

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**USO DE SISTEMAS BACK-TO-BACK EM GERAÇÃO HIDRÁULICA COM  
ROTAÇÃO VARIÁVEL**

**RAFAEL ALVARES BRAGANÇA**

**Itajubá, dezembro de 2018**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RAFAEL ALVARES BRAGANÇA**

**USO DE SISTEMAS BACK-TO-BACK EM GERAÇÃO HIDRÁULICA COM  
ROTAÇÃO VARIÁVEL**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**

**Orientador: Edson da Costa Bortoni**

**Itajubá, dezembro de 2018**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RAFAEL ALVARES BRAGANÇA**

**USO DE SISTEMAS BACK-TO-BACK EM GERAÇÃO HIDRÁULICA COM  
ROTAÇÃO VARIÁVEL**

Dissertação aprovada por banca examinadora em  
14 de dezembro de 2018, conferido ao autor o título  
de ***Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.***

**Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita

Prof. Dr. Marcos Vinícius Xavier Dias

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni (Orientador)

**Itajubá, dezembro de 2018**

A Deus em primeiro lugar, pois por Ele e para Ele foram feitas todas as coisas.

A minha esposa amada Karen por toda a paciência e por sempre estar ao meu lado,  
aos meus pais Geraldo e Júlia pelo incentivo e por acreditarem na concretização  
desse sonho, a minha irmã Carolina por sempre me motivar a crescer.  
Aos familiares e amigos que apoiaram de alguma forma na elaboração desse  
trabalho e em especial ao meu amigo Eng.º André Soares.

Dedico

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni por todo conhecimento, motivação e apoio incondicional, possibilitando o desenvolvimento deste trabalho.

A todos os colegas do P&D Furnas: Prof. Dr. Augusto N. C. Viana, Prof. Dr. Ângelo J. J. Resek, Prof. Dr. Zulcy de Souza e em especial ao Eng.º M.Sc Jose Vitor Bernardes Jr.

Agradeço também aos professores: Dr. Jamil Haddad, Dr. Marcos Dias, Dr. Roberto Akira e a todos os demais funcionários do EXCEN por todo apoio e amizade.

Um agradecimento especial é feito a FURNAS na pessoa do Engenheiro M.Sc Luciano Lopes Pinto, que através do programa de P&D, possibilitou a minha capacitação profissional. Também venho agradecer a CAPES pelo suporte financeiro.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo”.

Albert Einstein.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>VII</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>X</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>XII</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>XIII</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS E SUAS TENDÊNCIAS .....	1
1.2 PRINCIPAIS TOPOLOGIAS ENTRE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO .....	3
1.3 OBJETIVOS .....	5
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	5
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>8</b>
2.1 BACK-TO-BACK .....	8
2.1.1 Classificação dos conversores <i>Back-to-back</i> .....	9
2.2 HVDC .....	10
2.2.1 Topologias e principais elementos do HVDC .....	14
2.2.2 HVDC como solução para operação com rotação variável em hidrelétricas .....	16
2.3 VFT.....	20
2.4 DFIG.....	23
<b>3 TURBINAS HIDRÁULICAS</b> .....	<b>31</b>
3.1 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DAS TURBINAS HIDRÁULICAS.....	31
3.1.1 Operação em rotação constante .....	33
3.1.2 Operação em rotação variável .....	35
3.2 O FENÔMENO DA CAVITAÇÃO .....	37
3.3 MODELO MATEMÁTICO DESENVOLVIDO.....	41
<b>4 ENSAIOS E RESULTADOS</b> .....	<b>47</b>
4.1 MONTAGEM DA AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL .....	47
4.1.1 Equipamentos utilizados em laboratório.....	49
4.1.2 Instrumentação e aquisição de dados em laboratório .....	52
4.2 DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE DE ENSAIO.....	60
4.3 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA .....	70
<b>5 CONCLUSÕES</b> .....	<b>77</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>79</b>

<b>APÊNDICE 1 - ALGORITMO DE CÁLCULO PARA RECUPERAÇÃO DO RENDIMENTO NO MATLAB .....</b>	<b>85</b>
<b>APÊNDICE 2 - ENSAIO PRÁTICO EM LABORATÓRIO .....</b>	<b>88</b>



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Adição de recursos energéticos. ....	3
Figura 1.2 – Esboço de usinas reversíveis e configurações de equipamentos operando com rotação variável. ....	4
Figura 2.1 – HVDC em topologia Back-to-back. ....	8
Figura 2.2 – Conversor PWM de potência nominal em Central Hidroelétrica. ....	10
Figura 2.3 – Conversor Back-to-back LCC em Central Hidroelétrica. ....	10
Figura 2.4 – Comissionamento do 1º link HVDC 1954. ....	11
Figura 2.5 – HVDC. ....	17
Figura 2.6 – Conversor em Grimseil 2. ....	19
Figura 2.7 – Usina Hidrelétrica conectada com HVDC LCC. ....	20
Figura 2.8 – Esboço de usinas hidrelétrica operando com o VFT. ....	20
Figura 2.9 – Transformador de frequência variável. ....	21
Figura 2.10 – Transformador de frequência variável comissionado. ....	22
Figura 2.11 – Transformador de frequência variável na conexão entre sistemas. ....	23
Figura 2.12 – Configuração do DFIG operando com rotação variável. ....	24
Figura 2.13 – Usina hidrelétrica reversível. ....	25
Figura 2.14 – DFIG com cicloconversor. ....	26
Figura 2.15 – DFIG com conversor PWM. ....	26
Figura 2.16 – Máquina convencional. ....	27
Figura 2.17 – Máquina de dupla alimentação. ....	27
Figura 2.18 – Fluxo de potência em gerador de dupla alimentação. ....	29
Figura 3.1 – Diagrama de Colina. ....	31

Figura 3.2 – Rendimento das turbinas em função da vazão para $n$ e $H$ nominais constantes. ....	34
Figura 3.3 – Curvas de $(\eta_t)$ em função de $(H/H_n)$ para as turbinas Hélice, Francis e Pelton. ....	35
Figura 3.4 – Diagramas de colina de turbinas hidráulicas. ....	36
Figura 3.5 – Limites de operação de uma turbina um modelo reduzido de Francis normal. ....	37
Figura 3.6 – Condições nominais de operação da Turbina Francis. ....	38
Figura 3.7 – Turbina Francis operando com sobrecarga. ....	39
Figura 3.8 – Turbina Francis operando com carga parcial. ....	40
Figura 3.9 – Turbilhões livres em modelo reduzido de Itaipu. ....	40
Figura 3.10 – Triângulo de velocidades no rotor do tipo Francis. ....	42
Figura 3.11 – Entrada de dados rotina. ....	45
Figura 3.12 – Resultado da simulação MATLAB. ....	45
Figura 4.1 – Esquema do laboratório para ensaios. ....	47
Figura 4.2 – Laboratório P&D Unifei. ....	48
Figura 4.3 – Active Front End. ....	49
Figura 4.4 – Excitatriz Estática e Instrumentos de Medição. ....	50
Figura 4.5 – Excitatriz Estática e Instrumentos de Medição em operação. ....	50
Figura 4.6 – Grupo gerador. ....	51
Figura 4.7 – Reservatório (tanque). ....	52
Figura 4.8 – Célula de Carga. ....	53
Figura 4.9 – Transdutor de nível do reservatório. ....	53
Figura 4.10 – Transdutor de pressão instalado na entrada da turbina. ....	54
Figura 4.11 – Transdutor diferencial instalado. ....	54

Figura 4.12 – Transdutor e manômetro no canal de fuga. ....	55
Figura 4.13 – Medidor de temperatura da água. ....	55
Figura 4.14 – Transdutor de deslocamento para abertura do das pás do distribuidor. ....	56
Figura 4.15 – Medição elétrica na saída do AFE. ....	56
Figura 4.16 – Medição elétrica na saída do gerador. ....	57
Figura 4.17 – Amostra de medição do gerador e do AFE. ....	58
Figura 4.18 – Sistema de conversão construído. ....	58
Figura 4.19 – Software DASyLab em operação. ....	59
Figura 4.20 – Circuito de ensaios do modelo reduzido. ....	60
Figura 4.21 – Entrada e saída da turbina hidráulica. ....	61
Figura 4.22 – Vista superior do vertedouro. ....	62
Figura 4.23 – Vista frontal do vertedouro. ....	62
Figura 4.24 – Software implementado. ....	65
Figura 4.25 – Calibração da instrumentação no DASyLab. ....	66
Figura 4.26 – Entradas de níveis no DASyLab. ....	66
Figura 4.27 – Variáveis registradas durante ensaio. ....	67
Figura 4.28 – software desenvolvido. ....	68
Figura 4.29 – software desenvolvido completo. ....	69
Figura 4.30 – Medições de rendimento em nível e rotação nominais. ....	70
Figura 4.31 – Medições de rendimento em nível deplecionado e rotação nominal. ....	71
Figura 4.32 – Medições de rendimento em nível deplecionado e rotação variável. ....	72
Figura 4.33 – Medições de rendimento em diferentes níveis de montante e rotações. ....	73

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – VSC instalados recentemente. ....	13
Tabela 2.2 – LCC instalados recentemente. ....	13
Tabela 3.1 – Campo de aplicação das principais turbinas. ....	32
Tabela 4.1 – Medidas das dimensões da turbina. ....	63
Tabela 4.2 – Rendimento e perdas no AFE. ....	74
Tabela 4.3 – Recuperação de potência com deplecionamento. ....	74

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>AFE</b>	<i>Active Front End</i>
<b>B-B</b>	<i>Back-to-back</i>
<b>CA</b>	Corrente Alternada
<b>CC</b>	Corrente Contínua
<b>CFSM</b>	<i>Converted-Fed Synchronous Machine</i>
<b>DFIG</b>	<i>Double Fed Induction Generator</i>
<b>GTO</b>	<i>Gate Turn Off</i>
<b>HVDC</b>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
<b>IGBT</b>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
<b>LCC</b>	<i>Line Commuted Converter</i>
<b>LCF</b>	Limitadores de Corrente de Falta
<b>MMC</b>	Conversor Multinível Modular
<b>PCH</b>	Pequena Central Hidrelétrica
<b>PWM</b>	<i>Pulse Width Modulation</i>
<b>TH</b>	Turbina Hidráulica
<b>VFT</b>	<i>Variable Frequency Transformer</i>
<b>VSC</b>	<i>Voltage Source Converters</i>

## RESUMO

As principais tecnologias para conexão com a geração hidrelétrica operando com rotação não síncrona são: A conexão HVDC - *High Voltage Direct Current* e o DFIG - *Double Fed Induction Generator*. Apesar de estudos realizados sobre o VFT - *Variable Frequency Transformer* mostrarem ser uma solução, esta solução ainda é utilizada exclusivamente na transmissão de energia. A escolha natural do HVDC para a conexão com o gerador síncrono é aplicada para longas distâncias, como ocorre nas Usinas Santo Antônio e Jirau, no estado de Rondônia. O sistema *Back-to-back*, apesar de trabalhar com potência nominal da geração, apresentou rendimentos da ordem de 96%. O VFT também se faz necessário conversor de potência nominal, enquanto o DFIG requer conversor na ordem de 20% para operar com 15% de variação de rotação. Outra vantagem da solução estudada é ter maior possibilidade na variação da rotação já que o conversor é nominal, condição importante para as usinas reversíveis, sendo necessário em alguns momentos utilizar o gerador na função motorizada, trabalhando como bomba. Desta maneira, a confiabilidade do sistema é aumentada, principalmente devido a geração eólica e fotovoltaica que são intermitentes. Neste trabalho foi proposto um modelo para recuperar o rendimento perdido devido a redução do reservatório, visto que a matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica, apresentando variações sazonais nos níveis de água, fazendo com que as Usinas trabalhem fora das condições nominais, elevando desgastes e custos de manutenção. Os resultados foram bastantes promissores, pois além de recuperar o rendimento perdido, reduziu o desgaste e os problemas devido a cavitação. A maior contribuição deste trabalho é comprovar, experimentalmente, que a eficiência recuperada devido ao ajuste de rotação em situação de deplecionamento do reservatório mostrou-se superior às perdas do sistema de conexão *Back-to-back*, essencial no cenário tecnológico atual, buscando a otimização da eficiência energética.

**Palavras-chave:** Rotação variável; Usinas reversíveis; *Back-to-back*

## ABSTRACT

The main technologies for connection of hydropower generation operating with non-synchronous rotation are: HVDC connection and the Double Fed Induction Generator (DFIG). Although studies on VFT (Variable Frequency Transformer) prove to be a solution for this connection it is still used exclusively in energy transmission. Choosing HVDC for the connection with synchronous generators is justified in long distance energy transmissions, as occurs in the Santo Antônio and Jirau Power Plants in the state of Rondônia. The Back-to-back system, despite working with nominal generation power, showed a efficiency of approximately 96%. The VFT also requires a nominal power converter, while the DFIG requires a converter of approximately 20% to operate with a 15% rotation variation. Another advantage of the studied solution is the possibility of a greater variation of generator rotation, an important condition for the reversible plants with nominal transformation converters, necessary at times to use the generator as a motor, working as a pump. This way, the reliability of the system is increased, mainly due to wind and photovoltaic generation which are intermittent. A model was proposed in this work in the effort to recover loss in efficiency due to the reduction of the reservoir water level, since the Brazilian energy matrix is predominantly hydraulic, showing seasonal variations in water levels, power plants work outside the nominal conditions, increasing wear and tear and maintenance costs. Cavitation and reduction in efficiency were substantially reduced as results using the model. The major contribution of this work was proven, experimentally, that the efficiency recovered due to the rotation adjustment in the reservoir depletion situation, proved to be superior to the losses of the Back-to-back connection system, essential solution in the current technological scenario, due to optimization of energy efficiency.

**Keywords:** Variable rotation, Reversible plants, Back-to-back

# **1 INTRODUÇÃO**



## 1 INTRODUÇÃO

A operação com rotação variável em centrais hidrelétricas tem sido estudada a décadas. Tendo em vista que turbina é muito sensível a variação do nível montante [1]. Segundo Valavi e Nysveen [2], é levantado o estado da arte da operação com velocidade variável em usinas hidrelétricas.

Neste capítulo introdutório é discutido a importância das usinas reversíveis e suas tendências, assim como são mostradas as principais topologias de conexão do gerador. Também são abordados os objetivos e a estrutura da dissertação.

### 1.1 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS E SUAS TENDÊNCIAS

Usinas hidrelétricas reversíveis são os sistemas de armazenamento de energia mais eficientes e práticos em grandes escalas com eficiência global entre 70% e 85%. No modo de geração, a usina opera como uma usina hidrelétrica convencional. No modo de bombeamento (motorizado), a energia elétrica da rede é consumida para bombear a água do reservatório inferior para o reservatório superior. Atualmente, há instaladas mais de 400 usinas reversíveis, totalizando uma potência acima de 24.000 (MW).

Essas usinas reversíveis convencionais têm sido usadas principalmente para equilibrar a geração de energia e a demanda de carga do sistema. No funcionamento da usina, inclui trabalhar no modo de bombeamento durante as horas com baixa demanda e trabalhar no modo de geração durante o horário de pico. A flexibilidade dessas plantas permitiu que usinas de energia térmica e nucleares operassem de forma mais eficiente em seu horário de pico na geração, motivo pelo qual vários países desenvolveram a tecnologia de armazenamento bombeado na década de 1970. Hoje em dia, o seu papel na rede representa muito mais do que isso, dando uma adição significativa para a continuidade da expansão planejada no âmbito das energias renováveis [2].

As fontes de energia renováveis intermitentes como a eólica e a solar estão se tornando cada vez mais importantes, avançadas hidrelétricas de armazenamento podem ser a tecnologia que permite uma maior inclusão das energias renováveis na rede. Uma vez que estas energias renováveis variáveis são difíceis de prever, é

necessário uma flexível capacidade de armazenamento de energia para melhorar a sua integração na rede. As plantas de armazenamento com rotação constante não são capazes de atender a alta flexibilidade que a rede necessita. A operação com velocidade variável dará flexibilidade adicional à rede oferecendo uma variedade de serviços auxiliares valiosos. Além do sistema de energia, a própria usina hidrelétrica poderia se beneficiar substancialmente da operação com velocidade variável, incluindo a melhoria da eficiência e da sua faixa de operação [2].

É mais comum o uso de turbinas-bombas nessas usinas hidrelétricas reversíveis. Nesta configuração, o sentido de rotação tem de ser invertido quando se muda do modo de motorização para o modo de geração e vice-versa. Outra maneira é utilizar sistemas ternários, de tal maneira que não há nenhuma necessidade de inverter o sentido de rotação, quando alterado o modo de operação. Dessa forma eles podem oferecer um menor tempo de transição entre os modos. Podendo otimizar a bomba e a turbina, levando o conjunto a ter uma maior eficiência hidráulica.

Apesar do foco dos principais investimentos atuais estarem nas fontes de energias renováveis (energia eólica, energia solar, geotérmica e bioenergia), a geração hidrelétrica possui maturidade e confiabilidade.

A energia hidrelétrica é atualmente a maior fonte de geração de energia renovável do mundo, produzindo 3,431 (TWh) e suprimindo 16% das necessidades globais de energia elétrica em 2010. Na Figura 1.1, tem-se a produção hidroelétrica como a maior parcela de crescimento entre as demais fontes de energia renovável [3].

Entre as usinas hidrelétricas reversíveis no mundo, tem-se 17 operando com rotação variável (em breve serão 36 usinas). Na Europa, devido a necessidade de armazenamento de energia por causa do excedente de geração eólica e solar, tem-se que aproximadamente 40% do potencial total de geração com usinas reversíveis para armazenamento, deverão operar com rotação variável [2, 4, 5].

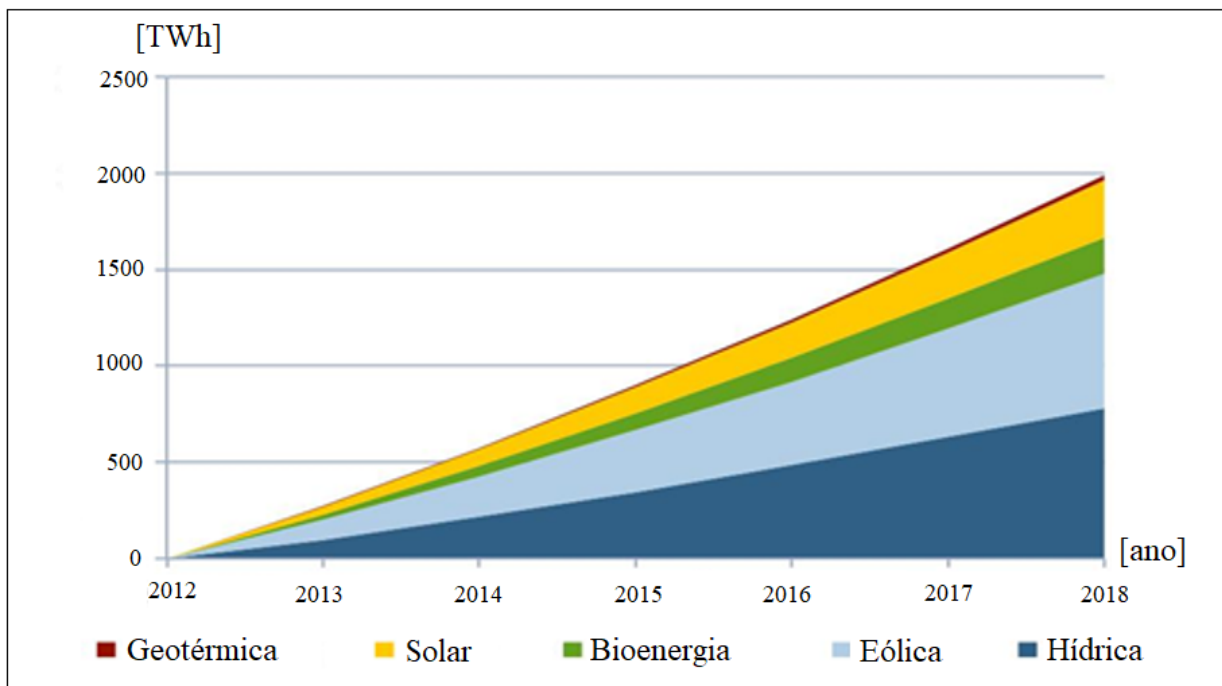


Figura 1.1 – Adição de recursos energéticos [3].

Juntamente com o desenvolvimento da tecnologia de conversão e transmissão de potência, a geração hidrelétrica, que possui elevada eficiência e confiabilidade se tornam cada vez mais atrativas para a indústria hidrelétrica, permitindo a rotação variável em usinas hidroelétricas. Atualmente as duas principais configurações elétricas adotadas para realizar a operação com velocidade variável incluem o gerador de indução duplamente alimentado e o gerador síncrono alimentado com conversor [2, 3].

## 1.2 PRINCIPAIS TOPOLOGIAS ENTRE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

Em [6], se apresenta de modo sucinto as principais topologias de conexão entre geração e transmissão. Na Figura 1.2, são detalhadas ordenadamente: A primeira é baseada na configuração convencional com rotação fixa, na sequência vem o DFIG, depois a máquina síncrona conectada em HVDC e por último o gerador síncrono conectado com conversor de frequência *Back-to-back*.

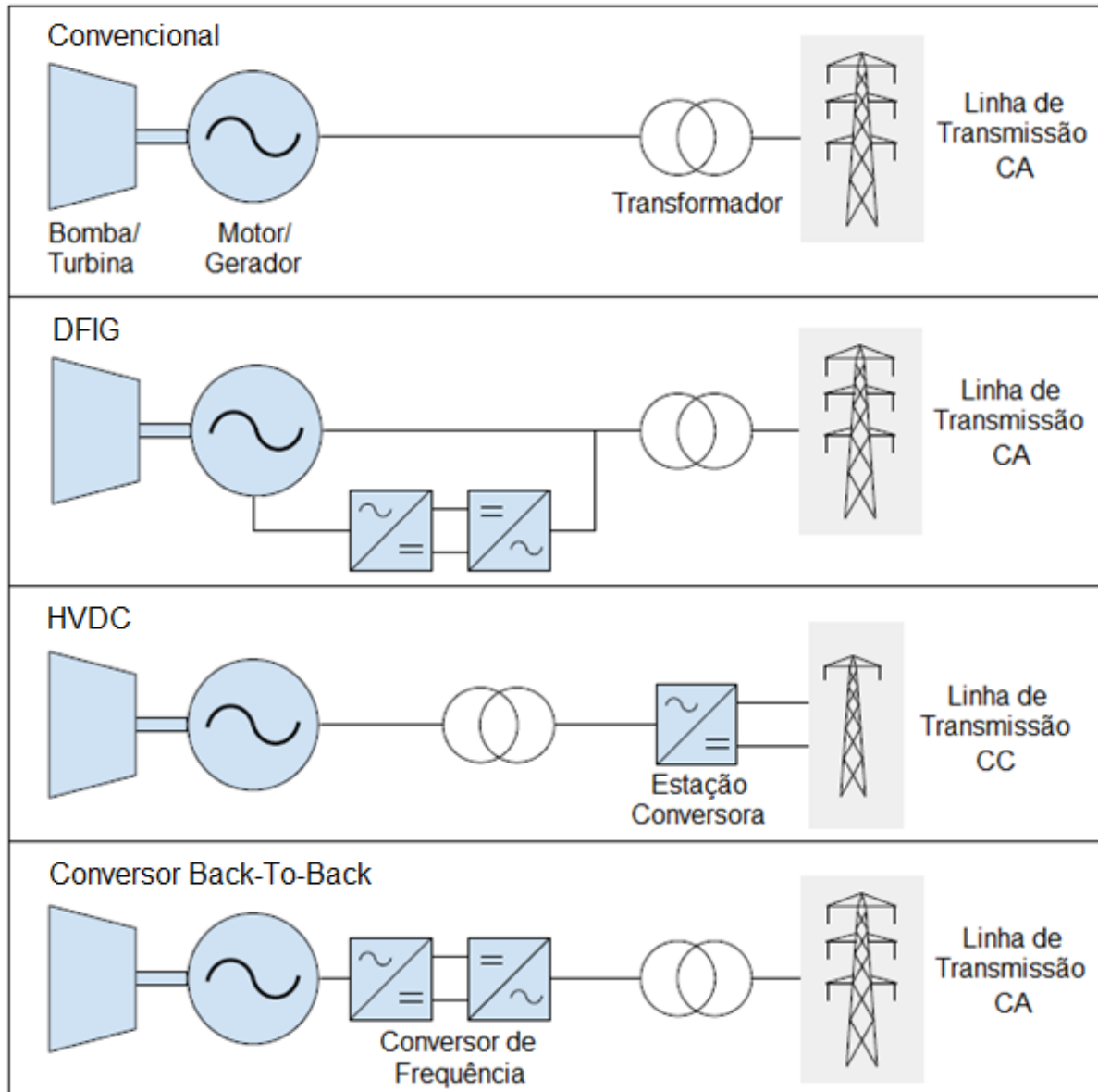


Figura 1.2 – Esboço de usinas reversíveis e configurações de equipamentos operando com rotação variável [6].

As principais soluções de conexão utilizadas na atualidades são: HVDC (*High Voltage Direct Current*, do português Corrente Contínua em Alta Tensão), VFT (*Variable Frequency Transformer*, do português Transformador de Frequência Variável) e DFIG (*Double Fed Induction Generator*, do português Gerador de Indução Duplamente Alimentado). O VFT foi objeto de estudo mostrando grande potencial para a geração com rotação variável [7], sendo aplicada até o presente momento em linhas de transmissão, entretanto as tecnologias que se destacam no momento presente para a solução, são o HVDC e o DFIG [2, 3, 8].

### 1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é implementar em laboratório um modelo matemático que calcule a nova rotação que deverá ser ajustado, visando dessa forma a recuperação de rendimentos na turbina Francis, devido a turbina não estar operando em seus valores nominais de projeto. Objetivos específicos são:

- I. Realizar ensaios a fim de levantar o comportamento da turbina Francis em questão.
- II. Utilizar o algoritmo desenvolvido para calcular as novas rotações, a fim de recuperar perdas na turbina Francis devido a redução de queda.
- III. Desenvolver o roteiro de ensaios no software DASyLab.
- IV. Comparar graficamente a operação com rotação e alturas nominais, frente a operação com rotação variável para a condição de deplecionamento do reservatório.
- V. Comparar os resultados dos ensaios laboratoriais a fim de validar o algoritmo matemático desenvolvido.

### 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi desenvolvida buscando apresentar a tecnologia de rotação ajustável em usinas hidrelétricas com o uso de conexão *Back-to-back*, assim como mostrar a recuperação do rendimento com rotação variável. Desvinculando a frequência de geração (associada com a rotação mecânica), com a frequência da rede.

Este trabalho é composto por 5 capítulos, sendo o capítulo presente a introdução, onde apresenta uma visão geral sobre o assunto e detalha os principais objetivos a serem alcançados.

O Capítulo 2 descreve o cenário atual de geração hidrelétrica com velocidade variável e suas topologias. Sendo feita uma extensa revisão bibliográfica sobre o assunto.

O Capítulo 3 apresenta o modelo da turbina hidráulica utilizada experimentalmente. Também é realizado uma modelagem matemática para calcular a rotação de ajuste para a turbina com rotor do tipo Francis em condição de

deplecionamento.

O capítulo 4 descreve o laboratório experimental e o software utilizado nos ensaios. Assim como é analisado os ensaios práticos, validando a metodologia implementada neste trabalho e discutindo os resultados alcançados.

Finalmente, o capítulo 5 apresenta as conclusões, os benefícios obtidos, os resultados e os trabalhos futuros.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão apresentadas as principais tecnologias para operação com rotação variável, possibilitando a transferência de potência entre sistemas assíncronos (a rede síncrona deverá estar dissociada da frequência de geração). Iniciando com o *Back-to-back*, proposta principal desenvolvida neste trabalho.

No tópico que trata do HVDC (*High Voltage Direct Current*) é levantado o estado da arte, as topologias e as aplicações na geração hidráulica. Assim como são abordadas outras duas possibilidades: O VFT (*Variable Frequency Transformer*) e o DFIG (*Double Fed Induction Generator*).

