Jabri e Alolah (1990) e Chakraborty et al. (1998), existe uma velocidade mínima, abaixo da qual a máquina não inicia a autoexcitação. Também mostram que, quanto menor for a velocidade de rotação, maior será a capacidade necessária para excitar o gerador. Portanto, trabalhar com baixas rotações não é conveniente, já que, aumenta-se a necessidade de magnetização, e, consequentemente, a potência reativa na máquina, aumentando-se dessa forma, as perdas pelo efeito Joule, devido ao aumento da corrente de excitação do gerador.

Segundo Viana (2012) isso também reflete na capacidade de fornecimento de potência ativa para uma carga qualquer, visto que, quanto maior a potência reativa, menor será a potência ativa, pois a capacidade nominal do motor depende da potência aparente. Através do Gráfico 9 temos a equação 4.7.

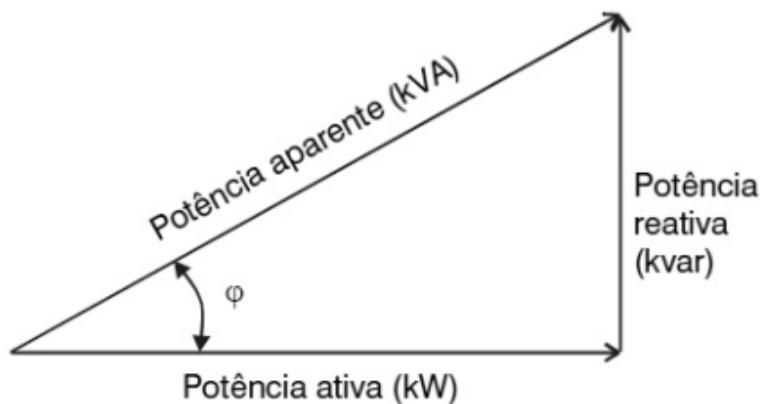


Gráfico 9 - triângulo de potências

$$P_{ap} = \sqrt{Pat^2 + Prt^2} \quad (4.7)$$

Onde:

P_{ap} [VA] - potência aparente;

P_{at} [W] - potência ativa;

P_{rt} [VAr] - potência reativa.

- Potência ativa é a que efetivamente produz trabalho útil.
- Potência reativa não produz trabalho útil, mas é necessária para alimentar o campo magnético em motores, geradores e transformadores.

A corrente nominal do motor é função da potência aparente mostrada da equação 4.6. Daí a importância de se respeitar seu valor, a fim de não sobrecarregar a máquina, e consequentemente queimar os enrolamentos do estator, que foram projetados para suportar a corrente nominal.

4.4 Seleção de capacitores e do gerador para fomentar a autoexcitação

É necessário que se faça uma pré-seleção dos capacitores para a autoexcitação, porém previamente, deve-se também realizar uma pré-seleção do motor que será usado como gerador. Chapallaz et al.,(1990) propôs um método bastante simples, baseado na potência de eixo que a turbina irá fornecer ao gerador. Analisando estes parâmetros é possível fazer uma pré-seleção do motor que irá operar como gerador, conforme mostrado no Gráfico 10.

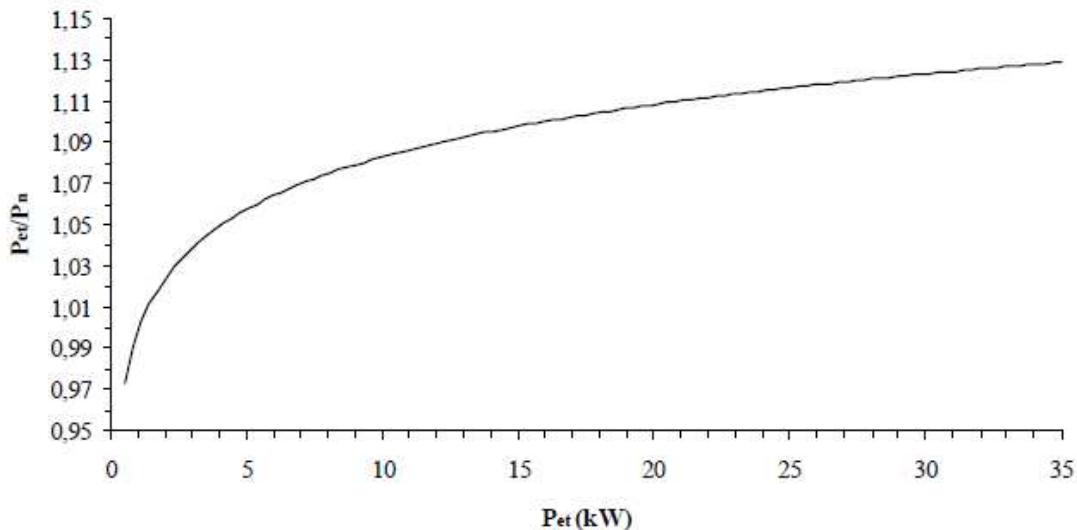


Gráfico 10 - Pré-seleção do motor para ser utilizado como gerador, adaptado Chapallaz et al.(1990).

Ao se saber a relação P_{et} / P_n do Gráfico 10, calcula-se a potência nominal do motor assíncrono de acordo com a equação 4.8.

$$P_n = \frac{P_{et}}{P_{et}/P_n} \quad (4.8)$$

Onde:

P_n [kW] – potência nominal do motor que será utilizado como gerador;

P_{et} [kW] – potência de eixo fornecida pela turbina;

P_{et} / P_n – relação experimental (mostrado no Gráfico 10).