### 2.1 BACK-TO-BACK

A topologia *Back-to-Back* (B-B) apresenta dois conversores ligados por meio de um barramento CC. O princípio de funcionamento desses conversores são basicamente retificar e inverter (CA-CC-CA). O conversor conectado no gerador síncrono funciona como retificador (CA-CC), enquanto o conversor conectado na rede funciona como inversor (CC-CA), conforme Figura 2.1.

O controle dos conversores é realizado separadamente. O barramento CC possibilita o controle de cada conversor. A tensão no barramento CC é mais elevada quando comparada com o lado CA, proporcionando desse modo o fluxo nas duas direções de potência ativa e reativa [9].

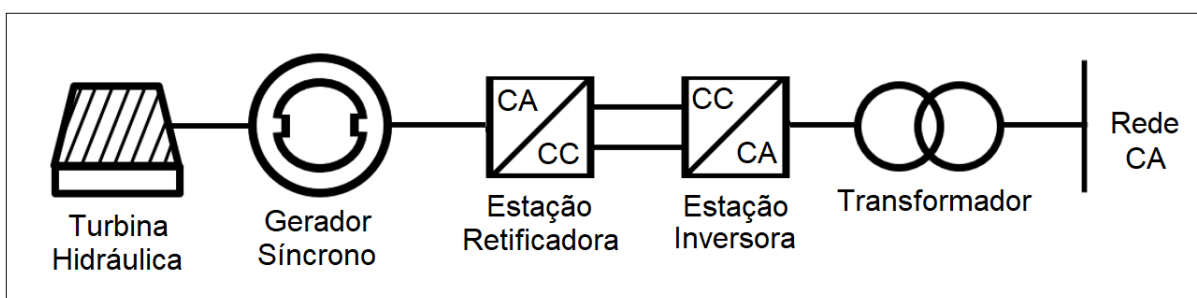


Figura 2.1 – HVDC em topologia *Back-to-back* [10].

O nome *Back-to-back* é referente ao fato de as estações retificadoras e inversoras estarem no mesmo local. Portanto é a mesma tecnologia utilizada no



HVDC.

Com o uso da conexão B-B não é necessário mudar a máquina elétrica (gerador síncrono convencional). Ao operar com rotação variável, a geração de frequência também será, uma vez que em uma máquina síncrona a frequência da tensão gerada é diretamente proporcional à rotação. A tensão gerada é então convertida para CC e então invertida para CA, em uma frequência constante e igual à da rede [10].

### 2.1.1 Classificação dos conversores *Back-to-back*

A proposta principal dessa dissertação é a rotação variável fazendo o uso de sistemas *Back-to-back* VSC (*Voltage Source Converters*, do português Conversores por Fonte de Tensão). Sendo utilizado a tecnologia AFE (*Active Front End*), trata-se da tecnologia HVDC embutido em um gabinete compacto. A configuração do AFE é a mesma do *Back-to-back* VSC.

Com o avanço da eletrônica de potência, surgiram dispositivos semicondutores, como IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e GTO (*Gate Turn-off Thyristor*). Na atualidade existem dois métodos dominantes, sendo eles: O *Back-to-back* LCC (*Line Commuted Converter*, do português Conversor por Linha Comutada) que faz uso de tiristores e o *Back-to-back* VSC que utilizam transistores (IGBT's), dentro da tecnologia de conversão CA para CC e vice-versa [11]. O LCC é uma tecnologia mais madura comparada com a tecnologia mais recente VSC.

Na Figura 2.2, tem-se a conexão de um conversor *Back-to-back* VSC com modulação PWM (*Pulse Width Modulation*, do português Modulação de Largura de Pulso) de carga nominal. Sendo este o método mais adotado para a modulação nos disparos das válvulas [12]. Nessa configuração o gerador está dissociado da rede CA. Nesse sistema é possível fazer o controle de potência ativa e reativa separadamente, melhorando dessa forma o desempenho na geração [3, 8]. Nessa configuração o controle do fluxo de potência (transmissão de energia) é realizado ajustando a corrente elétrica e mantendo a tensão contínua constante [13].

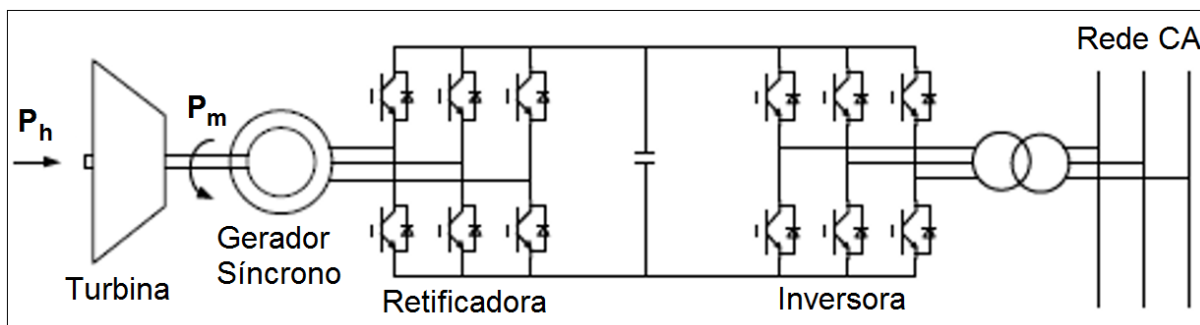


Figura 2.2 – Conversor PWM de potência nominal em Central Hidroelétrica [3, 8].

Em um B-B, a corrente contínua pode ser mantida elevada (devido a curta distância entre as duas estações conversoras), tendo a tensão CC reduzida, permitindo o desenvolvimento do conceito modular B-B (extremamente compacta) e causando menores impactos ambientais [14].

A Figura 2.3, mostra conversores usando tiristores, tendo duas pontes trifásicas antiparalelas de seis pulsos. Conhecido como conversor por linha comutada (LCC) que são sistemas de transmissão CC em corrente contínua [13].

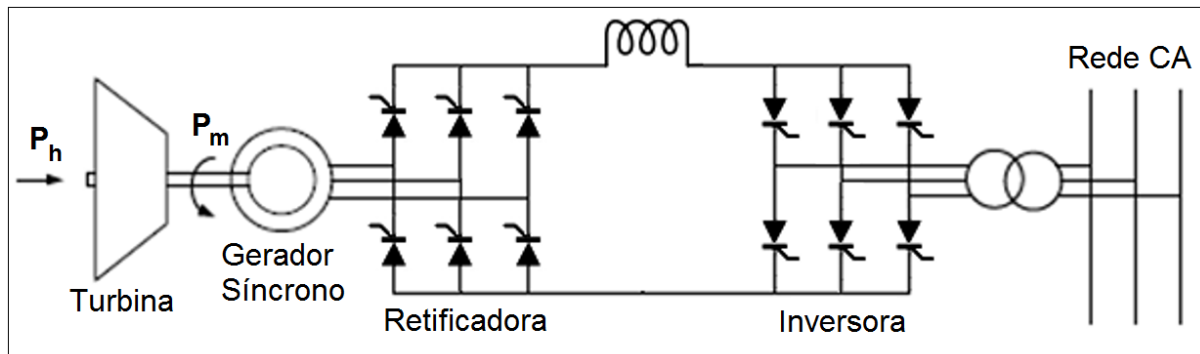


Figura 2.3 – Conversor *Back-to-back* LCC em Central Hidroelétrica [3, 8].

O conversor conectado no gerador é responsável por controlar a potência ativa e reativa gerada, enquanto que o conversor ligado à rede faz a regulação da tensão no barramento CC (Corrente Contínua) e controla o fator de potência do sistema [15].

## 2.2 HVDC

O HVDC (*High Voltage Direct Current*), iniciou a sua história na área da transmissão de energia elétrica, com o intuito exclusivo nessa área, não obstante vem

ganhando aplicações cada vez mais amplas na geração de energia elétrica, possibilitando a rotação variável.

A empresa ABB é pioneira no conceito HVDC, sendo criadora do 1º projeto HVDC de transmissão (ligando a Suécia continental à ilha de Gotland), apresentado na Figura 2.4. Nos últimos 60 anos a ABB vem desenvolvendo o HVDC, tendo aplicações na integração de energias renováveis [16] e em plataformas de extração de petróleo no mar [17].



Figura 2.4 – Comissionamento do 1º link HVDC 1954 [16].

Dr. Uno Lamn começou a sua carreira em 1928 quando entrou na ABB. Em 1954 a linha de transmissão entre a Suécia continental e a ilha de Gotland ficou pronta, tendo 103 (km) de comprimento, 20 (MW) de capacidade e transmitindo em um nível de tensão de 100 (kV). Por esse projeto o Dr. Uno ficou conhecido como o criador do HVDC [16].

No Brasil a utilização da transmissão em corrente contínua vem sendo cogitada desde a década de 70, fazendo a conexão com grandes hidrelétricas na Amazônia, ligando essas usinas até as regiões Sul/Sudeste e Nordeste.

O projeto pioneiro no Brasil em transmissão HVDC é o de Itaipu, com tensão

CC de 600 (kV). Sendo construído recentemente o complexo de transmissão Porto Velho (Sistema HVDC Madeira CC), para transportar a maior parte da energia gerada pelas Usinas Hidrelétricas Santo Antônio e Jirau até Araraquara-SP (Araraquara II), possuindo mais de 2300 (km) de linha de transmissão em tensão contínua no nível de 600 (kV), através da conexão bipolar.

Em busca de soluções mais eficientes e com menores impactos ambientais a solução HVDC proporciona uma série de benefícios frente a transmissão em corrente alternada, sendo eles: redução dos impactos ambientais, interligação assíncrona, possibilidade de controle do fluxo de potência e maior estabilidade e qualidade na transmissão.

O HVDC tem menor custo de implantação da linha por unidade de comprimento quando comparado a um sistema CA (Corrente Alternada) de mesmo nível de confiabilidade, devido ao menor número de condutores e menores tamanhos de torre. Todavia, o sistema CC necessita de duas estações de conversão, que possuem custo elevado, chegando a custar de duas a três vezes o preço de uma correspondente estação de transformação CA [18].

Na maioria das vezes, a transmissão HVDC para pequenas distâncias não é economicamente viável. Porém, um fator determinante para a aplicação ou não de corrente contínua em alta tensão, é o custo das linhas aéreas. Acima de uma distância (cerca de 500km), a economia obtida nas linhas CC é maior do que os custos extras oriundos das estações terminais, tornando a opção de transmissão mais vantajosa [18].

Na atualidade existem dois métodos dominantes, sendo eles: O HVDC-LCC (*Line Commuted Converter*, do português Conversor por Linha Comutada) que faz uso de tiristores e o HVDC-VSC (*Voltage Source Converters*, do português Conversores por Fonte de Tensão) que utilizam transistores (IGBT's), dentro da tecnologia de conversão CA para CC e vice-versa [11].

Os conversores por linha comutada são sistemas de transmissão em corrente contínua, enquanto os conversores por fonte de tensão são sistemas de transmissão em tensão contínua [13].

A tecnologia LCC opera com boa confiabilidade em níveis de tensão elevada e apresenta baixa manutenção (é a configuração mais adotada), entretanto o VSC apresenta maiores benefícios (mais eficiente) [19].

O VSC é mais eficiente para as novas redes de energia: na integração de geração eólica, na renovação das linhas em centros urbanos, nas aplicações multiterminais e nas conexões com sistemas isolados. Por se tratar de uma tecnologia recente, o conversor por fonte de tensão ainda não é amplamente adotado, mas a tendência é que a tecnologia VSC venha a ser mais interessante no futuro [11].

As Tabelas 2.1 e 2.2 [11], mostram algumas instalações mais recentes do HVDC-VSC e do HVDC-LCC, respectivamente. Pode-se ser observado também que a tecnologia LCC é utilizada para níveis de tensões e distâncias mais elevadas enquanto a tecnologia VSC é utilizada para níveis de tensões e distâncias menores.

Tabela 2.1 – VSC Instalados Recentemente.

Nome do Projeto	Localização	Características			
		[kV]	Ano	[MW]	[km]
Borwin 1	Alemanha	±150	2009	400	200
Caprivi Link	Namíbia	±350	2010	300	951
Transbay	EUA	±200	2010	400	85
EWIC	Reino Unido	±200	2012	500	261
Inelfe	França	±320	2013	1000	65
Skagerrak 4	Noruega	±500	2014	700	244

Tabela 2.2 – LCC Instalados Recentemente.

Nome do Projeto	Localização	Características			
		[kV]	Ano	[MW]	[km]
UK-Netherlands	Reino Unido	±400	2011	1000	260
Jinpin-Sunan	China	±800	2012	7200	2093
Mundra-Haryana	Índia	±500	2012	2500	960
Rio-Madeira	Brasil	±600	2013	2x3150	2375

Xiluodu-Guangdong	China	$\pm 500$	2013	6400	1251
Nuozhadu-Guangdong	China	$\pm 800$	2013	5000	1451
Southern Hami-Zhengzhou	China	$\pm 800$	2014	8000	2200
Biswanath-Agra	Índia	$\pm 800$	2014	6000	1728
Xiluodu-Zhejiang	China	$\pm 800$	2014	8000	1688
Zhundong-Sichuan	China	$\pm 1100$	2015	10000	2600

As principais vantagens do VSC são: o controle rápido de potências (ativa e reativa de forma independente) e resposta rápida em face das perturbações no sistema. Não existem falhas de comutações por causa de falta no sistema CA. Os filtros são projetados para mitigar a geração de harmônicos devido a modulação PWM [17].

As desvantagens do VSC são: maiores perdas devido a frequência de chaveamento ser maior e na ocorrência de faltas na linha de transmissão CC, precisa-se abrir os disjuntores CA de ambos os lados (devido à falta de disjuntores CC de grande porte). Neste contexto, limitadores de corrente de falta (LCF) são utilizados para minimizar o impacto das faltas e a completa extinção dessas faltas é realizada pelo sistema de proteção.

### 2.2.1 Topologias e principais elementos do HVDC

As interconexões podem ter diferentes configurações no HVDC. São chamadas de topologias e configurações do conversor, que são escolhidas dependendo dos requisitos operacionais do projeto, descritas a seguir [11]:

- Conexão *Back-to-back*: Ambas as estações se encontram no mesmo local, logo a linha entre a estação retificadora e a estação inversora tem poucos metros.
- Conexão Monopolar: Possui dois conversores separados por uma única

linha, possui apenas um pólo de tensão contínua, podendo ser positiva ou negativa. O solo é usado como condutor de retorno. A maioria das linhas de transmissão submarinas usam essa conexão.

- **Conexão Homopolar:** Essa topologia apresenta duas ou mais linhas de mesma polaridade entre as estações conversoras. Normalmente a polaridade negativa é adotada para reduzir tanto o efeito corona quanto a perda de potência reativa. O solo é usado como condutor de retorno. Em caso de falta em um pólo, esse tipo de conexão se comporta semelhantemente a monopolar. Apresenta alto custo e, portanto, raramente adotado. Entretanto possui confiabilidade superior frente a conexão monopolar.
- **Conexão Bipolar:** É o método mais popular na interconexão dos conversores HVDC. Utiliza o solo como condutor de retorno e apresenta funcionamento similar com a conexão homopolar, mas tendo apenas dois pólos, sendo um positivo e o outro negativo. Cada pólo é independente, podendo operar mesmo em caso de falta em um dos pólos [20]. É a configuração utilizada na maior linha de transmissão HVDC do Brasil e uma das maiores do mundo, conectando o centro gerador de Jirau e Santo Antônio (RO) à Araraquara (SP).
- **Conexão Multi-terminal:** Possui mais de dois conjuntos de conversores, operando de maneira independente. Cada conversor pode operar tanto como retificador quanto como inversor [21].

Os principais elementos que compõe um sistema HVDC são [22]:

- **Válvulas tiristorizadas:** As válvulas tiristorizadas podem ser construídas de modo diferente, dependendo da aplicação e do modo de produção. Entretanto o arranjo mais comum de válvulas tiristorizadas é o de 12 pulsos.
- **Válvulas VSC:** O conversor VSC consiste em conversores de dois ou mais níveis, reator de fase e filtros CA.
- **Transformadores:** Os transformadores conversores adaptam o nível de tensão CA para tensão CC. Geralmente são monofásicos de três enrolamentos, mas podem ter arranjos diferentes dependendo do modo de transporte e quantidade de energia solicitada. O HVDC-LCC usa um tipo especial de transformador (maior custo), enquanto o transformador do

- HVDC-VSC é um transformador normal, reduzindo custos neste quesito [11].
- Filtro CA e banco de capacitores: No lado CA de um conversor HVDC de 12 pulsos são gerados harmônicos de corrente e são instalados filtros para limitar a quantidade de harmônicos formados na rede. No processo de conversão o conversor consome potência reativa, que é compensado em partes pelos filtros e o restante pelos bancos de capacitores conectados à rede.
  - Filtro CC: O conversor HVDC gera harmônicos em todos os modelos operacionais. Tais harmônicos geram distúrbios no sistema de telecomunicação, que podem ser reduzidos pela inserção de filtros CC, uma vez que são projetados com características especiais para esta finalidade.
  - Reatores de alisamento: Ajuda a remover as oscilações na componente contínua do sistema e limita a taxa de variação de correntes de falta na linha CC (corrente contínua) [11].
  - O meio mais comum de transmissão terrestre é realizado por linhas aéreas. Normalmente são linhas bipolares, com dois condutores de diferentes polaridades. Os cabos de transmissão HVDC são também utilizados para transmissão submarina. Os tipos mais comuns de cabos são os sólidos e os preenchidos com óleo. Sendo os do tipo sólido o mais econômico, na maioria dos projetos [18].

### 2.2.2 HVDC como solução para operação com rotação variável em hidrelétricas

O conceito de operação de velocidade variável em aproveitamentos hidroelétricos usando o HVDC, foi introduzido pela primeira vez na década de 80 [23].

O CFMS (*Converted-Fed Synchronous Machine*, do português ou Gerador Síncrono Alimentado por Conversor) vem sendo utilizado em usinas reversíveis, possibilitando a rotação variável.

Nesta configuração, a conexão entre o gerador síncrono e a rede é realizado a partir de um conversor de mesma potência nominal do gerador, conforme a Figura 2.5. Uma vez que a máquina está dissociada da rede, uma ampla faixa de velocidade e variações de frequência são possíveis. Obviamente, a desvantagem está na especificação da potência do conversor, possuindo custo muito elevado para as



classificações de alta potência com a tecnologia atual.

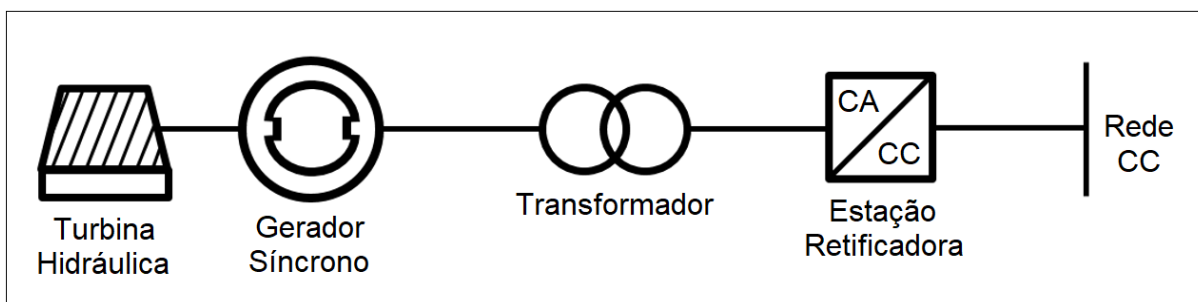


Figura 2.5 – HVDC [10].

O CFMSM, tem um desempenho superior quando comparado com o gerador de indução duplamente alimentado [16], contudo a necessidade de um conversor dimensionado na faixa da potência nominal da geração é a sua principal desvantagem. Isso torna o DFIG (*Double Fed Induction Generator*) mais atraente para aplicações em elevadas potências [2], entretanto em usinas distantes dos centros de distribuição, aonde se faz necessário ter longas distâncias de linhas de transmissão a solução natural escolhida é o HVDC. Logo, usinas com altas potências podem adotar o HVDC como aliado para transportar essa energia gerada, como exemplos as usinas no Rio Madeira.

O rendimento de uma máquina síncrona é maior que de uma máquina de indução similar, devido à perda no rotor ser menor na máquina síncrona, contudo é necessário analisar o conjunto, levando em consideração o fato do conversor no caso da máquina síncrona ser de potência nominal, enquanto o conversor na máquina de indução é projetado para valores menores que 30% da potência nominal. Segundo [2], esse problema restringe a aplicação do CFMSM para usinas hidrelétricas com potências em até 100 (MW). A expectativa é que esse limite seja transposto e superado, devido aos avanços dos semicondutores e dos conversores de eletrônica de potência.

Recentemente se tornou possível construir conversores de frequência que atendam níveis de potência acima de 100 (MW) [24]. Conforme [16], é possível com conversor multinível modular a concepção de conversores de potência elevada (até 500 MVA).

Devido à localização remota de algumas usinas hidrelétricas, a solução

naturalmente adotada é a transmissão em corrente contínua. O HVDC torna o gerador independente da rede, não sendo mais necessário operar com velocidade constante, melhorando requisitos de estabilidade e ampliando as possibilidades de funcionamento [23].

O CFMSM é normalmente preferido ao DFIG, para usinas hidrelétricas reversíveis de até 50 (MW) [25]. O CFMSM possui vantagens cruciais, sendo elas: partida em menor tempo, possibilidade de operar com maiores variações de potências e velocidades [26].

Recentemente a empresa ABB comissionou um conversor de frequência de 100 (MVA) [24], na usina hidrelétrica reversível Grimsel 2, nos Alpes Suíços, onde o seu principal papel é equilibrar a geração excedente proveniente da energia eólica e solar, armazenando energia nos momentos em que a produção dessas fontes eólicas e solares não atendam a demanda, para fazer o controle desse conjunto motor/gerador síncrono, é utilizado o conversor citado anteriormente, permitindo operar com rotações entre 600 e 765 (rpm) no modo de bombeamento.

Sabendo que tanto a energia eólica quanto a energia solar, são fontes intermitentes, então se faz necessário o armazenamento dessa energia excedente. Deste modo entra no cenário a geração hidrelétrica reversível, utilizando geradores síncronos conectados em conversores de frequência, permitindo um maior controle e uma maior faixa de operação de rotações quando comparado com o DFIG [2].

A Figura 2.6 apresenta o conversor de potência nominal instalado em Grimsel 2. Embora ainda não seja economicamente viável para potências elevadas utilizar conversores de potência nominal (mesma potência da geração). No futuro é esperado que a configuração adotada para operar com rotação variável em usinas hidrelétricas com potências elevadas seja o CFMSM [26].

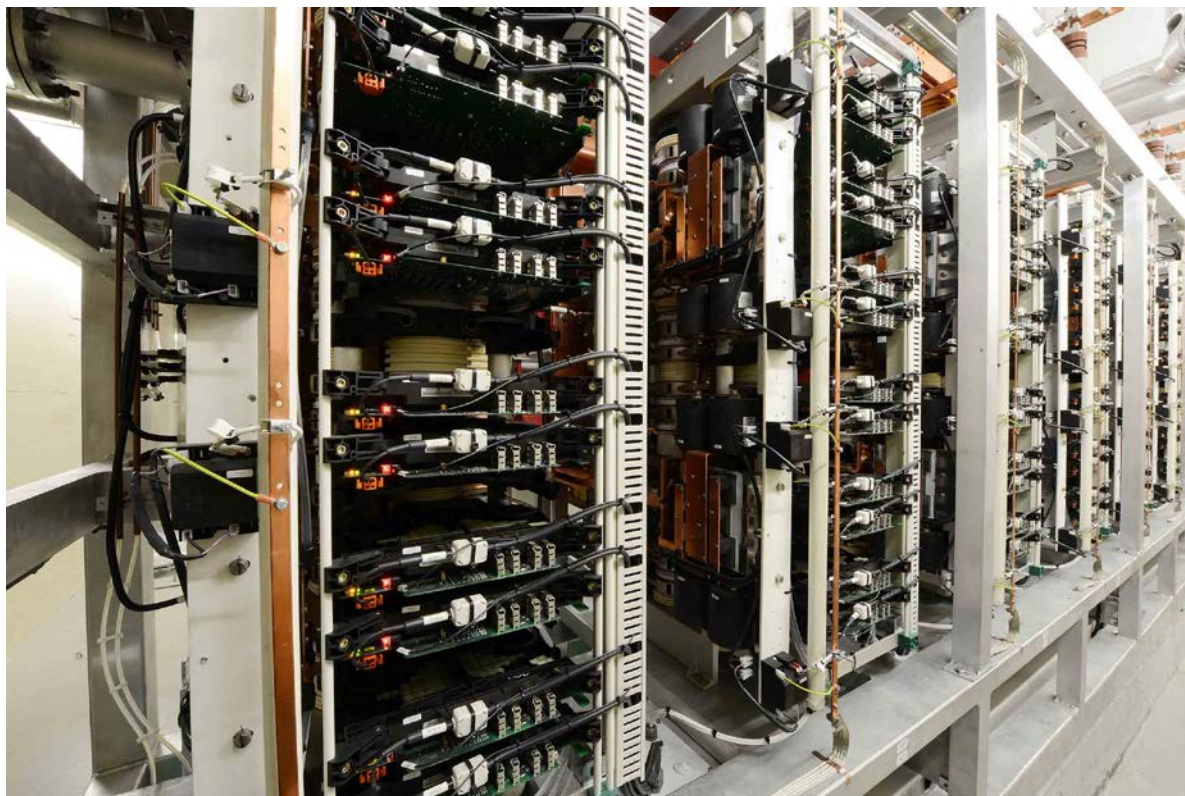


Figura 2.6 – Conversor em Grimsel 2 [26].

Apesar do HVDC ter menor custo de implantação da linha por unidade de comprimento quando comparado a um sistema CA de mesmo nível de confiabilidade (menor número de condutores e menores tamanhos de torre). Todavia, o sistema CC necessita de duas estações de conversão, que possuem custo elevado, chegando a custar de duas a três vezes o preço de uma correspondente estação de transformação CA [18].

Devido a maior parte das novas usinas hidrelétricas estarem sendo construídas em áreas remotas, a solução naturalmente adotada para a transmissão é o HVDC, possibilitando o desenvolvimento de tecnologias para a operação com rotação variável em grandes usinas sem investimentos adicionais, sendo utilizado o regulador de velocidade em conjunto com a eletrônica de potência, conforme a Figura 2.7 [8].

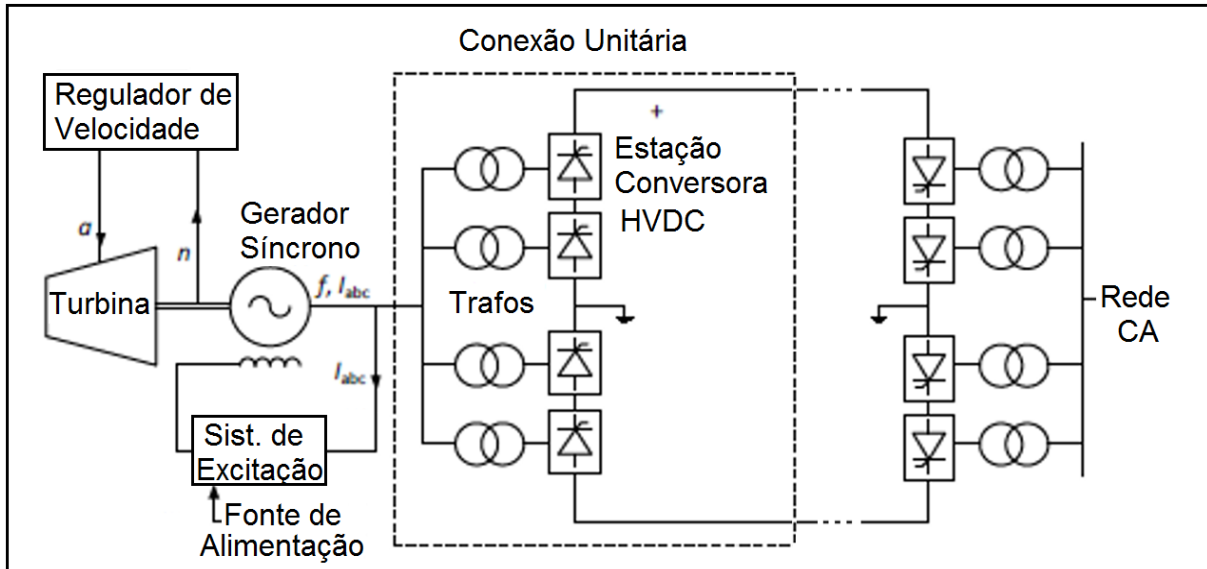


Figura 2.7 – Usina Hidrelétrica conectada com HVDC LCC [8].

### 2.3 VFT

O VFT (*Variable Frequency Transformer*) ainda não tem sido utilizado na geração com rotação variável. Segundo [7], essa solução mostrou-se viável para a conexão entre a geração com velocidade variável e a rede elétrica, podendo ser uma opção adotada, conforme a Figura 2.8.

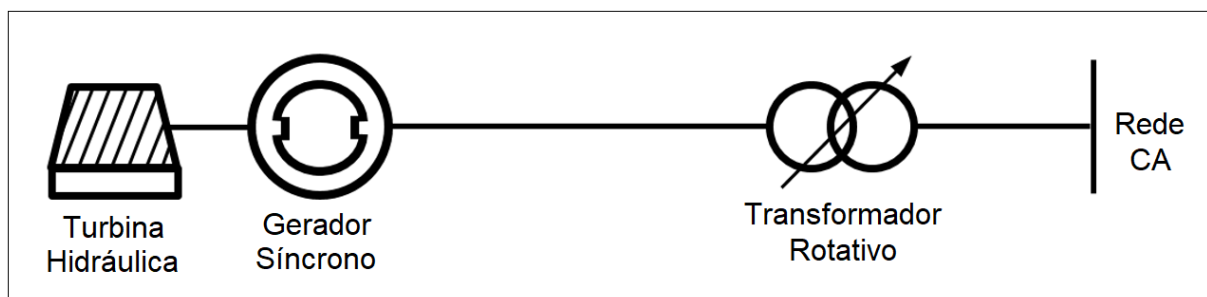


Figura 2.8 – Esboço de usinas hidrelétrica operando com o VFT [10].

A principal aplicação do transformador de frequência variável é na transmissão de energia entre sistemas elétricos assíncronos. A transferência de energia é devido ao acoplamento magnético da máquina [27]. A eficiência do VFT é da ordem de 98% [10].

O VFT é basicamente um motor de indução com rotor bobinado (o estator é o

primário, enquanto o rotor é o secundário) [28], funcionando como um transformador com ângulo de fase ajustável. Trata-se de um transformador rotativo com três enrolamentos de fase no rotor e três enrolamentos de fase no estator, associado a uma máquina motora responsável pela transferência do fluxo de potência e para compensar as flutuações de frequência é utilizado uma máquina externa que fornece torque constantemente para mitigar essas variações [29, 30]. Como este sistema é um transformador rotativo e este possui reatância, ao circular uma corrente elétrica é consumido reativo, sendo necessário a inserção de bancos de capacitores para compensar o consumo de potência reativa [31].

As Figuras 2.9 e 2.10, apresentam essa nova alternativa para a transferência de potência entre sistemas assíncronos.

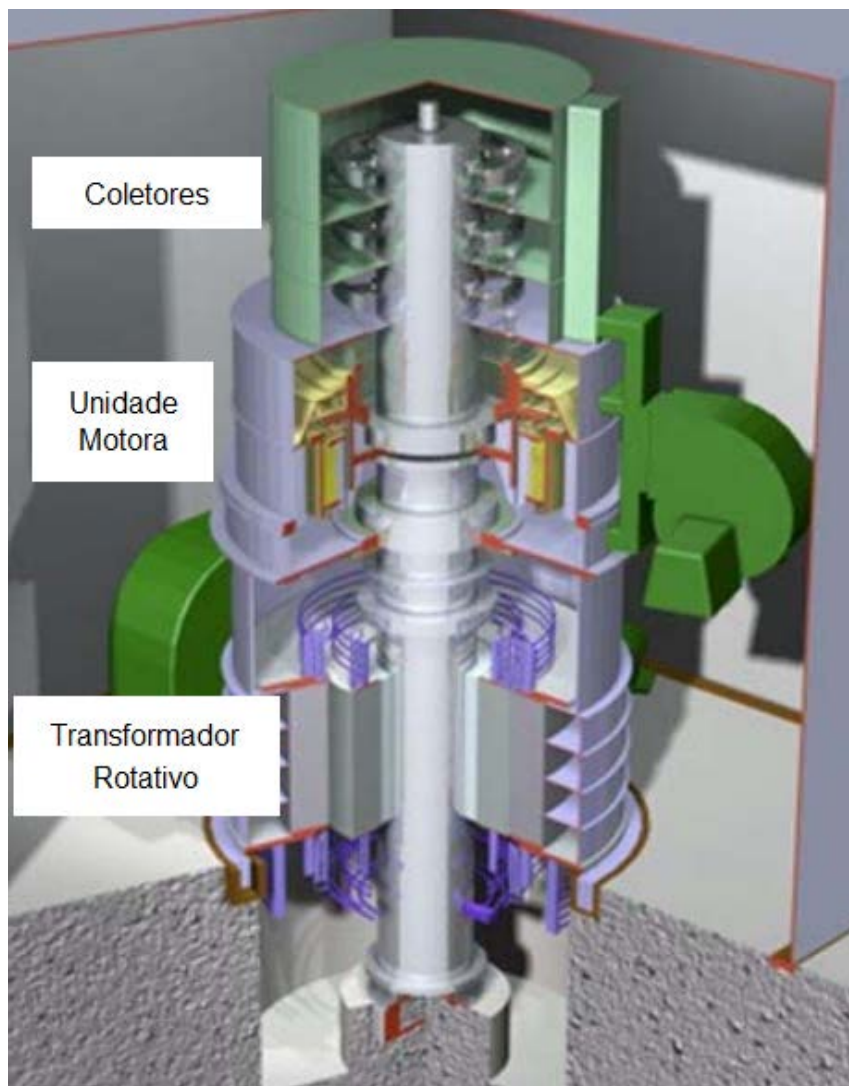


Figura 2.9 – Transformador de frequência variável [32].

A Figura 2.10 mostra o primeiro VFT instalado e comissionado em 2004, para fazer a transferência de potência da ordem de 100 (MW) entre as cidades de Quebec (Canadá) e Nova York [32].

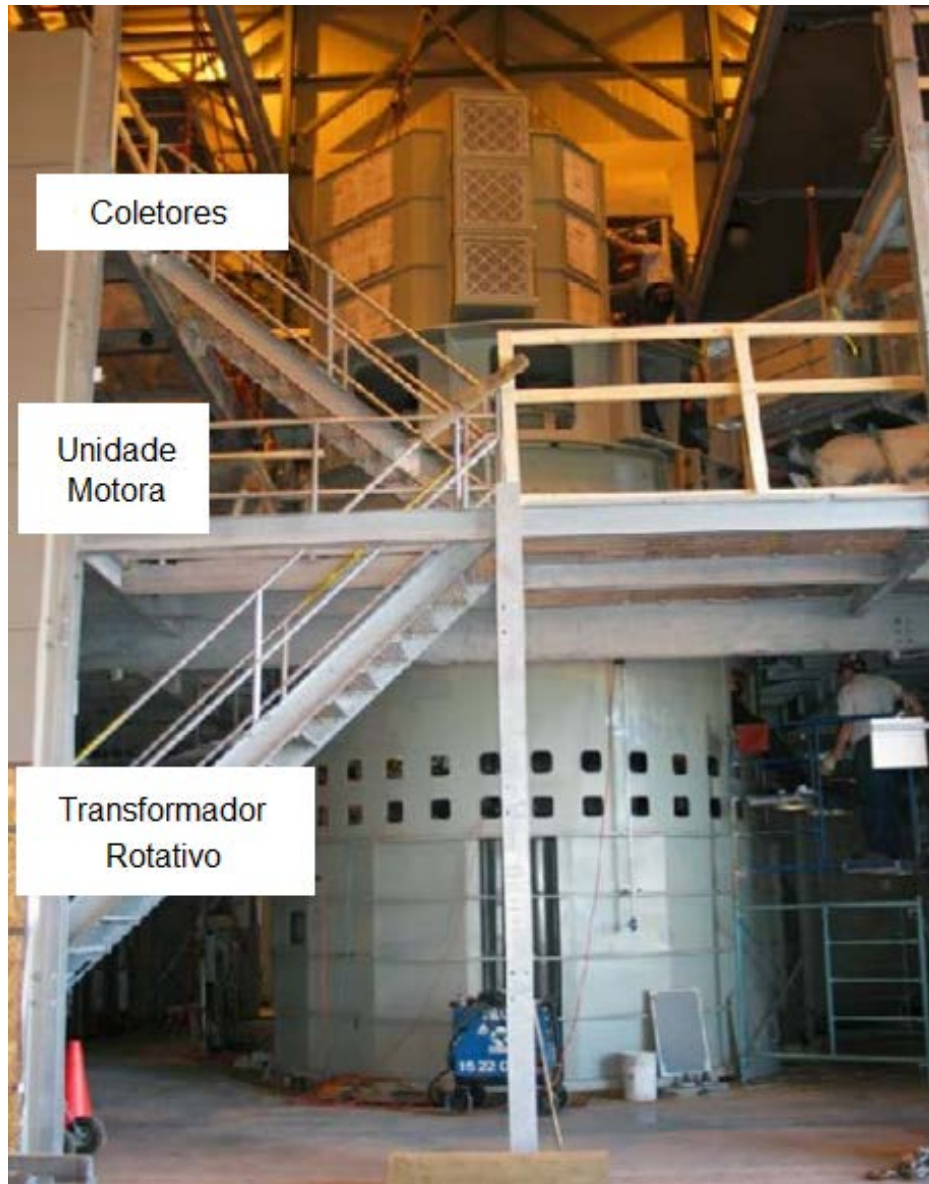


Figura 2.10 – Transformador de frequência variável comissionado [32].

A Figura 2.11 apresenta a conexão entre sistemas elétricos e o motor que é responsável pelo conjugado ou torque (a máquina motora produz torque constantemente) e o seu sistema de controle. Quando essas redes são síncronas, implica velocidade de rotação normal nula e a rotação do VFT em face a um distúrbio é proporcional ao escorregamento entre as redes [31].

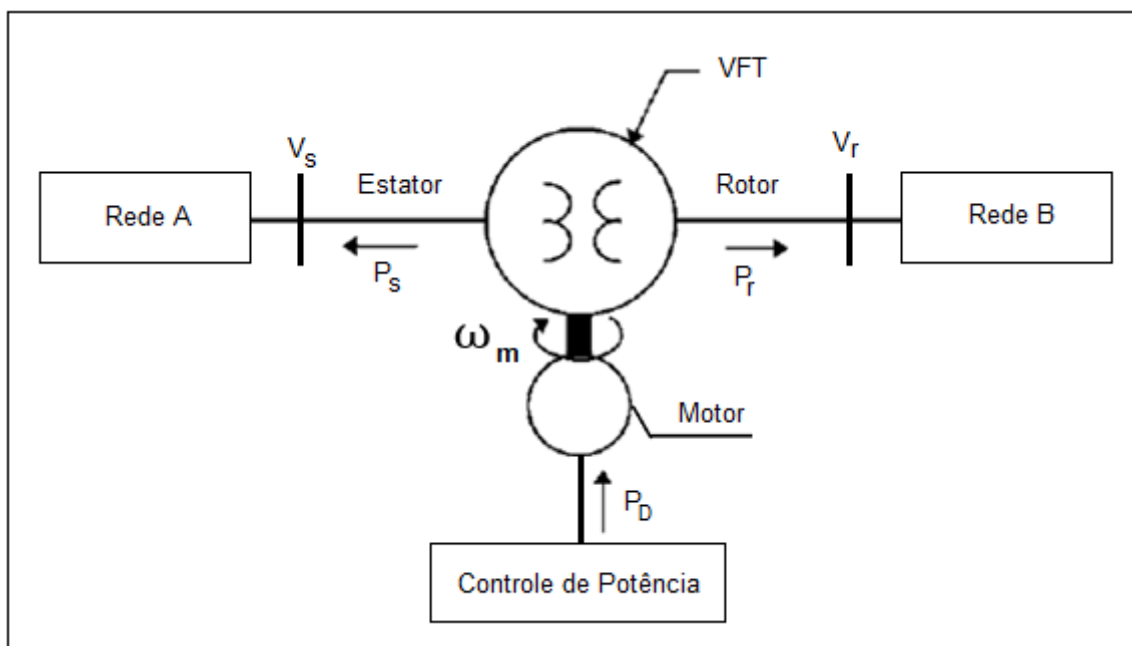


Figura 2.11 – Transformador de frequência variável na conexão entre sistemas [31].

O gerador e o sistema de excitação permanecem inalterados. Podendo ser instalado para toda a planta ou para uma única máquina, entretanto uma desvantagem dessa solução é a necessidade de grande espaço físico para a instalação do VFT.

Os estudos realizados sobre o VFT na aplicação com rotação variável na geração hidráulica são importantes [7], visto que até o presente momento é aplicado somente na transmissão de energia elétrica fazendo o desacoplamento entre os sistemas [33], mas se mostrou capaz de ser utilizado como solução na geração com velocidade variável.

## 2.4 DFIG

O DFIG (*Double Fed Induction Generator*) é uma das maneiras de conexão do gerador para operar com rotação variável, utilizado em parques eólicos e em usinas hidrelétricas. A Figura 2.12 ilustra essa outra alternativa.

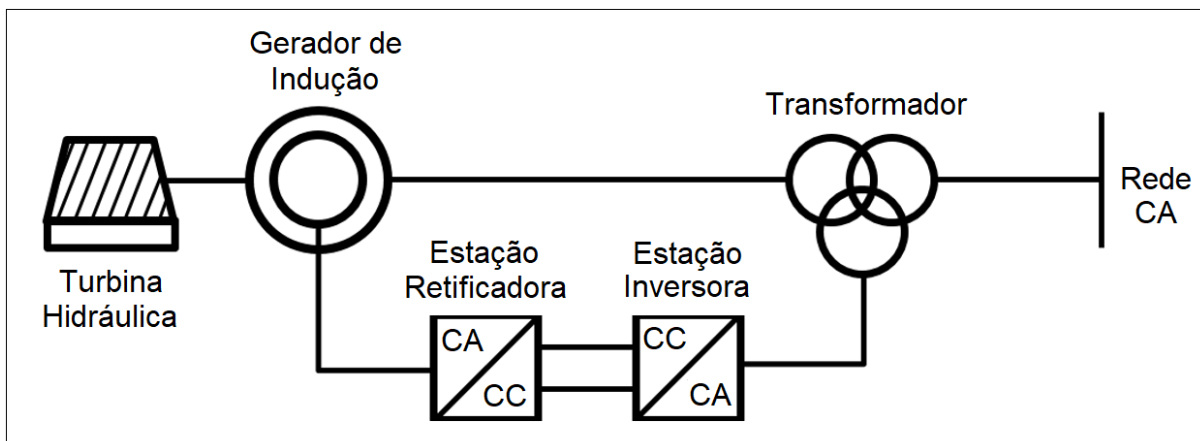


Figura 2.12 – Configuração do DFIG operando com rotação variável [10].

Os tradicionais geradores síncronos (que operam com rotação fixa) tem potência de excitação inferior a 0,8% da potência nominal. Neste caso a potência da eletrônica é proporcional ao escorregamento.

O sistema de excitação dos geradores síncronos é realizado por uma fonte CC, enquanto o DFIG deve ser excitado com frequência complementar (CA). Segundo [10], na condição de redução do nível do reservatório em 20% é necessário um conversor de 15% da potência nominal, para variar 15% da velocidade.

Ainda conforme [10], para ilustrar melhor como é feito esse controle, utiliza-se como exemplo, um gerador de 200 (MW), 100 (rpm), 60 (Hz), na condição de 15% de redução na rotação, ou seja, 85 (rpm), acarretará uma frequência de 51 (Hz), como a rede elétrica em questão opera em 60 (Hz), significa que a excitação deve complementar em 9 (Hz), atingindo desse modo a frequência nominal da tensão gerada no estador.

Na Figura 2.13 é mostrado uma usina reversível, sendo de vital importância para a operação em conjunto com a rede elétrica, conforme descrito anteriormente. O DFIG é uma das opções entre as soluções adotadas para usinas reversíveis [2].



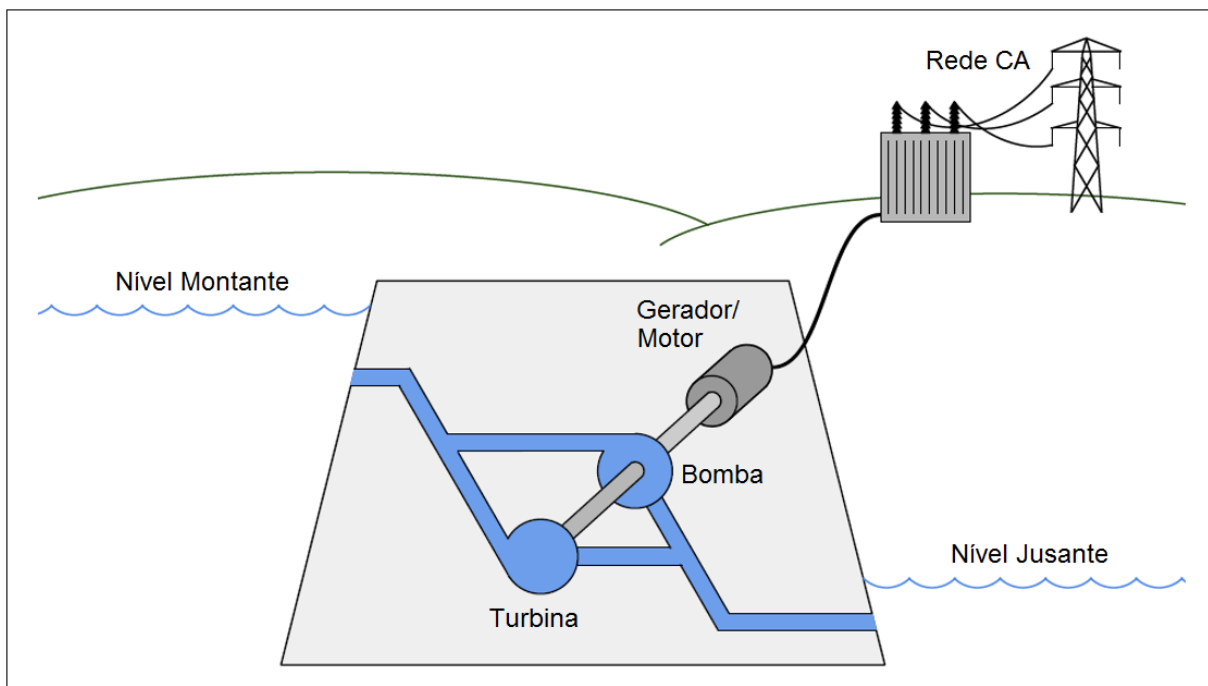


Figura 2.13 – Usina hidrelétrica reversível [6].

Agora detalhando o princípio de funcionamento do DFIG, tem-se:

O DFIG é um gerador de indução de rotor bobinado de custo elevado [8]. O estator do DFIG é conectado diretamente à rede, enquanto os enrolamentos do rotor que são alimentados em CA, através de um conversor [2, 12] de frequência que possibilita a rotação variável pelo controle das frequências das correntes no rotor, usando anéis coletores, conforme a Figura 2.17. Através do controle de frequência das correntes no rotor, é possível operar com rotação variável, mantendo a frequência de saída constante [2].

Duas tecnologias são avaliadas atualmente para o uso do DFIG. A primeira utiliza cicloconversores baseados em tiristores, já a segunda utiliza conversores baseados na modulação PWM (é o método mais adotado para o DFIG [12]), conforme as Figuras 2.14 e 2.15 [3, 8].

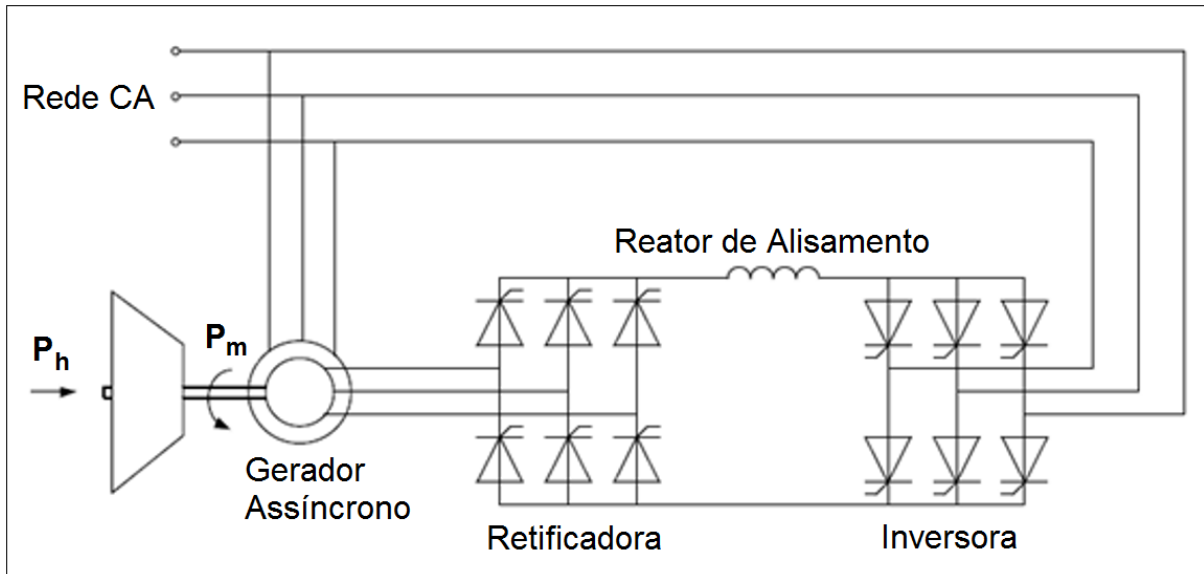


Figura 2.14 – DFIG com cicloconversor [8].

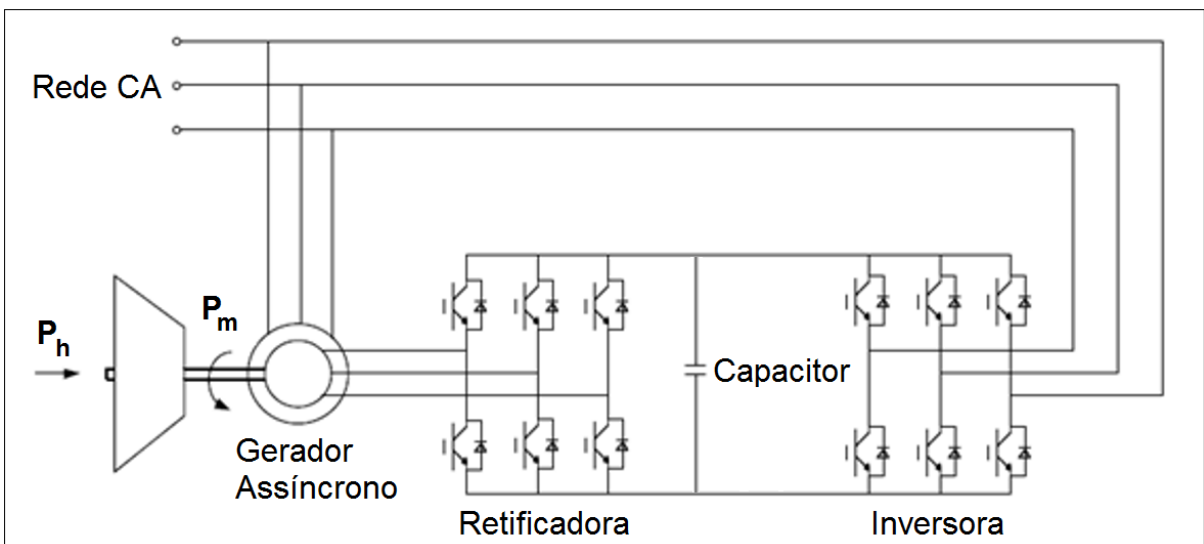


Figura 2.15 – DFIG com conversor PWM [3, 8].

O DFIG pode ser adotado para modernizar plantas geradoras, trazendo ganhos ambientais e aumentando a eficiência, sendo mais viável economicamente implementar em turbinas com rotações na faixa entre 250 e 300 (rpm), com número de pólos entre 26 e 30.

Segundo [12], faz a análise das principais diferenças construtivas entre máquinas síncronas convencionais e máquinas de indução com rotor bobinado (operando com rotação variável). Conforme as Figuras 2.16 e 2.17.

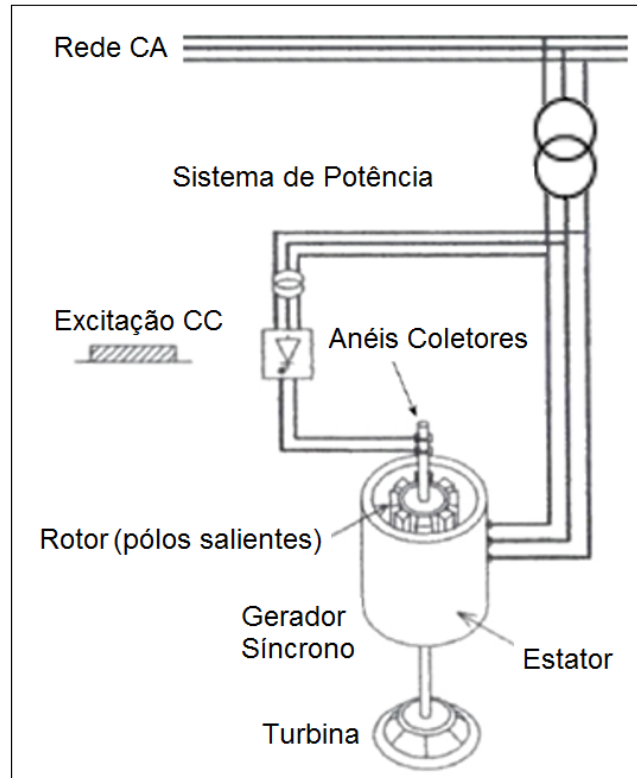


Figura 2.16 – Máquina convencional [7].

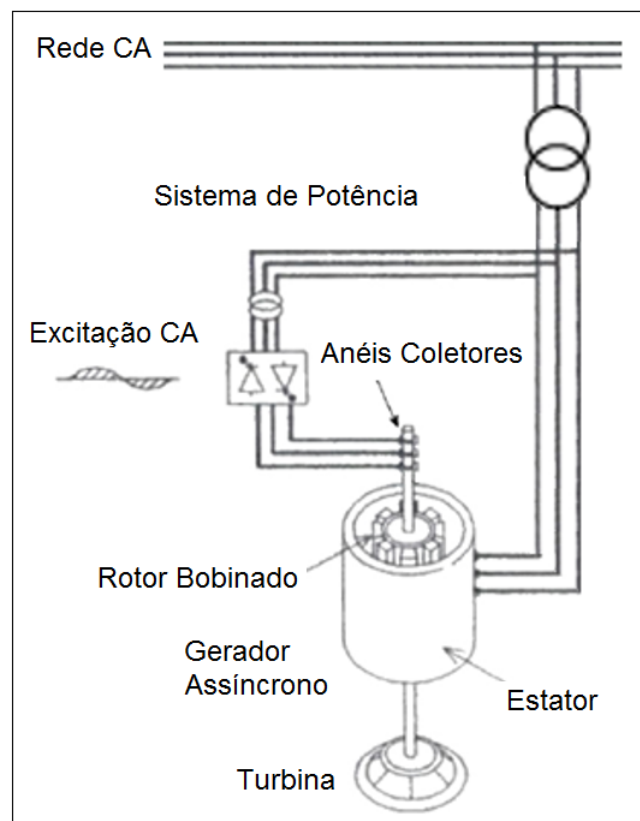


Figura 2.17 – Máquina de dupla alimentação [7].

A diferença estrutural básica entre uma máquina síncrona de pólos salientes e uma máquina de indução de rotor bobinado encontra-se na construção do rotor e dos anéis coletores, já os componentes estáticos (carcaça, estator e enrolamentos) mantém a mesma proposta de projeto.