Caso a potência P_n não coincidir com aquelas encontradas nos catálogos de motores, deve-se escolher aquela cuja potência nominal é imediatamente superior à calculada pela equação 4.8.

Após saber qual o motor a ser utilizado como gerador, deve-se calcular a capacidade necessária à sua autoexcitação. Essa será determinada com base nos parâmetros do circuito equivalente do motor. Conforme mostrado no Gráfico 11, onde se tem o circuito equivalente de um motor de indução.

$R_1[\Omega]$ – resistência do circuito do estator;

$R_2[\Omega]$ – resistência do circuito do rotor;

$R_m[\Omega]$ – resistência de perdas rotacionais;

X_1 – reatância de dispersão do circuito do estator;

X_2 – reatância de dispersão do circuito do rotor;

X_m – reatância de magnetização.

Segundo Viana (2012), a finalidade desse circuito é representar o funcionamento da máquina de indução em quaisquer condições de funcionamento, tanto como motor como gerador. O inconveniente de utilizar tal método é a necessidade de realizar ensaios no motor de indução, a fim de determinar tais parâmetros, já que esses não são informados pelos fabricantes.

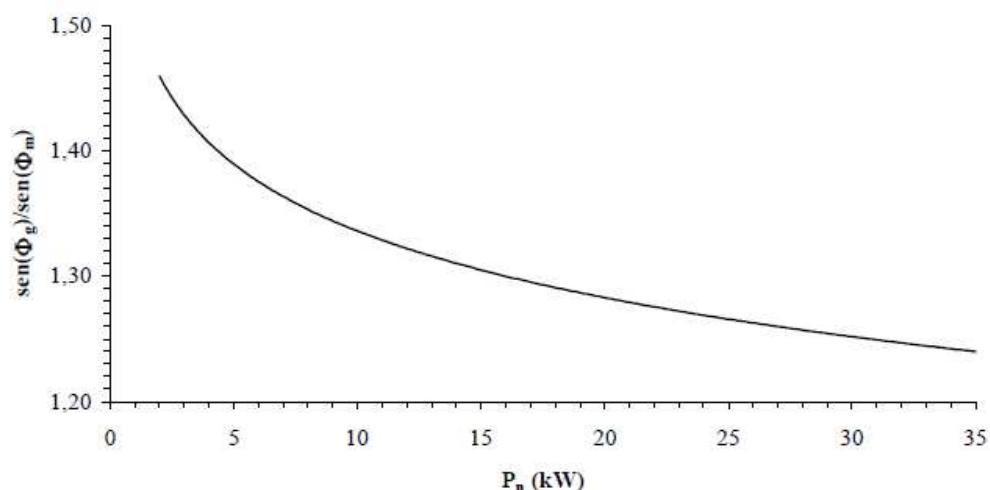


Gráfico 11 - Relação experimental entre $\frac{\text{sen}(\Phi_g)}{\text{sen}(\Phi_m)}$ do gerador e o $\frac{\text{sen}(\Phi_m)}{\text{sen}(\Phi_g)}$ do motor em função da potência nominal adaptado de Chapallaz et al. (1990).

Chapallaz et al (1990), propôs um método onde a capacidade para a autoexcitação do gerador pode ser estimada com base nas informações contidas na placa do motor. Este método foi proposto para máquinas de quatro pólos e 50 Hz, mas mostra-se bastante satisfatório para uma máquina de frequência de 60 Hz.

Após se saber a potência nominal do motor que será utilizado como gerador, pode-se determinar a relação $\text{sen}(\phi_g)/\text{sen}(\phi_m)$ do Gráfico 10 obtida experimentalmente para máquinas de 50 Hz. Então calcula-se a potência elétrica do motor de indução utilizando a equação 4.9.

$$P_{elm} = \frac{P_n}{n_m} \quad (4.9)$$

Onde:

P_{elm} [kW] – potência elétrica absorvida pelo motor de indução;

P_n [kW] – potência nominal do motor;

n_m – rendimento do motor a plena carga.

Através da equação 4.10 podemos calcular a energia reativa absorvida pelo motor de indução.

$$P_{rtm} = P_{elm} \cdot \tan(\phi_m) \quad (4.10)$$

Onde:

P_{rtm} [kVAr] – potência reativa do motor;

P_{elm} [kW] – potência elétrica absorvida pela máquina operando como motor;

ϕ_m – ângulo de fase do motor, que pode ser determinado com base no fator de potência.

Então a energia reativa necessária para excitar a máquina quando estiver operando como gerador pode ser calculada pela equação 4.11.

$$P_{rtg} = \frac{\sin(\phi_g)}{\sin(\phi_m)} \cdot P_{rtm} \quad (4.11)$$

Onde:

P_{rtg} [kVAr] – potência reativa necessária a autoexcitação da máquina operando como gerador;

$\frac{\sin(\phi_g)}{\sin(\phi_m)}$ relação experimental (Gráfico 11);

P_{rtm} [kVAr] – potência reativa necessária à auto excitação da máquina operando como motor.

Para um banco de capacitores ligado em triângulo, a capacidade necessária à auto excitação do gerador operando a plena carga, poderá ser determinada através da equação 4.12.

$$C = \frac{P_{rtg}}{3 \cdot V^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot F} \cdot 10^9 \quad (4.12)$$

Onde:

C [μ F] - capacidade necessária à autoexcitação da máquina operando como motor;

P_{rtg} [kVAr] - potência reativa necessária à auto excitação da máquina operando como gerador;

V [V] - tensão da linha;

F [Hz] - frequência.

Segundo Viana (2012), a frequência da equação 4.12 deve ser igual a 50 Hz, pois a curva do Gráfico 11 foi obtida experimentalmente, para máquinas de quatro pólos e 50 Hz. Portanto, inicialmente deve-se calcular a capacidade considerando-se aquela frequência. Determinada a capacidade nesta frequência, ajusta-se seu valor para F = 60 Hz, através da equação 4.13.

$$C_{60} = C_{50} \cdot \left(\frac{50}{60} \right)^2 \quad (4.13)$$

Onde:

$C_{60}[\mu\text{F}]$ – capacidade a 60 Hz;

$C_{50}[\mu\text{F}]$ – capacidade a 50 Hz.

Após obter a capacidade por meio da equação 4.13 selecionam-se os capacitores com base nos catálogos de fabricantes.

Estes capacitores deverão ser utilizados apenas para a autoexcitação do gerador; isso se for considerada uma carga indutiva, deve-se prever mais de um banco de capacitores adequado aquela carga.

4.5 Determinando a potência elétrica e o rendimento do gerador de indução

A equação 4.14 mostra a potência elétrica gerada pela máquina de indução.

$$P_{elg} = \frac{\cos(\phi_g)}{N_g \cdot \cos(\phi_m)} \cdot P_n \quad (4.14)$$

Onde:

$P_{elg}[\text{kW}]$ - potência elétrica gerada pela máquina de indução;

$\cos(\emptyset_g)$ - fator de potência do gerador de indução;

N_m – rendimento do motor de indução;

$\cos(\emptyset_g)$ - fator de potência do motor de indução;

$P_n[\text{kW}]$ - potência nominal do motor de indução.

Em função da relação $\sin(\emptyset_g) / \sin(\emptyset_m)$ calcula-se o fator de potência do motor de indução.

Conhecendo a potência elétrica do gerador, da potência nominal e do rendimento do motor de indução, calcula-se a potência do eixo necessária para acionar a máquina de indução, conforme a equação 4.15.

$$P_{eg} = P_{elg} + P_n \cdot \left(\frac{1}{n_m} - 1 \right) \quad (4.15)$$

Onde:

$P_{eg}[\text{kW}]$ – potência de eixo do gerador;

$P_{elg}[\text{kW}]$ – potência elétrica gerada pela máquina de indução;

$P_n[\text{kW}]$ – potência nominal do motor;

n_m – rendimento do motor de indução.

Uma vez conhecidas as potências elétricas e de eixo, calcula-se o rendimento do gerador de indução, através da equação 4.16.

$$n_g = \frac{P_{elg}}{P_{eg}} \quad (4.16)$$

Onde:

n_g – rendimento do gerador de indução;

$P_{elg}[\text{kW}]$ – potência elétrica do gerador de indução;

$P_{eg}[\text{kW}]$ – potência de eixo do gerador de indução.

4.6 Regulando a tensão no gerador de indução

A má regulação de tensão no gerador é uma característica conhecida que pode levar a diversos problemas. A curva de regulação é mostrada no Gráfico 12.

Onde:

$V_g[\text{V}]$ – tensão gerada pela máquina de indução;

$I_c[\text{A}]$ – corrente da carga.

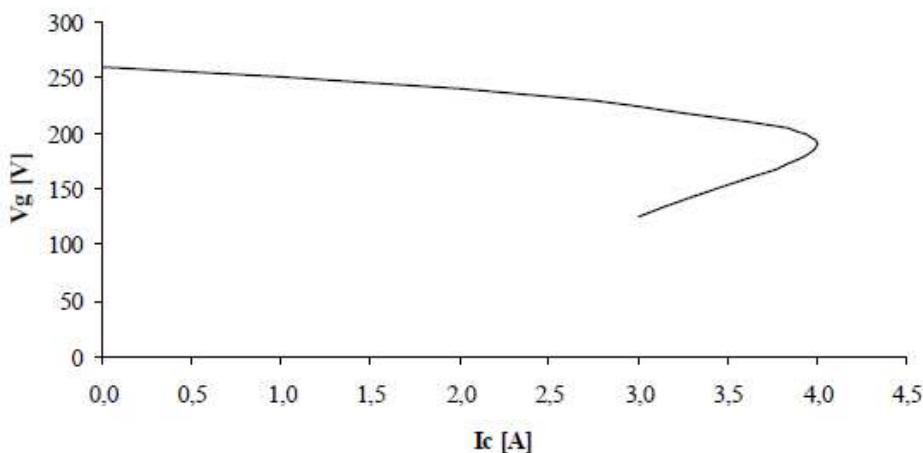


Gráfico 12 - Regulação de tensão do gerador de indução, adaptado de Rezak e Resende (1994).

Conforme mostrado no Gráfico 12, a tensão do gerador decresce conforme a carga aumenta. Isto é razoável, pois um aumento na carga provoca um aumento na corrente, que consequentemente aumenta a queda de tensão nas impedâncias dos circuitos do estator e do rotor. Esta queda é mostrada pela equação 4.17.

$$\Delta V = Z \cdot I \quad (4.17)$$

Onde:

$\Delta V[V]$ - queda de tensão sobre a impedância;

Z – impedância;

$I[A]$ – corrente.