O rotor da máquina síncrona é substituído por um enrolamento bobinado trifásico, enquanto os anéis coletores são alterados por um ou dois anéis coletores por fase, que alimentará um enrolamento trifásico com corrente alternada. Desta forma a máquina se comportará como uma máquina síncrona excitada com corrente contínua. A grande vantagem dessa configuração é a acessibilidade do rotor (facilitando a manutenção e obtendo melhores rendimentos) [34].

Existe também a máquina de indução duplamente alimentada sem escovas, sendo uma máquina com dois motores de indução com conexão em cascata. Possuindo dois enrolamentos trifásicos independentes no estator: Um enrolamento é alimentado pelo conversor (podendo variar tensão e frequência aplicada) e o outro é alimentado pela rede elétrica.

Ainda segundo [12], com a utilização de máquinas de indução de dupla alimentação com conversores no circuito do rotor é possível operar com rotação ajustável, no valor de  $\pm 15\%$  da rotação nominal da máquina.

Apresenta ganhos de estabilidade dinâmica no comportamento do gerador (maior amortecimento das oscilações do sistema), possibilitando o controle combinado de rotação mecânica com a frequência de excitação do campo magnético, isso torna possível o intercâmbio de energia entre a máquina e o sistema de transmissão de potência, elevando deste modo a estabilidade dinâmica da máquina devido a rápida injeção de potência, quando comparada a uma máquina síncrona convencional [35].

Apresenta benefícios ambientais como a redução da área alagada, operando em cotas inferiores com a mesma produção de energia elétrica. Com a elevação da eficiência na geração de energia é possível o adiamento em investimentos nas linhas de transmissão [36].

Para máquinas com elevado número de pólos, baixa rotação e alta queda essa modernização se torna inviável devido à dificuldade de sustentar o rotor bobinado com elevado número de pólos.

Adotando a modelagem segundo a representação padrão IEEE [37], para

turbinas hidráulicas (TH) operando com rotação variável, utilizando o gerador de indução duplamente alimentado e mostrando o sentido dos fluxos de potência, tem-se a representação conforme a Figura 2.18.

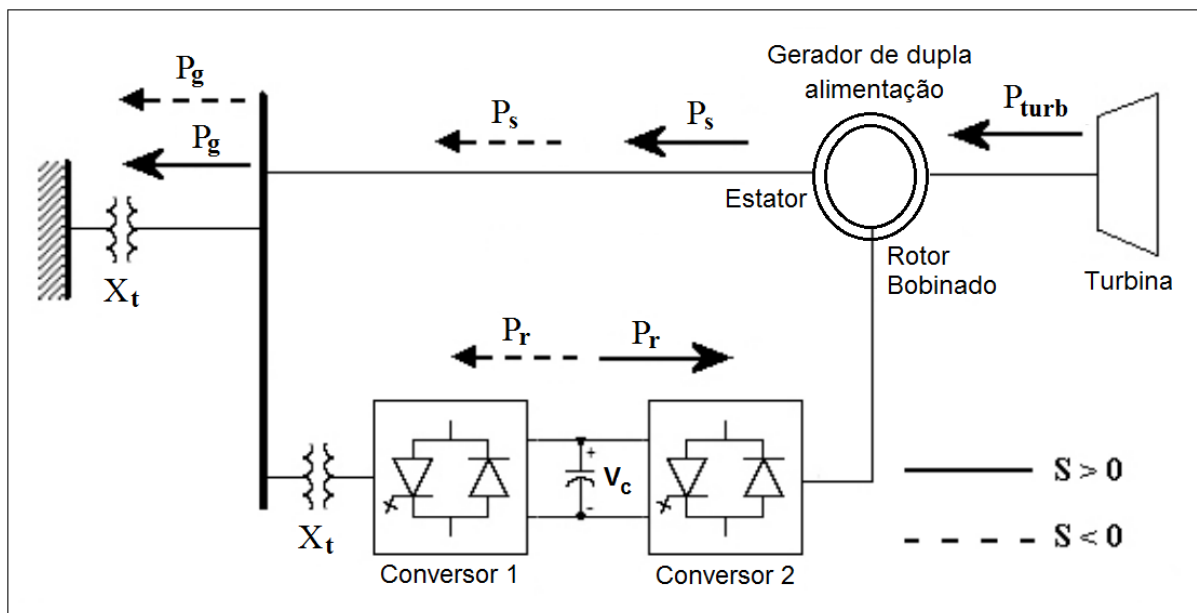


Figura 2.18 – Fluxo de potência em gerador de dupla alimentação [12].

Em [12] é detalhado o mecanismo de controle do fluxo de potência conforme as condições de operação do gerador. Podendo o gerador operar com escorregamento positivo ( $S > 0$ ) ou negativa ( $S < 0$ ), dependendo se a sua rotação é inferior ou superior a rotação síncrona. Para a condição sub-síncrona ( $S > 0$ ) a potência fornecida para a rede ( $P_g$ ) tem valor inferior a potência fornecida pelo estator ( $P_s$ ). Já na condição sobre-síncrona ( $S < 0$ ) a potência fornecida para a rede ( $P_g$ ) tem valor superior a potência fornecida pelo estator ( $P_s$ ). Nas duas condições citadas, a turbina fornece potência mecânica à máquina, visto que está operando como gerador.

Com conversores projetados sobre 30% [2, 12, 38, 39] da potência nominal do gerador é possível operar variando a rotação nominal em 10%, sendo esta a principal vantagem dessa configuração. Sendo essa opção adotada para valores de potências acima de 100 (MW) e abaixo de 400 (MW), pois os custos dos conversores são reduzidos [2, 40]. Por fim o conversor deve ser dimensionado para atender a faixa de variação de velocidade desejada na operação, levando em consideração que a turbina também influenciara a capacidade do conversor estático.

### **3      TURBINAS HIDRÁULICAS**

### 3 TURBINAS HIDRÁULICAS

Neste capítulo serão apresentadas as características operativas das turbinas hidráulicas (TH), a operando em condições nominais e a operação com rotação variável. Trazendo também a dedução matemática do modelo desenvolvido para recuperar o rendimento perdido devido ao deplecionamento do reservatório.

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DAS TURBINAS HIDRÁULICAS

Os limites operativos de uma turbina hidráulica do tipo Francis é mostrado a seguir, sendo possível operar com rotação variável em condições de deplecionamento no reservatório, com o intuito de recuperar possíveis perdas na geração. Essa recuperação de eficiência pode ser justificada analisando a Figura 3.1 que apresenta o diagrama de colina, sendo  $Q$  a vazão e  $n$  a rotação de operação desta turbina.

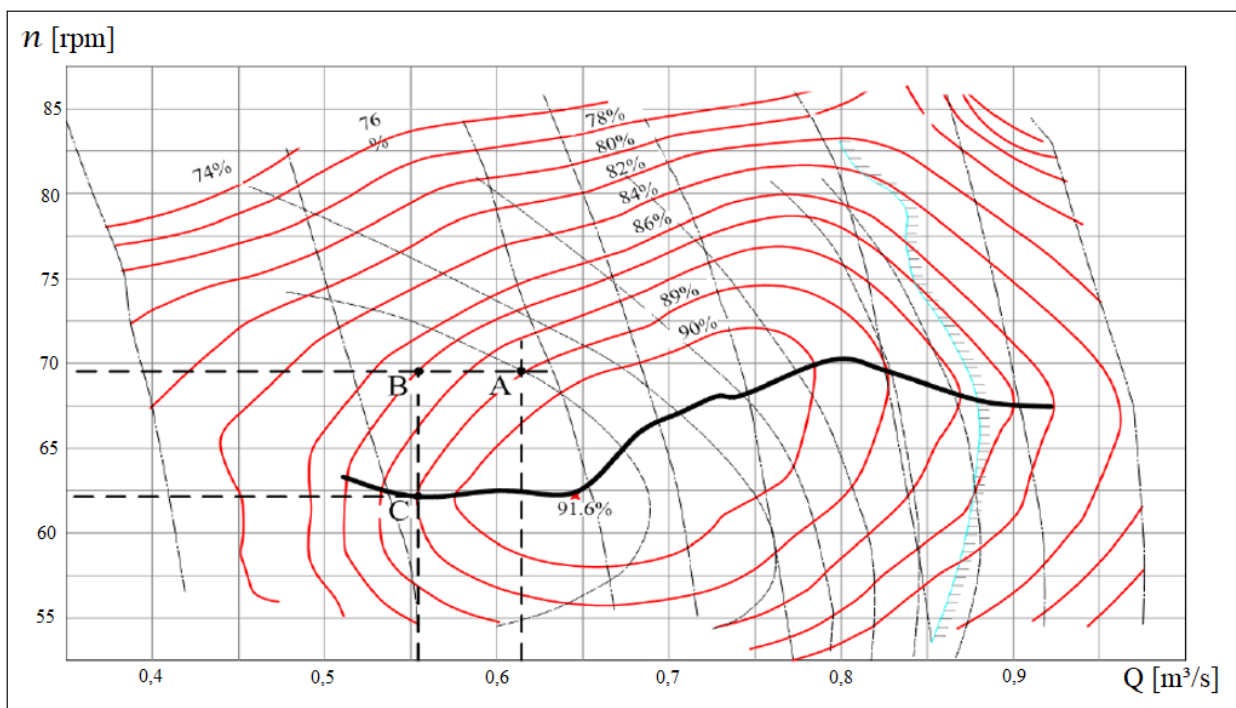


Figura 3.1 – Diagrama de Colina [8].

Na operação com rotação constante, a usina será menos eficiente caso ocorra uma redução no nível do reservatório. Quando a cota do reservatório diminui, naturalmente haverá a redução na vazão. Agora, analisando uma redução do ponto A

(0,62 m<sup>3</sup>/s) para o ponto B (0,55 m<sup>3</sup>/s) na Figura 3.1, acarretará em 2% de perda no rendimento desta turbina. Entretanto pode-se observar que ajustando a rotação da turbina, do ponto B (69 rpm) para o ponto C (62 rpm), ocorre a recuperação da eficiência perdida [8].

Na etapa de projeto de uma central hidrelétrica, um parâmetro utilizado para a escolha mais adequada do tipo de turbina hidráulica é a rotação específica, que relaciona determinadas condições de altura, vazão e rotação. A turbina é o principal equipamento responsável pela conversão de energia hidráulica em energia mecânica. Segundo [12], a escolha do tipo de turbina é apresentada na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Campo de aplicação das principais turbinas.

Tipos de Turbinas		Rotação específica	Altura [m]
<b>Pelton</b>	<b>1 jato</b>	18-25	800-400
<b>Pelton</b>	<b>2 jatos</b>	26-35	800-400
<b>Pelton</b>	<b>4 jatos</b>	40-50	400-100
<b>Pelton</b>	<b>6 jatos</b>	72-90	400-100
<b>Francis</b>	<b>Muito lenta</b>	55-70	600-200
<b>Francis</b>	<b>Lenta</b>	71-120	200-100
<b>Francis</b>	<b>Normal</b>	121-200	100-70
<b>Francis</b>	<b>Rápida</b>	201-300	70-25
<b>Francis</b>	<b>Extra Rápida</b>	301-450	25-15
<b>Kaplan</b>	<b>8 pás</b>	250-320	70-50
<b>Kaplan</b>	<b>7 pás</b>	321-430	50-40
<b>Kaplan</b>	<b>6 pás</b>	431-530	40-30



<b>Kaplan</b>	<b>5 pás</b>	534-620	30-20
<b>Kaplan</b>	<b>4 pás</b>	624 e acima	30

Pode-se abstrair da Tabela 3.1 que a turbina Pelton é mais adequada para altas quedas e baixas velocidades específicas, enquanto a Kaplan é utilizada em baixas quedas e elevadas rotações específicas. Contudo a turbina Francis é utilizada em alturas e rotações específicas médias.

### 3.1.1 Operação em rotação constante

Na geração hidrelétrica a TH varia a potência de eixo por meio da regulação da vazão. Esse controle é feito em função de uma frequência fixa do sistema interligado e do número de pares de pólos do alternador à fim de suprir a demanda de energia elétrica à rotação constante. A turbina em rotação fixa, no rendimento máximo, isenta de cavitação, opera com um par de valores, altura de queda líquida  $H$  e vazão  $Q$  fixos. Quando a altura e vazão variam, a turbina opera com rendimentos mais baixos, podendo ocasionar cavitação, vibração e conseqüentemente desgastes prematuros na máquina, acarretando uma queda na eficiência da turbina e conseqüentemente do grupo gerador.

Na Figura 3.2 é analisado o rendimento normalizado ( $\eta_t/\eta_{tmáx}$ ) de vários tipos de turbinas em função da vazão da turbina normalizada ( $Q/Q_{\eta_{tmáx}}$ ), operando com rotação ( $n$ ) e altura ( $H$ ) constante.

A turbina Hélice opera bem, praticamente no ponto de máximo rendimento, entretanto fora desse ponto seu rendimento reduz acentuadamente. No caso das turbinas Francis (utilizada nessa dissertação), o rotor lento funciona em uma faixa maior de vazão em relação ao rápido, com pequena queda de rendimento [41].

Em comparação, as turbinas Kaplan e Pelton possuem um patamar mais estreito de rendimento, favorecendo uma variação maior de vazão, porém com diminuição de rendimento.

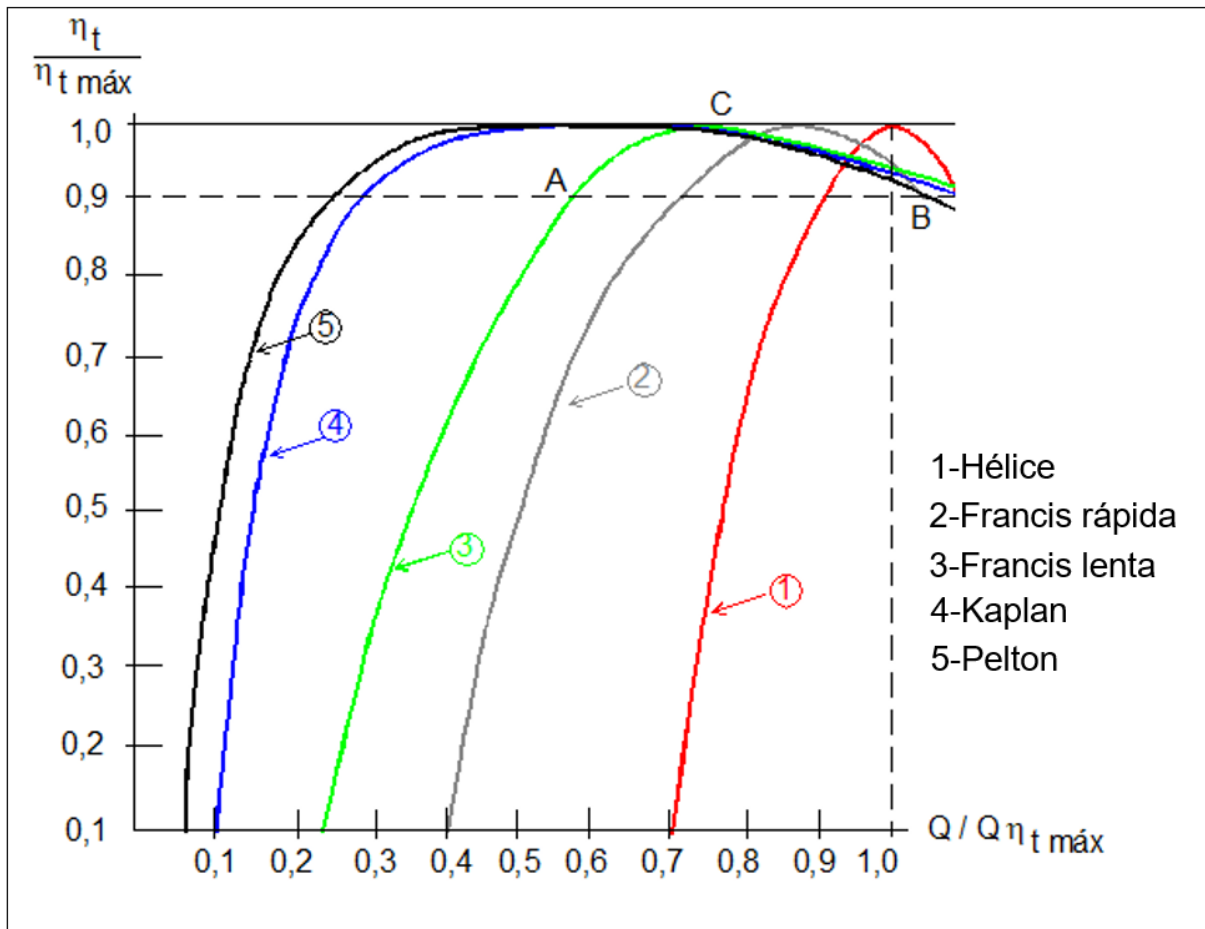


Figura 3.2 – Rendimento das turbinas em função da vazão para  $n$  e  $H$  nominais constantes [41].

A Figura 3.3 mostra o gráfico de rendimento total da turbina ( $\eta_t$ ) em função da relação altura de queda e altura de queda nominal ( $H/H_n$ ) para as turbinas Hélice, Francis lenta e rápida, Pelton, na rotação constante nominal, para várias rotações específicas  $n_s$ . A altura  $H_n$  refere-se ao rendimento máximo da turbina. Estas curvas são importantes para a fixação dos níveis máximo e mínimo das centrais hidrelétricas. Note na Figura 3.3, que quando há uma variação de altura, em rotação constante, a turbina que melhor se comporta em relação ao rendimento é a turbina Hélice, sendo a Francis e Pelton as piores nessa situação (perdem muito rendimento na ocorrência de um) [41].

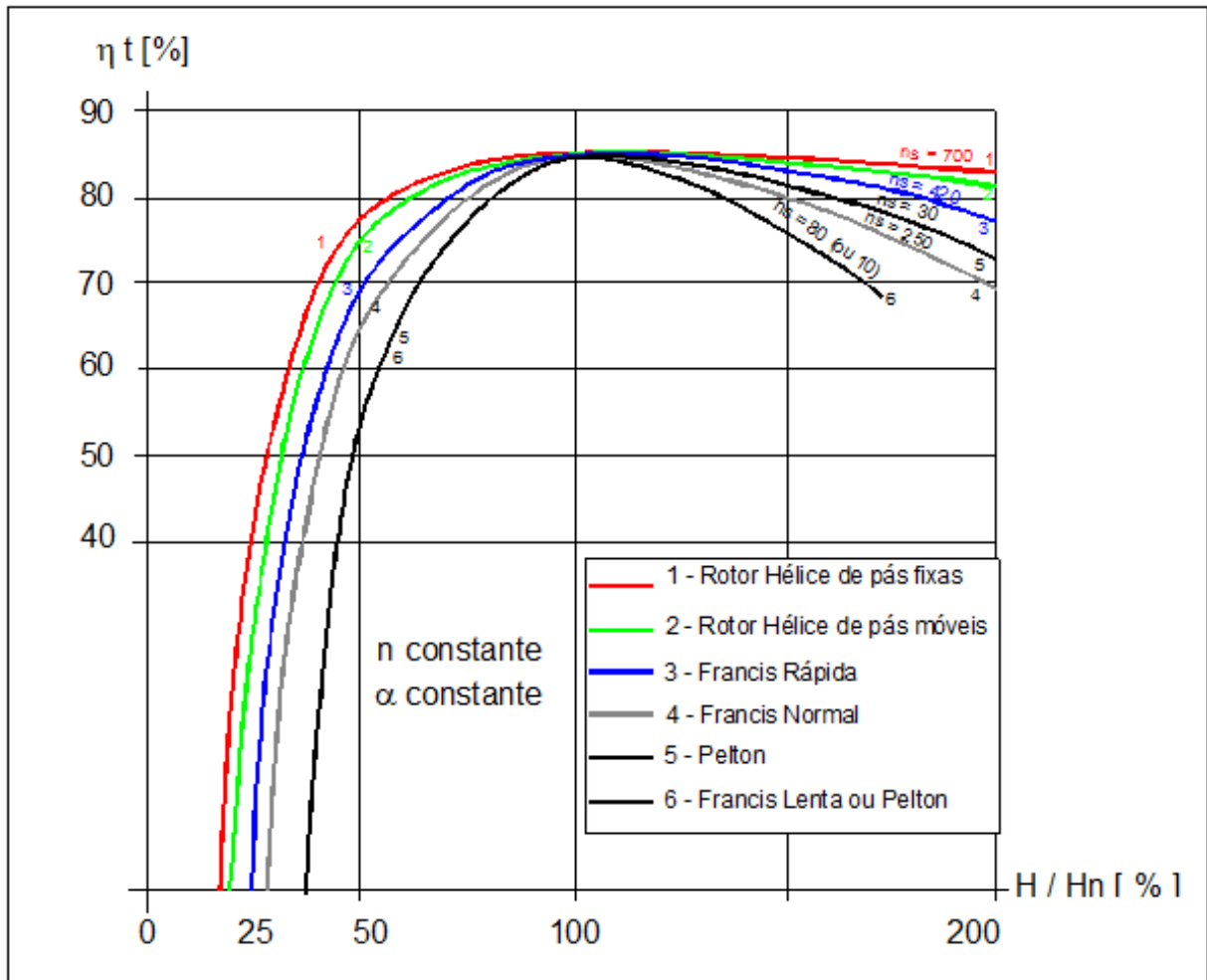


Figura 3.3 – Curvas de ( $\eta_t$ ) em função de ( $H/H_n$ ) para as turbinas Hélice, Francis e Pelton [41].

### 3.1.2 Operação em rotação variável

Conclui-se do que foi exposto nos itens anteriores que cada turbina tem um comportamento distinto, conforme pode ser visto na Figura 3.4. Dessa forma, a operação da turbina seja em rotação constante ou variável, com altura nominal ou variável, devem ser analisados os limites de operação para cada caso. Quando esses limites são ultrapassados, ocasionará diminuição excessiva do rendimento.

A Figura 3.4 ilustra o comportamento das turbinas Pelton, Francis lenta, Francis normal e Francis rápida apresentando seus campos básicos de funcionamento.

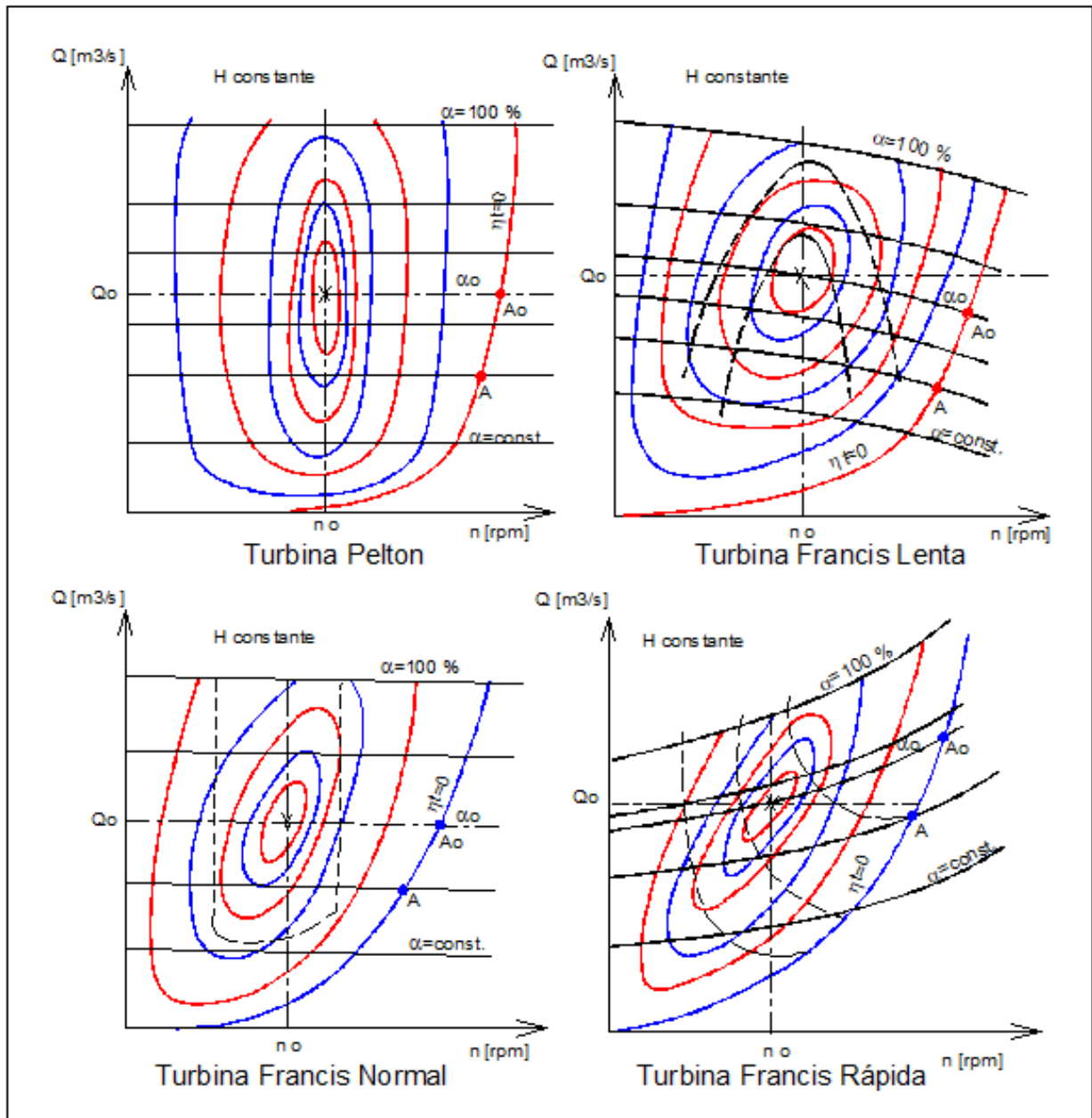


Figura 3.4 – Diagramas de colina de turbinas hidráulicas [41].

A Figura 3.5 mostra os limites de operação obtidos em laboratório de um modelo reduzido de uma turbina Francis normal operando com rotação variável na Universidade Federal de Itajubá. A parte hachurada, corresponde a pontos isentos de cavitação e tranças na saída do rotor. Logo, deve-se operar a turbina hidráulica dentro dessa faixa.

A vazão ótima  $Q_0$ , a abertura ótima  $\alpha_0$  e a rotação  $n_0$  correspondem a melhor condição de operação, ou seja, no rendimento máximo da turbina, para uma altura constante  $H$ .

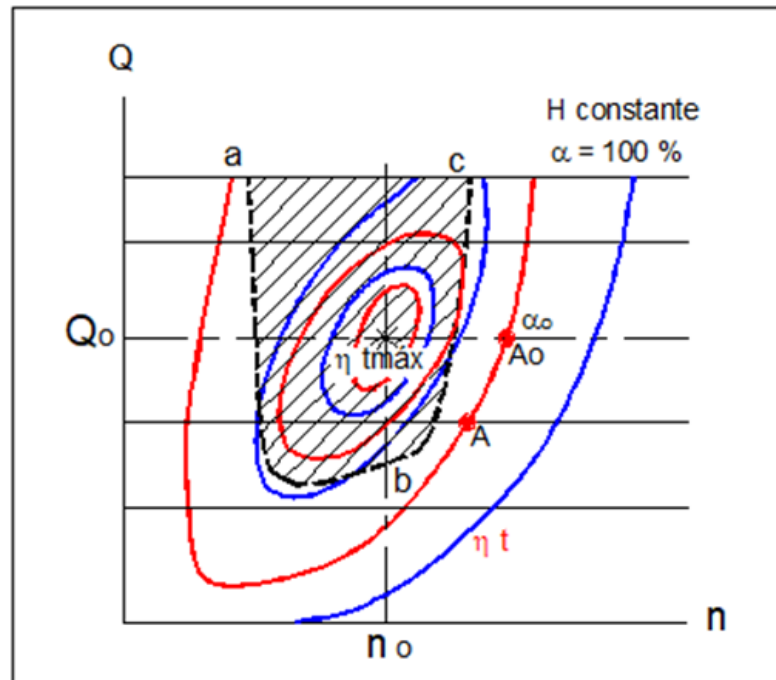


Figura 3.5 – Limites de operação de uma turbina um modelo reduzido de Francis normal [41].