4.6.1 Métodos de melhoria da regulagem da tensão

Pode-se melhorar a regulação da tensão do gerador usando-se técnicas adequadas de acordo com a natureza da carga que a máquina está alimentando, estes métodos são:

- Método do capacitor série
- Método do capacitor chaveado
- Método do reator saturado e
- Método do indutor controlado

Todos estes métodos consideram a variação da carga, seja ela de natureza resistiva ou indutiva.

4.6.1.1 Método de controle do capacitor série

Segundo Viana (2013), este método foi estudado nos primeiros trabalhos que surgiram sobre o gerador de indução como pode ser visto nos trabalhos de Basset e Potter (1935), Wagner (1939) e consiste na inserção de um capacitor em série com a carga conforme mostra o Gráfico 13.

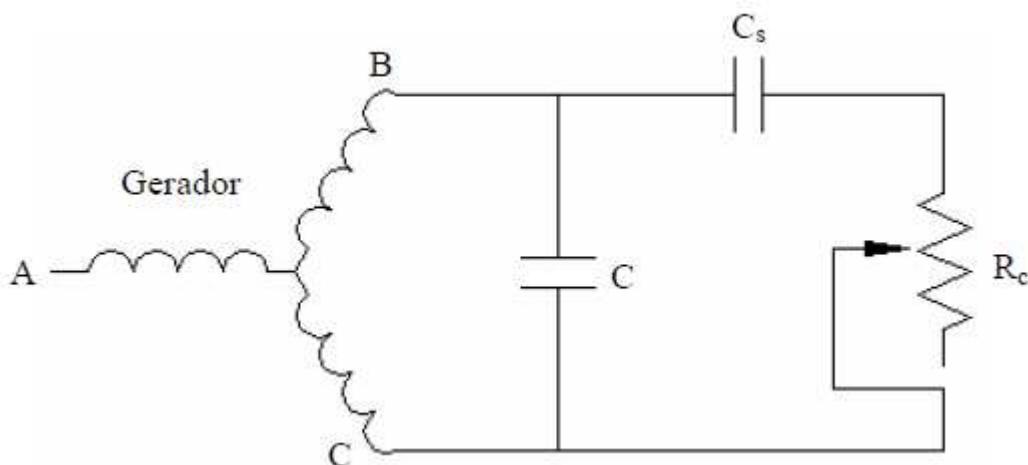


Gráfico 13 - Regulação de tensão do gerador de indução através de um capacitor em série, adaptado de Basset e Potter (1935).

Onde:

$C[\mu F]$ – capacitor para autoexcitação do gerador de indução;

$C_s[\mu F]$ – capacitor série.

$R_c[\Omega]$ – resistência da carga.

Pode-se verificar no Gráfico 13, que, na operação à vazio, a capacidade vista dos terminais do gerador é aquela relativa aos capacitores em paralelo. Mas quando da operação com carga, a capacidade equivalente vista dos terminais do gerador é dada pela equação 4.18.

$$C_{eq} = C + C_s \quad (4.18)$$

Onde:

$C_{eq}[\mu F]$ - capacidade equivalente “vista” pelos terminais do gerador;

$C[\mu F]$ – capacidade em paralelo com os terminais;

$C_s[\mu F]$ – capacidade série.

Daí conclui-se que quanto maior for o valor da carga nos terminais do gerador de indução, maior será a capacidade “vista” dos terminais do gerador de indução. Consequentemente, um aumento na capacidade causa um aumento na tensão terminal da máquina. Logo, as quedas de tensões internas devido às perdas nos circuitos do estator e do rotor podem ser compensadas pelo aumento na tensão devido ao capacitor série.

(Caldas, 1980) e Basset e Potter (1935) mostram que essa técnica de regulação é razoável para cargas resistivas, porém insatisfatória para cargas indutivas, onde o fator de potência varia, como pode ser visualizado no Gráfico 14.

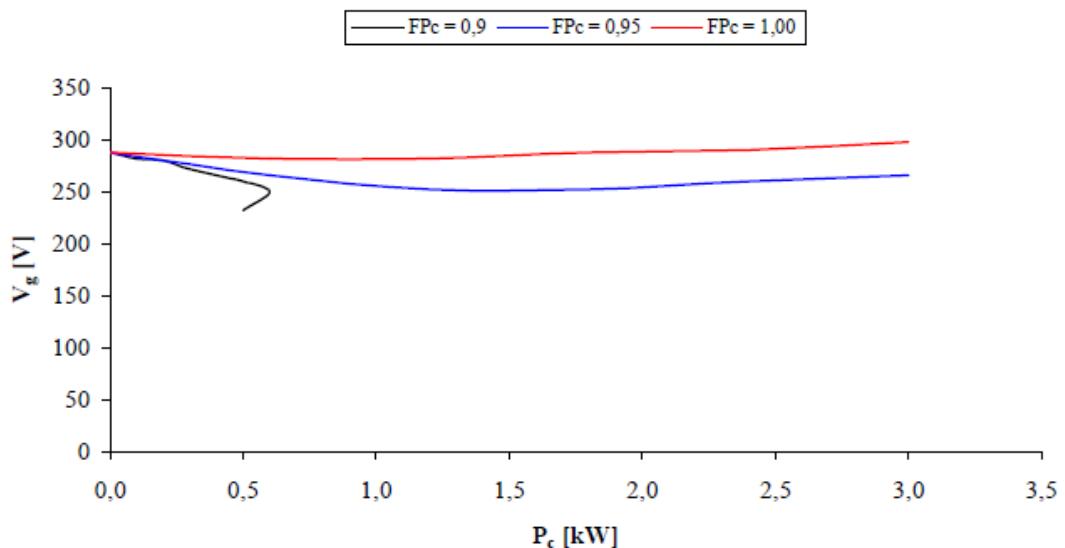


Gráfico 14 - Tensão terminal em função da potência ativa na carga, para diversos fatores de potência, Caldas (1980).