Com o advento da rotação variável a operação das turbinas hidráulicas pode ser otimizada, aumentando dessa forma seu rendimento e evitando as anomalias hidráulicas. Admitindo, no entanto que a turbina opere dentro da faixa recomendada pelos ensaios do modelo reduzido.

### 3.2 O FENÔMENO DA CAVITAÇÃO

Este fenômeno surge em condições de elevadas velocidades no escoamento da água, reduzindo a sua pressão absoluta à valores inferiores a pressão de vapor da água. Gerando bolhas de vapor que ao chegarem em regiões de pressão mais elevada implodem, causando danos a TH.

A cavitação causa erosão, ruídos e vibrações, sendo esses efeitos indesejados no funcionamento da turbina hidráulica. Deve-se sempre considerar que

a operação fora das condições nominais produz ocorrências mecânicas indesejáveis, sendo responsável por desgastes prematuros, reduzindo a vida útil e aumentando os custos de manutenção.

Em seu trabalho [42], descreve fisicamente a cavitação e apresenta valores relacionados a manutenção em turbinas hidráulicas brasileiras. Os dados foram levantados pelo CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica), mostrando que em 1991 os gastos foram da ordem de 13 milhões de dólares. Se considerar a perda financeira pela indisponibilidade da geração durante essas intervenções, esse valor será muito superior, sem contar o impacto na confiabilidade do sistema.

Segundo [43], apresenta resultados de um modelo reduzido de uma turbina Francis rápida, para várias condições de funcionamento. As Figuras 3.6, 3.7 e 3.8 mostram esses casos de operação, onde foram analisados os triângulos de velocidades para entrada e a saída do rotor, nas linhas interna e externa. A velocidade absoluta na saída do rotor provoca a formação do vórtice de núcleo ou trança.

A Figura 3.6 mostra a turbina operando em condições nominais. Pode-se observar uma pequena formação de trança no mesmo sentido da rotação, entretanto não houve nenhum tipo de cavitação. Portanto a máquina opera isenta de vibração.

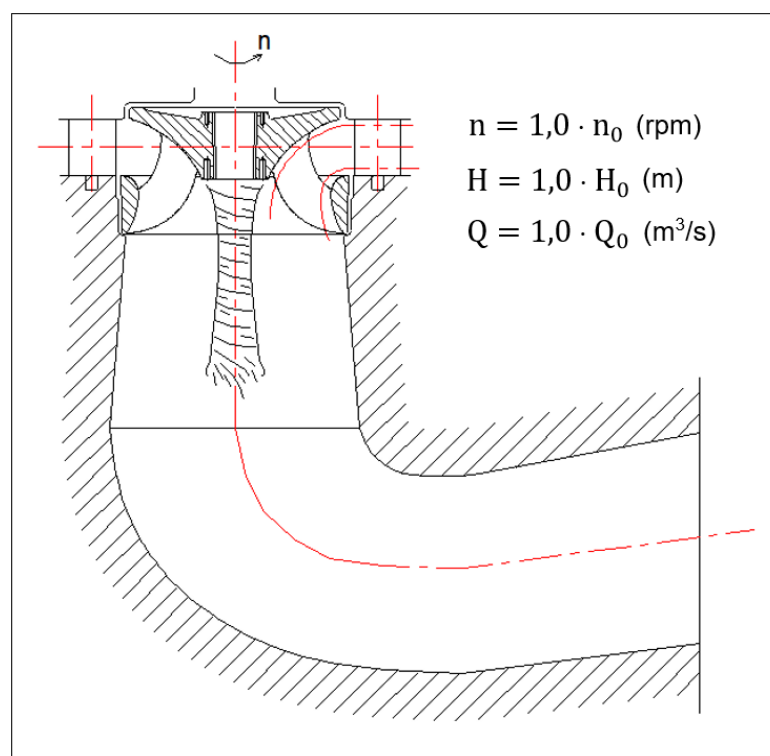


Figura 3.6 – Condições nominais de operação da Turbina Francis [43].

Enquanto na Figura 3.7, a turbina opera com a vazão 35% acima do valor nominal. Neste caso apresentou erosão por cavitação na aresta do lado de sucção da pá e um vórtice no sentido contrário ao da rotação da turbina, provocando erosão cavital e perda de rendimento da turbina. A cavitação deve ser evitada. A rotação variável resolve esse problema de maneira eficaz.

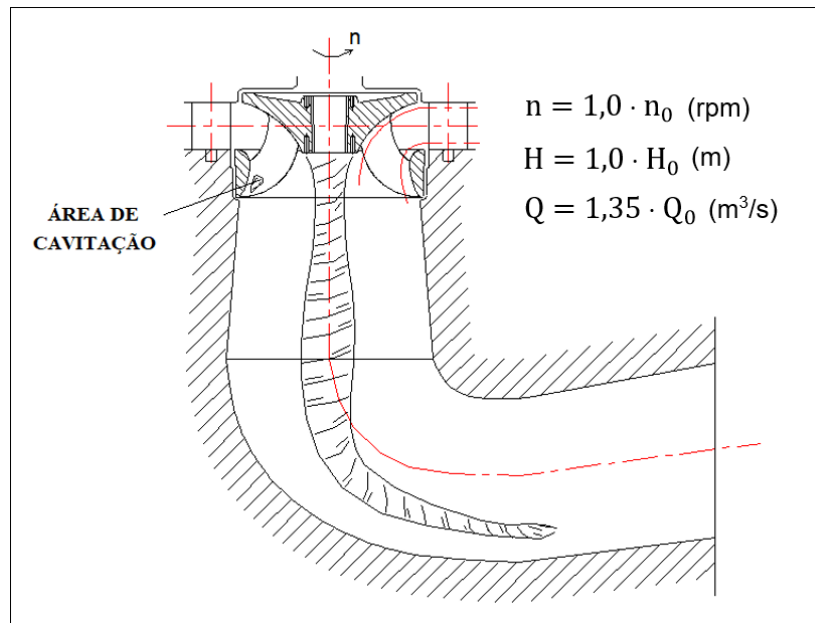


Figura 3.7 – Turbina Francis operando com sobrecarga [43].

Já na Figura 3.8, com redução no nível (em 30%) e carga parcial (50%), representando o caso do reservatório deplecionado. Nesta situação são formados os turbilhões livres nas pás do rotor, que não provoca erosão por cavitação (ultrapassa o limite de início de cavitação). Contudo provoca oscilações de pressão no tubo de sucção, aumentando os esforços nos mancais e no eixo [43]. Na Figura 3.9 é observado a formação dos turbilhões livres.

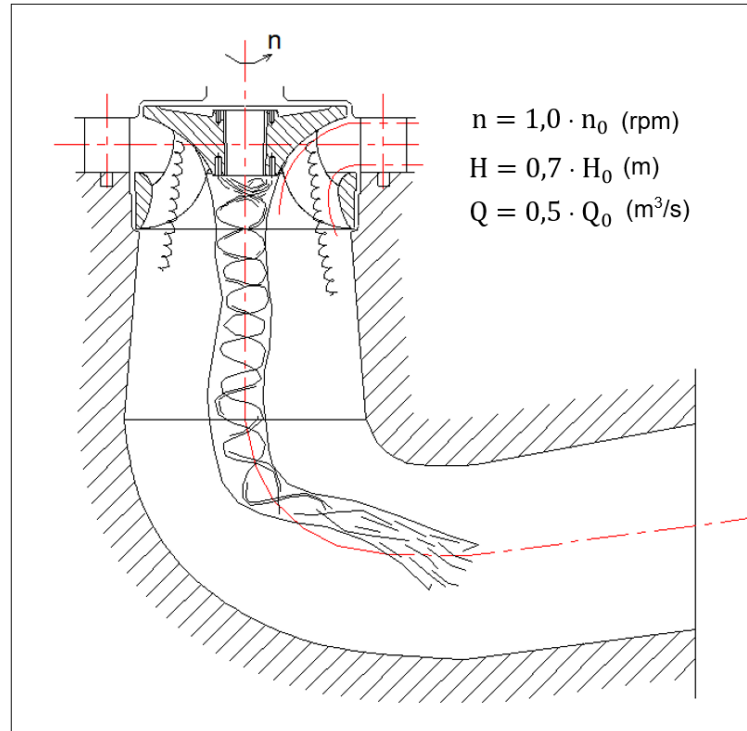


Figura 3.8 – Turbina Francis operando com carga parcial [43].



Figura 3.9 – Turbilhões livres em modelo reduzido de Itaipu [43].



### 3.3 MODELO MATEMÁTICO DESENVOLVIDO

Partindo das hipóteses para o grupo gerador com turbina hidráulica Francis operando com altura  $H$  (m) e rotação  $n$  (rpm) variáveis chega-se, após o algebrismo detalhado adiante, a uma equação cúbica, cuja solução é a rotação que recupera o rendimento perdido devido ao deplecionamento do reservatório.

Para uma abertura do distribuidor constante e considerando que quando se varia queda bruta  $H$  (m), variam também, simultaneamente, a vazão  $Q$  (m<sup>3</sup>/s) e a rotação  $n$  (rpm), tem-se a potência no eixo da turbina hidráulica sintetizadas na equação (3.1) onde admitiu-se perdas mínimas por choque, onde  $\eta_t$  é o rendimento da TH, enquanto  $\eta_h$  é o rendimento hidráulico e  $\eta_m$  é o rendimento mecânico. Vale ressaltar que o ponto de operação considerado neste trabalho é o de maior rendimento total e dado pela condição descrita na equação (3.2):

$$P_e = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta_t \cdot 10^{-3} \quad (3.1)$$

$$\eta_t = \eta_h \cdot \eta_m \quad (3.2)$$

A rotação específica é uma grandeza adimensional relacionada com o tipo de rotor da máquina de fluxo bem como por sua geometria. A equação (3.3), apresenta a rotação específica em função da rotação, vazão e altura de queda, nas condições nominais de projeto. A partir das equações (3.1) e (3.3) tem-se a equação (3.4):

$$n_{qA} = 3 \cdot n \cdot \frac{Q^{0,5}}{H^{0,75}} \quad (3.3)$$

$$n_{Pe} = 3 \cdot n \cdot \frac{P_e^{0,5}}{H^{1,25}} \quad (3.4)$$

As equações (3.3) e (3.4) representam constantes e são retratadas nas equações (3.5) e (3.6):

$$\frac{n_{qA}}{3} = n \cdot \frac{Q^{0,5}}{H^{0,75}} = n_j \cdot \frac{Q_j^{0,5}}{H_j^{0,75}} = K_Q \quad (3.5)$$

$$\frac{n_{Pe}}{3} = n \cdot \frac{P_e^{0,5}}{H^{1,25}} = n_j \cdot \frac{P_{ej}^{0,5}}{H_j^{1,25}} = K_P \quad (3.6)$$

As equações (5) e (6), permitem escrever:

$$K_Q \cdot H_j^{0,75} = n_j \cdot Q_j^{0,5} \quad (3.7)$$

$$K_P \cdot H_j^{1,25} = n_j \cdot P_{ej}^{0,5} \quad (3.8)$$

Analisando as equações (3.7) e (3.8): o aumento da rotação implica uma diminuição da vazão e da potência de eixo. O inverso ocorre caso diminua a rotação do grupo gerador e, portanto, um aumento da vazão e da potência de eixo.

Conhecido o triângulo de velocidades no diâmetro médio da aresta de entrada no rotor do tipo Francis, onde  $w$  é a velocidade relativa média (m/s),  $c_m$  é a velocidade meridional (m/s),  $c_u$  é a projeção da velocidade média absoluta na direção tangencial (m/s),  $c$  é a velocidade média absoluta na entrada do rotor (m/s),  $u$  é a velocidade tangencial do escoamento na entrada do rotor (m/s),  $\beta$  é o ângulo entre a velocidade tangencial e velocidade relativa média (grau), e  $\alpha$  é o ângulo entre a velocidade tangencial e a velocidade média absoluta na entrada do rotor (grau), conforme Figura 3.10.

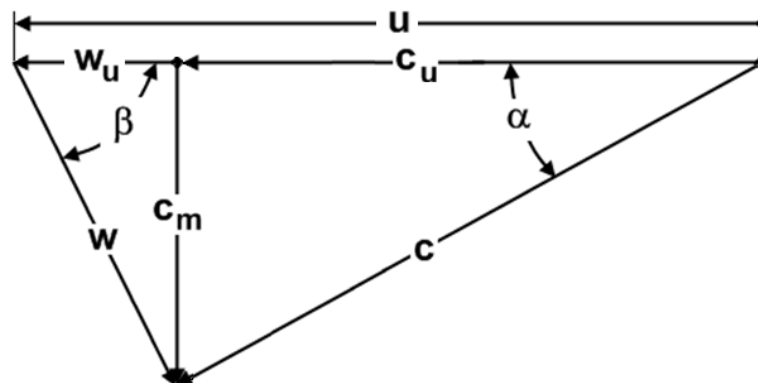


Figura 3.10 – Triângulo de velocidades no rotor do tipo Francis.

A componente tangencial do escoamento é dada pela equação (3.9), onde  $\omega$  é a velocidade radial (rd/s),  $D$  é diâmetro (m),  $r$  é o raio (m) e  $n$  é a rotação (rpm).

$$u_j = \omega \cdot r = \frac{\pi \cdot D \cdot n_j}{60} \quad (3.9)$$

A partir da equação (3.10), fundamental para o estudo das turbinas hidráulicas, também conhecida como equação de Euler, desenvolve-se as operações algébricas que culminam na equação cúbica cuja solução recupera o rendimento perdido devido ao deplecionamento do reservatório:

$$H_j \cdot \eta_h = \frac{1}{g} \cdot (u \cdot c_u)_j \quad (3.10)$$

Das equações (3.9) e (3.10), tem-se a equação (3.11):

$$c_{u_j} = \frac{H_j \cdot \eta_h \cdot g}{u_j} = \frac{H_j \cdot \eta_h \cdot g}{\left(\frac{\pi \cdot D \cdot n_j}{60}\right)} \quad (3.11)$$

A velocidade média meridional permite escrever:

$$c_{m_j} = \frac{Q_j}{A} \Rightarrow Q_j = A \cdot c_{m_j} \quad (3.12)$$

Do triângulo na Figura 3.10, tem-se a equação (3.13):

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{c_{m_j}}{w_{u_j}} \Rightarrow c_{m_j} = w_{u_j} \cdot \operatorname{tg}\beta = (u_j - c_{u_j}) \cdot \operatorname{tg}\beta \quad (3.13)$$

Agora fazendo o uso das equações (3.9), (3.11) e (3.13) em (3.12). Tem-se a equação (3.14):

$$Q_j = A \cdot \operatorname{tg}\beta \cdot \left( \frac{\pi \cdot D \cdot n_j}{60} - \frac{H_j \cdot \eta_h \cdot g}{\left(\frac{\pi \cdot D \cdot n_j}{60}\right)} \right) \quad (3.14)$$

Por fim igualam-se as equações (3.7) e (3.14), resultando na equação (3.15):

$$\left(\frac{K_Q}{n_j}\right)^2 \cdot H_j^{1,5} = A \cdot \operatorname{tg}\beta \cdot \left(\frac{\pi \cdot D \cdot n_j}{60} - \frac{H_j \cdot \eta_h \cdot g}{\left(\frac{\pi \cdot D \cdot n_j}{60}\right)}\right) \quad (3.15)$$

Fazendo  $X = A \cdot \operatorname{tg}\beta$ ;  $Y = \frac{\pi \cdot D}{60}$ ;  $Z = \frac{\eta_h \cdot g}{Y}$ , resulta:

$$K_Q^2 \cdot H_j^{1,5} = X \cdot n_j^2 \cdot \left(Y \cdot n_j - \frac{H_j \cdot \eta_h \cdot g}{Y \cdot n_j}\right) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow K_Q^2 \cdot H_j^{1,5} = X \cdot (Y \cdot n_j^3 - Z \cdot H_j \cdot n_j) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow X \cdot Y \cdot n_j^3 - X \cdot Z \cdot H_j \cdot n_j - K_Q^2 \cdot H_j^{1,5} = 0 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow n_j^3 - \frac{Z \cdot H_j}{Y} \cdot n_j - \frac{K_Q^2 \cdot H_j^{1,5}}{X \cdot Y} = 0 \quad (3.16)$$

A solução da equação (3.16) permite obter o valor de  $n_j$  (rpm) para  $H_j$  (mca) estabelecido considerando-se na modelagem, um mínimo de perdas. Recupera-se desta forma o rendimento perdido devido ao deplecionamento do reservatório. Para a obtenção da solução da equação (3.16) foi desenvolvida no *software* MATLAB uma rotina descrita no Apêndice 1.

Os valores de entradas da rotina são:  $D$  é diâmetro (m),  $Z_r$  é o número de pás do rotor,  $Q$  é a vazão nas condições nominais ( $\text{m}^3/\text{s}$ ),  $H$  é altura de queda nominal (m),  $H_1$  é a altura de queda deplecionada (m),  $n$  é rotação nominal (rpm),  $\eta_h$  é o rendimento hidráulico,  $\eta_m$  é o rendimento mecânico,  $br$  é o comprimento da aresta da pá da turbina e  $er$  é a espessura da pá no diâmetro médio. Mostrado na Figura 3.11.

```
clear all; clc; close;  
D = 0.5;  
Zr = 16;  
Q = [0.158, 0.157, 0.152, 0.149, 0.139, 0.136];  
H = [2.949, 2.960, 2.958, 2.961, 2.966, 2.963];  
n = [450, 450, 450, 450, 450, 450];  
nh = 0.7;  
nm = 0.92;  
br = 0.16;  
er = 0.01;  
H1 = [2.178, 2.217, 2.174, 2.141, 2.163, 2.194];  
g = 9.81;
```

Figura 3.11 – Entrada de dados rotina.

O resultado da simulação da rotina é apresentado na Figura 3.12. Sendo n1 as rotações de ajuste para cada abertura do distribuidor na condição de queda H1 (deplecionado). Os valores apresentados (Figura 3.12) são as rotações variáveis para recuperar rendimento em cada posição de abertura do distribuidor.

```
n1 =  
393.91    396.00    388.47    383.04    376.82    377.22
```

Figura 3.12 – Resultado da simulação MATLAB.

## **4 ENSAIOS E RESULTADOS**

## 4 ENSAIOS E RESULTADOS

Neste capítulo são abordados: montagem do laboratório prático, instrumentação, aquisição de dados, desenvolvimento do *software* de ensaio (utilizando o programa DASyLab) e validação metodológica.

Na validação metodológica são apresentados os resultados mais importantes referentes a este trabalho, sendo eles: recuperação do rendimento no grupo gerador operando com rotação variável e perdas no *Back-to-back*.

### 4.1 MONTAGEM DA AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL

O estudo desenvolvido e aplicado em laboratório é mostrado nas Figura 4.1 e 4.2, tendo uma visão geral do laboratório utilizado nos ensaios com rotação variável.

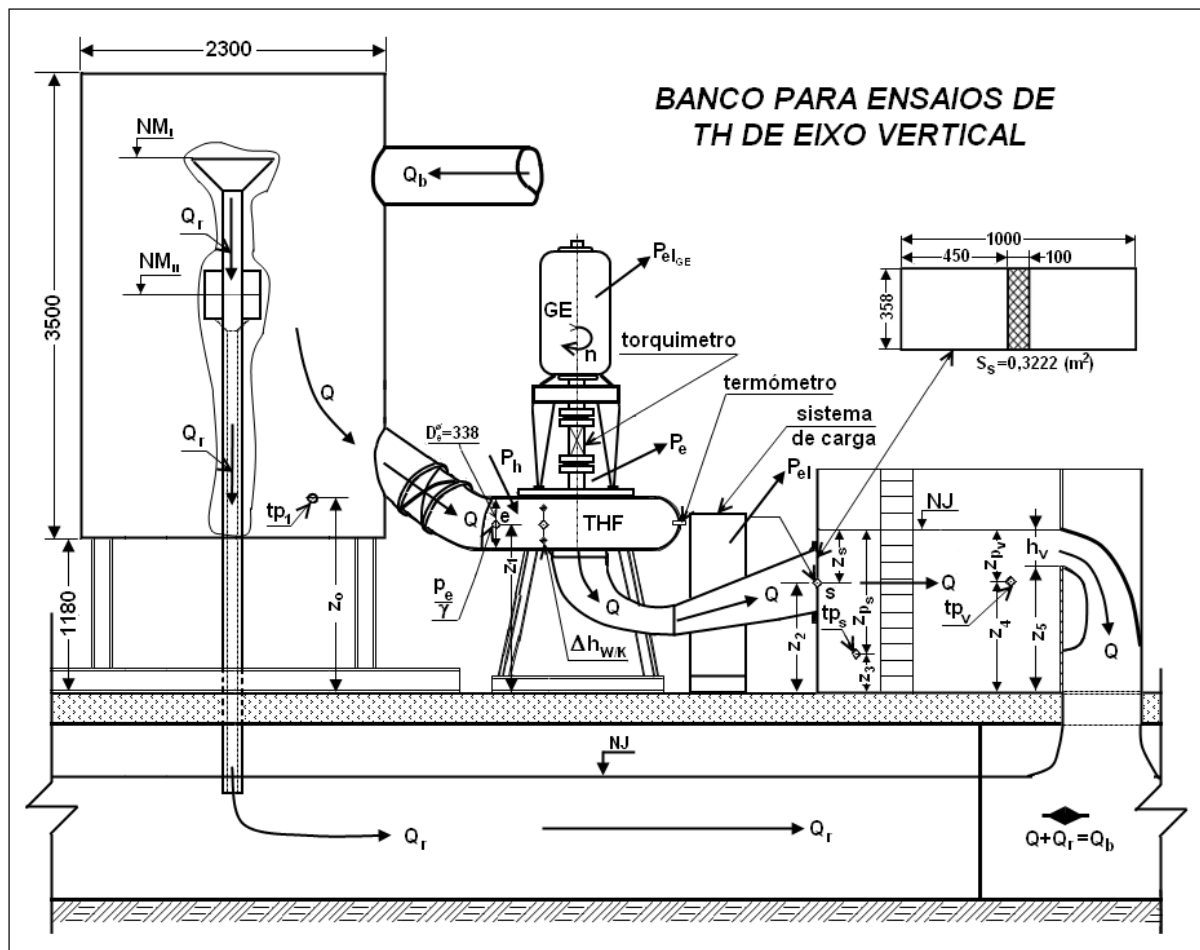


Figura 4.1 – Esquema do laboratório para ensaios.

Fonte: relatório P&D Unifei (2016).

A Figura 4.2 mostra o canal de fuga, o grupo gerador e o reservatório do laboratório.



Figura 4.2 – Laboratório P&D Unifei.

**Fonte:** elaboração própria, 2017.

Os ensaios laboratoriais ocorreram nas dependências da Universidade Federal de Itajubá, sendo construído um protótipo de uma PCH (Pequena Central Hidrelétrica) com turbina Francis, gerador síncrono de pólos lisos e conversor baseado na tecnologia HVDC (com topologia *Back-to-back*). O nome desse equipamento responsável pela conexão entre o gerador elétrico e a rede é o AFE (*Active Front End*) e as suas principais características são: controlar o fluxo de potência gerada e controlar a rotação do gerador elétrico. O AFE vem sendo bastante utilizado na geração eólica, apresentando vários benefícios, sendo eles:

- tamanho reduzido;
- baixa geração de harmônicos;
- maior faixa de controle de rotação; e



- operar nas duas funções gerador e motor.

#### 4.1.1 Equipamentos utilizados em laboratório

O gabinete mostrado na Figura 4.3, contém as estações retificadora e inversora, sendo responsável pelo controle da rotação do conjunto turbina/gerador, podendo operar tanto no modo gerador quanto no modo motor. O AFE faz o controle do fluxo de potência e a sua maior aplicação na atualidade se encontra na geração eólica.



Figura 4.3 – *Active Front End*.

Descrição do painel de comando, responsável pelo acionamento e excitação do gerador síncrono, bobina de levitação e motoventilador, conforme as Figuras 4.4 e 4.5.

- 1- Botão de acionamento da excitatriz estática;
- 2- Indicador de torque, sendo a sua unidade [N.m];

- 3- Indicador de rotação em [rpm];
- 4- Indicador da corrente de campo; e
- 5- Regulador da corrente de campo.



Figura 4.4 – Excitatriz Estática e Instrumentos de Medição.



Figura 4.5 – Excitatriz Estática e Instrumentos de Medição em operação.

O protótipo conta com um modelo reduzido de turbina Francis de 10 (kW) com caixa espiral, eixo vertical e tubo de sucção circular, um gerador síncrono de polos lisos de 10 (kVA) e oito pares de polos com rotação nominal de 450 (rpm), formando o grupo gerador, conforme Figura 4.6.

Este conjunto gerador é conectado à rede elétrica por meio de um conversor estático (AFE) de 16 (kVA).



Figura 4.6 – Grupo gerador.

O tanque tem a função de simular o reservatório de uma hidrelétrica (Figura 4.7). Este tanque é alimentado por duas bombas centrífugas em paralelo que succionam água de um reservatório externo, acionadas por motores com inversores de frequência, possibilitando a variação da queda bruta do modelo. Com isso, foi possível simular a variação de nível no reservatório e aplicar rotação variável a turbina, recuperando o rendimento.



Figura 4.7 – Reservatório (tanque).

#### 4.1.2 Instrumentação e aquisição de dados em laboratório

A instalação da instrumentação da parte hidráulica e da parte elétrica foi realizada após a montagem do grupo gerador na bancada de testes. A seguir são mostradas a instrumentação utilizada nesse laboratório.

A medida do torque (N.m) é realizada com o auxílio de uma célula de carga. O sinal elétrico é proveniente da célula de carga instalada na lateral externa do gerador, conforme Figura 4.8. A partir do produto entre o torque e a rotação da TH é calculado a potência de eixo da turbina.

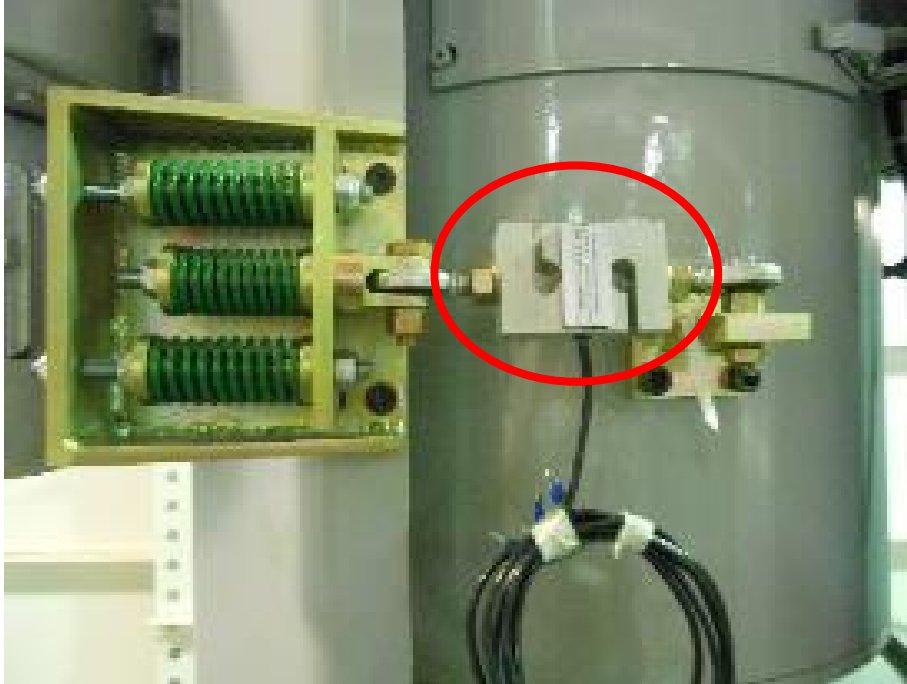


Figura 4.8 – Célula de Carga.

Para medição do nível do reservatório foram utilizados um transdutor de pressão manométrico para aquisição de dados e também um manômetro digital para indicação local, ambos estão instalados no mesmo ponto por meio de conexões e válvulas de proteção, mostrado na Figura 4.9.



Figura 4.9 – Transdutor de nível do reservatório.

Foi instalado um transdutor de pressão manométrico, conforme Figura 4.10, para a medição de pressão na entrada da turbina, com capacidade de leitura de 0 a 3 (mca). O instrumento está localizado em uma tomada de pressão na entrada da turbina.