4.6.1.2 Método do capacitor chaveado

Este método consiste no chaveamento de capacitores à medida que a necessidade de excitação do gerador e de energia reativa da carga aumenta. (Viana 2012). A Figura 18 mostra um esquema proposto por Chapallaz et al. (1990), utilizando capacitores conectados em paralelo com o gerador.

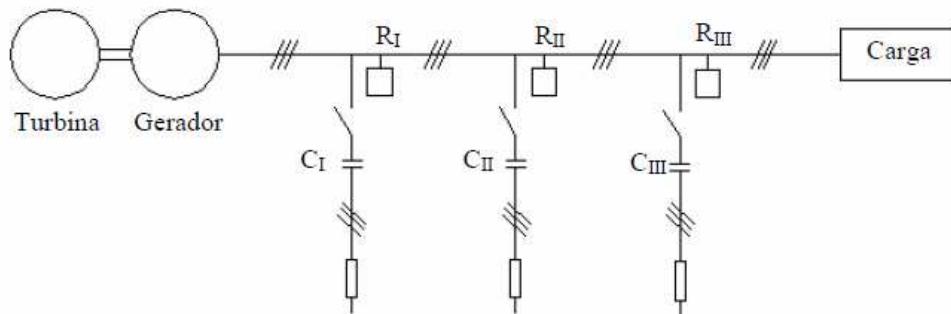


Figura 18 - Esquema para controle da tensão por meio de capacitores chaveados, Chapallaz et al. (1990).

À medida que a carga aumenta ou diminui, os bancos de capacitores C_I , C_{II} e C_{III} são inseridos ou retirados do circuito, através dos relés R_I , R_{II} e R_{III} que monitoram a tensão, a fim de atender às necessidades de magnetização tanto do gerador como da carga e manter dentro dos limites considerados satisfatórios. A variação da tensão em função da carga acoplada aos terminais do gerador utilizando esse método é mostrado no Gráfico 15.

Ao analisar o Gráfico 15 nota-se que a regulação não é satisfatória, o que constitui uma desvantagem dessa técnica, além da necessidade de controle da velocidade da turbina através da válvula, sem o qual a regulação de tensão torna-se pior do que o do Gráfico 14.

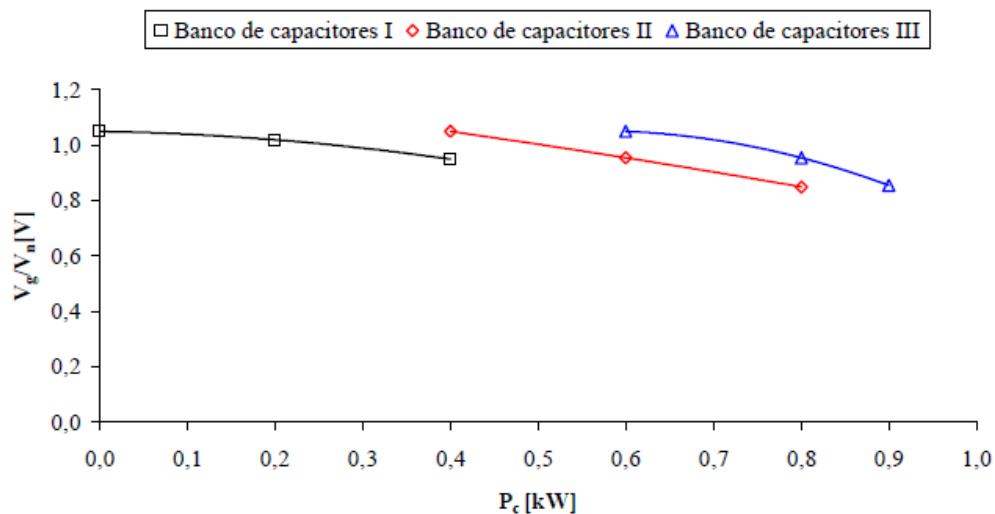


Gráfico 15 - Variação da tensão em função da carga, Chapallaz et al. (1990)

4.6.1.3 Método do reator saturado

Conforme Viana (2012), esse método consiste na ligação de reatores com características de magnetização saturadas. Assim os capacitores para excitação enxergam uma curva de magnetização mais plana, o que melhora a regulação de tensão. Apesar do inconveniente de um custo alto dos reatores e da geração e correntes harmônicas, esse método apresenta uma boa regulação de tensão.

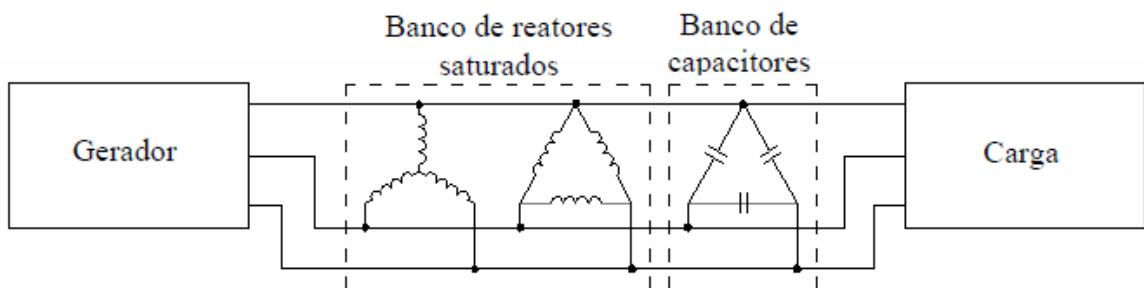


Gráfico 16 - Reatores saturados ligados em delta-estrela, Caldas (1990).