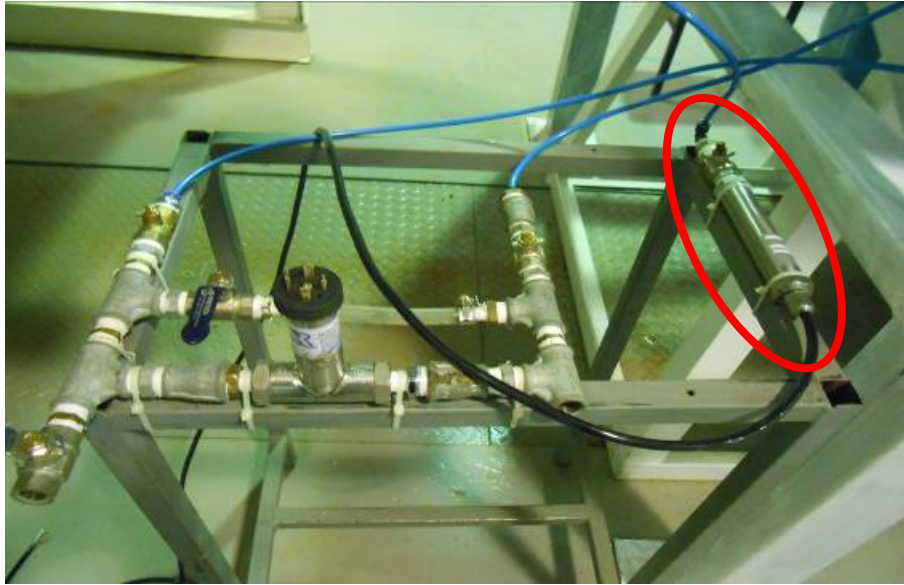


Figura 4.10 – Transdutor de pressão instalado na entrada da turbina.

A vazão foi medida utilizando um transdutor diferencial, segundo a Figura 4.11. O transdutor em questão é usado para medir a diferença de pressão entre dois pontos localizados na caixa espiral da turbina. Este método para determinar a vazão é conhecido como Winter-Kennedy. Foi calculado a vazão também, a partir do vertedor.

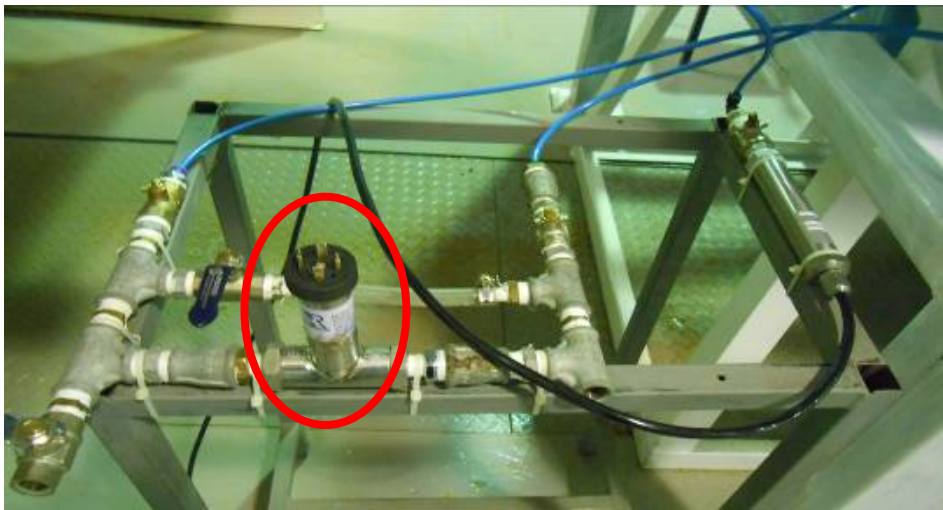


Figura 4.11 – Transdutor diferencial instalado.

O nível de jusante foi medido com um transdutor manométrico instalado no canal de fuga, tendo capacidade de medição de 0 a 3 (mca), Figura 4.12.



Figura 4.12 – Transdutor e manômetro no canal de fuga.

Para a medição da temperatura da água foi utilizado um transdutor de temperatura, do tipo PT-100. Este instrumento possui uma haste que está imersa na água no reservatório de jusante, conforme Figura 4.13.



Figura 4.13 – Medidor de temperatura da água.

A abertura do distribuidor foi registrada utilizando um transdutor de deslocamento. Este instrumento fora instalado na haste de abertura do distribuidor apoiado na estrutura de apoio da turbina, conforme Figura 4.14.



Figura 4.14 – Transdutor de deslocamento para abertura do das pás do distribuidor.

Um medidor de grandezas elétricas foi conectado na saída do AFE, mostrado na Figura 4.15, enquanto o outro medidor de grandezas elétricas foi instalado na saída do gerador conforme Figura 4.16. Sendo utilizado sete entradas de sinal, onde, três entradas são de tensão e uma de neutro, conectadas nas fases R, S, T e neutro. As outras três entradas são de corrente, ligados nas fases correspondentes.



Figura 4.15 – Medição elétrica na saída do AFE.





Figura 4.16 – Medição elétrica na saída do gerador.

Na Figura 4.17 é possível observar lado a lado ambos os medidores elétricos. Dessa forma foi possível adquirir o rendimento do AFE.

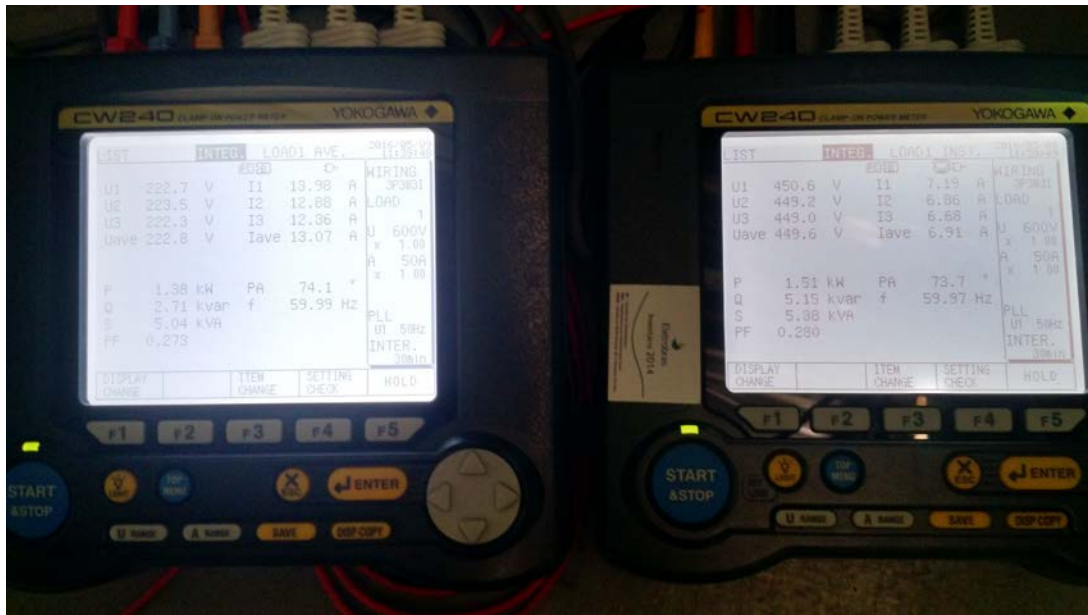


Figura 4.17 – Amostra de medição do gerador e do AFE.

Após a montagem da instrumentação descrita anteriormente, foi construído um sistema para a aquisição de dados (para converter o sinal de tensão em corrente), conforme Figura 4.18. O sinal de saída da maior parte da instrumentação é em corrente de 4 (mA) a 20 (mA).

O software utilizado para a implementação do programa de aquisição dos dados e equacionamento dos ensaios práticos, foi o DASyLab 13.0.



Figura 4.18 – Sistema de conversão construído.

Fazendo uso do software DASyLab, conectando a placa de aquisição de dados com a instrumentação toda calibrada e conectada, tem-se como resultado uma simulação conforme a Figura 4.19.

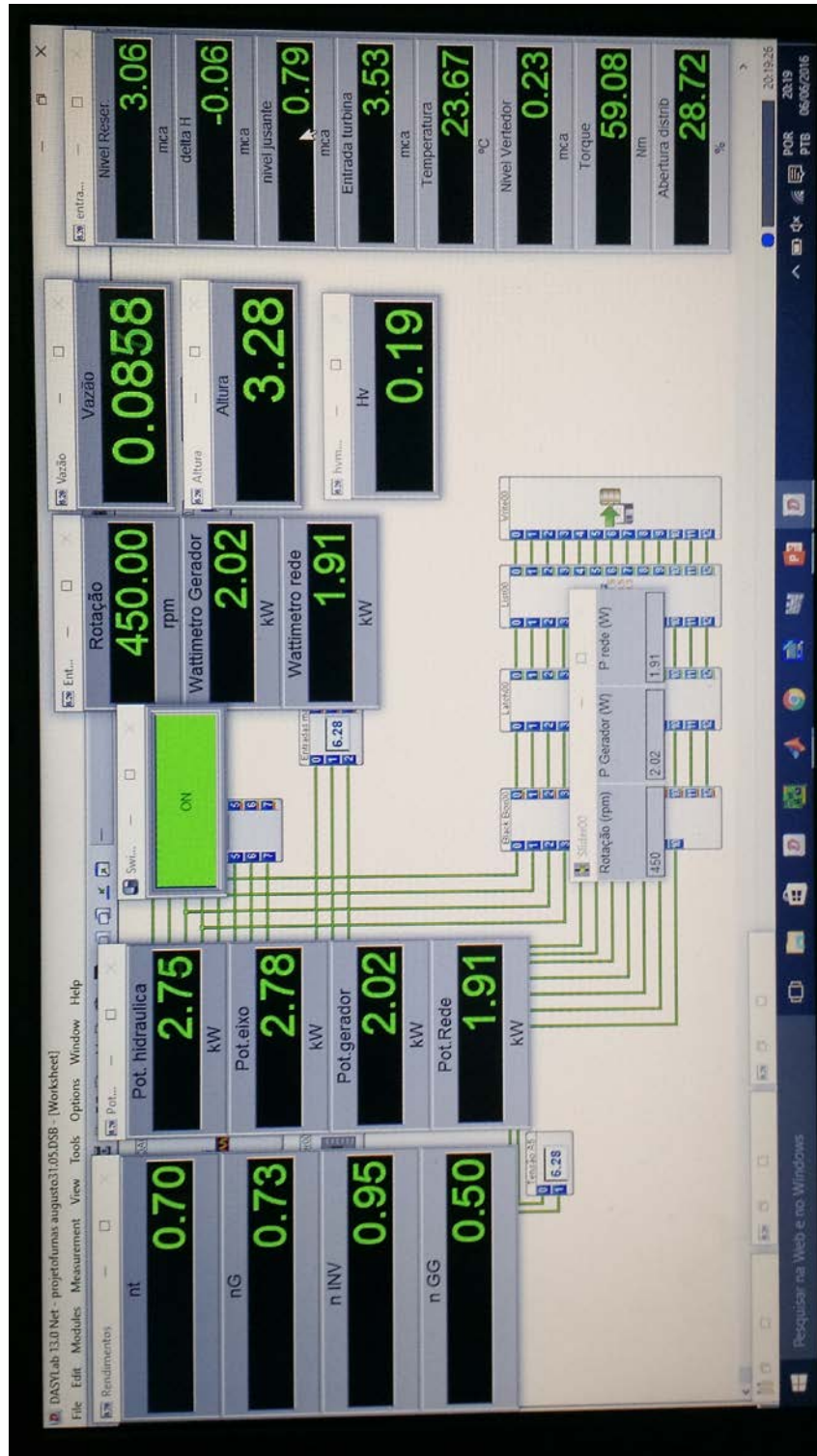


Figura 4.19 – Software DASyLab em operação.

4.2 DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE DE ENSAIO

A Figura 4.20 ilustra o circuito de ensaios do Laboratório de Estruturas Hidráulicas da UNIFEI.

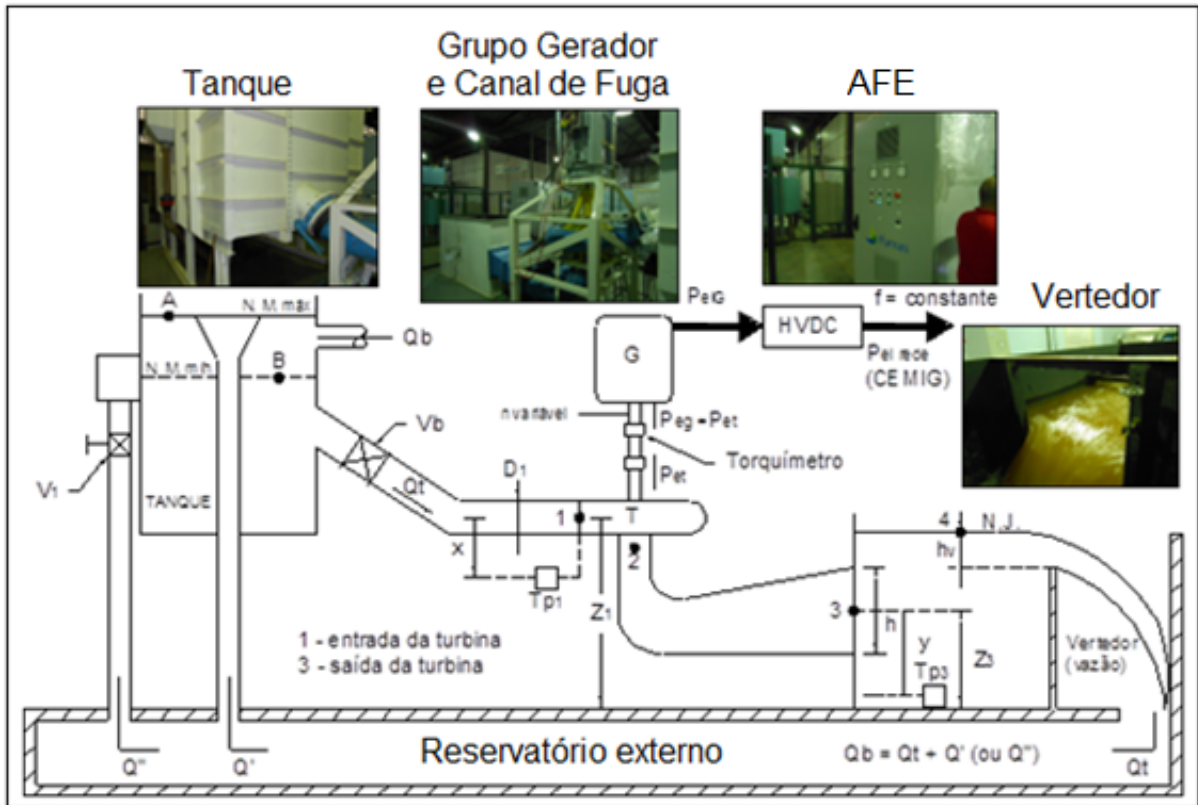


Figura 4.20 – Circuito de ensaios do modelo reduzido.

A seguir é apresentado a descrição do roteiro de ensaio e a construção do software utilizado partindo das equações (4.1) até (4.10), implementada no software DASyLab.

A vazão  $Q_b$  que alimenta o tanque de montante é dada por duas bombas centrífugas em paralelo que succionam água do reservatório, acionadas por motores com inversores de frequência, cada bomba com capacidade de 250 (L/s). No tanque é possível simular duas alturas brutas, sendo uma máxima e uma mínima (A e B respectivamente) para alimentar o modelo reduzido da turbina por meio da válvula  $V_b$ . O distribuidor da turbina é manual sendo possível obter várias aberturas  $\alpha$ . A entrada e saída da turbina (2 e 3), conforme Figuras 4.20 e 4.21 estão instalados transdutores de pressão e um transdutor de nível de jusante para a medida de vazão turbinada

através de  $h_v$  no vertedor. Estão instalados também dois medidores de grandezas elétricas, um na saída do gerador e outro na saída do *Active Front End*. Também foi instalado um torquímetro entre o eixo da turbina e o gerador elétrico para medir a potência de eixo, enquanto a rotação é medida através de um tacômetro digital óptico.

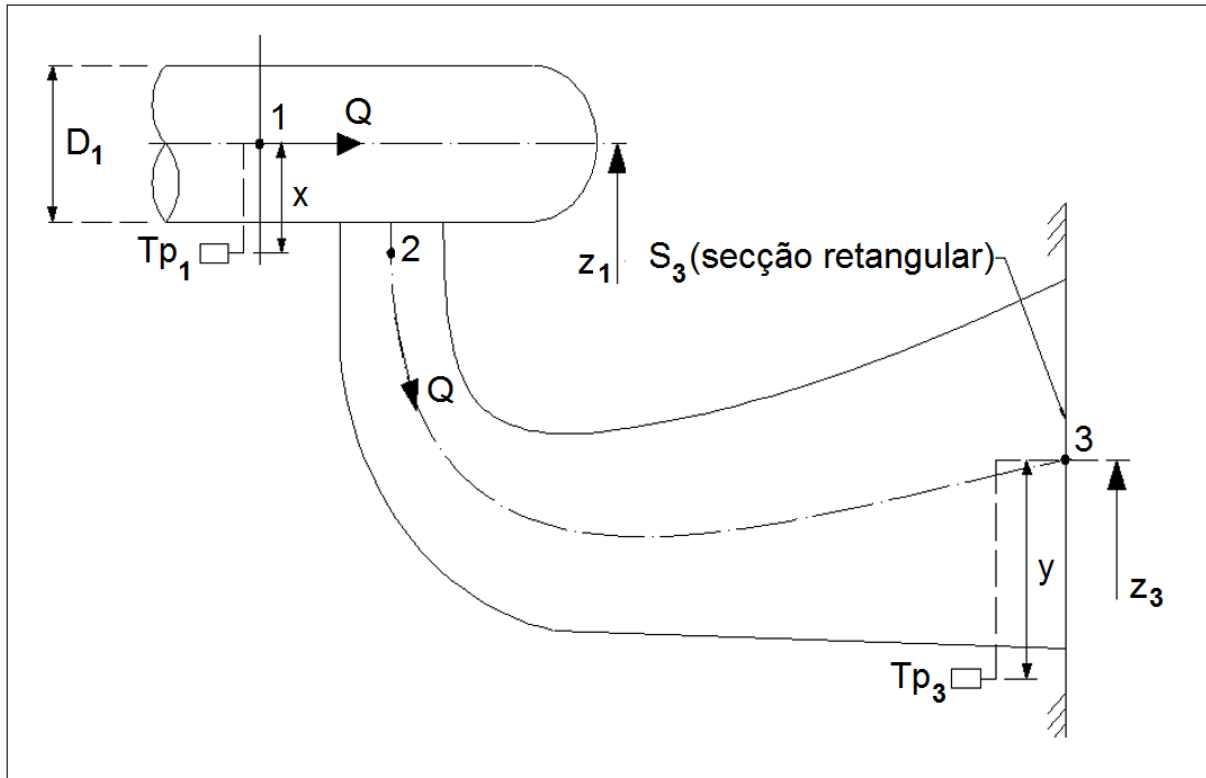


Figura 4.21 – Entrada e saída da turbina hidráulica.

Um sistema de aquisição de dados foi desenvolvido para a determinação da altura de queda líquida  $H$ , vazão  $Q$ , potência hidráulica  $P_h$ , potência de eixo  $P_{et}$ , potência elétrica gerada  $P_{elG}$  e potência da rede  $P_{elrede}$ . Finalmente são determinados os rendimentos da turbina  $\eta_t$ , do gerador  $\eta_g$ , do sistema AFE  $\eta_{AFE}$  e do conjunto turbina, gerador e sistema AFE  $\eta_c$ .

A vazão é medida pelo vertedor retangular instalado no canal de fuga (Figuras 4.22 e 4.23) e detalhada a seguir.

A vazão  $Q$  é determinada pela equação (4.1) conhecida como fórmula de Francis para vertedor retangular com duas contrações; onde  $b_c = b - 0,2 \cdot h_v$ ;  $h_v = T_{p_v} - z$ , conforme Figuras 4.22 e 4.23.

$$Q = 1,84 \cdot b \cdot h_v^{1,5} \cdot \left[ 1 + 0,26 \cdot \left( \frac{b_c \cdot h_v}{h_v + C} \right)^2 \right] \quad (4.1)$$

As Figuras 4.22 e 4.23, mostram duas vistas detalhadas do vertedor em questão:

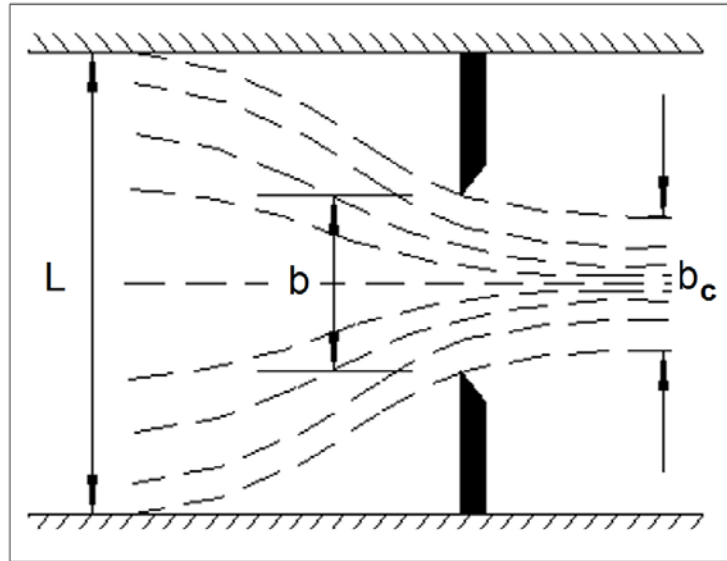


Figura 4.22 – Vista superior do vertedouro.

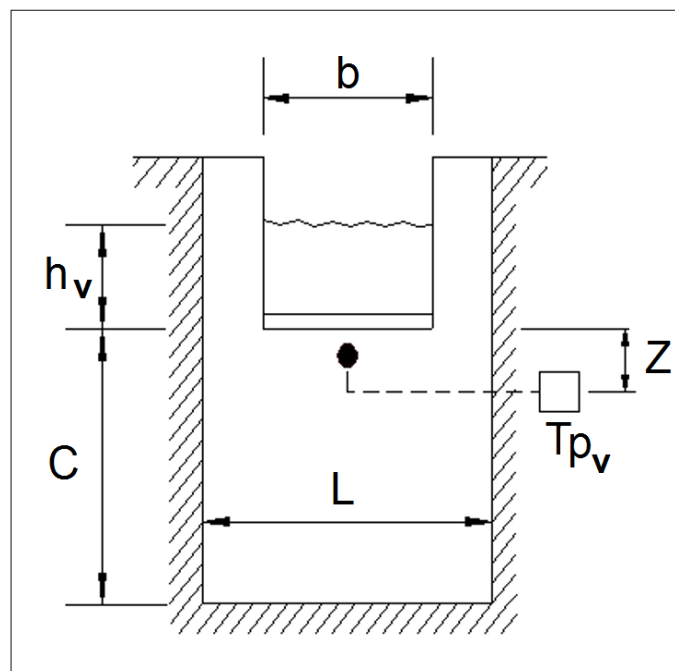


Figura 4.23 – Vista frontal do vertedouro.

Na equação (4.1) anterior tem-se: a vazão Q (m<sup>3</sup>/s); a largura do vertedor b (m); largura contraída do vertedor b<sub>c</sub> (m) altura da lâmina d'água h<sub>v</sub> (m) e a altura do vertedor C (m); medida do nível d'água através do transdutor de pressão instalado T<sub>p</sub>[m]. No caso do vertedor utilizado tem-se: b = 0,602 [m] e z = 0,034 [m].

A altura de queda líquida da turbina H é determinada pela diferença de pressão total entre entrada (1) e saída (3) da turbina, Figura 4.21. A equação (4.2), mostra a altura de queda líquida da turbina.

$$H = T_{p_1} - T_{p_3} + (y - x) + \frac{v_1^2}{2 \cdot g} - \frac{v_3^2}{2 \cdot g} + (z_1 - z_3) \quad (4.2)$$

Na equação (4.2), tem-se: a altura H (m); a pressão na entrada da turbina através de um transdutor instalado T<sub>p1</sub> (m) e a pressão na saída da turbina através de um transdutor T<sub>p3</sub> (m); as velocidades de escoamento na entrada e saída da turbina v<sub>1</sub> (m/s) e v<sub>2</sub> (m/s); a aceleração da gravidade g (m/s<sup>2</sup>); as cotas na entrada e saída da turbina z<sub>1</sub> (m) e z<sub>2</sub> (m).

As velocidades de escoamento v<sub>1</sub> e v<sub>3</sub> podem ser explicitadas em função da vazão.

$$v_1 = \frac{Q}{S_1} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_1^2}; v_3 = \frac{Q}{S_3} \quad (4.3)$$

Assim, a expressão (4.2) pode ser explicitada em função da vazão, gerando a equação (4.4).

$$H = T_{p_1} - T_{p_3} + (y - x) + \left( \frac{8}{\pi^2 \cdot D_1^4 \cdot g} - \frac{1}{2 \cdot g \cdot S_3^2} \right) \cdot Q^2 + z_1 - z_3 \quad (4.4)$$

Na equação (4.4) tem-se: diâmetro da entrada da turbina D<sub>1</sub> (m); os demais valores são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Medidas das dimensões da turbina.

DADOS				
x [m]	y [m]	D <sub>1</sub> [m]	S <sub>3</sub> [m <sup>2</sup> ]	(z <sub>1</sub> - z <sub>3</sub> ) [m]
0,408	0,378	0,322	0,322	0,535

A equação (4.5) determina a potência hidráulica da turbina onde figuram as variáveis: potência hidráulica  $P_h$  (kW) ou potência disponível para a turbina; massa específica da água  $\rho$  (kg/m<sup>3</sup>); vazão  $Q$  (m<sup>3</sup>/s) e altura de queda líquida  $H$  (m).

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot 10^{-3} \quad (4.5)$$

A potência de eixo da turbina é igual a potência de eixo do gerador por se tratar de um acoplamento direto. No eixo foi instalado um torquímetro com célula de carga para a medida da força  $F$  (N) com um braço  $t$  (m), resultando um momento ou torque  $M$  (N.m). A velocidade angular  $\omega$  (rad/s) é determinada em função da rotação  $n$  (rpm) medida no tacômetro digital. A equação (4.6) mostra o cálculo da potência de eixo da turbina e do gerador  $P_e$  (kW).

$$P_e = M \cdot \omega = \frac{F \cdot t \cdot 2\pi \cdot n \cdot 10^{-3}}{60} \quad (4.6)$$

A potência elétrica do gerador  $P_{eG}$  (kW) é medida através de um Wattímetro instalado nos bornes do gerador (Figura 4.15).

A potência elétrica da rede  $P_{elrede}$  (kW) é medida através de um Wattímetro instalado na entrada da rede ou na saída do AFE.

A equação (4.7) mostra a determinação do rendimento da turbina  $\eta_t$ , onde:  $P_e$  (kW) e  $P_h$  (kW).

$$\eta_t = \frac{P_e}{P_h} \quad (4.7)$$

A equação (4.8) exhibe a determinação do rendimento do gerador  $\eta_{Gee}$ , onde:  $P_{Ge}$  (kW) e  $P_e$  (kW).

$$\eta_{Gee} = \frac{P_{Ge}}{P_e} \quad (4.8)$$

A equação (4.9) mostra a determinação do rendimento do sistema de rotação variável (Back-to-back)  $\eta_{AFE}$ , onde:  $P_{rede}$  (kW) e  $P_{Ge}$  (kW).



$$\eta_{AFE} = \frac{P_{rede}}{P_{Ge}} \quad (4.9)$$

A equação (4.10) apresenta o rendimento do grupo gerador ( $\eta_{GG}$ ). O rendimento do grupo gerador leva em conta os rendimentos do conjunto turbina, do gerador elétrico e do sistema AFE, onde:  $P_{rede}$  (kW) e  $P_h$  (kW).

$$\eta_{GG} = \frac{P_{rede}}{P_h} \quad (4.10)$$

O desenvolvimento do software de ensaios é baseado no roteiro de ensaios práticos, apresentado nas equações (4.1) até (4.10). A seguir tem-se uma breve descrição do software implementado.

O software utilizado é o DASyLab, versão 13. Todo o desenvolvimento se respaldou sobre a estrutura do programa DASyLab que é um software de aquisição de dados. A programação é feita através de fluxograma conectando os blocos das funções desejadas no ambiente virtual.

Utiliza conceitos de instrumentação virtual. Suas principais funções são: entradas e saídas analógicas, entradas e saídas digitais, filtros digitais, matemática e outras funções. Conforme Figura 4.24.

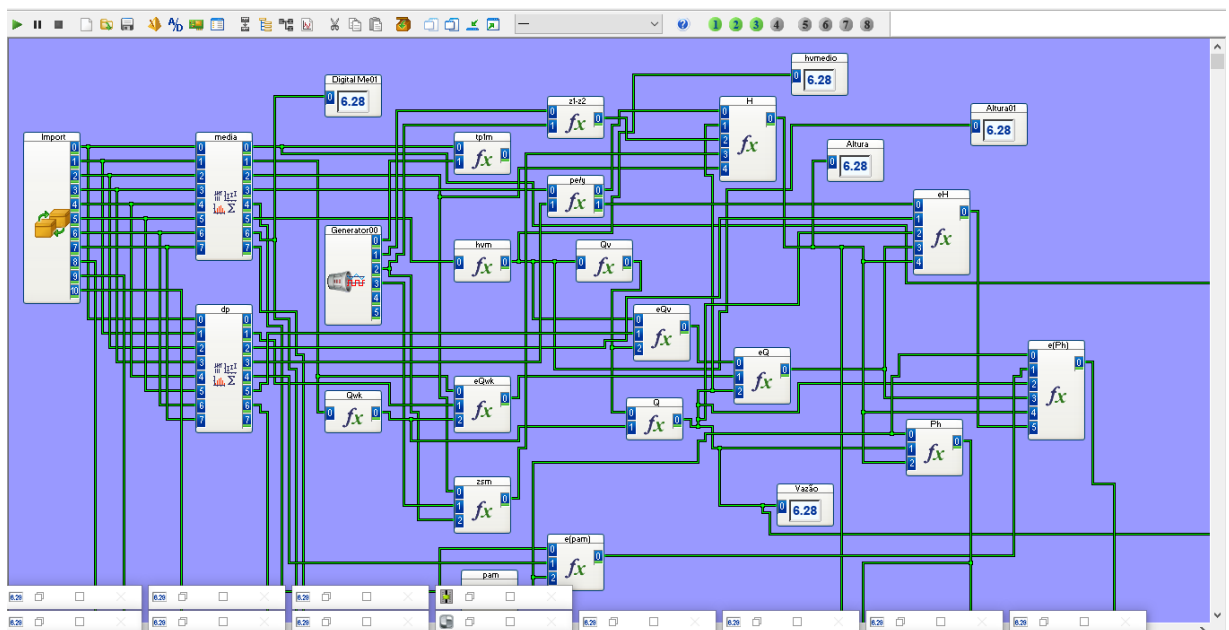


Figura 4.24 – Software implementado.

As saídas dos instrumentos medidores de pressão estática, temperatura e potência elétrica, são compostas de sinais analógicos de corrente no padrão 4 a 20 (mA). Esses sinais são enviados da placa de aquisição de dados e dos wattímetros para o computador, e através do software DAYSILAB essas informações são tratadas. Primeiramente, é realizado no software a parametrização dos dados aquisitados, ou seja, a conversão dos sinais de corrente do padrão 4 a 20 (mA) para o correspondente valor em unidades físicas. Para isto é realizada a calibração de cada instrumento, conforme Figura 4.25.

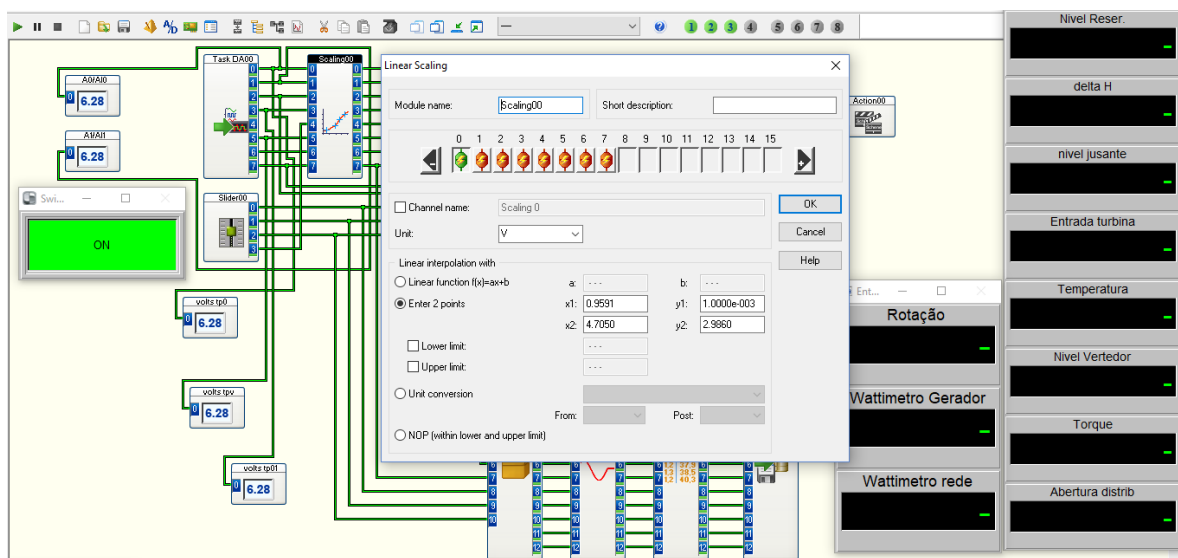


Figura 4.25 – Calibração da instrumentação no DASyLab.

O entrada de nível do reservatório pode ser vista na Figura 4.26. As demais entradas são relativas ao restante da instrumentação implementada no projeto.

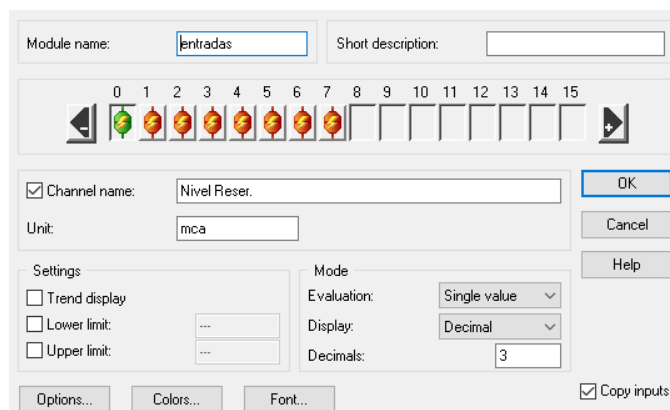


Figura 4.26 – Entradas de níveis no DASyLab.

Por fim, todos os parâmetros lidos ou obtidos através dos cálculos, são salvos utilizando o bloco "Write". Esses dados podem ser exportados para uma planilha no Excel, configurando o formato do arquivo gerado pelo bloco "Write" (Figura 4.27).

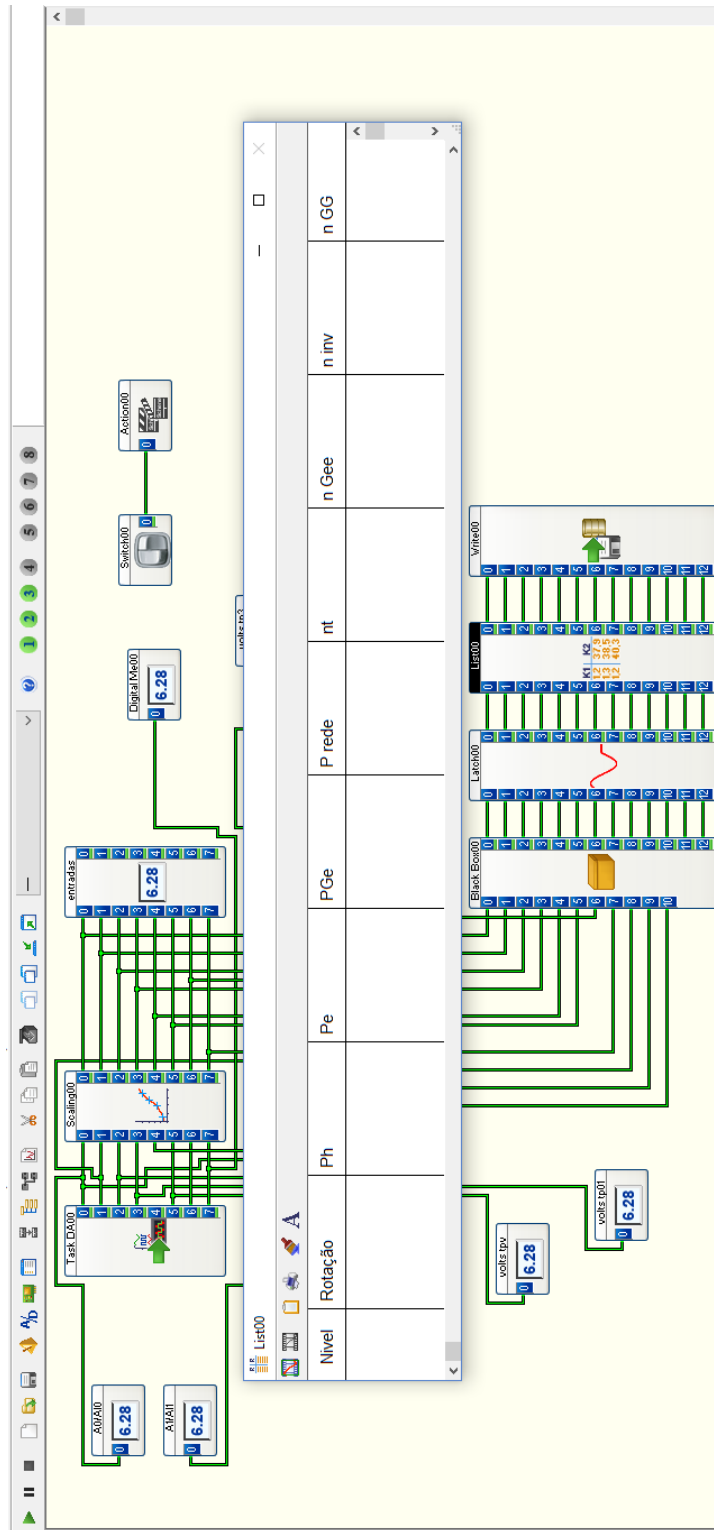


Figura 4.27 – Variáveis registradas durante ensaio.

Os valores do ensaio foram salvos em uma planilha e analisados conforme Apêndice 2. Os valores eram capturados após o sistema atingir o equilíbrio. O software DASyLab se mostrou eficiente nos ensaios. Possibilitando a implementação do roteiro de ensaios e fazendo conexão com a instrumentação através da placa de aquisição de dados (Figura 4.18).

Após a parametrização dos dados de entrada, foram realizados cálculos de vários parâmetros essenciais para a qualificação da pesquisa. Como por exemplo, a estimação da vazão, da queda bruta, da potência hidráulica, dos rendimentos de cada elemento do sistema, a saber; Turbina, gerador síncrono e inversor de frequência, e por fim, o rendimento global do sistema gerador de energia. O software desenvolvido é mostrado nas Figuras 4.28 e 4.29.

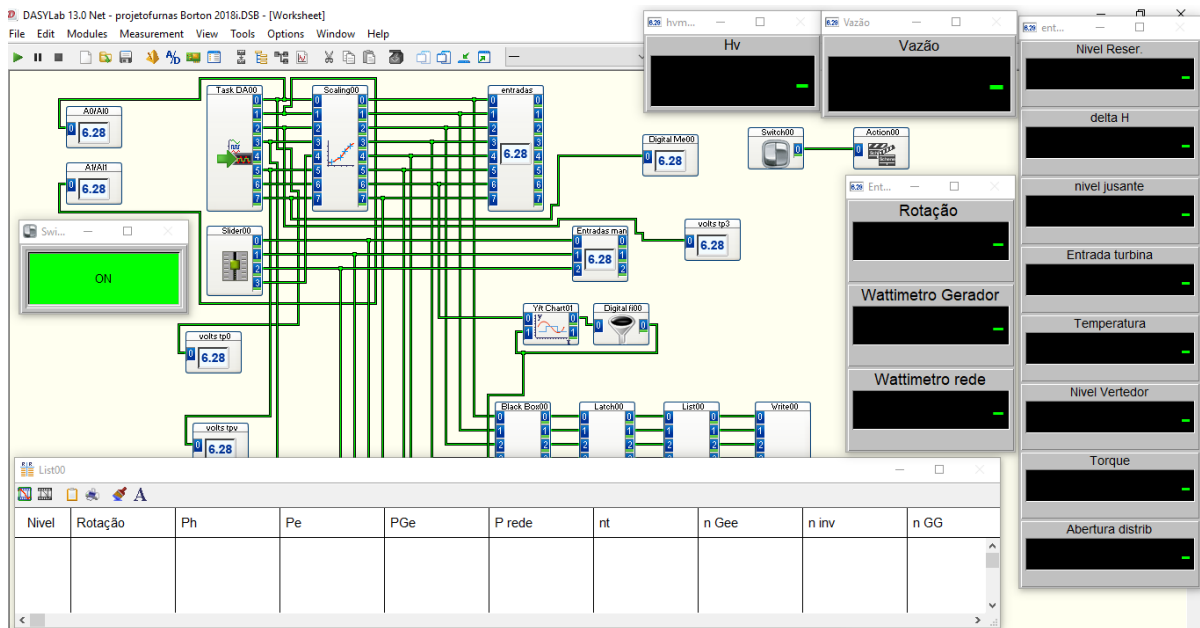


Figura 4.28 – software desenvolvido.

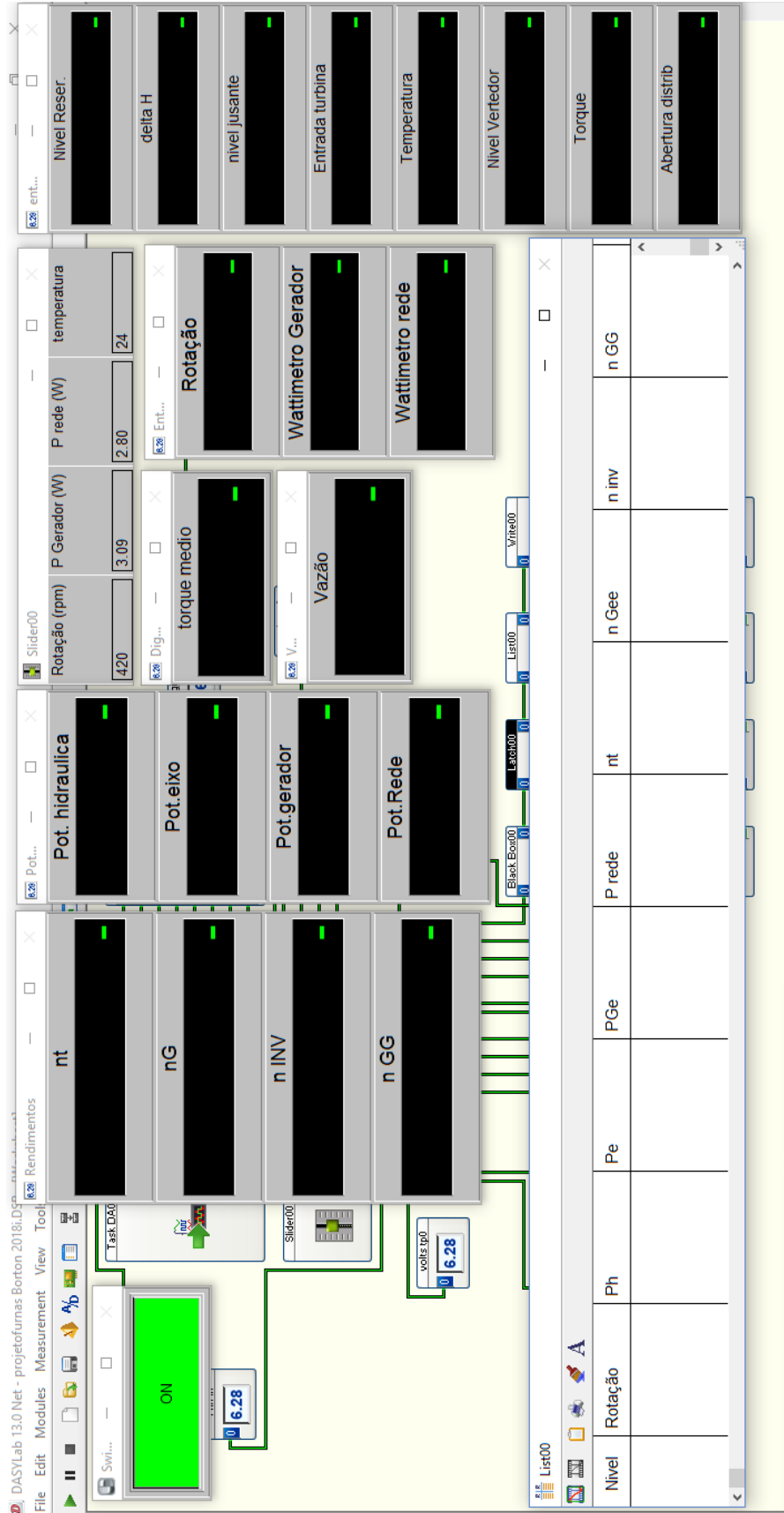


Figura 4.29 – software desenvolvido completo.

### 4.3 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA

Para o ensaio, como variável independente foi escolhida  $n$  (rpm). A variação de rotação é feita através do sistema *Active Front End*, enquanto a vazão é alterada através da abertura das pás do distribuidor (controle manual). A cada abertura faz-se as leituras necessárias.

O nível de queda nominal é o nível A, enquanto o nível deplecionado é o nível B. Ambos são mostrados na Figura 4.20.

O ensaio foi realizado inicialmente mantendo rotação e queda constante (nível A do reservatório), variando apenas a abertura do distribuidor (100%, 90%, 80%, 70%, 60% e 50%). Na Figura 4.30 é analisado o rendimento do grupo gerador ( $\eta_{GG}$ ) em função da vazão  $Q$  ( $m^3/s$ ) em condições nominais (rotação e nível do reservatório).

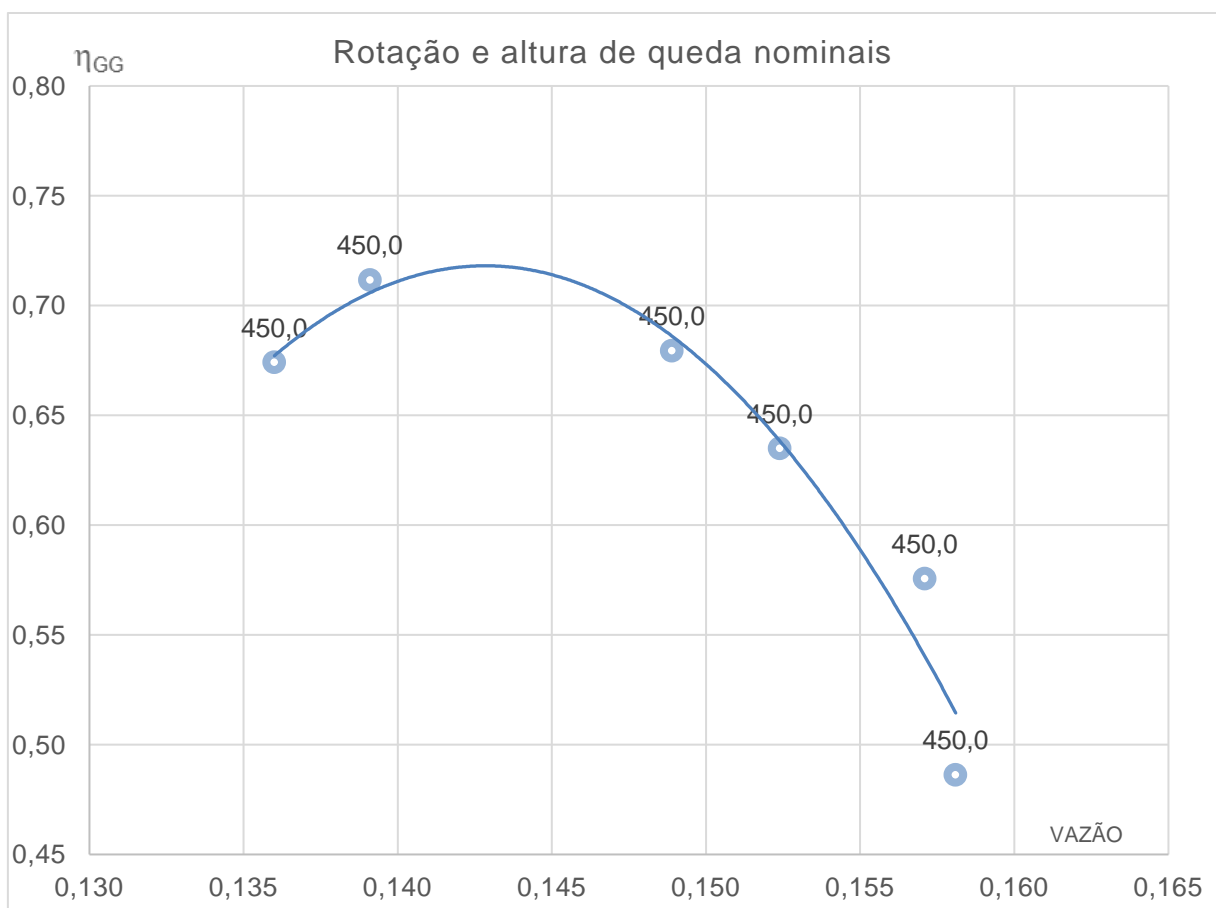


Figura 4.30 – Medições de rendimento em nível e rotação nominais.

A segunda parte do ensaio foi deplecionar o reservatório abrindo a válvula no

nível B do reservatório. Nessa parte do ensaio a rotação e a nova altura de queda foram mantidas constante. Novamente variou-se a abertura do distribuidor da mesma maneira. O resultado obtido é apresentado na Figura 4.31.

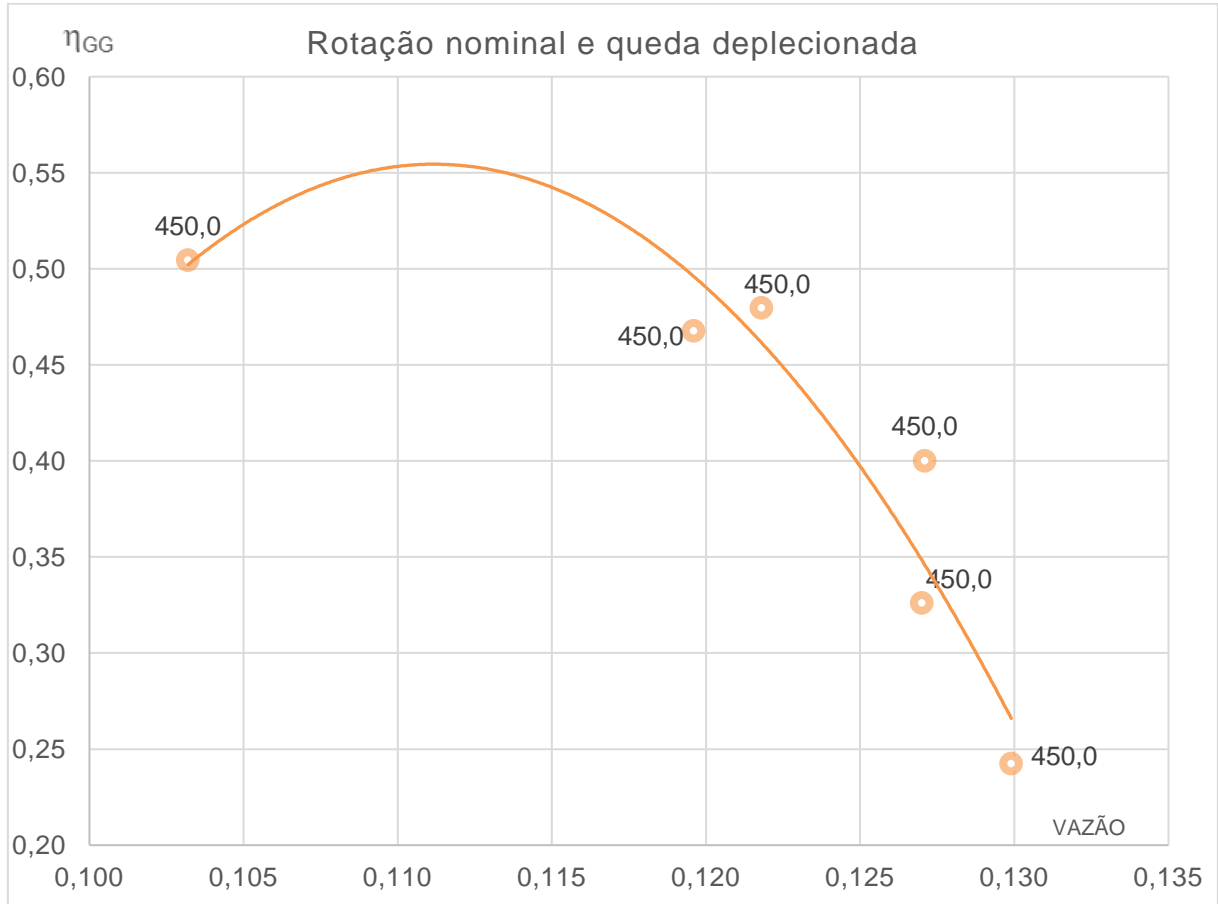


Figura 4.31 – Medições de rendimento em nível deplecionado e rotação nominal.

Antes de realizar a última parte dos ensaios, foi necessário fazer uso do modelo matemático desenvolvido no capítulo anterior. Sabendo os valores das rotações para a nova altura de queda, se realizou o ensaio mantendo apenas o nível deplecionado constante, variando a abertura do distribuidor e a rotação (Figura 3.12), segundo o algoritmo implementado (Apêndice 1). O resultado do ensaio experimental com rotação variável é mostrado na Figura 4.32.

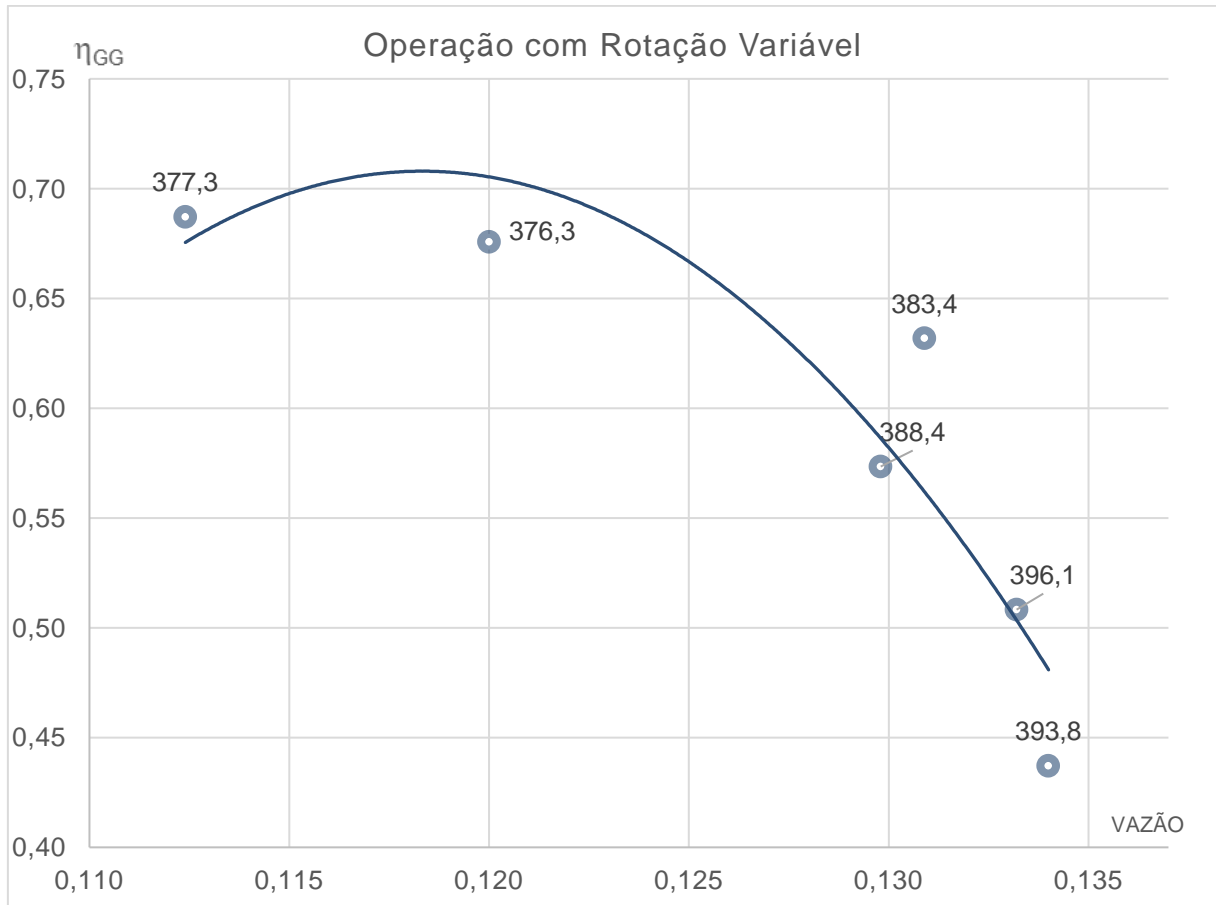


Figura 4.32 – Medições de rendimento em nível deplecionado e rotação variável.