4.6.1.4 Métodos do indutor controlado

Proposto por Brennen e Abbondanti (1997), ele consiste na utilização de indutores controlados por meio de tirestores e de capacitores.

A finalidade dos capacitores é alimentar o gerador de indução e as cargas indutivas, tais como motores, com energia reativa. Quando há variação na carga, como por exemplo, o desligamento de um motor, a tensão tende a crescer, pois há excesso de energia reativa percorrendo o circuito e é ai que os indutores são inseridos no sistema a fim de consumir a energia reativa excedente gerada pelo banco de capacitores. Este excedente é então controlado por meio da ponte de tirestores que controla a quantidade necessária de potência reativa para manter a tensão no valor desejado.

Também conhecido como fonte estática de compensação de reativos, o Gráfico 17 ilustra que a utilização dessa técnica é vantajosa no sentido de obter uma ótima regulação de tensão, já que o fluxo de energia reativa é controlado por meio de uma ponte de tirestores.

A desvantagem, porém, é que o gerador trabalha fora de seu ponto de operação nominal prejudicando o seu rendimento.

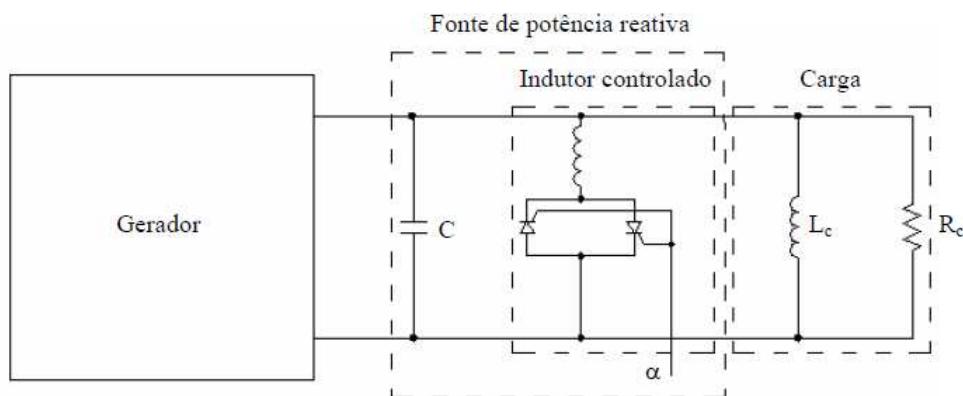


Gráfico 17 - método do indutor controlado (uma fase), caldas (1980).

5 CONCLUSÃO

Concluímos que bomba funcionando como turbina acoplada a um motor com rotor de gaiola de esquilo é viável e confiável para atender às cargas que suprem os sistemas auxiliares de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de forma isolada do sistema principal de geração através dos controles de frequência e tensão. Esses controles são feitos através de banco de capacitores para suprir a excitação do próprio gerador e também suprir a energia reativa de cargas indutivas quando necessário. Para uma melhor regulação pode-se utilizar fonte estática ou capacitores chaveados controlados por relés de monitoramento de tensão. Este sistema apresenta um melhor rendimento quando operado com pequenas variações de cargas e próxima a sua curva de potência, isto também favorece o controle de vazão de água. Outra vantagem da turbina é o seu funcionamento com pequenos desníveis ou vazão menor com um maior desnível, necessitando de controle hidráulico a fim de evitar o “disparo” da turbina e a oscilação de frequência do sistema.

Este sistema pode operar em paralelo com a rede elétrica existente sendo necessário desacoplar o conjunto de autoexcitação, pois a rede fornece energia reativa para magnetização do gerador e ainda suprir possíveis necessidades da carga.

Existe a possibilidade de se utilizar esses conjuntos em paralelo, adequando-se às proteções elétricas e hidráulicas, tanto no sistema isolado quanto em paralelo com a rede, sempre com geradores com potência máxima de 100kW.

BFTs são comumente usadas em diversos países, havendo inclusive uma linha de equipamentos voltados para atender a esta demanda, tendo como vantagem seu tamanho reduzido em comparação com turbinas tradicionais, reduzindo a quantidade necessária de água para seu funcionamento.

6 BIBLIOGRAFIA

- ANEEL. (s.d.). Acesso em 06 de Agosto de 2013, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010420.pdf>
- BASSET, E.D.; POTTER, F.M. (1935). Capacitive Excitation of induction Generators. In: *Transactions AIEE* (pp. Vol 54; pp. 540-545).
- BRENNEN, M. B., & ABBONDANT, A. (1977). Static Exciter for Induction Generators. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* (pp. Vol. IA-13, n° 5, pp.422 - 428).
- CALDAS, F. P. (1987). Um studio do Gerador de Indução auto Excitado e aplicações. In: *Dissertação de Mestrado*. Rio de Janeiro: UFRJ.
- CHAPALLAZ, J. M., EICHENBERGER, P., FISCHER, G. (1992). Manual on Pumps Used as Turbines. In: *MHPG Series*. Germany.
- CHAPALLAZ, J. M., GHALI, J. D., EICHENBERGER, P., & FISCHEER, G. (1990). Manual on Motors Used as Generators. In: *MHPG Series; Vol. 10*. Germany.
- CHAPMAN, S. J. (1991). Electric Machinery Fundamentals. In: *2nd ed.* Boston: McGraw-Hill.
- COGO, J. R.; OLIVEIRA, J. C.; ABREU J. P. G.;. (1984). Ensaios de máquinas de indução. In: *Apostila*. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá.
- FITZGERALD, A. (2006). *Maquinas Elétricas*. Bookman companhia Editora Ltda.
- KITTREDGE, C. P. (1961). *Centrifugal pumps used as hydraulic turbines*. Eng. Power.
- KOSOW, I. L. (2005). *Máquinas Elétricas e Transformadores*. São Paulo: Globo.
- NOGUEIRA, F. J. (1990). Bombas Centrífugas Funcionando como Turbina. In: *Trabalho de Pesquisa; Departamento de Mecânica*. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá.

- RESENDE, J. T. (1994). Operação Isolada e Interligada do Gerador de Indução. In: *Dissertação de Mestrado*. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá.
- SOUZA, Z.; SANTOS, A. H. M.; BORTONI, E. C. (1999). *Centrais hidrelétricas - Estudo para implantação*. Rio de Janeiro: Eletrobrás.
- STEPANOFF, A. (1957). Special Operating Conditions of Centrifugal Pumps. In: *Centrifugal and Axial Flow Pumps*. (pp. pp. 269 - 292). Nova York: John Wiley & Sons.
- Technical Articles*. (s.d.). Acesso em 06 de novembro de 2013, disponível em <http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/artigos/8314a71553127ca19da7d6b370e983c7.pdf>
- TRAPP, J. G. (2008). Gerador de Indução Isolado com tensão e frequência reguladas por conversor matricial esparso. In: *Dissertação de Mestrado*. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria.
- VIANA, A. (1987). Comportamento de bombas Centrifugas Funcionando como Turbinas Hidráulicas. In: *Dissertação de Mestrado*. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá.
- VIANA, A. N. (2012). *Bombas funcionando como turbinas*. Rio de Janeiro: Synergia.
- WILLIAMS, A. A. (1995). *Pump as Turbines: a user's guide*. London: IT Publication.

7 ANEXOS

ANEXO A - Resolução da ANEEL

Conforme a “AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL” na RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 420, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2010, aonde se estabelece os critérios de Potência Instalada e Potência Líquida de empreendimentos de geração, podemos caracterizar este sistema como geradora de contingência, como transcrito a seguir:

“IV – Unidade geradora de contingência: unidade sobressalente, destinada à operação exclusiva em substituição a unidade principal, ou unidade destinada à operação exclusiva no atendimento das cargas essenciais da própria central geradora em caso de falha das unidades geradoras principais ou do suprimento externo;

- a) as unidades geradoras de contingência devem ser declaradas nesta finalidade;*
- b) a operação não eventual de unidade geradora de contingência descaracteriza a sua finalidade, salvo no caso onde comprovadamente a unidade se destine única e exclusivamente ao suprimento de cargas essenciais da própria central geradora, como fonte primária do serviço auxiliar.”*

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 12 e 13 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no art. 4º, anexo I, do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, no Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997, o que consta do Processo nº 48500.000264/2007-53, e considerando que:

o conceito de "Potência Instalada" de central geradora de energia elétrica, conforme definido na Resolução nº 407, de 19 de outubro de 2000, necessita de complementação, de modo a considerar a capacidade efetivamente disponibilizada ao sistema elétrico e as distintas finalidades demandadas pelos demais agentes do setor elétrico;

em função da Audiência Pública nº 039, de 2009, realizada no período de 21 de outubro de 2009 a 15 de janeiro de 2010, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor elétrico, bem como da sociedade em geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar,

Resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, a sistemática de determinação da "Potência Instalada" e da "Potência Líquida" de empreendimento de geração de energia elétrica, para fins de outorga, regulação e fiscalização dos serviços de geração de energia elétrica.

DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e conceitos a seguir definidos:

I - Central geradora: instalação específica com a finalidade da produção de energia elétrica (geração pura) ou esta combinada com outra utilidade (cogeração), cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está eventualmente conectada;

II - Unidade geradora: conjunto constituído por um gerador elétrico conjugado a máquina(s) motriz(es) e respectivos equipamentos, destinado a converter em energia elétrica outra forma de energia;

III - Unidade geradora principal: toda a unidade que integra a central geradora, em exceção da(s) de contingência;

IV - Unidade geradora de contingência: unidade sobressalente, destinada à operação exclusiva em substituição a unidade principal, ou unidade destinada à operação exclusiva no atendimento das cargas essenciais da própria central

geradora em caso de falha das unidades geradoras principais ou do suprimento externo;

a) as unidades geradoras de contingência devem ser declaradas nesta finalidade;

b) a operação não eventual de unidade geradora de contingência descharacteriza a sua finalidade, salvo nos casos onde comprovadamente a unidade se destine única e exclusivamente ao suprimento das cargas essenciais da própria central geradora, como fonte primária do serviço auxiliar.

c) a potência efetivamente possível de ser gerada pelas unidades geradoras de contingência não poderá ser utilizada como referência para fins de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, na comercialização de energia e no despacho da geração.