Das Figuras 4.30, 4.31 e 4.32 é possível comprovar experimentalmente os benefícios energéticos da redução de velocidade na operação com nível (reservatório) inferior ao nível nominal. Na Figura 4.33 é comparado a operação nas três condições de ensaio.

Com a redução da queda, diminui-se também a vazão turbinada e o rendimento de operação quando se trabalha com rotação constante. Num cenário de baixa queda, ao reduzir a rotação, observa-se uma recuperação de cerca de 20 pontos percentuais no rendimento (Figura 4.33), até que o mesmo chegue a seu valor nominal. Com isto, a vazão turbinada aumenta e a potência também aumenta.

Os dados de ensaio utilizado na validação metodológica estão no Apêndice 2. Uma vez obtidos os diversos valores lidos e calculados, plota-se o gráfico a seguir.



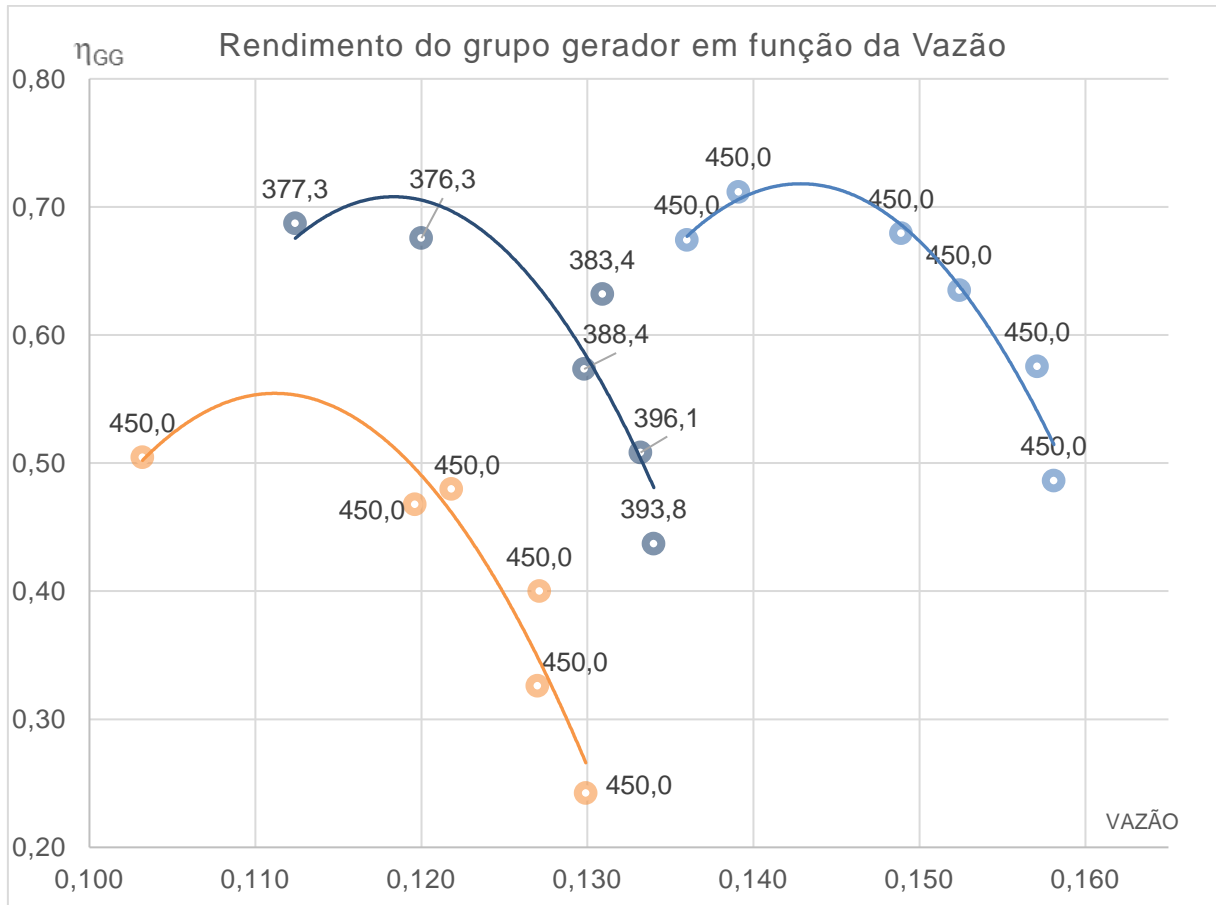


Figura 4.33 – Medições de rendimento em diferentes níveis de montante e rotações.

Outra questão importante na validação é a análise do rendimento do AFE, já que aumentará as perdas do conjunto com a inserção deste elemento. Sendo necessário a operação com rotação variável conectado no conversor *Back-to-back* VSC apresentar uma melhora na eficiência da central hidrelétrica.

Para aferir o rendimento do sistema *Active Front End* são mantidas constantes durante os ensaios: a queda no nível A (valor nominal) e a abertura do distribuidor em 90%.

Como nos ensaios de laboratório foram medidas as potências na saída do gerador e na saída do *Back-to-back* foi possível determinar o rendimento desse sistema desenvolvido.

Na condição de abertura do distribuidor 90% e variando a rotação a cada 15 rpm (450 - 315) os rendimentos do AFE ficaram próximos de 96% como é mostrado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Rendimento e perdas no AFE.

$\eta_{AFE}$ [%]	Perda [%]
96,27	3,73
95,83	4,17
96,71	3,29
96,27	3,73
96,40	3,60
96,46	3,54
96,19	3,81
96,47	3,53
96,00	4,00
96,24	3,76

A Tabela 4.3 mostra os benefícios da operação com rotação variável na geração hidroelétrica, principalmente quando há deplecionamento no reservatório da usina. No exemplo do modelo reduzido estudado, houve um ganho considerável na geração e na potência entregue à rede.

Tabela 4.3 – Recuperação de potência com deplecionamento.

H = 2,2 m e abertura de 90 [%]				
Q [m <sup>3</sup> /s]	n [rpm]	$\eta_t$ [%]	$\eta_{GG}$ [%]	P <sub>rede</sub> [kW]
0,127	450	52,00	32,06	1,02
0,133	396,1	60,00	50,22	1,61
H = 2,2 m e abertura de 80 [%]				
Q [m <sup>3</sup> /s]	n [rpm]	$\eta_t$ [%]	$\eta_{GG}$ [%]	P <sub>rede</sub> [kW]
0,127	450	60,00	39,36	1,22
0,130	388,4	67,00	56,67	1,74
$P_{rede}[\text{kW}] = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta_{GG} \cdot 10^{-3}$				

No condição analisada para duas aberturas do distribuidor (90-80%), pode-se constatar ganhos na potência entregue à rede superiores a 40%. Valendo ressaltar que o nível nominal é próximo de 2,95 (m), enquanto o nível deplecionado é próximo de 2,20 (m), ou seja, o reservatório deplecionou 25,4%.

Comparando a operação nominal com a situação de redução dos 25,4% no nível do reservatório, tem-se: na operação nominal com distribuidor em 90% e 80% o sistema entrega para a rede respectivamente 2,63 (kW) e 2,86 (kW) (Apêndice 2) e na situação de deplecionamento as potências elétricas entregues são 1,02 (kW) e 1,22 (kW). Contudo após o ajuste das rotações na condição deplecionada as novas potências entregues para a rede são respectivamente 1,61 (kW) e 1,74 (kW). Apresentando ganhos de potência elétrica entregue a rede superiores a 40%.

Portanto, a opção estudada neste trabalho aumenta a eficiência energética do conjunto. Pode ser implementada em usinas que apresentam grandes variações no nível de seus reservatórios.

## **5 CONCLUSÕES**

## 5 CONCLUSÕES

O trabalho apresentado trata da geração hidrelétrica com rotação variável conectado em sistema *Active Front End* (AFE), que utiliza tecnologia HVDC (*High Voltage Direct Current*) com topologia *Back-to-back VSC* (*Voltage Source Converters*). Sendo a turbina hidráulica do tipo Francis modelada a partir da equação de Euler e do seu comportamento, visando reduzir perdas devido ao deplecionamento do reservatório.

Uma das questões a serem levantadas é a conexão, pois a frequência da tensão gerada é proporcional à rotação do gerador e, portanto, proporcional à rotação da máquina. Em geral, com o deplecionamento do nível do reservatório, ocorrerá uma redução da frequência. A conexão utilizada nessa dissertação apresentou rendimentos próximos à 96%.

A grande vantagem da conexão estudada em relação ao DFIG (*Double Fed Induction Generator*) é manter a máquina geradora, sem a necessidade de substituição do rotor e, em relação ao VFT (*Variable Frequency Transformer*), a vantagem de possuir um tamanho menor, demandando menores espaços físicos na Central Hidroelétrica. O HVDC é a solução natural para a operação com rotação variável em Usinas Hidrelétricas distantes dos grandes centros de distribuição.

Nas usinas que operam com rotação fixa, se houver a redução do nível montante, naturalmente reduzirá o rendimento do grupo gerador. Durante a operação com rotação variável, foi notória a recuperação de potência elétrica entregue na rede, obtendo valores superiores a 40%. Esse valor foi elevado devido ao reservatório ter sofrido 25,4% de redução no nível montante, entretanto durante os ensaios práticos foi possível observar que em condições menos severas de redução do nível a recuperação na potência será menor.

Os ensaios práticos foram realizados com sucesso, tendo em vista a qualidade observada nos resultados. Na operação com rotação variável foi comprovado a recuperação de 20 pontos percentuais no rendimento global (rendimento do grupo gerador), retornando aos valores nominais em alguns pontos.

Os resultados obtidos são satisfatórios, levando em consideração que o gerador é de pequeno porte, e ressaltando que o mesmo estava operando em condições de geração inferior à sua capacidade nominal, influenciando desta forma

no rendimento do gerador elétrico. Foram realizados diversos ensaios para a validação desses resultados.

A turbina Francis apresentou rendimento máximo de 78%, operando na maior parte dos ensaios com valores entre 60% e 70%, valores excelentes se for considerado que a turbina utilizada é um protótipo reduzido. A partir do ajuste de rotação com distribuidor em 90% ocorreu a recuperação de 8% do rendimento na turbina, apenas reduzindo a rotação de 450 (rpm) para 396,1 (rpm). Já na condição de abertura em 80%, a recuperação foi de 7%, reduzindo dessa forma problemas de cavitação e turbilhões livres.

Isso mostra um ganho final excelente de rendimento na operação do grupo gerador com rotação variável e conectado ao sistema AFE. Sendo assim o projeto obteve sucesso.

O uso de sistemas *Back-to-back* em geração hidráulica é extremamente benéfico, principalmente em usinas que operam com grande variação de nível em seus reservatórios, podendo ser utilizado em Usinas Reversíveis para equilibrar a geração eólica e fotovoltaica.

Na condição de redução do nível montante, pode-se constatar que em todos os ensaios o sistema entregou uma maior quantidade de potência elétrica na operação com rotação variável, além de reduzir os custos de manutenção na turbina.

São apresentadas abaixo algumas propostas para a continuidade deste trabalho:

- Fazer uma análise econômica e viabilidade de implementação dessa tecnologia.
- Estudos mais detalhados na redução dos impactos ambientais devido a rotação variável.
- Aplicar os estudos realizados em campo.
- Comparar os resultados obtidos neste trabalho com as demais conexões.
- O desenvolvimento de novos projetos na área de máquinas de fluxo mais eficiente para a rotação variável.

## REFERÊNCIAS

- [1] Z. Souza, A. H. M. Santos e E. C. Bortoni, *Hidro power plants - Studies for implantation*, Third Edition ed., Rio de Janeiro: Interciência, 2018.
- [2] M. Valavi e A. Nysveen, "Variable-speed operation of hydropower plants: Past, present, and future," *2016 XXII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, pp. 640-646, 2016.
- [3] C. Yang, X. Yang e Y. Chen, "Integration of variable speed hydropower generation and VSC HVDC," *Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), 2015 17th European Conference on*, pp. 1-9, 2015.
- [4] E. Muljadi, M. Singh, V. Gevorgian, M. Mohanpurkar, R. Hovsopian e V. Koritarov, "Dynamic Modeling of Adjustable-Speed Pumped Storage Hydropower Plant," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO*, pp. 1-5, 2015.
- [5] M. Manwaring, D. Mursch e K. Tilford, "Challenges and opportunities for new pumped storage development," *Pumped Storage Development Council, National Hydropower Association*, 2012.
- [6] A. V. Serrano, "Economic Benefit Analysis of Retrofitting a Fixed-Speed Pumped Storage Hydropower Plant with an Adjustable-Speed Machine," Zurich, 2017.
- [7] F. W. S. Carvalho, "Transformador de Frequência Variável Aplicado à Geração Hidrelétrica com Rotação Variável," Itajubá, 2011.
- [8] X. Yang, C. Yang, C. Yue, D. Yao e C. Yuan, "Optimized Operation of Hydropower Plant with VSC HVDC Unit Connection," *CIGRE AORC Meeting*, 2014.
- [9] E. Arrais, "Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica.," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014.
- [10] E. C. Bortoni, Z. Souza, A. Viana, A. Rezek, L. Pinto, R. Sinescalchi, R. A. Bragança e J. V. Bernardes, "Avaliação da Introdução da Geração com Rotação Variável no Sistema Furnas," *VII Encontro Nacional de Máquinas Elétricas*, vol. 1, pp. 1-10, 2018.

- [11] O. E. Oni, I. E. Davidson e K. Mbangula, "A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications," *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp. 1-7, 2016.
- [12] L. M. Souza, "Geração hidráulica em velocidade ajustável utilizando máquinas de dupla alimentação: vantagens ambientais e operacionais," Rio de Janeiro, 2005.
- [13] R. P. Carvalhal, "Análise de Sistemas de Transmissão em Tensão Contínua para Alimentação de Cargas Isoladas," Rio de Janeiro, 2008.
- [14] N. K. L. Ottonson, "Modular Back-to-Back HVDC, with Capacitor Commutated Converters (CCC)," *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*, p. n. 485, Nov. 2001.
- [15] G. V. Santos, "Sistemas de Controle Aplicado Aero geradores Síncronos com Conversos Back-to-back," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.
- [16] "<http://www.abb.com.br>," ABB, [Online]. Available: <http://www.abb.com.br/cawp/seitp202/1ba892ed6614d45c83257f4d0047549a.aspx>. [Acesso em 10 abril 2018].
- [17] T. B. R. d. Almeida, "Análise de um Sistema de Transmissão VSC HVDC Submarino para Alimentação de Unidades de Produção de Petróleo OFFSHORE," Rio de Janeiro, 2011.
- [18] "High Voltage direct current transmission," SIEMENS, [Online]. Available: [www.siemens.com/energy/hvdc](http://www.siemens.com/energy/hvdc). [Acesso em 5 Setembro 2017].
- [19] H. Jingbo, L. Mingjie, Y. Jun, C. Qing, X. Tao e Y. Zhao, "Research on dynamic characteristics and countermeasures of AC-DC hybrid power system with large scale HVDC transmission," in *Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on*, pp. 799-805, 2014.
- [20] M. H. Okba, M. H. Saied, M. Z. Mostafa e T. M. Abdel-Mone, "High voltage direct current transmission - A review, part I," in *Energytech, 2012 IEEE*, pp. 1-7, 2012.
- [21] E. Kontos, R. T. Pinto, S. Rodrigues e P. Bauer, "Impact of HVDC transmission system topology on multiterminal DC network faults," *Power Delivery, IEEE Transactions on, Vol. 30*, pp. 844-852, 2015.



- 
- [22] V. G. Agelidis, G. D. Demetriades e N. Flourentzou, "Recent Advances in High-Voltage Direct-Current Power Transmission Systems," *2006 IEEE International Conference on Industrial Technology*, pp. 206-213, 2006.
- [23] J. R. Camacho, J. Arrillaga, C. P. Arnold e J. Campos Barros, "Guide for preliminary design and specification of hydro stations with HVDC unit connected generators," *CIGRE report*, August 1997.
- [24] H. Schlunegger e A. Thöni, "100 MW full-size converter in the Grimsel 2 pumped-storage plant," *Hydro Conference*, 2013.
- [25] J. Krenn, H. Keck e M. Sallaberger, "Small and Mid-Size Pump-Turbines with Variable Speed," *Scientific Research Publications*, pp. 48-54, April 2013.
- [26] P. K. Steimer, O. Senturk, S. Aubert e S. Linder, "Converter-fed synchronous machines for pumped hydro storage plants," em *ECCE Conference*, 2014.
- [27] M. Arezki, U. Sanjoy e D. Pierre, "Variable Frequency Transformer – An Overview," *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, 2006.
- [28] A. Merkhouf, P. Doyon e S. Upadhyay, "variable frequency transformer—concept and electromagnetic design evaluation.," *IEEE Trans on Energy Conv* 23-4, pp. 989-996, 2008.
- [29] B. B. Ambati e V. Khadkikar, "Variable frequency transformer configuration for decoupled active-reactive powers transfer control," *IEEE Trans on Energy Conv* 31-3, pp. 906-914, 2016.
- [30] B. B. Ambati, P. Kanjiya, V. Khadkikar, M. S. E. Moursi e J. L. K. Jr., "A hierarchical control strategy sith fault ride-through capability for variable frequency transformer," *IEEE Trans on Energy Conv* 30-1, pp. 132-141, 2015.
- [31] R. J. Piwko e E. V. Larsen, "Variable Frequency Transformer – FACTS Technology for Asynchronous Power Transfer," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, IEEE*, pp. 1426-1428, Maio 2006.
- [32] E. Larsen, R. Piwko, D. McLaren, D. McNabb, M. Granger, M. Dusseault, L. Rollin e J. Primeau, "Variable-Frequency Transformer – A New Alternative for Asynchronous Power Transfer," *GE Energy and Hydro-Québec*, Setembro 2004.
- [33] A. C. Vinhaes, "Utilização do Transformador de Frequência Variável na Interligação de Sistemas Elétricos," Rio de Janeiro, 2009.

- [34] L. S. Barros, “Uma Estratégia de Controle para o Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Máquina de Indução Duplamente alimentadas Operando como Geradores Eólicos,” Campina Grande, 2006.
- [35] F. Aboytes, T. Anderson e M. Begovoc, “Advanced Angle Stability Controls,” *Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques a Haute Tension*, December 1999.
- [36] R. Sporild, J. O. Gjerde e T. Gjengedal, “Economic and technical aspects of adjustable speed hydro (ASH) machines applied for improved stability in power networks,” *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, pp. 2469-2474 vol. 4., 2000.
- [37] F. P. Mello e R. J. Koessler, “Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies,” *Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167-179, February 1992.
- [38] G. A. Guerrero, “Análise em Regime Permanente de Parques Eólicos com Máquinas SCIG e DFIG,” Porto Alegre, 2014.
- [39] L. S. Canedo, “Ajuste do Desempenho Dinâmico de um Sistema de Geração Eólica com Gerador de Indução Duplamente Alimentado,” Rio de Janeiro, 2007.
- [40] R. Vasconcellos, M. K. Uemori, A. Antloga e F. Salomão, “Análise do Emprego de Tecnologias de Rotação Ajustável em Aproveitamento de Pequeno Porte,” *Alstom Hydro*, 2007.
- [41] H. S. Alencar, “Análise do Comportamento de Turbinas Hidráulicas para Operar com Rotação Variável,” Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1999.
- [42] J. Calainho, C. Horta, C. Gonçalves e e. al, “Cavitação em Turbinas Hidráulicas do Tipo Francis e Kaplan no Brasil,” *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, pp. 17-22, Outubro 1999.
- [43] P. Ulith, “Seleção e Dimensionamento de Turbinas Francis,” em *1º Seminário de Engenharia Hidromecânica, VOITH*, São Paulo, SP, 08 a 13/12/1976.
- [44] G. Zhang, Y. Cheng, N. Lu e Q. Guo, “Research of Hydro-Turbine Governor Supplementary Control Strategy for Islanding AC Grid at Sending Terminal of

- HVDC System,” in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 4, pp. 1229-1238, Dec. 2016.
- [45] H. Hooshyar, M. Savaghebi e A. Vahedi, “Synchronous generator: past, present and future,” *AFRICON 2007, Windhoek*, pp. 1-7, 2007.
- [46] J. Campos Barros, M. A. Saidel, L. Ingran e M. Westphalen, “Adjustable Speed Operation of Hydro Electric Turbine Generators,” *Electra Magazine*, no. 167, Agosto 1996.
- [47] A. .. Tenot, “Turbines Hydrauliques et Régulateurs Automatiques de Vitesse,” *Librarie de L'enseignement Technique Léon Eyrolles Éditeur*, vol II, 1932.
- [48] R. Almeida, J. A. Lopes e J. A. L. Barreiros, “Improving Power System Dynamic behavior Through Double Fed Induction Machines Controlled by Static Converter using Fuzzy Control,” *IEEE Transaction on Power systems*, vo. 19, n.4., pp. 1942-1950, Nov. 2004.

## **APÊNDICE 1**

## APÊNDICE 1 - ALGORITMO DE CÁLCULO PARA RECUPERAÇÃO DO RENDIMENTO NO MATLAB

```

clear all; clc; close;
D = 0.5;
Zr = 16;
Q = [0.158,0.157,0.152,0.149,0.139,0.136];
H = [2.949,2.960,2.958,2.961,2.966,2.963];
n = [450,450,450,450,450,450];
nh = 0.7;
nm = 0.92;
br = 0.16;
er = 0.01;
Hl = [2.178,2.217,2.174,2.141,2.163,2.194];
g = 9.81;
%%%Roteiro de cálculo para recuperação do rendimento%%%
t = pi*D/Zr; %1-passo teórico no diâmetro médio na entrada do rotor
tr = t - er; %2-passo real no diâmetro médio na entrada do rotor
A = br*tr*Zr; %3-área média transversal ao escoamento na entrada do rotor
cm = Q/A; %4-velocidade média meridional do escoamento na entrada do rotor
u = pi*D*n/60; %5-velocidade tangencial do escoamento na entrada do rotor
cu = g*nh*H./u; %6-a projeção da velocidade média absoluta na direção tangencial
beta = atan(cm/(u-cu)); %7-ângulo médio do escoamento entre a velocidade tangencial e a relativa média do escoamento na entrada do rotor
w = cm/sin(beta);%8 a velocidade média relativa do escoamento na entrada do rotor,
alfa = atan(cm/cu);%9 o ângulo médio do escoamento entre a velocidade tangencial e a absoluta média
c = cm/(sin(alfa));%10 a velocidade média absoluta do escoamento na entrada do rotor
Pe = g*Q.*H*nh*nm; %11 a potência no eixo da TH
nqa = 3*n.*Q.^0.5./H.^0.75;%12 a rotação específica do rotor em relação à vazão
npe = n.*Pe.^0.5./H.^1.25;%13 a rotação específica do rotor em relação à potência no eixo igual ao coeficiente específico da potência no eixo
Kq = nqa/3;%14 o coeficiente específico de vazão
X = A*tan(beta);%15 a constante X
Y = pi*D/60;%16 a constante Y
Z = g*nh/Y;%17 a constante Z
a = (-Z*Hl/Y);
b = (-Kq.^2.*Hl.^1.5/(X*Y));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Raiz Real do Polinômio de 3º Grau%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
k1 = size(Q);
N = k1(1,2);
n1 = zeros(1,N);%18 a rotação n1 (rpm) da TH operando com a queda Hl, resolvendo a equação
for k = 1:N
rpoli = roots([1,0,a(1,k),b(1,k)]);
x1 = isreal(rpoli(1,1));
x2 = isreal(rpoli(2,1));
x3 = isreal(rpoli(3,1));
if x1 == 1
n1(1,k) = rpoli(1,1);
elseif x2 == 1
n1(1,k) = rpoli(2,1);
else
n1(1,k) = rpoli(3,1);
end
end

```

```
end
end
%%%%%%%%%%
n1
```

## **APÊNDICE 2**

## APÊNDICE 2 - ENSAIO PRÁTICO EM LABORATÓRIO

### TABELA DE DADOS DOS ENSAIOS

Nivel[m]	Vazão[m <sup>3</sup> /s]	Ph[kW]	Pe[kW]	P <sub>Ge</sub> [kW]	Prede[kW]	η <sub>t</sub>
2,949	0,158	4,78	2,49	2,37	2,27	0,520
2,954	0,157	4,63	3	2,73	2,63	0,650
2,952	0,152	4,6	3,23	2,97	2,86	0,700
2,951	0,149	4,56	3,38	3,18	3,04	0,740
2,952	0,139	4,32	3,32	3,15	3,04	0,770
2,95	0,136	4,26	3,12	2,93	2,82	0,730
2,178	0,13	3,23	1,04	0,80	0,76	0,320
2,217	0,127	3,22	1,66	1,06	1,02	0,520
2,174	0,127	3,09	1,86	1,26	1,22	0,600
2,141	0,122	2,92	1,46	1,02	0,99	0,500
2,163	0,12	2,87	1,15	0,82	0,78	0,400
2,194	0,103	2,45	1,21	0,85	0,81	0,490
2,185	0,134	3,3	1,61	1,47	1,41	0,490
2,174	0,133	3,24	1,93	1,68	1,62	0,600
2,132	0,13	3,09	2,06	1,81	1,74	0,670
2,232	0,131	3,2	2,24	2,06	1,99	0,700
2,199	0,12	2,84	2,18	1,96	1,88	0,770
2,199	0,112	2,71	2,11	1,90	1,82	0,780
η <sub>t</sub>	η <sub>Ge</sub>	η <sub>AFe</sub>	η <sub>GG</sub>	Abertura dist[%]	Rotação[rpm]	
0,520	0,950	0,960	0,474	99,9	450	
0,650	0,910	0,963	0,569	90,6	450	
0,700	0,920	0,963	0,620	80,5	450	
0,740	0,940	0,957	0,666	70,5	450	
0,770	0,950	0,963	0,704	59,5	450	
0,730	0,940	0,962	0,660	50,4	450	
0,320	0,770	0,955	0,235	99,8	450	
0,520	0,640	0,963	0,321	90,5	450	
0,600	0,680	0,965	0,394	79,8	450	
0,500	0,700	0,964	0,338	69,9	450	
0,400	0,710	0,959	0,272	60,3	450	
0,490	0,700	0,960	0,329	50,2	450	
0,490	0,910	0,960	0,428	99,9	393,8	
0,600	0,870	0,962	0,502	90,5	396,1	
0,670	0,880	0,962	0,567	79,8	388,4	
0,700	0,920	0,964	0,621	69,9	383,4	
0,770	0,900	0,960	0,665	60,1	376,3	
0,780	0,900	0,960	0,674	50,2	377,3	