V - Potência Instalada: capacidade bruta (kW) que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central;

a) a potência elétrica ativa nominal de uma unidade geradora é definida como a máxima potência elétrica ativa possível de ser obtida nos terminais do gerador elétrico, respeitados os limites nominais do fator de potência, e comprovada mediante dados de geração ou "ensaio de desempenho".

VI - Potência Líquida: potência elétrica ativa (kW) máxima disponibilizada pela central geradora, definida em termos líquidos no seu ponto de conexão, ou seja, descontando da potência bruta gerada o consumo em serviços auxiliares e as perdas no sistema de conexão da central geradora e comprovada mediante dados de geração ou "ensaio de desempenho".

DA APLICAÇÃO DAS DEFINIÇÕES

Art. 3º O processo de outorga de central geradora observará a seguinte sistemática: registrar a "Potência Instalada" e a "Potência Líquida" da central geradora, conforme valores declarados pelo agente outorgado, devendo as mesmas serem confirmadas pelo agente de geração após a entrada em operação comercial

da usina, para posterior revisão nos termos desta Resolução, ressalvadas as suas exceções.

§ 1º Para as tecnologias de geração que utilizam fonte eólica ou solar, serão adotadas as informações de projeto, prescindindo-se do "ensaio de desempenho" ou dos dados de geração, a critério da ANEEL;

§ 2º São dispensadas da determinação da "Potência Líquida" as centrais geradoras com Potência Instalada de até 1.000 kW, no caso de fonte hidráulica, e de até 5.000 kW, no caso de outras fontes;

I - Nesses casos a "Potência Instalada" será definida com base no menor valor entre a potência nominal do equipamento motriz (kW) e a do gerador elétrico (kW), esta definida pelo produto da potência elétrica aparente (kVA) pelo fator de potência nominal (f.p.), ambos tomados diretamente da placa aprovada pelo fabricante para operação em regime contínuo.

DAS OBRIGAÇÕES DO AGENTE DE GERAÇÃO

Art. 4º O agente de geração obriga-se a encaminhar, para validação e registro na ANEEL da "Potência Instalada" e da "Potência Líquida", relatório técnico com os resultados do "ensaio de desempenho", ressalvadas as suas exceções, obedecendo aos seguintes prazos:

§ 1º Para outorgas anteriores à publicação desta Resolução: o maior prazo entre até vinte e quatro meses após essa publicação, e até vinte e quatro meses após a entrada em operação comercial da central geradora.

§ 2º Para outorgas posteriores à publicação desta Resolução: até vinte e quatro meses após a entrada em operação comercial da central geradora.

§ 3º A entrada em operação da central geradora caracteriza-se pela entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da central.

§ 4º O ensaio de desempenho, com critérios e procedimentos específicos conforme anexo desta Resolução, caracteriza-se essencialmente pelo ensaio realizado para verificação da "Potência Instalada" e da "Potência Líquida" da central geradora.

Art. 5º Alternativamente ao "ensaio de desempenho", a comprovação da "Potência Instalada" e da "Potência Líquida" poderá ser realizada por meio de relatório técnico utilizando-se de dados de geração obtidos diretamente do SMF, ou ainda diretamente do SCD nos sistemas isolados, no qual deverá ser comprovada a operação da central geradora em base semanal à plena carga.

§ 1º O valor da "Potência Instalada" e da "Potência Líquida" será o valor integralizado da geração ativa verificada no período de sete dias e em base horária, respeitadas as orientações específicas contidas no Procedimento para determinação da "Potência Instalada" e "Potência Líquida" de empreendimentos de geração de energia elétrica.

§ 2º O relatório técnico de que trata o caput deste artigo deverá ser elaborado conforme os Procedimentos para a determinação da "Potência Instalada" e "Potência Líquida" de empreendimentos de geração de energia elétrica.

§ 3º Os dados de geração para confirmação da "Potência Instalada" e "Potência Líquida" deverão ser devidamente homologados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e obtidos diretamente do Sistema de Medição de Faturamento - SMF ou ainda do Sistema de Coleta de Dados Operacionais - SCD nos sistemas isolados;

I - Nos casos onde não é necessária a instalação da medição bruta, conforme critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Comercialização, poderão ser utilizados os dados de geração do sistema de supervisão e controle da central geradora para confirmação da "Potência Instalada".

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 6º Aprovar os Procedimentos para a determinação da "Potência Instalada" e "Potência Líquida" de empreendimentos de geração de energia elétrica, disponibilizados no sítio da ANEEL na Internet www.aneel.gov.br.

Art. 7º A documentação técnica, em todas as suas partes, deverá estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a comprovação de sua inscrição e certificado de regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia - CREA.

Art. 8º Qualquer alteração da "Potência Instalada" ou "Potência Líquida" da central geradora deverá ser regularizada junto à ANEEL.

Art. 9º O agente se obriga a manter nas instalações da central geradora, a disposição dos técnicos da ANEEL, cópia do relatório técnico para comprovação de "Potência Instalada" e "Potência Líquida", bem como, afixado em local de fácil acesso, placa de identificação do fabricante de cada equipamento motriz e gerador elétrico.

Art. 10. O desatendimento às condições e obrigações estabelecidas nesta Resolução sujeitará o agente infrator às penalidades previstas na Resolução ANEEL nº 63, de 12 de maio de 2004, e legislação cabível.

Art. 11. Fica revogado o art. 7º da Resolução nº 433, de 26 de agosto de 2003.

Art. 12. Fica revogada a Resolução nº 407, de 19 de outubro de 2000.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA