

BRUNO SANTOS ALVES PEREIRA

**MODELAGEM MATEMÁTICA PARA OTIMIZAÇÃO DE UM POTENCIAL
HIDRÁULICO UTILIZANDO TURBINAS FRANCIS E KAPLAN**

Guaratinguetá

2015

BRUNO SANTOS ALVES PEREIRA

**MODELAGEM MATEMÁTICA PARA OTIMIZAÇÃO DE UM POTENCIAL
HIDRÁULICO UTILIZANDO TURBINAS FRANCIS E KAPLAN**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Transmissão e Conversão de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho

Co-orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Guaratinguetá

2015

P436m	<p>Pereira, Bruno Santos Alves</p> <p>Modelagem matemática para otimização de um potencial hidráulico utilizando turbinas Francis e Kaplan / Bruno Santos Alves Pereira – Guaratinguetá, 2015.</p> <p>92 f. : il.</p> <p>Bibliografia : f. 88-92</p> <p>Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2015.</p> <p>Orientador: Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho</p> <p>Coorientador: Prof. Dr. José Luz Silveira</p> <p>1. Turbinas hidráulicas 2. Usinas hidrelétricas 3. Modelos matemáticos 4. Otimização matemática I. Título</p> <p style="text-align: right;">CDU 621.224 (043)</p>
-------	--

BRUNO SANTOS ALVES PEREIRA

ESTA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A
OBTENÇÃO DO TÍTULO DE

“MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA”


PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA

ÁREA: TRANSMISSÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Edson Cocchieri Botelho
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. PEDRO MAGALHÃES SOBRINHO
Orientador / UNESP - FEG


Prof. Dr. JOSÉ ANTONIO PERRELLA BALESTIERI
UNESP - FEG


Prof. Dr. CHRISTIAN JEREMI CORONADO RODRIGUEZ
UNIFEI

Novembro de 2015

DADOS CURRICULARES

BRUNO SANTOS ALVES PEREIRA

NASCIMENTO	02.03.1983 – LORENA / SP
FILIAÇÃO	Emerson José Rodrigues Alves Pereira Zulmira Maria Maduro dos Santos Pereira
1998 – 2000	Curso Técnico em Mecânica Colégio Técnico Industrial de Guaratinguetá – UNESP
2005 – 2009	Curso de Graduação em Matemática Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá – UNESP
2014 – 2015	Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica Nível de Mestrado Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá – UNESP

*aos meus avôs, Olegário e Jorge,
que me contaram as melhores histórias que já ouvi*

*e às minhas avós, Anna de Lourdes e Maria Terezinha,
que me ensinaram a ler todas essas histórias*

AGRADECIMENTOS

Ao Criador, por ter me concedido uma alma simples, por ter permitido que eu chegasse até aqui e por ter percorrido todo o caminho ao meu lado.

Aos meus pais, pelo amor incondicional, pela dedicação de toda uma vida e por todas as oportunidades a mim proporcionadas.

À minha esposa Tavane e à minha filha Isabela, pelo apoio, pelo incentivo e, sobretudo, pela paciência de todos os dias.

Ao Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho e ao Prof. Dr. José Luz Silveira, meus orientadores, por terem me aberto suas portas, pela confiança e pelo trabalho de orientação realizado com dedicação, paciência e companheirismo.

Ao amigo Paulo Lopes, que me ajudou com a ideia desta pesquisa e que participou de perto da elaboração do texto desta dissertação.

À empresa ALSTOM, pela oportunidade concedida e pelo incentivo para a conclusão desta pesquisa.

À FEG/UNESP, minha *alma mater*.

É da natureza da Probabilidade que coisas improváveis aconteçam.

Aristóteles

*E o fim de todas as nossas explorações será chegar ao lugar
de onde saímos e conhecê-lo então pela primeira vez.*

T. S. Eliot

PEREIRA, B. S. A. **Modelagem matemática para otimização de um potencial hidráulico utilizando turbinas Francis e Kaplan**. 2015. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2015.

RESUMO

A escolha do tipo de turbina a ser empregado numa dada central hidrelétrica é feita, a partir de tabelas de aplicação disponibilizadas pelos fabricantes de equipamentos, em função, basicamente, da vazão e da queda útil disponíveis do local deste potencial hidráulico. Para algumas faixas específicas destes valores, é aceitável o emprego tanto de turbinas tipo Francis quanto de turbinas tipo Kaplan. Fazendo-se a análise destes dois tipos de turbinas, para que a escolha do tipo a ser empregado seja baseada apenas em critérios técnicos e econômicos, é perceptível que as turbinas tipo Francis têm um valor de investimento menor em comparação às turbinas tipo Kaplan, mas possuem um limite operacional (em função da variação de vazão disponível) menor do que aquele aceitável por turbinas tipo Kaplan. Deste modo, a proposta deste trabalho consiste na análise comparativa do valor de investimento para a aplicação de cada tipo de turbina *versus* a quantidade de potência elétrica gerada ao longo do ano (considerando os limites operacionais de cada tipo de turbina) para um potencial hidráulico que apresente uma grande variação de vazão durante o ano. Para isto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional cuja função é determinar (considerando um aproveitamento hidrelétrico do qual são conhecidos o número de máquinas, a queda de referência, a vazão de referência e a série de vazões afluentes) quais unidades geradoras devem ser do tipo Francis e quais devem ser do tipo Kaplan, de modo que se obtenha o maior lucro de receita gerada pela venda de energia elétrica ao fim de um ano de funcionamento da usina. O modelo de otimização foi validado a partir de dados da UHE Sinop com informações disponibilizadas por órgãos governamentais, com resultados compatíveis com o que foi efetivamente implantado.

PALAVRAS-CHAVE: Modelagem matemática. Otimização. Potencial hidráulico. Turbina Francis. Turbina Kaplan.

PEREIRA, B. S. A. **Mathematical modeling for optimization of a hydraulic potential using Francis and Kaplan turbines**. 2015. 92 f. Dissertation (Master Degree in Mechanical Engineering) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2015.

ABSTRACT

The choice of the turbine's type to be adopted for use on a given hydraulic power plant is made, as from the application of tables deployed by the manufacturers of the equipment, on function, basically, of the flow and the high of the water drop available at hydraulic potential location. For some specific ranges of these values it is acceptable the use of both Francis turbine and Kaplan turbine. Analysing these two types of turbines, for the choice of the type be based on economic and technical criteria, it is noted that Francis turbine has a lower investment cost comparing with Kaplan turbine but has an operational limit (in function of the variation of available flow) lower than that one acceptable by Kaplan turbine. Thus, the proposal of this work consists of the analysis of the investment value for the application of each type of turbine *versus* the quantity of generated power along the year (considering the operational limits of each type of turbine) for a hydraulic potential that presents a substantial flow variation during the year. For this goal was developed a computer tool whose purpose is determine (considering a hydraulic potential which are known the quantity of generating units, the reference head, the reference flow and the incoming flows serie) which one generating unit should be Francis and which one should be Kaplan in order to obtain the higher profit generated by the sale of the eletricity after one whole of hydropower plant operation. The optmization model was validated from values of UHE Sinop with data available on government agencies and has results compatible with what was effectively implemented.

KEYWORDS: Mathematical modeling. Optimization. Hydraulic potential. *Francis* turbine. *Kaplan* turbine.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.....	34
Figura 2 – Esquema básico de uma usina hidrelétrica.	37
Figura 3 – Vista esquemática de uma unidade geradora hidráulica da UHE Itaipu.....	39
Figura 4 – Rotor de turbina Pelton.	40
Figura 5 – Rotor de turbina Hélice.	41
Figura 6 – Vista esquemática de uma turbina Bulbo.....	41
Figura 7 – Rotor de turbina Deriaz.....	41
Figura 8 – Rotor de turbina de Fluxo Cruzado.....	42
Figura 9 – Painel elétrico de comando de um sistema de regulação de velocidade.....	44
Figura 10 – Válvula proporcional da UHRV 01 da UHE Cachoeira Caldeirão.....	44
Figura 11 – UHRV da unidade geradora 01 da UHE Cachoeira Caldeirão.....	45
Figura 12 – Rotor do gerador da unidade geradora 01 da UHE Teles Pires.	47
Figura 13 – Estator do gerador da unidade geradora 01 da UHE Estreito.	47
Figura 14 – Diagrama das velocidades no rotor de uma turbina Francis.	51
Figura 15 – Vista esquemática de uma turbina Francis.....	52
Figura 16 – Rotor de turbina Francis.....	53
Figura 17 – Diagrama comparativo Rendimento <i>versus</i> Carga.....	54
Figura 18 – Rotor de turbina Kaplan.	55
Figura 19 – Vista esquemática de uma turbina Kaplan.....	56
Figura 22 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 2).	66
Figura 23 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 3).	66
Figura 24 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 4).	66
Figura 25 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 5).	67
Figura 26 – Diagrama de blocos do detalhamento da operação I.....	68
Figura 27 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 6).	69
Figura 28 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 7).	69
Figura 29 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 8).	70
Figura 32 – Potência total instalada para os cenários com 3 turbinas.	75
Figura 33 – Custo total de instalação das turbinas para os cenários com 3 turbinas.....	76
Figura 34 – Receita total anual e valores da função objetivo p/ os cenários com 3 turbinas...76	
Figura 35 – Fator de carga de operação para o cenário com 3 turbinas do tipo Kaplan.	77

Figura 36 – Fator de carga de operação para o cenário com 3 turbinas do tipo Francis.	77
Figura 37 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado.	78
Figura 38 – Vazão afluyente unitária e potência total instalada para cada cenário estudado.....	80
Figura 39 – Custo total de instalação das turbinas para cada cenário.	80
Figura 42 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 3 máquinas.....	82
Figura 43 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 4 máquinas.....	82
Figura 44 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 5 máquinas.....	82
Figura 45 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 6 máquinas.....	83
Figura 46 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 7 máquinas.....	83
Figura 47 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 8 máquinas.....	83
Figura 48 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 9 máquinas.....	84
Figura 49 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 10 máquinas.....	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potencial hidrelétrico brasileiro [MW].....	20
Tabela 2 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados entre 2019 e 2023.....	35
Tabela 3 – Classificação de centrais hidrelétricas quanto à potência instalada.....	38
Tabela 4 – Série de vazões naturais médias mensais em UHE Sinop.	73
Tabela 5 – Dados de entrada da UHE Sinop.	74
Tabela 6 – Tipos de turbina calculados para cada UG de cada cenário estudado.	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
AAI	Avaliação Ambiental Integrada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CERPCH	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCOI	Grupo de Controle das Operações Integradas
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MSUI	Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPLAT	Ondas Portadoras sobre Linhas de Alta Tensão
PBA	Projeto Básico Ambiental
PBT	Projeto Básico Técnico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE-2023	Plano Decenal de Expansão de Energia 2023
PIE	Produtores Independentes de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
UHRV	Unidade Hidráulica de Regulação de Velocidade
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE VARIÁVEIS EMPREGADAS NO DIAGRAMA DE BLOCOS

CUSTO_F	custo de implantação da turbina Francis [milhares R\$]
CUSTO_K	custo de implantação da turbina Kaplan [milhares R\$]
FUNC_OBJ	função objetivo de maximização da receita gerada frente à carga de operação e do custo de operação de cada turbina [R\$]
H	queda de referência [m]
LO_F	limite operacional da turbina Francis [%]
LO_K	limite operacional da turbina Kaplan [%]
N_F	rendimento da turbina Francis [%]
N_K	rendimento da turbina Kaplan [%]
NS_F	velocidade específica da turbina Francis [rpm]
NS_K	velocidade específica da turbina Kaplan [rpm]
OP_MES	carga de operação mensal [h]
OP_F(1)_MES(1...j)	carga de operação da turbina Francis 1 em função das vazões disponíveis mês a mês [h]
OP_F(2)_MES(1...j)	carga de operação da turbina Francis 2 em função das vazões disponíveis mês a mês [h]
OP_F(i-1)_MES(1...j)	carga de operação da turbina Francis $i-1$ em função das vazões disponíveis mês a mês [h]
OP_F(i)_MES(1...j)	carga de operação da turbina Francis i em função das vazões disponíveis mês a mês [h]
OP_K(1)_MES(1...j)	carga de operação da turbina Kaplan 1 em função das vazões disponíveis mês a mês [h]
OP_K(2)_MES(1...j)	carga de operação da turbina Kaplan 2 em função das vazões disponíveis mês a mês [h]
OP_K(i-1)_MES(1...j)	carga de operação da turbina Kaplan $i-1$ em função das vazões disponíveis mês a mês [h]
OP_K(i)_MES(1...j)	carga de operação da turbina Kaplan i em função das vazões disponíveis mês a mês [h]
PEE	preço de venda da energia elétrica [R\$/kWh]
Q	vazão de referência [m ³ /s]
Q_MES(1...j)	série de vazões afluentes mês a mês [m ³ /s]

REC_F(1)_MES(1...j)	receita gerada pela turbina Francis 1 em função da carga de operação mês a mês [R\$]
REC_F(i)_MES(1...j)	receita gerada pela turbina Francis <i>i</i> em função da carga de operação mês a mês [R\$]
REC_K(1)_MES(1...j)	receita gerada pela turbina Kaplan 1 em função da carga de operação mês a mês [R\$]
REC_K(i)_MES(1...j)	receita gerada pela turbina Kaplan <i>i</i> em função da carga de operação mês a mês [R\$]
REC_TOTAL_F(1...i)	receita total gerada pela somatória da receita de todas as turbinas Francis [R\$]
REC_TOTAL_K(1...i)	receita total gerada pela somatória da receita de todas as turbinas Kaplan [R\$]
RESTR_TIPO_TURB(1...i)	restrição do tipo de turbina para cada uma das unidades geradoras [variável booleana]
W_F	potência hidráulica gerada pela turbina Francis com a vazão de referência [kW]
W_K	potência hidráulica gerada pela turbina Kaplan com a vazão de referência [kW]
W_GER_F_MES(1...j)	potência hidráulica gerada pela turbina Francis com as vazões disponíveis mês a mês [kW]
W_GER_K_MES(1...j)	potência hidráulica gerada pela turbina Kaplan com as vazões disponíveis mês a mês [kW]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	19
1.2	JUSTIFICATIVA DA PESQUISA	20
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
1.4	OBJETIVOS	23
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	24
2	A ELETRICIDADE NO BRASIL	25
2.1	SETOR ELÉTRICO NACIONAL.....	25
2.1.1	Modelo Atual do Setor Elétrico	25
2.1.2	Comercialização da Energia	27
2.1.3	Sistema Interligado Nacional (SIN)	28
2.1.3.1	Geração	29
2.1.3.2	Transmissão	30
2.1.3.3	Distribuição.....	31
2.2	GERAÇÃO NACIONAL POR FONTES HÍDRICAS	31
2.2.1	Cenário Atual	31
2.2.2	Cenário de Expansão	33
3	USINAS HIDRELÉTRICAS	36
3.1	EQUIPAMENTOS MECÂNICOS.....	40
3.1.1	Turbina	40
3.1.1.1	Turbinas de Ação	42
3.1.1.2	Turbinas de Reação.....	42
3.1.2	Regulador de Velocidade	43
3.1.3	Sistemas Auxiliares Mecânicos	45
3.1.4	Comportas	45
3.1.5	Equipamentos de Levantamento	46

3.2	EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS.....	46
3.2.1	Gerador	46
3.2.2	Sistema de Proteção.....	48
3.2.3	Transformador Elevador	48
3.2.4	Subestação	48
3.2.5	Sistema de Excitação	49
3.2.6	Sistema de Supervisão e Controle	49
3.2.7	Sistemas Auxiliares Elétricos.....	49
3.2.8	Sistema de Telecomunicações	49
3.3	TURBINAS CONSIDERADAS NESTE TRABALHO	50
3.3.1	Francis	50
3.3.2	Kaplan	53
4	ANÁLISE DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E ECONÔMICA DE UM POTENCIAL HIDRÁULICO	57
4.1	PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO.....	57
4.1.1	Energia Firme e Energia Assegurada.....	57
4.1.2	Variáveis do Dimensionamento.....	58
4.1.2.1	Nível Máximo de Armazenamento à Montante.....	58
4.1.2.2	Nível Mínimo de Armazenamento à Montante	58
4.1.2.3	Nível de Jusante	59
4.1.2.4	Série de Vazões Afluentes	59
4.1.2.5	Vazão de Referência e Potência Instalada	60
4.1.2.6	Queda de Referência	60
4.1.2.7	Queda de Projeto.....	60
4.2	ESTRUTURA DA ANÁLISE DE EFICIÊNCIA	61
4.2.1	Análise Energética	61
4.2.2	Análise Econômica.....	63

4.3	DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DA FERRAMENTA PROPOSTA.....	64
5	ESTUDO DE CASO.....	72
5.1	DESCRIÇÃO DA UHE SINOP	72
5.2	DADOS DE ENTRADA E CENÁRIOS CONSIDERADOS NA ANÁLISE.....	73
5.3	RESULTADOS E DISCUSSÕES	75
5.3.1	Resultados da Primeira Fase	75
5.3.2	Resultados da Segunda Fase.....	78
6	CONCLUSÕES	86
	REFERÊNCIAS	88

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A população brasileira dobrou entre os anos de 1971 e 2008, mas o consumo de energia *per capita* quintuplicou no mesmo período. Além disso, a previsão é que a demanda nacional por energia elétrica salte dos 500 TWh de 2010 para 1.100 TWh em 2040 (DALE et al., 2013), tornando necessária a expansão da matriz energética nacional nas próximas três décadas, especialmente através da utilização dos potenciais hidráulicos ainda inexplorados, especialmente na região norte do país (BRASIL [a], 2008).

A escolha do tipo de turbina hidráulica a ser empregada numa dada central hidrelétrica é baseada nos dados de queda útil e vazão nominal disponíveis no local de implantação do potencial hidráulico (MACINTYRE, 1983). Para algumas faixas destes valores, pode-se optar por turbinas do tipo Francis ou por turbinas do tipo Kaplan. Levando-se em conta que o projeto de uma turbina hidráulica é realizado baseado num valor fixo tanto para a queda útil quanto para a vazão nominal, a variação da vazão ao longo do tempo no local do potencial hidráulico influencia diretamente o regime de funcionamento da turbina.

Uma turbina tipo Francis possui um custo de construção inferior ao custo de uma turbina do tipo Kaplan para a mesma potência nominal (BRASIL [b], 2007), mas em contrapartida, em função de suas características técnicas, aceita uma variação da vazão instantânea, em relação à vazão nominal do projeto, menor do que a variação aceitável para uma turbina do tipo Kaplan de mesmo porte (MACINTYRE, 1983 e MME/EPE, 2010).

Deste modo, para o caso específico de um potencial hidráulico que apresente valores de queda útil e de vazão nominal que permitam tanto a aplicação de turbinas tipo Francis quanto de turbinas tipo Kaplan, e que esteja localizado num rio que apresente uma acentuada variação de vazão ao longo do ano, em função de variáveis sazonais, a escolha do tipo de turbina a ser utilizada deve ser feita considerando-se uma análise combinada de critérios técnicos (potência nominal da turbina e quantidade de horas de operação, em função da vazão disponível) e econômicos (receita gerada pela venda da eletricidade produzida e custo de construção do equipamento). O foco deste trabalho consiste na análise deste tipo de caso específico, considerando o estudo de possíveis soluções que levem à otimização da relação custo *versus* benefício do empreendimento, inclusive analisando um cenário de aplicação combinada otimizada dos dois tipos de turbinas citados.

1.2 JUSTIFICATIVA DA PESQUISA

A matriz energética brasileira é predominantemente hidrelétrica. Dos 130 GW totais instalados em 2010, cerca de 84 GW (65% da matriz total) eram gerados por usinas hidrelétricas (DALE et al., 2013).

Isso se dá em função do Brasil possuir o maior potencial de aproveitamento hidrelétrico do mundo, com cerca de 260.000 MW. O Plano Nacional de Energia 2030, estima que o potencial a ser aproveitado é de cerca de 126.000 MW, sendo que aproximadamente 70% desse total estão concentrados nas bacias do Tocantins/Araguaia e do Amazonas, conforme indicado na Tabela 1. Apenas a bacia do rio Amazonas possui um potencial de aproveitamento ainda existente da ordem de 106.000 MW (BRASIL [f], 2007).

Tabela 1 – Potencial hidrelétrico brasileiro¹ [MW].

BACIA	APROVEITADO	INVENTÁRIO	ESTIMADO	TOTAL	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	< 0,1
TOTAL	77.777	126.164	47.549	251.490	100,0
%	30,9	50,2	18,9	100,0	

Fonte: (BRASIL [f], 2007).

¹ Observações: 1) o potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada; 2) o inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial; 3) valores consideram 50% da potência de aproveitamentos binacionais; 4) foi retirado o potencial das usinas exclusivamente de ponta.

Toda a bacia do rio Amazonas apresenta uma acentuada sazonalidade em termos de nível de seus corpos d'água, em função de uma série de características geográficas e climáticas da região. A média de vazão de estiagem é cerca de 50% da vazão média anual para todos os rios da bacia Amazônica (BRASIL [g], 2005).

Em 2005, a maior estiagem dos últimos 103 anos atingiu a região oeste da Amazônia, fazendo com que alguns rios chegassem a baixar 6 cm por dia. Quatro anos mais tarde, a mesma região foi assolada por uma cheia de proporções históricas, superando os registros históricos de todo o último século no porto de Manaus, inclusive superando a marca recorde de 29,68 m para o rio Negro (MARENGO et al., 2010).

Este cenário acaba por levar ao questionamento de qual é o melhor tipo de turbina hidráulica a ser adotado, considerando-se que o potencial hidráulico apresente valores de queda útil e vazão nominal que o posicionem na faixa que admite a utilização tanto de turbinas tipo Francis quanto do tipo Kaplan. O questionamento básico que surge, no momento do início dos estudos de viabilidade do projeto de um potencial hidráulico, é:

- Deve-se optar por turbinas tipo Francis, mais baratas, mas que deverão ser desligadas no caso de uma variação de vazão muito acentuada, ou deve-se optar por turbinas do tipo Kaplan, mais caras, mas que permanecerão mais tempo em funcionamento em comparação as turbinas do tipo Francis?
- No caso do uso combinado desses dois tipos de turbinas, qual seria o cenário que otimizaria a relação custo versus benefício do empreendimento?

Fica, assim, evidente a necessidade de um estudo que aborde uma análise combinada de eficiência energética e econômica de aplicações que contemplem a utilização destes dois tipos de turbina, considerando cenários de uso exclusivo de um tipo ou outro e cenários que busquem a otimização do uso combinado dos dois tipos. Essa análise combinada seria possibilitada pela criação de uma ferramenta computacional de fácil interação com o usuário e rápida capacidade de resposta, e que permita uma análise abrangente das possíveis soluções para um determinado estudo de caso.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seguir são referenciados alguns trabalhos de pesquisa, de diferentes autores e pesquisadores da área de geração de energia, que tratam de temas relacionados ao proposto nesta dissertação.

Soito e Freitas (2011) apresentam um estudo de avaliação sobre a expansão das usinas hidrelétricas na bacia Amazônica, elencando as possibilidades, impactos e vulnerabilidades da adaptação da energia hidrelétrica frente às mudanças climáticas globais e às demandas socioambientais. A utilização sustentável do potencial hidrelétrico da bacia Amazônica é considerada através das oportunidades econômicas e tecnológicas do setor de geração de energia, da integração com os países vizinhos, do novo arranjo regulatório do mercado e do gerenciamento integrado dos reservatórios. O trabalho traz indicadores que apontam a bacia Amazônica como a “nova fronteira hidrelétrica do país”, frente ao quase completo esgotamento dos potenciais hidrelétricos nas demais regiões do Brasil.

Westin et al. (2014) apresentam uma análise das diferenças e das principais contribuições da aplicação das ferramentas de Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), utilizadas pela Agência Nacional de Águas em seu Plano Estratégico de Recursos Hídricos, para o processo de tomada de decisões no setor energético brasileiro, particularmente no que tange à exploração do potencial hidrelétrico das bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia. São analisados três diferentes estudos de implantação de usinas hidrelétricas na bacia do Tocantins/Araguaia: o Plano Estratégico de Recursos Hídricos para a bacia do Tocantins/Araguaia utilizando a metodologia AAE, a AAI da bacia do rio Tocantins e a AAI da bacia do rio Araguaia, fazendo uma análise comparativa de suas metodologias, cenários, resultados e recomendações.

Elbatran et al. (2014), fazem uma revisão dos estudos para turbinas hidráulicas de micro centrais hidrelétricas de baixa queda para aplicações em áreas rurais e remotas, através de uma abordagem focada na categorização, performance, operação e custo. O trabalho traz discussões técnicas sobre vantagens e desvantagens do uso de turbinas de reação comparados ao uso de turbinas de ação, recomendações, soluções técnicas e um estudo de caso de uma aplicação de turbina de fluxo cruzado. São analisadas características de rendimento para cada tipo de turbina abordado, assim como fatores significantes que podem afetar a operação e a performance destas turbinas, provendo um guia de seleção do tipo de turbina mais indicado para aplicações em projetos de micro centrais hidrelétricas de baixa queda.

Santolin et al. (2011), baseado na análise técnica e econômica da curva de permanência de vazões, apresenta um método para a execução do dimensionamento da capacidade instalada de pequenas centrais hidrelétricas, considerando os seguintes parâmetros técnicos e econômicos: tipo e dimensões da turbina, custo da máquina completa, nível de elevação de implantação da turbina – com o objetivo de evitar a ocorrência do fenômeno de cavitação – produção anual de energia, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL). O

método proposto foi testado através da análise de três centrais geradoras que possuíam diferentes curvas de permanência de vazões, indicando que a análise simultânea dos parâmetros considerados permite a adoção de um projeto mais adequado do ponto de vista da viabilidade técnica e da rentabilidade do empreendimento.

Aggidis e Zidonis (2014) apresentam uma tecnologia capaz de acelerar o desenvolvimento de turbinas hidráulicas através da completa automatização do processo de testes iniciais dos modelos de protótipos, promovendo a conversão dos dados coletados em gráficos de curvas de colina que permitem a pronta comparação da performance dos protótipos. Os procedimentos de testes iniciais são ilustrados tanto para turbinas de ação quanto para turbinas de reação, e os gráficos de curvas de colina alcançados podem ser usados em pesquisa e desenvolvimento para uma rápida avaliação e comparação da performance do protótipo do modelo da turbina inicial antes de se proceder para um estágio mais demorado e caro de escolha do modelo da turbina.

Cordova et al. (2014) descrevem um sistema de avaliação de performance e otimização energética de operação em tempo real da usina hidrelétrica de Itá (SC). Foram medidos parâmetros como perdas, rendimento e vazão de descarga da turbina – o mais desafiador e importante parâmetro a ser controlado para a operação em tempo real do sistema – de modo a permitir que o sistema entregue uma otimização em tempo real que objetive o uso eficiente da água. Os benefícios descritos e detalhados no trabalho são aplicáveis a outras hidrelétricas, especialmente aquelas com múltiplas unidades geradoras que possuem características operacionais distintas.

1.4 OBJETIVOS

1. Elaborar uma ferramenta computacional, de fácil interação com o usuário, que permita a análise de eficiência energética e econômica de um potencial hidráulico que aceite tanto a utilização de turbinas do tipo Francis quanto do tipo Kaplan.
2. Aplicando dados de um potencial hidráulico real, utilizar a ferramenta computacional para executar a análise comparativa entre um cenário que considere a utilização de turbinas do tipo Francis somente e um cenário que considere a utilização de turbinas do tipo Kaplan somente.

3. Utilizar a ferramenta computacional para calcular a solução ótima, através da análise de eficiência energética e econômica, para uma aplicação combinada entre os dois tipos de turbina.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O capítulo 2 aborda o cenário atual do mercado de geração de energia elétrica no Brasil, contextualizando toda a linha de pesquisa utilizada no desenvolvimento desta dissertação.

O capítulo 3 detalha todas as características e particularidades de uma usina hidrelétrica, promovendo uma visão geral dos principais equipamentos mecânicos e elétricos que a constitui.

O capítulo 4 mostra a estrutura utilizada para a análise de eficiência energética e econômica proposta neste trabalho, detalhando os principais parâmetros de dimensionamento energético de um potencial hidráulico, além de descrever a ferramenta computacional criada como proposta deste trabalho.

O capítulo 5 indica as informações, características e detalhes do caso real para o qual será aplicada a ferramenta computacional criada e traz os resultados e discussões deste estudo de caso.

O capítulo 6 mostra as conclusões finais do trabalho e encerra a dissertação indicando algumas propostas para trabalhos futuros.

2 A ELETRICIDADE NO BRASIL

2.1 SETOR ELÉTRICO NACIONAL

2.1.1 Modelo Atual do Setor Elétrico

Desde a década de 1990, o modelo institucional do setor de energia elétrica brasileiro sofreu duas grandes mudanças. A primeira, ocorrida a partir de dezembro de 1996, envolveu a privatização das companhias operadoras, a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a determinação de que a concessão da exploração dos potenciais hidráulicos existentes se desse através de concorrência ou leilão. A segunda, ocorrida em 2004 com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, marcou a devolução ao Estado da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrico nacional e teve como principais objetivos a promoção da inserção social, a garantia no suprimento de energia e a promoção da modicidade tarifária. A implantação deste Novo Modelo levou à substituição do critério utilizado até então para concessão de novos empreendimentos de geração, isto é, passou a vencer os leilões de concessão o investidor que oferecesse o menor preço para a venda da produção das futuras usinas (BRASIL [a], 2008).

Além disso, o Novo Modelo definiu dois ambientes distintos para a firmação de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) – do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres – e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) – do qual participam apenas geradoras e distribuidoras.

A coordenação da operação das usinas e das redes de transmissão que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) é responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS), entidade autônoma que substituiu o Grupo de Controle das Operações Integradas (GCOI), cujo funcionamento era subordinado à Eletrobrás. Esta coordenação é executada através de estudos e projeções, baseados em bancos de dados históricos, da oferta de energia elétrica e das variações do mercado consumidor.

As decisões sobre o despacho de cada usina interligada ao SIN são feitas através do software NEWAVE[®], que elabora cenários para a oferta de energia elétrica com base em projeções e análises numéricas. Este mesmo software é empregado pela Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para definir os preços a serem praticados nas operações de curto prazo do mercado livre.

Esta integração e operação coordenada pelo ONS gera, entre um de seus benefícios, a possibilidade de troca de energia elétrica entre as regiões do país, o que é particularmente importante num território de proporções continentais como o Brasil e caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas – localizadas em regiões com características hidrológicas diferentes. A integração do sistema permite o envio de energia elétrica de uma região que conta com os reservatórios mais cheios – em função de estar em seu período chuvoso – para outra região que esteja enfrentando um período de estiagem, permitindo, assim, a preservação do “estoque de energia elétrica” do país, represado na forma de água dos reservatórios hidrelétricos (BRASIL [a], 2008).

Outro aspecto permitido pela integração do sistema é complementaridade entre os regimes de operação das usinas hidrelétricas e das termelétricas. Uma vez que os custos da produção da energia impacta nas tarifas pagas pelo consumidor, e variam de acordo com a fonte geradora utilizada, estes transformam-se em variáveis analisadas pelo ONS durante o processo de determinação do despacho de energia – definição de quais usinas devem ser operadas e quais devem ser mantidas em reserva para que se mantenha, de modo permanente, o volume da produção igual ao do consumo.

Como a energia hidrelétrica é a mais barata e abundante no país, é tratada prioritariamente no abastecimento do mercado, enquanto as termelétricas, de modo geral, são acionadas nos momentos de picos de demanda – quando o consumo cresce de modo abrupto – ou em períodos nos quais é necessário preservar o nível dos reservatórios. Este último cenário pôde ser verificado no início de 2008, quando o atraso no início do período chuvoso na região sudeste, aliado a um crescimento repentino do consumo, exigiu a necessidade de uma ação preventiva para a manutenção dos reservatórios e, conseqüentemente, do nível do “estoque de energia” do país.

A implantação do Novo Modelo em 2004 levou à substituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE) pela CCEE e à criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com o objetivo de desenvolver os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico. Já o mercado livre de energia, cuja criação acabou por instituir o MAE, foi bastante restringido pela implantação do Novo Modelo – que manteve inalteradas, mas em contínuo processo de aperfeiçoamento, as bases regulatórias da distribuição e transmissão da energia elétrica.

2.1.2 Comercialização da Energia

Conforme definido pelo Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004, no ACL – do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres – vendedores e compradores negociam diretamente entre si as cláusulas do contrato de compra e venda. Participam como vendedores as geradoras classificadas como Produtores Independentes de Energia (PIE), sendo os compradores aqueles consumidores com demanda superior a 0,5 MW e com objetivo de aquisição para uso próprio. Geralmente, as negociações são intermediadas pelas empresas comercializadoras, cuja função é efetuar o contato de ambas as partes e dar liquidez a este mercado.

Como os contratos possuem prazos que podem chegar a vários anos, o comprador toma por base suas projeções de consumo e o vendedor baseia-se em suas projeções de volume de produção – que variam conforme as determinações do ONS. Deste modo, em ambos os lados podem haver diferenças entre o volume contratado e o volume efetivamente movimentado. A liquidação dessa diferença é feita através de operações de curto prazo no mercado “*spot*” abrigado pela CCEE e que têm a finalidade de permitir que ambas as partes da negociação encerrem suas posições, zerando seus saldos, por meio da compra ou venda de energia elétrica. A função original de CCEE é ser responsável pela liquidação financeira destas operações, apesar de, nos últimos anos, a entidade ter passado a abrigar a operacionalização de parte dos leilões de venda de energia – que, junto com as licitações para construção e operação de linhas de transmissão, são atribuições da ANEEL. Os preços praticados nestas operações são calculados pelo software NEWAVE[®] e variam para cada região que compõe o SIN de acordo com a disponibilidade de energia elétrica daquela região.

Já no ACR – restrito apenas à participação das geradoras e distribuidoras – a parte compradora é constituída apenas pelas distribuidoras de energia, uma vez que esta passou a ser a única forma de contratar grandes volumes de suprimento para longos prazos, enquanto a parte vendedora é formada pelas geradoras de energia elétrica.

O início da entrega pode ser previsto para ocorrer dentro de um, três ou cinco anos após a data da realização do leilão, que é denominado como A-1, A-3 e A-5, respectivamente conforme a previsão de entrega. O MME determina as datas dos leilões – que são realizados pela ANEEL e pela CCEE – e, por meio de portaria, fixa o preço limite para a quantidade de energia [MWh] a ser ofertada, de acordo com a fonte geradora de energia². Como a oferta das

² Térmica ou hídrica.

geradoras não é individualizada, a prioridade cabe ao vendedor praticante do menor preço, e os valores máximos devem ser menores ou iguais ao valor limite fixado pelo MME (ANEEL 2008).

Estes leilões são divididos em duas modalidades: Energia Existente e Energia Nova. A primeira modalidade corresponde à produção das usinas já em operação, sendo os volumes contratados entregues dentro de um curto prazo (A-1).

Na segunda modalidade está concentrada a produção de usinas em processo de leilão das concessões e das usinas que já foram outorgadas pela ANEEL e estão em fase de planejamento ou construção (A-3 e A-5). Além destes dois tipos, existem os leilões de ajuste, nos quais as distribuidoras complementam o volume necessário para o atendimento do mercado – desde que este montante complementar não supere 1% do volume total – e os leilões de reserva, nos quais o objeto de contratação é a produção de usinas que deverão entrar em operação apenas em cenários de escassez da produção das usinas convencionais.

Em função da característica de serem realizados com antecedência de alguns anos, estes leilões de energia também são indicadores do cenário de oferta e procura para horizontes de médio e longo prazos.

Deste modo, fornecem à EPE as variáveis necessárias para a elaboração do planejamento energético, e proporcionam para os investidores em geração e para as distribuidoras maior segurança nos cálculos de fluxo de caixa futuro, por permitir a visualização de receitas de vendas e custos de suprimento ao longo do tempo. Segundo o governo federal, a modicidade tarifária também é garantida por este mecanismo de colocação prioritária da energia ofertada pelo menor preço (BRASIL [a], 2008).

2.1.3 Sistema Interligado Nacional (SIN)

A geração e a transmissão de energia elétrica no Brasil possuem um sistema principal, composto por um conjunto de usinas geradoras, linhas de transmissão e ativos de distribuição, denominado Sistema Interligado Nacional (SIN). Formado pelas conexões de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo de suas regiões de origem³, o SIN é uma imensa “rodovia elétrica” que conecta e abrange a maior parte do território nacional (BRASIL [a], 2008).

³ Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

À parte do SIN existem diversos sistemas de pequeno porte, concentrados basicamente na região Norte do país, e denominados Sistemas Isolados. A existência de tais Sistemas Isolados deve-se, basicamente, às características geográficas da região amazônica, que com sua vegetação densa e heterogênea e seus rios extensos e caudalosos dificulta enormemente a construção das longas linhas de transmissão necessárias para sua conexão ao SIN.

2.1.3.1 Geração

Em novembro de 2008, o Brasil contava com 1.768 usinas em operação, respondendo por uma capacidade instalada de 104.816 MW, excluindo-se a participação paraguaia da usina de Itaipu. Deste total de usinas, 159 são hidrelétricas (UHE's), 227 são centrais geradoras hidrelétricas (CGH's), 320 são pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), 1.042 são termelétricas abastecidas por fontes diversas (óleo combustível, óleo diesel, gás natural e biomassa), 17 são eólicas, 2 são nucleares e 1 é solar. Além disso, este segmento conta com mais de 1.100 agentes regulados entre concessionários de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores independentes (BRASIL [a], 2008).

Desde 1999, a capacidade instalada do país tem crescido permanentemente, ao contrário das ocorrências no final dos anos 1980 e início da década de 1990, quando os investimentos em expansão energética foram praticamente paralisados. O Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL ainda relaciona 130 empreendimentos em construção e 469 outorgados, permitindo, assim, a inclusão de mais de 33.800 MW à capacidade instalada do país dentro da próxima década. Deste total de potência, tanto instalada quanto prevista, a maior parte provém de usinas hidrelétricas, sendo seguida pelas termelétricas (BRASIL [a], 2008).

Desde os estudos para o desenvolvimento do projeto até a operação, todas as etapas da vida de uma usina são autorizadas e fiscalizadas pela ANEEL. A autorização para construção das usinas termelétricas é relativamente simples, uma vez que esta autorização se configura como um ato administrativo.

Já para o cenário de construção de centrais hidrelétricas, independente do porte, como a construção envolve a exploração de um recurso natural, que pela Constituição Federal é considerado como bem da União, a autorização deve ser precedida de um estudo de inventário, cuja realização depende da autorização da ANEEL e cujos resultados também deverão ser aprovados pela entidade. A partir deste ponto, o processo regulamentar que dá

origem à autorização para construção de uma central hidrelétrica tem sua complexidade variando proporcionalmente conforme o porte da central a ser construída.

Para a construção de UHE's, por exemplo, a etapa seguinte ao estudo de inventário é a realização, por parte do empreendedor solicitante da autorização, do estudo de viabilidade. Simultaneamente a isso, devem ser obtidas também a licença ambiental prévia⁴ e a reserva de recursos hídricos⁵.

Após a conclusão desta etapa, o empreendimento passa a estar apto a ser licitado através de leilões de venda antecipada da energia a ser produzida, que serão vencidos pelos proponentes que se propuserem a vender a produção às distribuidoras pelo menor preço [R\$/MWh].

Depois da definição do vencedor do leilão, chega-se à etapa de desenvolvimento do Projeto Básico Técnico (PBT), submetido para aprovação da ANEEL, e do Projeto Básico Ambiental (PBA), encaminhado ao órgão ambiental responsável pela avaliação do empreendimento. Somente após a obtenção das aprovações de ambos, o empreendedor poderá dar início ao desenvolvimento do projeto executivo para a construção da usina.

Já para a construção de PCH's, não é exigido nem o estudo de viabilidade e nem a licitação. Concluída a realização do estudo de inventário, a ANEEL procede à escolha do empreendedor conforme critérios pré-estabelecidos, avalia o projeto básico da usina e concede a autorização para a implantação.

2.1.3.2 Transmissão

Em função das dimensões continentais do Brasil e da existência de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, a rede básica de transmissão do SIN se desenvolveu empregando uma grande variedade de níveis de tensão, em decorrência das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Assim, as principais funções da rede básica de transmissão do SIN – cuja faixa de tensão varia entre 230 kV e 750 kV – são: transmissão da energia elétrica gerada pelas usinas para os grandes centros consumidores, integração entre os diversos elementos do sistema elétrico de modo a garantir a estabilidade e a confiabilidade da rede, interligação entre as bacias hidrográficas e as regiões com características hidrológicas diferentes de modo a

⁴ Requerida junto ao órgão ambiental estadual ou federal, caso o aproveitamento esteja localizado em mais de um único Estado.

⁵ Firmada junto aos órgãos responsáveis pelos recursos hídricos, seja de esfera estadual ou federal.

otimizar a geração hidrelétrica, integração energética com países vizinhos (BRASIL [a], 2008).

2.1.3.3 Distribuição

Cabe às distribuidoras de energia elétrica a conexão e o atendimento ao consumidor, independente do porte. Deste modo, as distribuidoras funcionam como uma ponte entre o setor energético e a sociedade, uma vez que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. O mercado nacional de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias, sendo os direitos e deveres destas companhias estabelecidos no contrato de concessão firmado com a União para a exploração do serviço público em sua área de concessão – território geográfico do qual cada empresa detém o monopólio do fornecimento de energia elétrica (BRASIL [a], 2008).

A regulação e fiscalização do cumprimento dos contratos de concessão e das atividades desenvolvidas é função da ANEEL. Além disso, cabe também a ela assegurar ao consumidor o pagamento de um valor justo e o acesso a um serviço contínuo e de qualidade, e garantir à distribuidora o equilíbrio econômico/financeiro necessário para o cumprimento do contrato de concessão firmado. As distribuidoras são responsáveis pela implantação de projetos de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento (P&D), sendo obrigadas a destinar um determinado percentual mínimo de sua receita operacional líquida a essas atividades, cujas implantações dependem de aprovação por parte da ANEEL.

2.2 GERAÇÃO NACIONAL POR FONTES HÍDRICAS

2.2.1 Cenário Atual

A oferta primária de energia gerada por fontes hídricas no mundo, nas últimas três décadas, evoluiu concentrada, basicamente, em duas regiões: na Ásia, especialmente na China, e na América Latina, especialmente no Brasil. A partir de 1973, essas duas regiões passaram a responder por cerca de 10% da produção mundial de energia hidrelétrica – montante que se expandiu para cerca de 31% em 2003. No Brasil, a potência instalada em usinas hidrelétricas saltou de 13.724 MW para 69.449 MW no período entre 1974 e 2004 (BRASIL [e], 2014).

Entretanto, fatores como pressões socioambientais – em escala mundial – contra a implantação de hidrelétricas de grande porte, assim como dificuldades cada vez maiores para a obtenção das licenças ambientais, têm gerado enormes desafios para a expansão da geração de eletricidade por fontes hídricas.

Especificamente no Brasil, as dificuldades para a expansão da oferta hidrelétrica devem-se ao fato de 70% do potencial hidrelétrico estar localizado nos dois principais biomas do país: a floresta amazônica e o cerrado – que cobrem dois terços do território nacional e possuem um alto interesse do ponto de vista ambiental (BRASIL [e], 2014). Tais dificuldades são ampliadas por uma abordagem apoiada num ponto de vista ultrapassado, através do qual projetos hidrelétricos, por serem causadores de impactos ambientais, não podem representar elementos de integração e inclusão social e preservação dos meios naturais.

Entretanto, as áreas no entorno da maioria dos reservatórios hidrelétricos do país, estão entre as mais bem preservadas, inclusive em relação à biodiversidade. Programas de salvamento da fauna e da flora – assim como de sítios arqueológicos – desenvolvidos durante a implantação da barragem da usina são, muitas vezes, a garantia de conservação dos elementos chave do bioma atingido. Do ponto de vista socioeconômico, os núcleos urbanos desenvolvidos no entorno dos mais recentes projetos hidrelétricos implantados no país apresentam níveis de desenvolvimento humano superiores aos das regiões nas quais estão inseridos (BRASIL [f], 2007).

O aproveitamento de qualquer potencial hidráulico deve zelar para que quaisquer impactos ambientais sejam minimizados, obviamente, e buscar avançar na direção de proporcionar que o empreendimento possa ser um elemento de integração social e regional. Em outras palavras, não se pode descartar, de maneira precipitada e liminar, o desenvolvimento de um aproveitamento hidráulico com base nos argumentos simplificados que têm sido empregados contra a instalação de usinas hidrelétrica de médio e grande porte, caso contrário, se descartará a implantação de um potencial de energia renovável e de baixo custo.

Enquanto os países desenvolvidos que têm explorados a maior parte de seus potenciais hidrelétricos, países subdesenvolvidos procuram ainda desenvolver o potencial que dispõe. O Brasil, que possui um dos maiores potenciais hidrelétricos do planeta, não pode renunciar a essa alternativa de energia limpa e de baixo custo.

2.2.2 Cenário de Expansão

No período entre 2014 e 2023, o incremento médio anual da carga de energia elétrica no SIN – desconsiderando-se a parcela de autoprodução e contabilizando os ganhos de eficiência energética – será de 3.000 MW, aproximadamente (BRASIL [e], 2014).

Cerca de 73% deste montante, por volta de 2.200 MW/ano, será composto pelos subsistemas Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Acre/Rondônia. Os 27% restantes, aproximadamente 800 MW/ano, representarão o crescimento dos subsistemas Nordeste, Norte e Manaus/Amapá/ Boa Vista (BRASIL [e], 2014).

O horizonte decenal da expansão da geração de energia elétrica já contempla os resultados dos leilões de compra de energia elétrica ocorridos até dezembro de 2013. Como consequência, uma parcela da expansão da geração já se encontra praticamente definida, resultando, inicialmente, numa configuração de expansão até o ano de 2016, que não mais corresponde ao cenário de análise elaborado pelo planejamento do sistema no Plano Decenal de Expansão de Energia 2023⁶.

Para efeito de análise, no PDE-2023 os sistemas Acre/Rondônia (AC+RO), Manaus/Amapá/Boa Vista (MAN+AP+BV), Belo Monte (BM) e Teles Pires/Tapajós (TP) estão considerados na região Norte. Além disso, a usina de Itaipu foi contabilizada como recurso da região Sudeste/Centro-Oeste. Pode-se perceber com destaque a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, passando de 12%, no início de 2013, para 23% da capacidade instalada do SIN, em 2023, totalizando 30.504 MW de expansão (BRASIL [e], 2014).

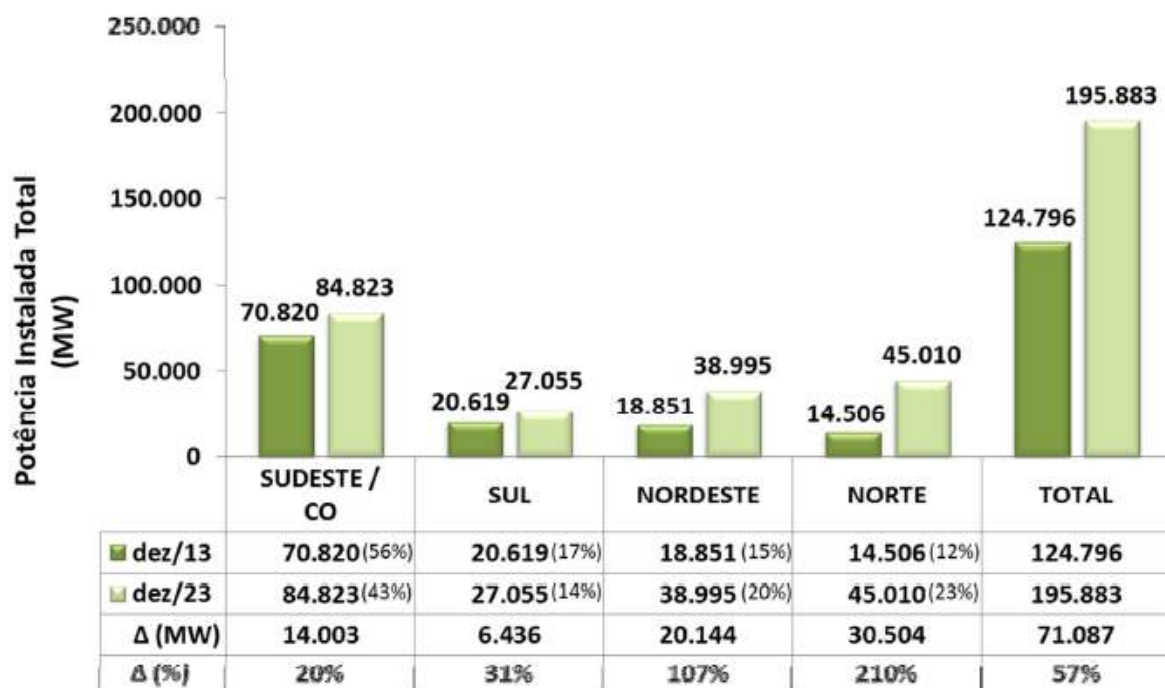
Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, há uma redução de 56% para 43% de sua participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista, em termos absolutos, de 14.003 MW para o horizonte decenal. A expansão da potência instalada agregará 71.087 MW ao SIN, representando um acréscimo de 57% na oferta de energia elétrica (BRASIL [e], 2014).

A Figura 1 apresenta a expansão da capacidade instalada do SIN, separada por regiões, onde se exibem os valores para o final de 2013 e os valores resultantes dos estudos, referentes ao final de 2023. Além dos valores de potência [MW], também são indicadas as participações percentuais das regiões, ressaltando-se que o parque de geração instalado em 2013 inclui a

⁶ Chamado comumente de PDE-2023.

potência dos empreendimentos que se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Manaus e Amapá.

Figura 1 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.



Fonte: (BRASIL [e], 2014).

Como os empreendimentos de geração precisam ser contratados com antecedência para atendimento das necessidades futuras de consumo, o Brasil realiza, conforme dito anteriormente, leilões para compra de energia com três (A-3) e cinco (A-5) anos de antecedência, o que faz com que haja um parque de geração já totalmente contratado e em implantação com usinas que deverão entrar em operação entre 2014 e 2016⁷, além de um parque parcialmente contratado entre 2017 e 2018, oriundo dos leilões A-5 ocorridos entre 2012 e 2013. Essas usinas, portanto, não são mais objeto dos estudos de planejamento e não constituem proposta de usinas indicadas no PDE-2023 (BRASIL [e], 2014).

A geração hidrelétrica, que já compõe a maior fonte de geração do SIN, ainda apresenta um grande potencial a ser explorado, suficiente para permanecer como a fonte predominante no atendimento à crescente demanda de eletricidade do país. Particularmente nas regiões Norte e Centro-Oeste, os inventários hidrelétricos indicam que importantes projetos poderão viabilizar-se nos próximos anos, a despeito da crescente complexidade socioambiental que

⁷ Composto por usinas vencedoras dos leilões de compra de energia nova, de reserva e de fontes alternativas realizados entre 2005 e 2013.

impõe extensos estágios de desenvolvimento para esses projetos. A expansão hidrelétrica planejada é composta por projetos indicativos cujos estudos estão em fase de conclusão. A Tabela 2 exibe os novos projetos a serem viabilizados entre 2019 e 2023.

Tabela 2 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados entre 2019 e 2023.

Entrada em Operação					
Ano	Mês	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	UF
2019	Jan	UHE Itaocara I	Paraíba do Sul	145	RJ
	Jan	UHE Davinópolis	Paranaíba	74	MG/GO
	Jul	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	109	PR
2020	Mar	UHE Comissário	Piquiri	140	PR
	Abr	UHE Foz Piquiri	Piquiri	96	PR
	Jul	UHE Paranhos	Chopim	63	PR
	Ago	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	8.040	PA
	Ago	UHE Apertados	Piquiri	139	PR
	Ago	UHE Ercilândia	Piquiri	87	PR
2021	Jan	UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
	Jan	UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA
	Abr	UHE Castanheira	Arinos	192	MT
	Ago	UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
2022	Fev	UHE Arraias	Palma	70	TO
	Jul	UHE Bem Querer	Branco	708	RR
	Dez	UHE Prainha	Aripuanã	796	AM
2023	Out	UHE Paredão A	Mucajaí	199	RR
	Dez	UHE Torixoréu	Araguaia	408	MT/GO
TOTAL				14.679	

Fonte: (BRASIL [e], 2014).

A capacidade de geração hidráulica, considerando a estimativa de contratação da UHE Itaipu, aumentará de 86 GW para 117 GW, aproximadamente, entre 2014 e 2023. A maior parte dessa expansão hidrelétrica ocorrerá na região Norte do país, graças à entrada em operação de alguns grandes empreendimentos – com destaque para a usina de Belo Monte, cuja motorização está prevista para ocorrer dentro de 3 anos com a entrada em operação de 6 unidades geradoras de 611,1 MW por ano (BRASIL [e], 2014).

3 USINAS HIDRELÉTRICAS

A estrutura básica de uma usina hidrelétrica é formada por 4 diferentes componentes, que funcionam de maneira integrada e em conjunto: barragem, sistema de captação e adução de água, casa de força e vertedouro (BRASIL [a], 2008).

O objetivo da barragem é interromper o curso normal do rio e permitir a formação do reservatório – que, além de estocar a água, permite a captação de água no volume adequado, a regularização da vazão do rio nos períodos de estiagem ou cheia e a formação do desnível necessário para a caracterização do aproveitamento hidrelétrico.

Os sistemas de captação e adução têm a função de conduzir a água desde o reservatório até a casa de força e são formados por canais, túneis ou condutos metálicos. Após passar pelas turbinas, na casa de força, a água é restituída ao leito natural do rio através do canal de fuga.

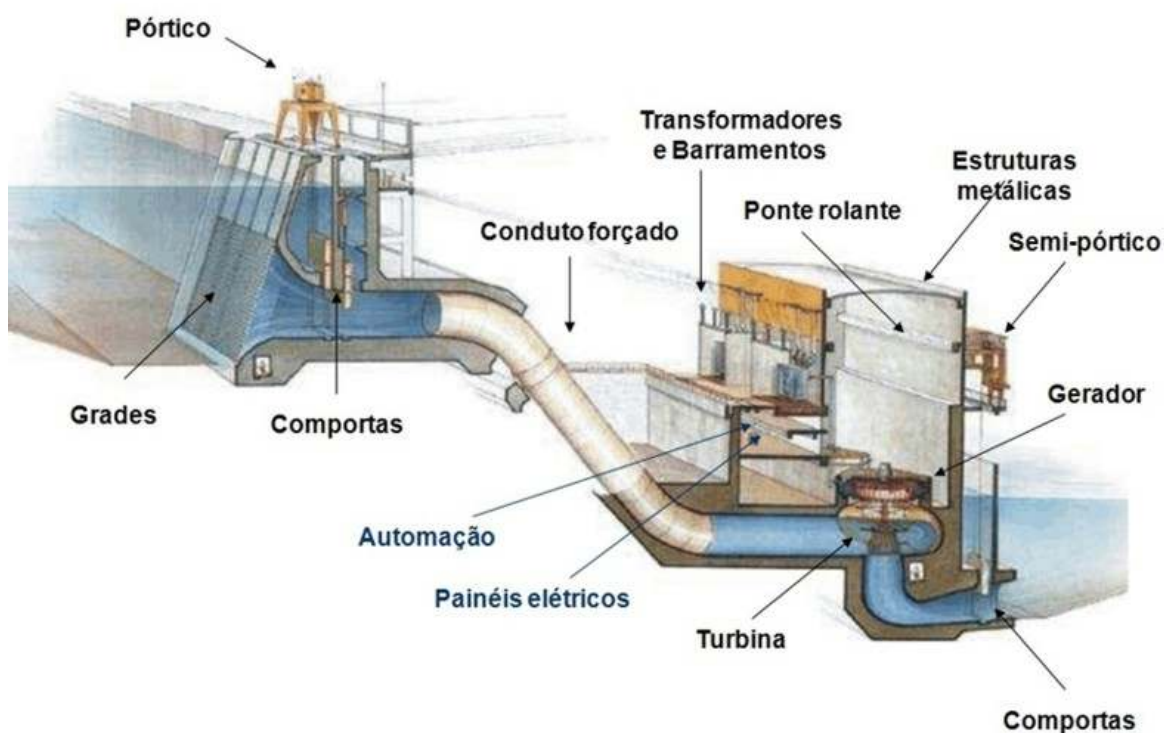
Os canais de adução, geralmente utilizados em usinas com baixa queda útil, são caracterizados por operarem com fluxo livre, isto é, uma condução não forçada, e têm a função de conduzir a água desde o reservatório até as tomadas d'água das unidades geradoras. Já os túneis são estruturas escavadas em rocha e que, dependendo das condições de operação, podem ou não ser revestidos de concreto ou aço. São utilizados, geralmente, em usinas com elevada queda útil, onde as distâncias entre o reservatório e as tomadas d'água das unidades geradoras são elevadas. Finalmente, os condutos metálicos têm a função de conduzir a água, num regime sob pressão e com elevadas velocidades de escoamento, desde a tomada d'água das unidades geradoras até a entrada das turbinas.

A casa de força é a estrutura na qual fica localizada a maior parte dos equipamentos e sistemas da usina, inclusive as unidades geradoras – conjuntos formados pelas turbinas e seus geradores – que irão promover a transformação da energia cinética do movimento da água em energia elétrica.

O vertedouro tem a função de permitir o escoamento da água sempre que os níveis do reservatório ultrapassam os limites estipulados. As comportas do vertedouro podem ser abertas quando ocorre um excesso de vazão ou uma cheia repentina ou, ainda, quando houver a existência de água em quantidade superior ao necessário para o armazenamento ou a geração de energia elétrica. Nos períodos de cheia, o processo de abertura das comportas do vertedouro procura evitar a ocorrência de enchentes na região de entorno da usina.

A Figura 2 ilustra a estrutura esquemática básica de uma usina hidrelétrica.

Figura 2 – Esquema básico de uma usina hidrelétrica.



Fonte: (INEPAR, 2011).

Para a classificação de uma usina hidrelétrica, as variáveis geralmente analisadas são: vazão nominal, altura da queda d'água, tipo de turbina empregada, tipo de barragem e reservatório e capacidade ou potência instalada. Como estas variáveis são interdependentes, a vazão nominal e a altura da queda d'água, que dependem do local de construção da usina, irão determinar qual será a capacidade ou potência instalada, que por sua vez, determinará os tipos de turbina, reservatório e barragem (BRASIL [a], 2008).

Em relação à altura da queda d'água, um aproveitamento hidrelétrico pode ser classificado em 3 tipos: alta queda (superior a 150 m), média queda (entre 15 m e 150 m) e baixa queda (abaixo de 15 m).

Quanto ao tipo da barragem, a classificação se dá em função do material empregado em sua construção e dividida em 3 tipos: concreto, terra e enrocamento (blocos de rocha compactados).

O reservatório de uma usina hidrelétrica é classificado em 2 tipos distintos: de acumulação ou a fio d'água. Os reservatórios de acumulação localizam-se, em geral, nas cabeceiras dos rios e, dado seu grande porte, permitem o acúmulo de grandes volumes d'água, funcionando como estoques a serem utilizados para geração em períodos de seca. Em função

de sua localização próxima às cabeceiras dos rios, também funcionam como reguladores de vazão de água, permitindo a operação integrada das usinas localizadas à jusante. Já os reservatórios a fio d'água aproveitam a própria velocidade do escoamento do rio para gerar a energia elétrica, operando com um mínimo ou nenhum acúmulo do recurso hídrico. Tal característica acarreta a diminuição da capacidade geradora para períodos de seca, uma vez que não há capacidade de armazenamento de volume d'água.

A capacidade instalada, ou potência instalada, da usina irá determinar se esta será classificada como Central Geradora Hidrelétrica (com até 1 MW de potência instalada), Pequena Central Hidrelétrica (com potência instalada entre 1,1 MW e 30 MW) ou Usina Hidrelétrica de Energia (com potência instalada superior a 30 MW).

Cabe aqui a observação de que, ao contrário desta classificação adotada pela ANEEL, o Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) sugere a classificação indicada na Tabela 3 como uma reclassificação quanto à capacidade instalada de uma central hidrelétrica (SALES *et al.*, 2010).

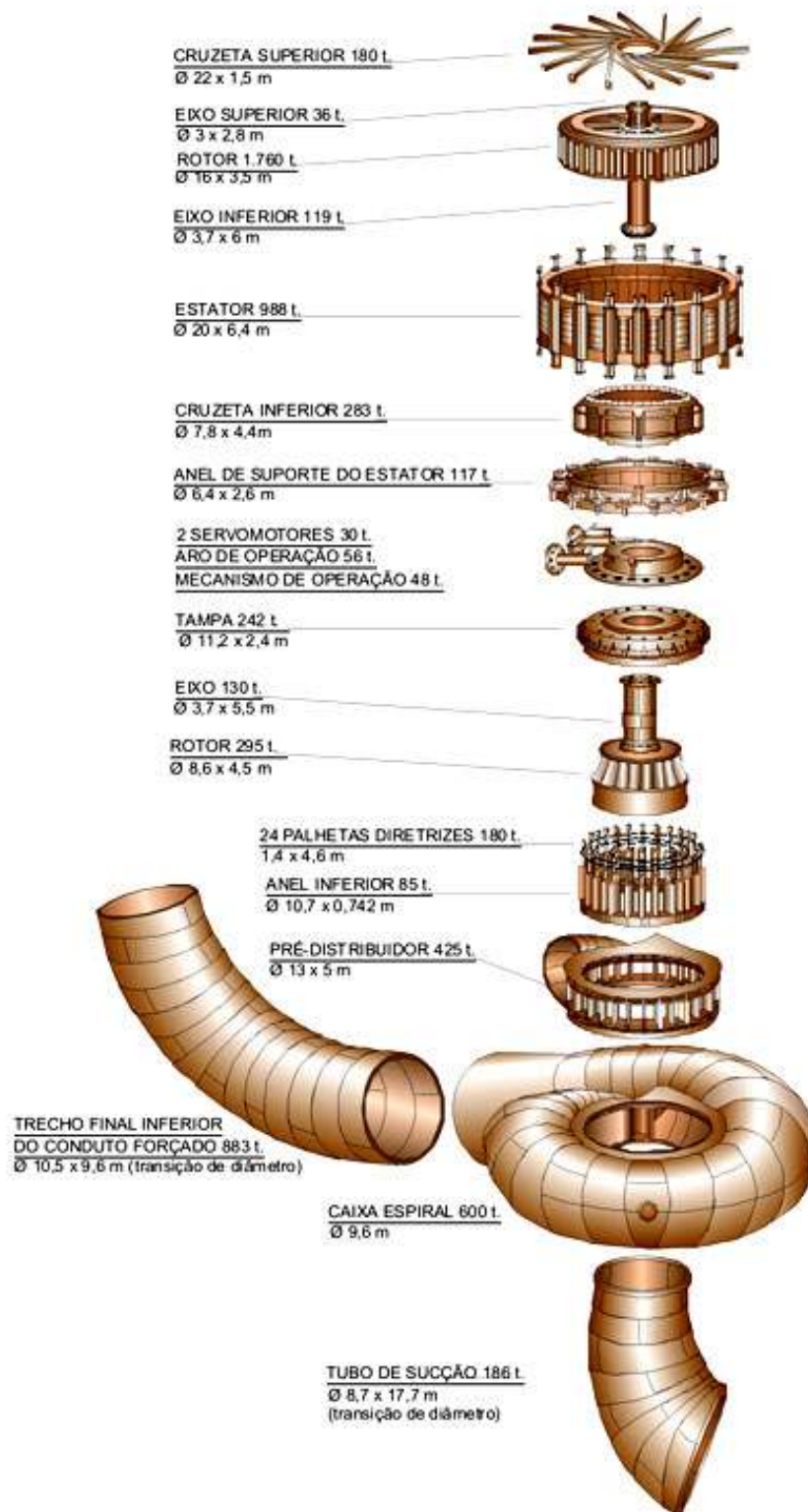
Tabela 3 – Classificação de centrais hidrelétricas quanto à potência instalada.

Hidrelétricas	Potência
Grandes Centrais (GCH)	acima de 50 MW
Médias Centrais (UHE)	de 30 a 50 MW
Pequenas Centrais (PCH)	de 1 a 30 MW
Mini Centrais (mCH)	de 100 kW a 1 MW
Micro Centrais (mCH)	de 20 a 100 kW
Pico Centrais (pCH)	até 20 kW

Fonte: (SALES *et al.*, 2010).

A esquema básico característico de uma unidade geradora hidrelétrica, com indicação de cada um de seus componentes mecânicos estruturais básicos, pode ser verificado na vista explodida mostrada pela Figura 3.

Figura 3 – Vista esquemática de uma unidade geradora hidráulica da UHE Itaipu.



Fonte: (ITAIPU BINACIONAL, 2015).

3.1 EQUIPAMENTOS MECÂNICOS

3.1.1 Turbina

O aproveitamento da energia hidráulica com a finalidade de transformá-la em trabalho mecânico é a finalidade das máquinas motrizes hidráulicas, cuja ampla variedade é classificada conforme o modo preponderante através do qual a energia hidráulica é transformada em trabalho mecânico (MACINTYRE, 1983). Assim, o aproveitamento da energia pode ser realizado por efeito de: peso do fluido (balanças hidráulicas e rodas d'água), impacto do fluido (aríetes hidráulicos e carneiros hidráulicos), pressão do fluido (cilindros hidráulicos, prensas hidráulicas e servomotores) e forças geradas pela velocidade de escoamento do fluido (turbinas hidráulicas).

As turbinas hidráulicas, que devem seu nome ao engenheiro francês Claude Burdin (1790-1873), são máquinas motrizes hidráulicas cuja função é converter a energia cinética gerada pela velocidade do escoamento da água em trabalho mecânico. Nas centrais hidrelétricas, este trabalho mecânico gerado pelas turbinas hidráulicas irá acionar os geradores elétricos, permitindo a geração de potência elétrica (MACINTYRE, 1983).

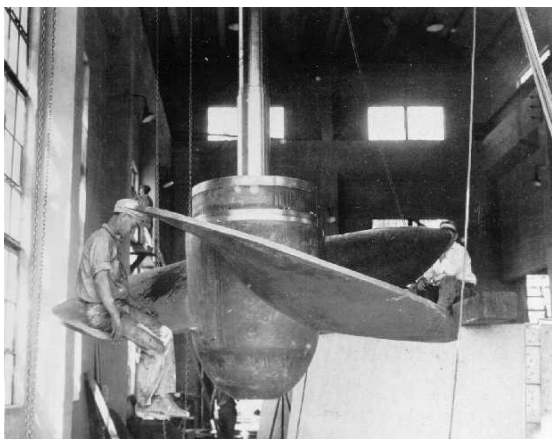
Os principais tipos de turbinas hidráulicas são: Pelton, Francis, Hélice (também conhecida como Propeller), Kaplan, Bulbo, Deriaz, e Fluxo Cruzado (também conhecida como Turbina Michell-Banki ou Turbina Michell-Ossberger). As Figuras 4 a 8 mostram exemplos típicos de cada um dos tipos de turbinas citados, exceto os tipos Francis e Kaplan – que por serem o objeto de estudo deste trabalho, serão abordados detalhadamente mais adiante.

Figura 4 – Rotor de turbina Pelton.



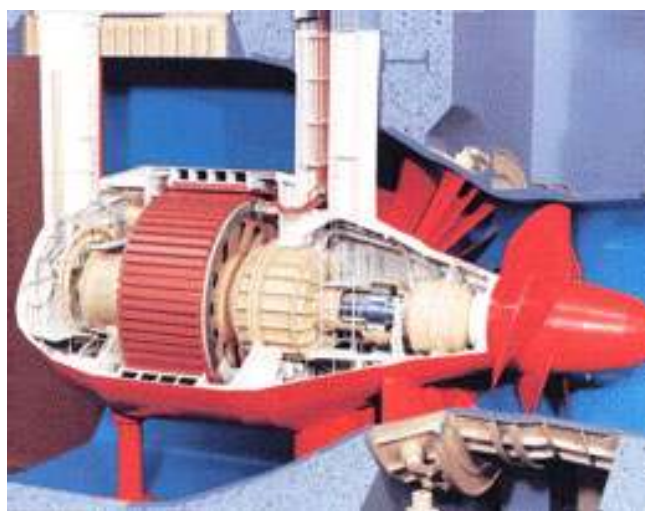
Fonte: (CEFET-MG, 2009).

Figura 5 – Rotor de turbina Hélice.



Fonte: (WIKIMEDIA COMMONS, 2015).

Figura 6 – Vista esquemática de uma turbina Bulbo.



Fonte: (ENCYCLOPEDIA OF ALTERNATIVE ENERGY, 2014).

Figura 7 – Rotor de turbina Deriaz.



Fonte: (ENCYCLOPEDIA OF ALTERNATIVE ENERGY, 2014).

Figura 8 – Rotor de turbina de Fluxo Cruzado.



Fonte: (WIKIPEDIA, 2014).

O princípio de acionamento de uma turbina hidráulica é caracterizado conforme o tipo do escoamento hidráulico – isto é, livre ou forçado – o que divide as turbinas hidráulicas em duas classes distintas: turbinas de ação e turbinas de reação.

3.1.1.1 Turbinas de Ação

Nas Turbinas de Ação, também chamadas de Turbinas de Jato Livre, toda a energia potencial da queda, excetuando-se as perdas nas canalizações e na tomada d'água, é transmitida ao rotor da turbina na forma de energia cinética. A pressão na tubulação cai ao valor da pressão atmosférica assim que a água sai do distribuidor (neste caso, um bocal injetor), a energia cinética aumenta na passagem da água por este bocal e, à medida que a água escoar em contato com as pás do rotor da turbina, a velocidade do escoamento diminui, de modo que a velocidade da água ao sair da pá é menor do que a velocidade da água ao atingir a pá. Deste modo, a pressão da água na entrada do rotor (P_1), que é igual à pressão atmosférica, é igual à pressão na saída do mesmo (P_2). As turbinas do tipo Pelton são os principais exemplos de Turbinas de Ação (MACINTYRE, 1983).

3.1.1.2 Turbinas de Reação

Já nas Turbinas de Reação, ou Turbinas de Escoamento Total, a pressão da água vai diminuindo desde a saída do distribuidor enquanto escoar em contato com as pás do rotor, podendo, na saída do rotor, ser nula ou mesmo negativa em relação à pressão atmosférica.

Como a água escoar sob pressão quando em contato com o rotor da turbina, parte da energia potencial da queda é convertida em energia cinética e parte é convertida em energia de pressão. Essa energia de pressão diminui desde a entrada do distribuidor até a saída do rotor, aumentando no tubo de sucção, que é indispensável ao funcionamento deste tipo de turbina. Caso não houvesse o tubo de sucção, a altura h entre a saída do rotor e o canal de fuga seria perdida, eliminando toda a energia potencial do escoamento. Deste modo, a pressão da água na entrada do distribuidor ($P1$) é maior do que a pressão na saída do mesmo ($P2$). Turbinas do tipo Francis, Kaplan, Bulbo e Deriaz são alguns exemplos de Turbinas de Reação (MACINTYRE, 1983).

3.1.2 Regulador de Velocidade

O objetivo inicial do sistema de regulação de velocidade é permitir o ajuste de velocidade da turbina até a rotação nominal do projeto, controlando a frequência da máquina, e posterior sincronização da unidade geradora com a rede elétrica. Em seguida, o sistema de regulação de velocidade controla a tomada de carga até o valor estipulado pelo operador do sistema elétrico, monitorando este valor e certificando que a unidade geradora esteja sincronizada com a rede elétrica. Após o sincronismo com a rede elétrica, a unidade geradora acompanhará a frequência da própria rede e o regulador de velocidade passará a atuar no controle da potência ativa fornecida pela máquina (RODRIGUES, 2014).

O sistema de regulação de velocidade divide-se em duas partes: eletroeletrônica e hidráulica. A parte eletroeletrônica, formada por um painel elétrico e módulos eletrônicos de comando, conforme mostrado na Figura 9, garante toda a leitura do sistema e comanda o funcionamento e atuação da válvula proporcional da parte hidráulica, conforme mostrado na Figura 10. Já a parte hidráulica em si é composta de uma gama de componentes hidráulicos agrupados num conjunto denominado Unidade Hidráulica de Regulação de Velocidade (UHRV), conforme mostrado na Figura 11. A função da UHRV é possibilitar que o óleo hidráulico pressurizado atue o servomotor hidráulico acoplado ao distribuidor da turbina, regulando a vazão de água que passa pelo rotor e, deste modo, controlando a variação de potência fornecida pela turbina. Dá-se o nome de trabalho de regulação da turbina ao trabalho necessário para movimentar o distribuidor da turbina, sob queda máxima, da posição fechada até a posição de abertura completa.

Figura 9 – Painel elétrico de comando de um sistema de regulação de velocidade.



Fonte: (Fotografia produzida pelo autor nas dependências da ALTOM Taubaté, 2015).

Figura 10 – Válvula proporcional da UHRV 01 da UHE Cachoeira Caldeirão.



Fonte: (Fotografia produzida pelo autor nas dependências da ALTOM Taubaté, 2015).

Figura 11 – UHRV da unidade geradora 01 da UHE Cachoeira Caldeirão.



Fonte: (Fotografia produzida pelo autor nas dependências da ALTOM Taubaté, 2015).

3.1.3 Sistemas Auxiliares Mecânicos

Compõem o grupo de equipamentos que possuem finalidades essenciais para o perfeito funcionamento da usina. Cada equipamento deste grupo possui um custo relativamente baixo, entretanto, a soma dos custos de todos os equipamentos do grupo forma um montante expressivo. Os principais sistemas auxiliares mecânicos que podem compor uma usina hidrelétrica são: sistema de ventilação e ar condicionado, sistema de água tratada, sistema de ar comprimido de serviço, sistema de ar comprimido de rebaixamento da turbina, sistema de água de resfriamento, sistema anti-incêndio e sistema de lubrificação (RODRIGUES, 2014).

3.1.4 Comportas

As comportas hidráulicas são construídas, em sua maioria, com estruturas de chapas de aço soldadas e têm o objetivo de bloquear uma passagem hidráulica, podendo operar normalmente abertas ou normalmente fechadas. São de construção relativamente leve e

apresentam elevada durabilidade, tendo seu acionamento realizado através de sistemas hidráulicos ou por meio de sistemas de levantamento – como pórticos e talhas. É necessária proteção superficial por meio de pintura adequada, especialmente na linha d'água, região de maior agressividade corrosiva. Os principais tipos de comportas encontrados numa usina hidrelétrica são: vagão, segmento e ensecadeira⁸ (RODRIGUES, 2014).

3.1.5 Equipamentos de Levantamento

São destinados à montagem e desmontagem das unidades geradoras em casos de reparos. Os principais equipamentos de içamento de uma usina hidrelétrica são o pórtico da tomada d'água e a ponte rolante da casa de força – esta, especificamente, servindo para a montagem das unidades geradoras e para o auxílio nas intervenções de manutenção nos equipamentos da casa de força (RODRIGUES, 2014).

3.2 EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

3.2.1 Gerador

Tem a função de converter a energia mecânica gerada pelo movimento da turbina em energia elétrica. O conjunto formado pelo acoplamento entre turbina e gerador recebe o nome de unidade geradora, e como esta opera com uma velocidade de rotação constante e sincronizada com a frequência da rede elétrica a qual está conectada, o gerador recebe a classificação de Gerador Síncrono. Basicamente, é dividido em duas partes: rotor e estator (SIQUEIRA, 2006).

O rotor – ou campo – é a parte girante do conjunto, geralmente uma estrutura composta por um eixo conectado ao anel magnético e aos polos. A função dos polos é gerar o campo magnético que irá induzir corrente no enrolamento do estator, gerando assim potência elétrica. São formados por conjunto de lâminas de material ferromagnético envolto num enrolamento constituído de condutores de cobre, denominado enrolamento de campo.

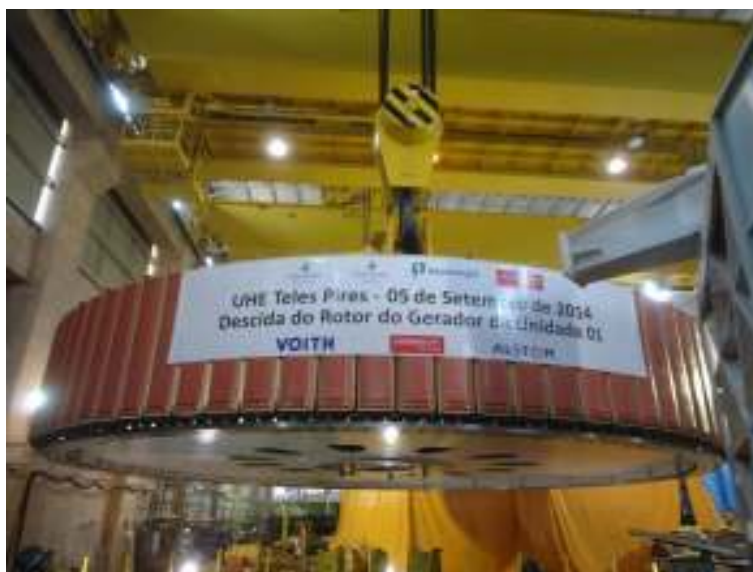
Já o estator – ou armadura – é a parte fixa do gerador e é montada ao redor do rotor, de forma a permitir que este gire em seu interior. Por ele circulará toda a energia elétrica gerada,

⁸ Também denominada *stop-log*.

sendo os valores de corrente e tensão muito superiores em relação aos do rotor. Também é formado por conjuntos de lâminas de material ferromagnético envoltos num conjunto de enrolamentos, distribuídos ao longo de toda a circunferência e posicionadas em ranhuras (RODRIGUES, 2014).

As Figuras 12 e 13 mostram, respectivamente, exemplos de um rotor e de um estator empregados na geração hidrelétrica.

Figura 12 – Rotor do gerador da unidade geradora 01 da UHE Teles Pires.



Fonte: (HIDRELÉTRICA TELES PIRES, 2014).

Figura 13 – Estator do gerador da unidade geradora 01 da UHE Estreito.



Fonte: (CONEXÃO TOCANTINS, 2010).

3.2.2 Sistema de Proteção

Possui a função de proteger os equipamentos e sistemas da usina durante a ocorrência de situações adversas de operação ou oriundas do ambiente externo. Algumas das variáveis que definem o tipo de proteção a ser aplicado numa determinada usina hidrelétrica – que envolve aspectos econômicos, operacionais e de segurança – são: tipo do diagrama unifilar de geração, tipo da unidade geradora, potência e tipo dos equipamentos do complexo, importância da usina dentro do sistema interligado, sistema de potência ao qual a usina se interliga, tipo do sistema de resfriamento, arranjo dos mancais da unidade geradora e tipo dos sistemas auxiliares mecânicos e elétricos (RODRIGUES, 2014).

3.2.3 Transformador Elevador

Equipamento destinado a transmitir potência elétrica entre circuitos, elevando os valores de tensão e corrente. Sua função numa central hidrelétrica é elevar a tensão de geração – isto é, a tensão na saída dos geradores – para o nível necessário para a rede de transmissão. Tal necessidade dá-se pelo fato de ser economicamente mais viável a transmissão de potência, por longas distâncias, em valores de tensão mais elevados, o que garante a redução das perdas na transmissão. São divididos em duas classes distintas: monofásicos⁹ e trifásicos¹⁰ (RODRIGUES, 2014).

3.2.4 Subestação

Composta por uma gama de equipamentos que, montados em conjunto, permitem e controlam de forma adequada o fluxo de energia elétrica da usina hidrelétrica para a linha de transmissão, podendo ser instalada tanto dentro quanto fora da casa de força. A recomendação é que, para o caso da instalação externa à casa de força, a subestação seja do tipo Convencional, Controle Blindado ou Conjunto de Manobra. Para instalações internas à casa de força, recomenda-se apenas os tipos Controle Blindado ou Conjunto de Manobra (RODRIGUES, 2014).

⁹ Uma unidade dedicada para cada enrolamento de fase.

¹⁰ Uma unidade dedicada para o conjunto dos enrolamentos das três fases.

3.2.5 Sistema de Excitação

É constituído por um transformador ligado aos terminais do próprio gerador e cujo secundário alimenta um conversor tiristorizado, que tem a função de retificar a corrente alternada. Esta corrente retificada alimenta o enrolamento de campo do gerador por meio de anéis coletores e escovas magnéticas (RODRIGUES, 2014).

3.2.6 Sistema de Supervisão e Controle

Tem o objetivo de controlar a partida e a parada da unidade geradora – em condições normais de operação e em situações de emergência – e controlar a potência ativa, a potência reativa, a tensão e a frequência de cada unidade geradora. O sistema de controle pode ser classificado em modo automático ou manual, enquanto o nível de controle pode ser classificado em centralizado, local e remoto (LIMA, 2009).

3.2.7 Sistemas Auxiliares Elétricos

Os equipamentos elétricos auxiliares de uma usina hidrelétrica, de forma sucinta, são os seguintes: transformador de distribuição, retificador de corrente alternada (CA) para corrente contínua (CC), banco de baterias, grupo gerador diesel e painéis CA e CC (SIQUEIRA, 2006).

3.2.8 Sistema de Telecomunicações

A definição do sistema de telecomunicações a ser empregado numa usina hidrelétrica é feita considerando o modo de operação desta usina: assistida, desassistida, telecomandada ou telesupervisionada.

O emprego de uma linha de transmissão de dados de telefonia, composta por condutores metálicos, na área de uma usina hidrelétrica, exige a utilização de proteção especial para o equipamento e para as pessoas contra a elevação de potencial de terra sob as condições de descargas atmosféricas ou de curto-circuito.

Para os casos nos quais a usina hidrelétrica seja interligada a um sistema elétrico que utilize o Sistema de Ondas Portadoras sobre as Linhas de Alta Tensão (OPLAT) – para comunicação por voz, transmissão de dados, telecomando e proteção de linha – torna-se necessária a utilização deste mesmo sistema para a usina e para a outra extremidade da ligação (LIMA, 2009).

3.3 TURBINAS CONSIDERADAS NESTE TRABALHO

3.3.1 Francis

Criada em 1847 pelo inglês James B. Francis (1815-1892), a partir de uma máquina de escoamento centrípeto patenteada em 1838 por Samuel Dowd (1804-1879), caracteriza-se por possuir um rotor de pás fixas que direcionam o fluxo de água na direção de seu centro.

É uma turbina rigorosamente centrípeta e que tem como parte essencial de sua estrutura um tubo – denominado tubo de sucção – que conduz a água desde a saída do distribuidor até poço de descarga. A função principal do tubo de sucção é manter a continuidade do fluxo da massa líquida desde a saída do distribuidor até o canal de fuga, impedindo que este fluxo caia livremente e criando, assim, uma depressão na saída do rotor que recupera a energia cinética da água que sai do tubo e garantindo um desnível topográfico entre a saída do rotor e o nível de água do canal de fuga (MACINTYRE, 1983).

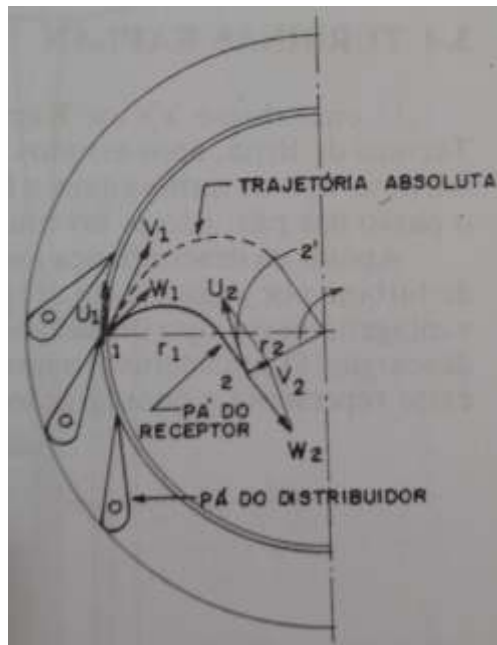
Este tipo de turbina possui um distribuidor, externo ao rotor e constituído de um conjunto de pás orientáveis dispostas em volta do receptor, de modo a garantir-se o ângulo mais conveniente de entrada de água no receptor e um escoamento com um mínimo de perdas hidráulicas (MACINTYRE, 1983).

Ao passar pelo interior de uma turbina Francis a água penetra no receptor com uma velocidade absoluta V_1 , tangencial à pá do distribuidor, e tem em relação à pá do receptor na entrada uma velocidade relativa W_1 , tangente ao início da pá. O ponto 1 da pá do receptor que coincide com a partícula líquida, na entrada, tem uma velocidade no seu movimento de rotação, que é a velocidade periférica U_1 , também chamada circunferencial ou de arrastamento. Existe um movimento da partícula de água em relação à pá, chamado movimento relativo, enquanto a pá gira em relação à base da turbina, este denominado movimento circunferencial. Desses movimentos componentes resulta um movimento absoluto da partícula em relação ao sistema fixo da base da turbina. Caracterizando os movimentos por

suas respectivas velocidades, percebe-se que a velocidade absoluta V_1 é a resultante geométrica da velocidade relativa W_1 com a velocidade periférica U_1 (MACINTYRE, 1983).

A Figura 14 ilustra as velocidades geradas pela passagem do fluxo de água pelo interior de uma turbina Francis.

Figura 14 – Diagrama das velocidades no rotor de uma turbina Francis.



Fonte: (MACINTYRE, 1983).

Tudo que se deduz para o ponto 1 na entrada no receptor evidentemente se aplica para qualquer outro ponto do mesmo e para o ponto 2 na saída, onde W_2 é tangente à pá, U_2 é a velocidade periférica e V_2 é a velocidade absoluta da saída. A trajetória da partícula acompanhando a superfície da pá é idêntica ao perfil da pá 1-2. A trajetória absoluta 1-2 é tangente à V_1 no ponto 1 e à V_2 no ponto 2, que é a posição do ponto 2 no instante em que a partícula líquida abandona o receptor (MACINTYRE, 1983).

Numa turbina de reação, como é o caso da Francis, o controle do fluxo é feito através do distribuidor, pelo qual a água flui antes de alcançar o rotor. Uma posição de abertura entre 80% e 90% da abertura total do distribuidor faz com que a água tenha uma velocidade tangencial ao passar pelo rotor, fazendo com que este opere com sua máxima eficiência. Em qualquer outra posição de abertura uma parte da energia cinética da água é perdida graças à angulação menos eficiente do fluxo. Por melhor que tenha sido o projeto do distribuidor, não é incomum que hajam vazamentos entre as pás deste em sua posição totalmente fechada, uma vez que o mesmo estará sob a pressão integral do conduto forçado. Por isso, uma válvula de

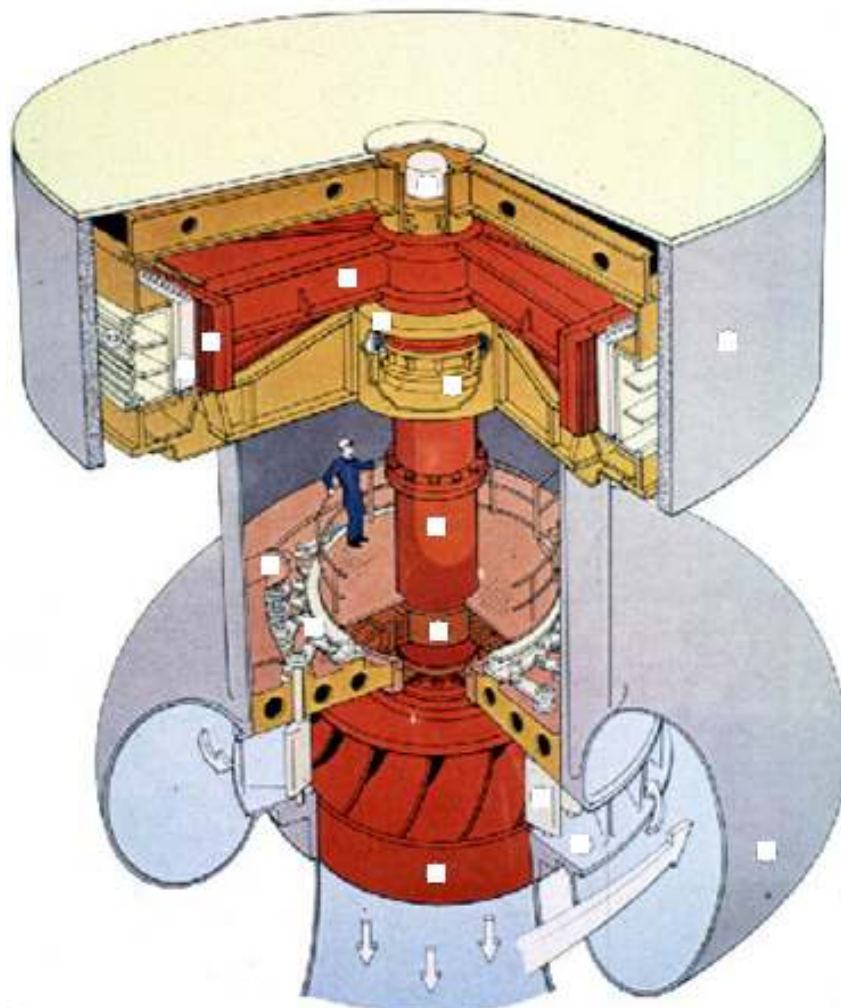
fechamento é normalmente instalada à montante da turbina para permitir o desligamento total da unidade (COSTA, 2003).

As principais vantagens da turbina Francis são seu relativo baixo custo de fabricação e manutenção, devido à característica das pás do rotor serem fixas, e sua ampla gama de aplicação relativa à altura de queda e vazão nominal. De modo geral, turbinas Francis podem ser aplicadas para aproveitamentos com altura de queda variando entre 15 e 500 m e com vazão nominal variando entre 0,15 e 1.000 m³/s (HACKER, 2015).

No Brasil, os principais exemplos de emprego de turbinas Francis são as hidrelétricas de Itaipu, Tucuruí, Furnas, Paulo Afonso, Ilha Solteira, Foz do Areia, São Simão, Foz do Chapecó e Teles Pires.

A Figura 15 ilustra a vista esquemática de uma instalação típica de turbina Francis, enquanto a Figura 16 mostra o rotor deste tipo de turbina.

Figura 15 – Vista esquemática de uma turbina Francis.



Fonte: (CEFET-MG, 2009).

Figura 16 – Rotor de turbina Francis.



Fonte: (ALSTOM, 2014).

3.3.2 Kaplan

Concebida em 1912 pelo engenheiro checo Victor Kaplan (1876-1934), é uma turbina axial à hélice de pás orientáveis que permite um controle de compensação das variações de vazão, permitindo que se obtenha uma curva de rendimento *versus* vazão muito mais plana do que aquela descrita para uma turbina do tipo Hélice (MACINTYRE, 1983).

O mecanismo que permite o ajuste do ângulo de inclinação das pás conforme a vazão disponível, sem variação apreciável do rendimento, fica alojado num receptáculo em forma de ogiva e o comando é executado por um servomotor hidráulico posicionado no interior do eixo da turbina – que é vazado no sentido longitudinal para permitir a montagem dos tubos que direcionam o óleo hidráulico do comando do servomotor (MACINTYRE, 1983).

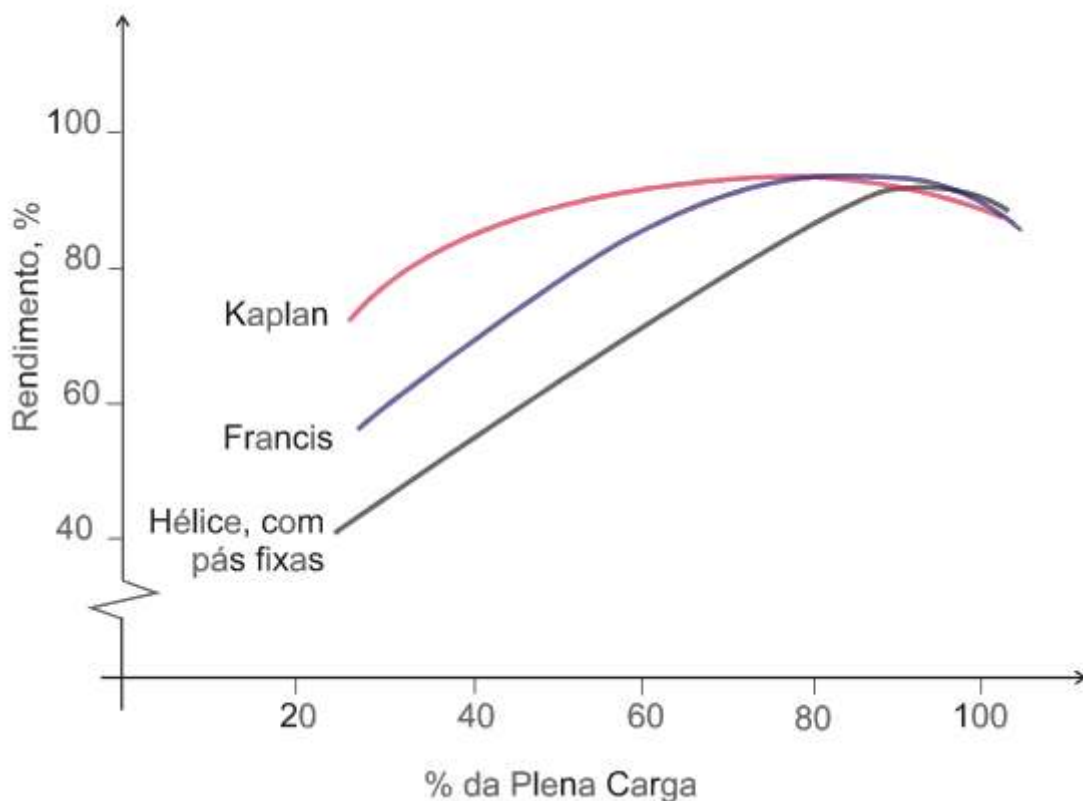
A versatilidade do rotor Kaplan é tamanha que permite que se opere na posição vertical, na posição horizontal ou em posições inclinadas em relação ao eixo vertical (SIMONE, 2000).

A principal vantagem da turbina Kaplan é o alto rendimento dentro de um determinado espectro de alturas de queda e aberturas do distribuidor. Como tanto a abertura do distribuidor quanto o ângulo das pás podem ser ajustados com a unidade geradora em funcionamento, é

possível otimizar-se a eficiência da turbina sobre uma larga faixa de condições de operação. Comparada à turbina Francis, a turbina Kaplan opera com velocidades mais altas para uma mesma altura de queda, o que faz com que a velocidade do escoamento da água através do rotor também seja maior (COSTA, 2003).

A posição das pás do distribuidor, que controlam o fluxo de água que entra na turbina, pode ser ajustada em conjunto com a angulação das pás do rotor, com o objetivo de assegurar a máxima eficiência de operação, o que é particularmente vantajoso quando ocorrem variações sazonais significativas na vazão disponível no decorrer do tempo. A Figura 17 mostra uma comparação qualitativa entre turbinas Francis, Hélice e Kaplan. Pode-se observar que as turbinas Kaplan têm condições de manter uma boa eficiência sobre uma faixa bem mais ampla de condições de operação que as demais. Toda essa versatilidade das turbinas Kaplan implica em custos adicionais, tanto do ponto de vista de fabricação quanto de manutenção. O conjunto de equipamentos de operação da turbina é mais complexo e há uma redução de confiabilidade quando se faz uma comparação com turbinas do tipo Francis (COSTA, 2003).

Figura 17 – Diagrama comparativo Rendimento *versus* Carga.



Fonte: (COSTA, 2003).

De modo geral, turbinas Kaplan podem ser aplicadas para aproveitamentos com altura de queda variando entre 5 e 70 m e com vazão nominal variando entre 0, 5 e 900 m³/s (HACKER, 2015).

No Brasil, os principais exemplos de emprego de turbinas Kaplan são as hidrelétricas de Três Marias, Sobradinho, Barra Bonita, Bariri, Porto Primavera, Santo Antonio do Jari, Funil, Belo Monte (com previsão de entrada em operação em 2016) e Sinop (com previsão de entrada em operação em 2018).

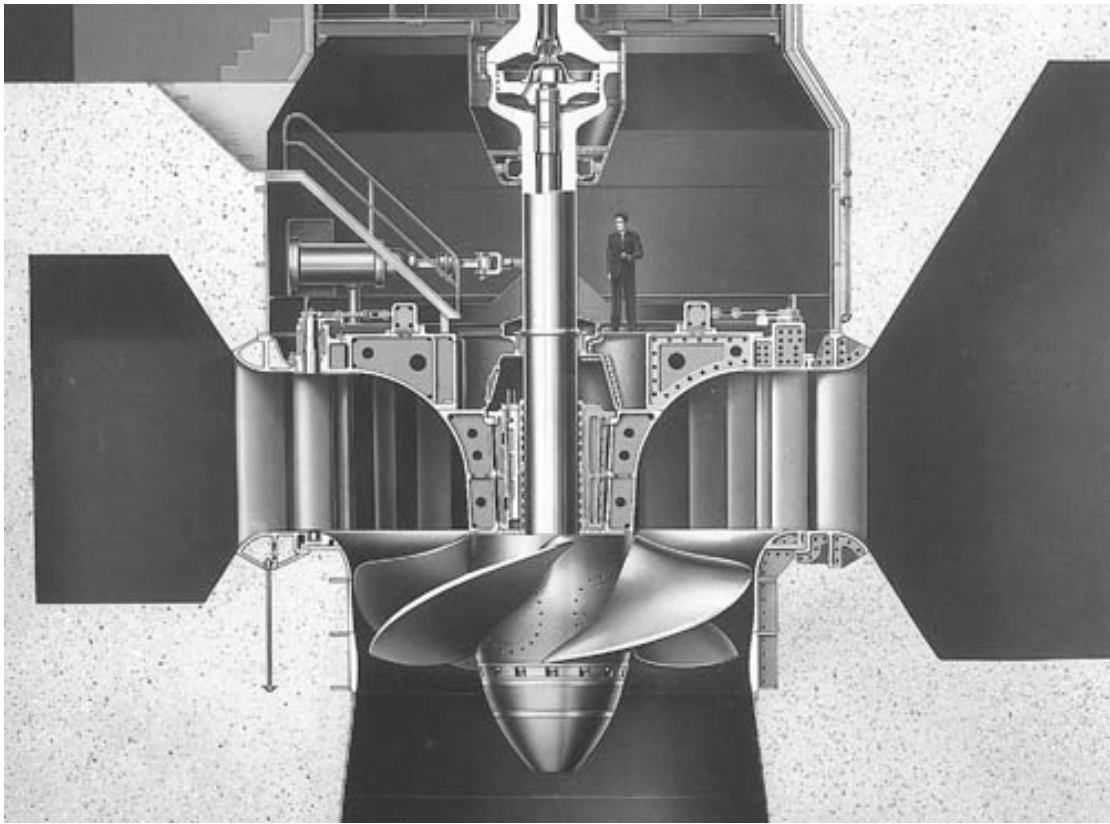
Um exemplo de rotor Kaplan é mostrado na Figura 18 e a ilustração de uma instalação típica de uma turbina Kaplan é exibida pela Figura 19.

Figura 18 – Rotor de turbina Kaplan.



Fonte: (HYDRO QUÉBEC, 2015).

Figura 19 – Vista esquemática de uma turbina Kaplan.



Fonte: (MCGRAW-HILL EDUCATION, 2014).

4 ANÁLISE DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E ECONÔMICA DE UM POTENCIAL HIDRÁULICO

4.1 PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO

4.1.1 Energia Firme e Energia Assegurada

É comum e característico, para qualquer local de implantação de um aproveitamento hidrelétrico, que haja um histórico de variações entre os valores máximo e mínimo de vazões encontrados num período de algumas décadas. Este comportamento estocástico, com tal dispersão, é especialmente amplificado no cenário nacional em função das características climáticas e hidrológicas do país. Uma das alternativas para redução dessa dispersão é a utilização de reservatórios de acumulação, uma vez que estes proporcionam a possibilidade de manejo das vazões à jusante da barragem (BRASIL [c], 2000).

Os conceitos de Energia Firme e de Energia Assegurada referem-se ao enfoque dado ao tratamento dessas vazões na avaliação do benefício energético. Deste modo, a Energia Firme refere-se ao período crítico¹¹ de geração e associa-se ao enfoque convencionalmente chamado de determinístico, no qual se pressupõe, na avaliação da geração da usina ao longo de sua vida útil, a repetição das vazões registradas no histórico. A maior carga que pode ser atendida pelo sistema sem que haja déficit no suprimento – racionamento ou corte de fornecimento – recebe a definição de Energia Firme do sistema. A Energia Firme de uma usina é a contribuição desta usina ao montante da Energia Firme do sistema e é estimada através de simulações do modelo MSUI¹² da ELETROBÁS, nas quais se considera presente, e depois ausente, do sistema, a usina que se pretende avaliar como parte da configuração.

Já a Energia Assegurada associa-se ao enfoque denominado probabilístico, no qual é conferido um tratamento estatístico às vazões, e a um nível de confiabilidade no suprimento, isto é, a um nível de risco de déficit.

Assim, é comum a separação da contribuição da Energia Firme ou da Energia Assegurada de uma usina em duas parcelas: a Energia Local, associada à geração na própria usina, e a Energia Incremental, referente ao ganho de geração nas usinas de jusante

¹¹ Período definido como aquele no qual o conjunto de reservatórios da configuração de usinas está completamente cheio (100% da capacidade de armazenamento) ao seu início e encontra-se totalmente deplecionado (0% do armazenamento útil de operação) ao seu final.

¹² Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas.

proporcionado pela regularização promovida pela operação do seu reservatório de acumulação.

O Ministério de Minas e Energia considera como Energia Firme a média da energia gerada no período crítico mais acentuado de todo o registro histórico do SIN, e que ocorreu entre junho de 1949 e novembro de 1956. Neste período, os potenciais hidrelétricos que compõe o SIN estiveram sujeitos à maior estiagem de que se tem registro. Caso este período volte a ocorrer, o SIN apresentaria sua mais baixa produção oriunda da geração hídrica (BRASIL [c], 2000).

4.1.2 Variáveis do Dimensionamento

4.1.2.1 Nível Máximo de Armazenamento à Montante

Também chamado de Nível Máximo de Montante, o Nível Máximo de Armazenamento corresponde ao nível máximo do espelho d'água do reservatório – ou do leito do rio – à montante da casa de força. A determinação do Nível Máximo de Armazenamento define o volume máximo de armazenamento de água da usina. A elevação deste nível acaba por aumentar o valor da queda líquida da usina, proporcionando ganhos da geração de energia. Em contrapartida, a elevação deste nível acarreta na elevação dos custos de construção da barragem e do vertedouro e aumenta significativamente a área inundada pelo reservatório. Deste modo, existirá sempre um limite máximo que minimizará os impactos socioambientais e resultará numa relação custo *versus* benefício ótima para o empreendimento (BRASIL [b], 2007).

4.1.2.2 Nível Mínimo de Armazenamento à Montante

Absolutamente análogo ao Nível Máximo de Armazenamento, e também chamado de Nível Mínimo de Montante, o Nível Mínimo de Armazenamento corresponde ao nível mínimo do espelho d'água do reservatório – ou do leito do rio – à montante da casa de força. A determinação do Nível Mínimo de Armazenamento define o volume mínimo de armazenamento de água da usina. Para um determinado valor de Nível Máximo, a redução do Nível Mínimo proporcionará o aumento do volume útil e, conseqüentemente, o aumento da capacidade de regularização da usina, o que gera um ganho de Energia Firme. Em

contrapartida, a redução do valor do Nível Mínimo acarreta a redução da queda líquida média da usina, ocasionando uma perda de Energia de Ponta Garantida. Para os casos onde o Nível Máximo e o Nível Mínimo possuem valores bem próximo entre si, a usina passa a ser classificada como usina a fio d'água (BRASIL [b], 2007).

4.1.2.3 Nível de Jusante

É o nível do espelho d'água formado à jusante do canal de fuga de uma usina hidrelétrica. Em associação com os níveis de montante, o Nível de Jusante definirá a queda bruta de operação da usina, e que sofrerá uma variação ao longo do tempo.

O Nível de Jusante é definido por uma curva – denominada Curva Chave de Jusante – caracterizada por um polinômio geralmente de quarto grau, que determina a elevação do nível de jusante em função da soma da variação turbinada e da vazão vertida pela usina. Tal curva é definida durante os estudos de inventários da usina e é única para aquela usina específica (BRASIL [b], 2007).

4.1.2.4 Série de Vazões Afluentes

Podendo ser natural ou já regularizada, a série de vazões afluentes de uma usina constitui um requisito fundamental para a análise de viabilidade técnica e econômica do empreendimento.

A série natural é utilizada quando não existe uma usina à montante e a usina em questão receberá as vazões naturais do rio¹³.

Já a série de vazões regularizadas é utilizada para usinas que venham a serem instaladas num rio que já possua uma outra usina ou reservatório à montante, de modo que a vazão afluente será a vazão defluente da usina – ou reservatório – à montante, com eventuais incrementos ou descontos que possam ocorrer ao longo do percurso entre as usinas (BRASIL [b], 2007).

¹³ Caso geralmente caracterizado pela instalação da usina na cabeceira do rio e provida de um reservatório capaz de efetuar a regularização do rio.

4.1.2.5 Vazão de Referência e Potência Instalada

São grandezas proporcionais entre si e, por isso, tratadas de forma conjunta. O aumento do valor da potência instalada de um potencial hidrelétrico eleva os benefícios energéticos – como Energia de Ponta Garantida e Energia Secundária – através do turbinamento de vazões que, para potências menores, seriam vertidas. Em contrapartida, isso acarreta o aumento dos custos de construção da usina. Assim, o aumento da potência instalada – ou motorização – de uma usina hidrelétrica deve ser feito enquanto o valor econômico dos benefícios energéticos incrementais for superior aos custos incrementais correspondentes (BRASIL [b], 2007).

4.1.2.6 Queda de Referência

Uma vez determinado o Nível Máximo de Montante e o deplecionamento ótimo do reservatório, são realizadas simulações de operação da usina de modo a obter-se os valores característicos de quedas da mesma, que serão usados no dimensionamento das turbinas das unidades geradoras. Como a queda líquida disponível numa usina hidrelétrica depende dos níveis de água à montante e à jusante da usina – isto é, do reservatório e do canal de fuga – e varia durante a operação da mesma, o dimensionamento das turbinas desta usina necessitará da determinação de quatro parâmetros básicos: Queda de Referência, Queda de Projeto, Queda Máxima e Queda Mínima (BRASIL [b], 2007).

A Queda de Referência de um potencial hidrelétrico – também chamada de Queda Líquida Nominal – é aquela que, contando com a abertura total do distribuidor da turbina, fornece a potência máxima do gerador. É o parâmetro que determina o chamado “casamento turbina-gerador”, uma vez que, para valores de queda inferiores a ele, a potência da usina será limitada pela turbina, e para valores de queda superiores a ele, a potência da usina será limitada pelo gerador.

4.1.2.7 Queda de Projeto

É definida como o valor de queda para o qual o rendimento da turbina será máximo. Para as usinas que compõem o SIN, este valor é calculado como sendo a média das quedas médias mensais ponderadas pela energia gerada ao longo do Período Crítico (BRASIL [b], 2007).

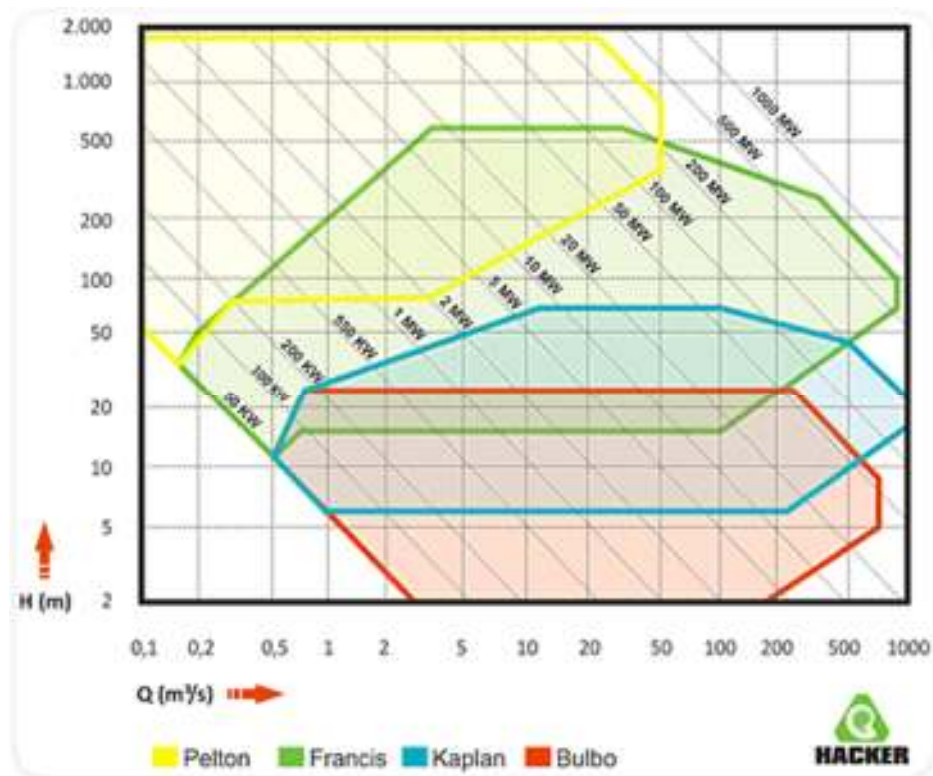
Tal definição faz com que, nestes períodos de estiagem, a água seja aproveitada ao máximo, promovendo a transformação de energia hidráulica em energia elétrica com um máximo de rendimento, reduzindo-se o risco de ocorrência de um eventual déficit energético neste período mais seco.

4.2 ESTRUTURA DA ANÁLISE DE EFICIÊNCIA

4.2.1 Análise Energética

A escolha do tipo de turbina a ser utilizada num dado potencial hidrelétrico é baseada nos dados de queda de referência e vazão de referência disponíveis no local da implantação da usina (MACINTYRE, 1983), podendo ser efetuada através da utilização de diagramas – conforme ilustrado na Figura 18 – usualmente disponibilizados pelos fabricantes do equipamento.

Figura 20 – Diagrama para seleção de turbinas hidráulicas.



Fonte: (HACKER, 2015).

Quando se analisa este tipo de diagrama de seleção de turbinas, percebe-se que para algumas regiões do diagrama há a superposição de dois ou mais tipos de turbinas possíveis de serem aplicados. O foco deste trabalho é a região que indica a possibilidade de aplicação tanto de turbinas do tipo Francis quanto de turbinas do tipo Kaplan – isto é, a região localizada aproximadamente entre os valores de queda de referência de 20 m a 70 m e entre os valores de vazão de referência de 1,5 m³/s e 600 m³/s.

Vale notar que este próprio tipo de diagrama de seleção já traz o valor aproximado da potência que será gerada pela turbina – indicado pelas linhas diagonais do diagrama – submetida aos valores dados de queda de referência e de vazão de referência.

A modelagem matemática proposta para este trabalho utilizará um valor fixo predeterminado tanto para a queda de referência quanto para a vazão de referência e considerará uma série de vazões afluentes para a execução dos cálculos da análise energética do aproveitamento hidráulico.

Dispondo-se dos referidos dados de queda de referência e de vazão de referência no local do aproveitamento hidráulico, pode-se calcular a potência que será gerada pela turbina através da equação (1) abaixo (MACINTYRE, 1983).

$$W = 9,8. Q. H. \eta \quad (1)$$

Onde W é a potência hidráulica [kW], Q é a vazão de referência [m³/s], H é a queda de referência [m] no local do aproveitamento e η é o rendimento da turbina.

As velocidades específicas – que representam a velocidade real da turbina unidade¹⁴ daquele tipo e a velocidade qualificatória de todas as turbinas que lhe sejam geometricamente semelhantes¹⁵ – das turbinas do tipo Francis e do tipo Kaplan são dadas, respectivamente, pelas equações (2) e (3) a seguir (SIMONE, 2000).

$$ns_F = 2300/H \quad (2)$$

$$ns_K = 3100/H \quad (3)$$

¹⁴ *Turbina Unidade*: turbina hipotética e geometricamente semelhante a uma família de turbinas, que operando a uma altura disponível $H = 1$ m, fornece uma potência mecânico-motriz $W = 1$ HP = 0,7457 kW (SIMONE, 2000).

¹⁵ *Turbinas Geometricamente Semelhantes*: turbinas desenvolvidas sob o mesmo desenho, com alteração de suas dimensões e potências, isto é, turbinas cujas dimensões se alteram simultânea e proporcionalmente sem que sejam alteradas suas formas geométricas (SIMONE, 2000).

Onde ns_F é a velocidade específica da turbina do tipo Francis [rpm], ns_K é a velocidade específica da turbina do tipo Kaplan [rpm] e H é a queda de referência [m] no local do aproveitamento.

As turbinas hidráulicas possuem um limite operacional relativo à vazão afluente disponível comparada à vazão de referência da usina. Para turbinas do tipo Francis este limite é 60% do valor da vazão de referência (MELLO JÚNIOR, 2000), isto é, a turbina será desligada caso a vazão afluente disponível atinja um valor inferior a 60% da vazão de referência. Já para turbinas do tipo Kaplan, este limite operacional é de 35% (BRASIL [d], 2010).

Numerando-se de 1 a n as unidades geradoras de uma dada central hidrelétrica, a modelagem matemática proposta para este trabalho considera que, caso a vazão afluente disponível para a primeira unidade geradora, num determinado mês, seja inferior ao limite operacional da mesma, a unidade geradora será desligada naquele mês e a vazão afluente que se destinaria a esta unidade será aproveitada pelas demais unidades geradoras. Este algoritmo será empregado sucessivamente às demais unidades geradoras da usina, até n , de modo que se garanta a máxima operação possível das últimas unidades geradoras.

4.2.2 Análise Econômica

As estimativas de custos de implantação para turbinas do tipo Francis e do tipo Kaplan são dadas, respectivamente, pelas equações (4) e (5) abaixo (BRASIL [b], 2007).

$$C_F = -0,0011 \cdot \left(\frac{W_F}{ns_F} \right)^2 + 18,162 \cdot \left(\frac{W_F}{ns_F} \right) + 3279 \quad (4)$$

$$C_K = -0,0058 \cdot \left(\frac{W_K}{ns_K} \right)^2 + 40,609 \cdot \left(\frac{W_K}{ns_K} \right) + 3122,5 \quad (5)$$

Onde C_F é o custo de implantação da turbina Francis [milhares R\$], C_K é o custo de implantação da turbina Kaplan [milhares R\$], W_F é a potência gerada pela turbina Francis [kW], W_K é a potência gerada pela turbina Francis [kW], ns_F é a velocidade específica da turbina do tipo Francis [rpm], ns_K é a velocidade específica da turbina do tipo Kaplan [rpm].

O cálculo da receita gerada mensalmente pela operação da turbina hidráulica será efetuado pela equação (6).

$$rec_m(j) = pee \cdot W_m(j) \cdot op_m(j) \quad (6)$$

Sendo j o índice relativo ao mês de operação, rec_m a receita do mês [R\$], pee o preço de venda da energia elétrica à concessionária [R\$/kWh], W_m a potência hidráulica gerada no mês [kW] e op_m o total de horas de operação da turbina no mês [h].

O objetivo da modelagem matemática proposta para este trabalho é calcular uma função objetivo que maximize a receita gerada ao fim de um ano de operação da usina em relação ao custo de implantação de cada turbina, indicando, assim, a configuração ótima do tipo de turbina – se Francis ou Kaplan – para cada uma das unidades geradoras da usina.

Tal função objetivo será calculada pela equação (7).

$$max = \sum[Y(i) \cdot \lambda(i) - Y(i) \cdot \varphi(i)] \quad (7)$$

Onde i é o índice relativo ao número da unidade geradora, max é o valor ótimo calculado pela função [R\$], λ é a receita anual total gerada [R\$], φ é o custo de implantação da turbina [R\$] e Y é a variável booleana que indicará qual o tipo de turbina deverá ser empregado para cada uma das unidades geradoras.

4.3 DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DA FERRAMENTA PROPOSTA

A modelagem matemática desenvolvida para este trabalho foi programada utilizando a linguagem do software LINGO^{®16} em sua versão 10.0¹⁷. Em função das características de manipulação de dados para vetores e matrizes deste software (LINDO SYSTEMS, 2013), que dificulta a programação utilizando rotinas de laços de contagem até a dimensão n do vetor ou das dimensões $m \times n$ da matriz, a ferramenta computacional foi criada considerando como situação limite uma usina com no máximo 10 unidades geradoras. Para qualquer situação dentro deste limite, basta fazer o ajuste para a quantidade de unidades geradoras desejada. Esse ajuste se dá pela supressão das linhas de comando referentes às unidades que se queira retirar do cenário a ser calculado.

¹⁶ Software para modelagem de otimização para programação linear, não linear e inteira.

¹⁷ Foi utilizada uma versão licenciada em nome do Grupo de Modelagem de Sistemas e Processos Térmicos e Hidráulicos da FEG/UNESP.

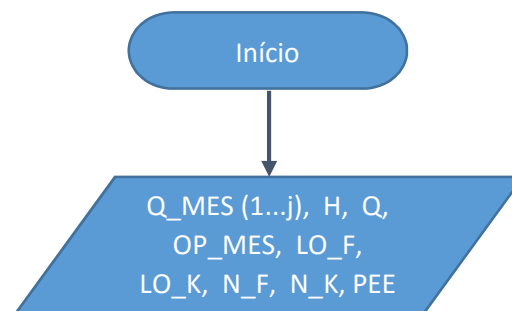
Esta ferramenta computacional realiza uma série de cálculos matemáticos, obedecendo uma sequência lógica, cujo objetivo é determinar o valor ótimo da função objetivo descrita na equação (7), isto é, para um aproveitamento hidrelétrico do qual são conhecidos o número de máquinas, a queda de referência, a vazão de referência e a série de vazões afluentes, quais unidades geradoras devem ser do tipo Francis e quais devem ser do tipo Kaplan, de modo que se obtenha o maior lucro de receita gerada pela venda de energia elétrica – frente ao total gasto para implantação de cada uma das turbinas – ao fim de um ano de funcionamento da usina.

Após a efetivação de toda a sequência de cálculos da ferramenta criada, o software LINGO® exibe a informação do cenário ótimo encontrado, ou seja, qual tipo de turbina – Francis ou Kaplan – deve ser aplicado a cada uma das unidades geradoras da usina e retorna os valores encontrados para todas as variáveis envolvidas na sequência de cálculos, inclusive o valor ótimo da função objetivo calculada.

A aplicação desta ferramenta deve ser feita considerando as premissas básicas deste trabalho, ou seja, deve ser aplicada a um aproveitamento hidrelétrico que apresente valores de queda de referência e de vazão de referência que permitam tanto a utilização de turbinas do tipo Francis quanto de turbinas do tipo Kaplan e que apresente uma série de vazões afluentes com grande variação em relação à vazão de referência. A seguir são descritas as etapas da sequência de cálculos realizada pela ferramenta computacional.

- A primeira etapa, mostrada na Figura 21, é inserir no programa os dados de entrada da aplicação desejada. Tais dados de entrada são: valores de vazões afluentes mês a mês [m^3/s], queda de referência [m], vazão de referência [m^3/s], carga de operação mensal [h], limite operacional da turbina Francis [%], limite operacional da turbina Kaplan [%], rendimento da turbina Francis [%], rendimento da turbina Kaplan [%] e preço de venda da energia elétrica [R\$/kWh];

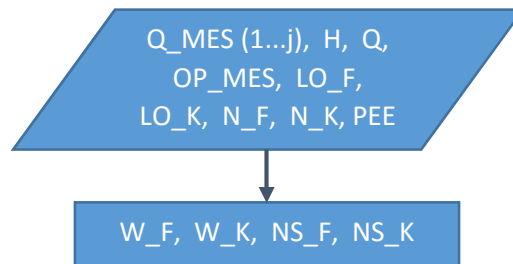
Figura 21 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 1).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

- Inicialmente, o programa calculará, a partir dos dados de entrada, os valores da potência hidráulica gerada por cada tipo de turbina [kW] e suas respectivas velocidades específicas [rpm], conforme mostrado na Figura 22;

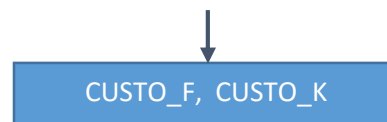
Figura 20 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 2).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

- Em seguida, também partindo dos dados de entrada, serão calculados os valores dos custos de implantação para cada tipo de turbina [milhares R\$], conforme mostrado na Figura 23;

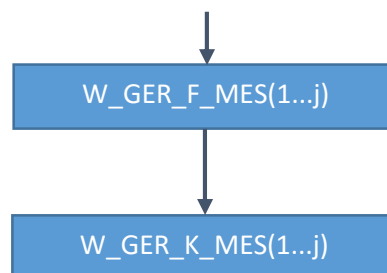
Figura 21 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 3).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

- A partir deste ponto se iniciam os cálculos que levam em conta os dados da série de vazões afluentes. Assim sendo, o programa irá calcular a potência gerada mês a mês por cada tipo de turbina [kW], em função da vazão disponível, conforme mostrado na Figura 24;

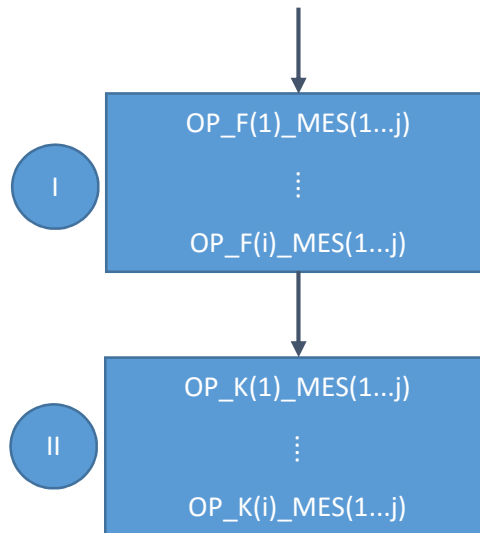
Figura 22 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 4).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

- A seguir o programa utiliza uma rotina de cálculos cujo objetivo é determinar a carga de operação mensal [h] para cada uma das turbinas da usina – efetuando o cálculo tanto para o cenário de turbina do tipo Francis quanto do tipo Kaplan, conforme mostrado na Figura 25;

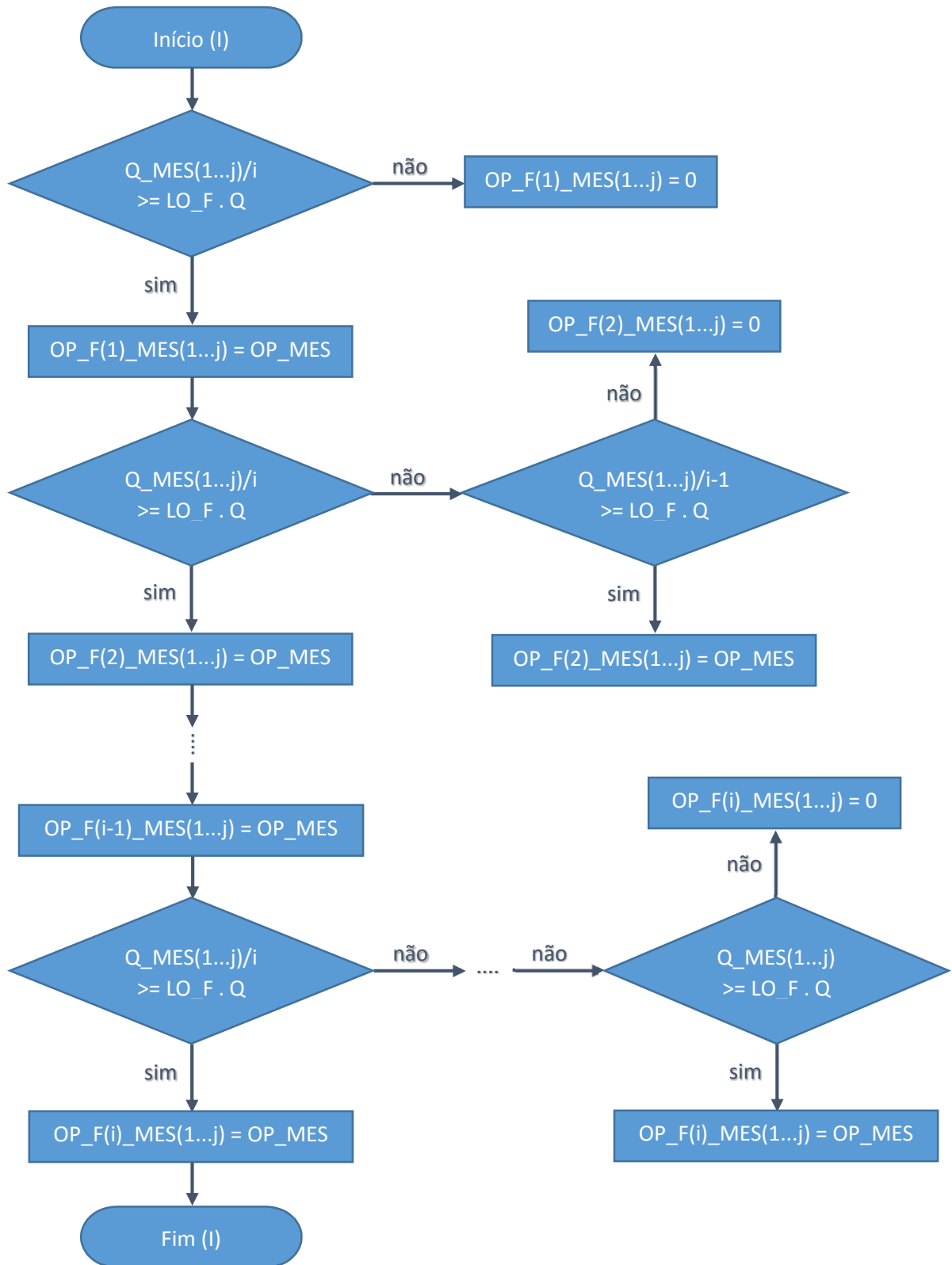
Figura 23 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 5).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

- Para isso, o programa inicia a rotina partindo da unidade geradora número 1 e analisa se a vazão disponível naquele determinado mês é suficiente para garantir o funcionamento da turbina, já considerando os valores dos limites operacionais para ambos os tipos de turbinas – informados nos dados de entrada. Depois de calcular a carga de operação [h] para a unidade geradora número 1 em todos os meses, o programa segue para a análise da unidade geradora número 2 já utilizando as informações calculadas para a unidade geradora número 1. Após a finalização do cálculo da unidade geradora número 2, o programa seguirá para a unidade número 3 – já utilizando as informações calculadas para as unidades geradoras números 1 e 2 – e assim sucessivamente até a última unidade geradora da usina. Isso se dá em função do objetivo da programação, que é garantir que caso uma determinada unidade geradora tenha que ser desligada, a vazão que seria utilizada para aquela unidade seja aproveitada pelas demais, garantindo, assim, o máximo funcionamento das últimas unidades geradoras da usina. A Figura 26 ilustra o diagrama de blocos de toda essa operação lógica;

Figura 24 – Diagrama de blocos do detalhamento da operação I¹⁸.

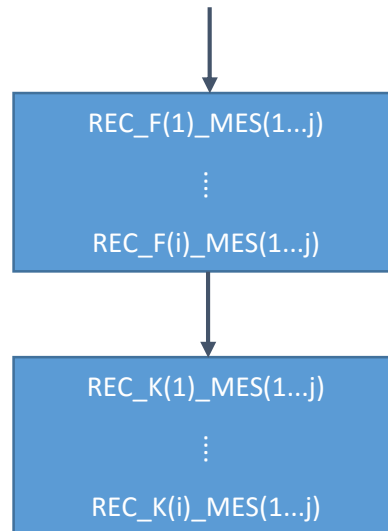


Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

¹⁸ O diagrama do detalhamento da operação II é idêntico, sendo a única diferença o valor do limite operacional para a turbina do tipo Kaplan.

- Neste ponto, são calculadas as receitas mensais geradas pelo funcionamento de cada uma das turbinas [R\$], utilizando o valor do preço de venda da energia elétrica – inserido como dado de entrada – e os valores calculados de potência gerada e operação mensal de cada uma das turbinas, conforme mostrado na Figura 27;

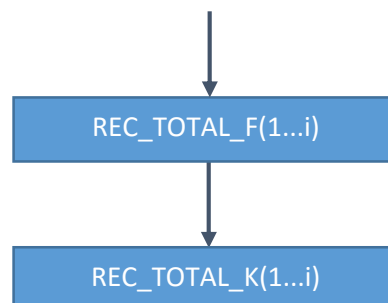
Figura 25 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 6).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

- A sequência de cálculos preliminares do programa se encerra neste ponto e se inicia a sequência de cálculos de otimização, com o cálculo da receita total gerada em cada tipo de turbina [R\$], conforme mostrado na Figura 28. Este cálculo é feito através da somatória dos valores de receita mensal calculados anteriormente;

Figura 26 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 7).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

- Em seguida, conforme mostrado na Figura 29, o programa fará os cálculos, através do emprego de variáveis booleanas, de restrição do tipo de turbina para cada uma das unidades geradoras, isto é, a turbina a ser aplicada a cada unidade geradora deverá ser, obrigatoriamente, ou do tipo Francis ou do tipo Kaplan;

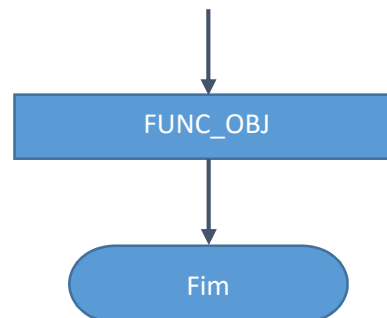
Figura 27 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 8).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

- Finalmente, de posse do valor de todas essas variáveis, o programa procede ao cálculo do valor ótimo da função objetivo [R\$], conforme mostrado na Figura 30, exibindo, em seguida, uma tela com todos os valores calculados para cada uma das variáveis e indicando o tipo de turbina a ser aplicado a cada uma das unidades geradoras.

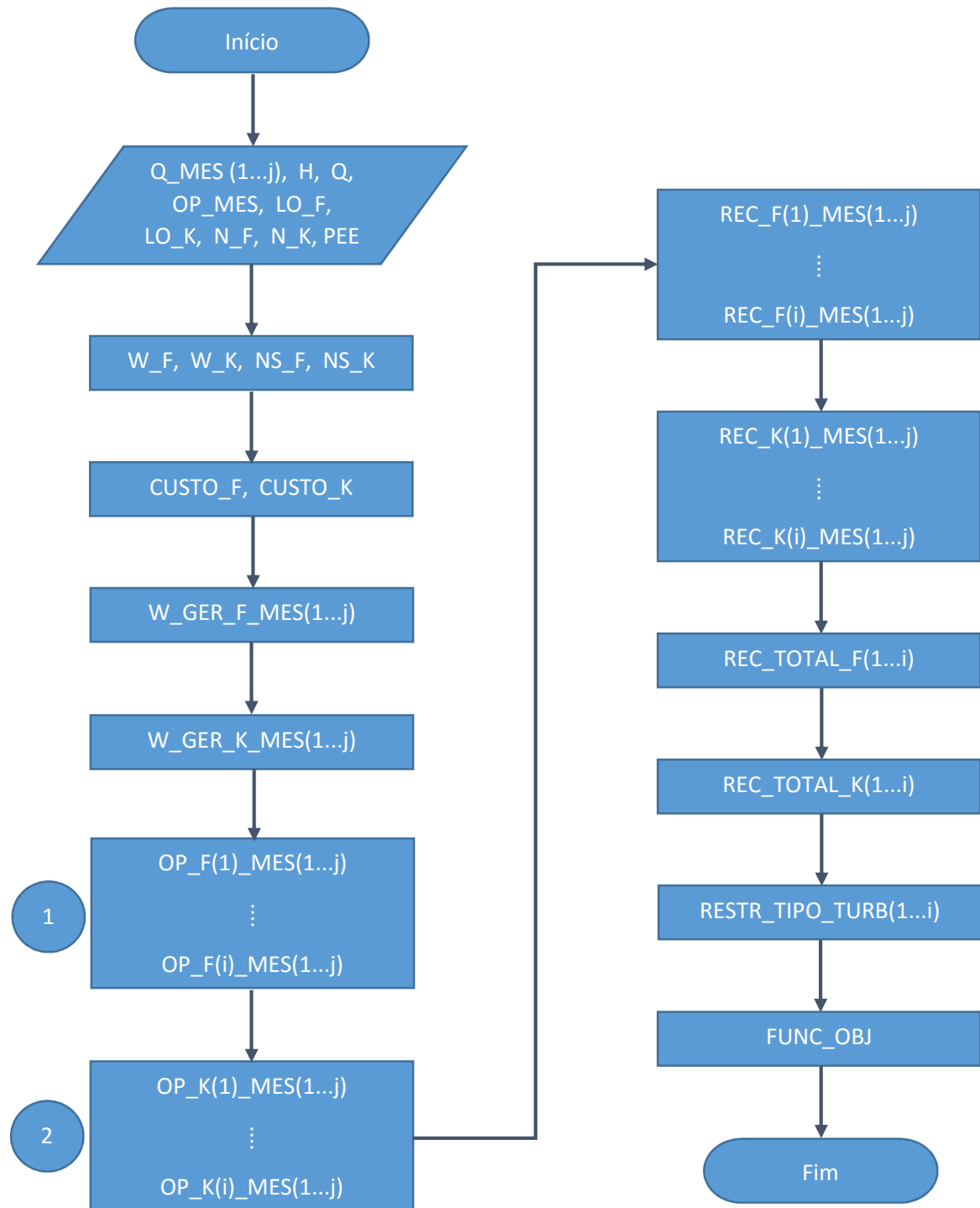
Figura 30 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional (parte 9).



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

Com o objetivo de proporcionar uma visualização completa de todas as etapas acima descritas, e permitir um melhor entendimento de toda a estrutura empregada na ferramenta computacional desenvolvida, toda a sequência lógica seguida pela programação está ilustrada na Figura 31.

Figura 31 – Diagrama de blocos da ferramenta computacional.



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

5 ESTUDO DE CASO

A simulação e a análise da ferramenta computacional desenvolvida para este trabalho foram realizadas através de sua aplicação a um estudo de caso de uma usina hidrelétrica real, que atendesse às premissas básicas da pesquisa: valores de queda de referência e vazão de referência que permitissem o emprego tanto de turbinas do tipo Francis quanto de turbinas do tipo Kaplan e uma série de vazões afluentes que apresentasse muita variação em relação à vazão de referência do projeto.

O caso adotado para a aplicação da ferramenta computacional foi a Usina Hidrelétrica Sinop (UHE Sinop), prevista para o rio Teles Pires, no norte do Estado do Mato Grosso, e que faz parte da bacia do Rio Amazonas.

5.1 DESCRIÇÃO DA UHE SINOP

A UHE Sinop integra a divisão de quedas selecionada no âmbito do estudo de inventário do rio Teles Pires, aprovado pela ANEEL em julho de 2006. As usinas a jusante da UHE Sinop consideradas neste estudo de inventário são: Colíder, Teles Pires e São Manoel, no rio Teles Pires, e Chacorão, Jatobá e São Luiz do Tapajós, no rio Tapajós (BRASIL [d], 2010).

As características principais do aproveitamento hidrelétrico definidas nos estudos de inventário são: queda de referência igual a 24,5 m, vazão de referência igual a 596,20 m³/s, nível d'água normal de montante na elevação 300,00 m, nível mínimo d'água normal de montante na elevação 289,50 m e 3 unidades geradoras (BRASIL [d], 2010).

Os estudos de definição da potência instalada ótima da usina – iniciados uma vez que se determina o volume útil do reservatório – consistem, basicamente, na análise dos incrementos de Energia Firme decorrentes da variação da potência. A avaliação dos benefícios energéticos na cascata¹⁹ indica uma potência ótima a ser instalada da ordem de 400 MW (BRASIL [d], 2010).

A série de vazões naturais médias mensais do rio Teles Pires no local do aproveitamento da UHE Sinop, medida no período entre janeiro de 1931 e dezembro de 2006, é apresentada pela Tabela 4 a seguir.

¹⁹ Soma da Energia Firme da UHE Sinop com os incrementos de Energia Firme nas usinas de jusante.

Tabela 4 – Série de vazões naturais médias mensais em UHE Sinop.

Ano	Vazões Médias Mensais (m ³ /s)												Média Anual
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
1931	1169	1485	1730	936	848	694	562	464	424	661	829	1108	909
1932	1016	1251	1674	869	774	633	546	509	437	477	520	569	773
1933	2212	1383	943	1043	735	601	487	397	386	419	599	1934	928
1934	1276	1667	1481	1064	804	663	537	464	553	537	665	1328	920
1935	3217	1037	2199	1103	871	706	572	463	393	549	579	1148	1070
1936	857	2694	903	834	690	559	453	367	341	312	371	425	734
1937	1115	713	1675	1069	722	626	507	410	384	479	493	2390	882
1938	2635	1187	1010	840	733	594	481	389	334	1073	759	1103	928
1939	918	1335	985	814	685	611	537	435	418	455	1065	1320	798
1940	2184	2324	2821	1527	1006	815	665	539	470	482	1073	743	1221
⋮													
1983	1407	1830	1332	1149	744	610	479	412	385	524	681	1017	881
1984	1082	1038	1194	1094	804	557	457	407	417	466	618	1115	771
1985	1663	1645	1458	1338	925	632	514	428	406	525	627	666	902
1986	1370	1686	1469	1032	757	587	473	450	442	534	539	769	842
1987	1484	1400	1351	1092	736	532	429	381	357	369	673	1408	851
1988	1525	1454	1699	1366	887	621	489	410	368	400	681	1135	920
1989	1464	1852	1837	1477	942	642	539	470	438	417	540	1246	989
1990	1810	1582	1524	1207	843	602	517	525	533	665	743	898	954
1991	1303	1650	1757	1343	754	604	548	519	518	554	726	880	930
1992	1079	1643	1497	1360	839	684	548	477	539	579	811	1477	961
1993	1233	1628	1114	912	710	571	458	411	391	430	518	860	770
1994	1577	1321	1938	1317	911	744	573	455	405	468	566	766	920
1995	2328	2132	2056	1784	1394	887	638	533	486	504	649	1014	1200
1996	1423	1264	1480	1239	836	625	480	439	413	439	801	733	848
1997	1384	1954	1893	1285	890	691	524	439	400	424	532	946	947
1998	948	1234	1348	836	583	451	382	350	337	397	699	1199	730
1999	1710	1191	1584	900	653	493	419	360	361	361	545	888	789
2000	1239	1488	1851	1242	744	541	466	403	406	400	713	894	866
2001	901	904	1225	1028	699	556	450	391	396	514	642	1331	753
2002	1596	1488	1619	1174	765	587	493	427	424	431	586	756	862
2003	1464	1618	1677	1900	964	720	576	480	453	556	707	972	1007
2004	1392	2998	1634	1391	1013	752	663	556	498	579	770	842	1091
2005	1314	1423	1433	1158	760	592	513	438	427	514	656	1341	881
2006	2245	1577	1790	1936	986	751	615	505	494	713	874	1434	1160
Minima	750	713	717	636	516	418	339	331	272	312	371	425	627
Média	1533	1547	1554	1098	811	637	520	439	414	532	777	1222	924
Máxima	3455	2998	3858	1936	1394	887	665	556	553	1334	2241	4465	1289

Fonte: (Adaptado pelo autor a partir da Tabela 2 de MME/EPE, 2010).

5.2 DADOS DE ENTRADA E CENÁRIOS CONSIDERADOS NA ANÁLISE

Para todos os cálculos realizados pela ferramenta computacional, adotaram-se os valores de 95% e 92% para os rendimentos das turbinas do tipo Francis e do tipo Kaplan, respectivamente (MACINTYRE, 1983 e MME/EPE, 2010), além de uma carga de operação mensal de 660 h para cada máquina da usina.

O limite operacional adotado para as turbinas Francis foi 60% da vazão de referência (MELLO JÚNIOR, 2000) e para as turbinas Kaplan foi 35% da vazão de referência (BRASIL [d], 2010).

Para as vazões mensais afluentes foi adotada a série de valores médios indicados na penúltima linha da Tabela 4. O preço de venda da energia elétrica adotado foi 259,19 R\$/MWh (CCEE, 2015).

Estes dados de entrada utilizados para inicializar a ferramenta computacional são mostrados de forma agrupada na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Dados de entrada da UHE Sinop.

UHE Sinop		
Característica	Valor	Unidade
Potência total instalada	400	MW
Queda líquida de referência	24,5	m
Vazão unitária nominal de referência das turbinas	596,2	m ³ /s
Preço de venda da energia elétrica	259,19	R\$/MWh
Carga de operação mensal	660	h
Rendimento das turbinas Francis	95	%
Rendimento das turbinas Kaplan	92	%
Limite operacional das turbinas Francis	60	%
Limite operacional das turbinas Kaplan	35	%
Quantidade de máquinas	3	
Tipo das turbinas	Kaplan	

Fonte: (Elaborada pelo autor, 2015).

A aplicação da ferramenta computacional para o estudo de caso da UHE Sinop foi feita em duas fases distintas. Na primeira fase, fez-se a análise de 3 cenários distintos considerando o número real de máquinas da usina, ou seja, 3 máquinas. Estes 3 cenários analisados foram: todas as 3 turbinas sendo do tipo Kaplan, conforme o projeto real, todas as 3 turbinas sendo Francis e, finalmente, um cenário de aplicação combinada otimizada entre estes dois tipos de turbinas.

Na segunda fase da aplicação, fez-se a análise comparativa entre os cenários de aplicação combinada otimizada entre os dois tipos de turbinas abordados considerando situações hipotéticas relativas ao número de máquinas, isto é, explorou-se todas as possibilidades de número de máquinas permitidas pela ferramenta computacional – de 2 até 10 máquinas – comparando-se os resultados finais gerados pela ferramenta.

5.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir são apresentados os resultados do estudo de caso mencionado no capítulo anterior, gerados pela ferramenta computacional desenvolvida para este trabalho conforme a metodologia proposta nesta dissertação.

O objetivo do resultado final da análise é identificar o cenário que apresente a melhor relação custo *versus* benefício, do ponto de vista técnico e econômico, para o tipo de turbina a ser empregado para cada máquina da usina hidrelétrica estudada.

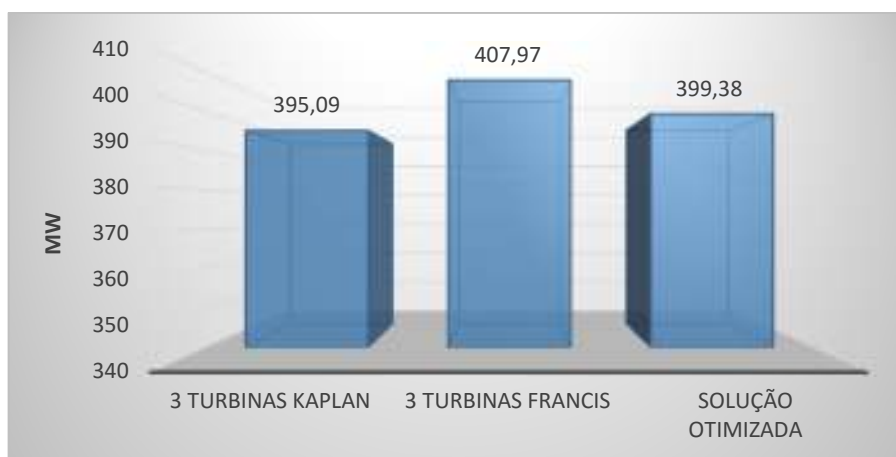
Cabe aqui a observação de que o modelo matemático proposto neste trabalho, e inserido na ferramenta computacional, considera apenas o custo de implantação das turbinas, desconsiderando os demais custos envolvidos na construção da usina, como por exemplo os custos das obras civis e demais equipamentos eletromecânicos.

5.3.1 Resultados da Primeira Fase

Para a primeira fase da análise, na qual considerou-se o número de máquinas real da usina, isto é, 3 máquinas, o cenário ótimo combinado indicado pela ferramenta computacional foi a aplicação de turbinas do tipo Kaplan para as unidades geradoras 1 e 2 e a aplicação de turbina do tipo Francis para a unidade geradora 3.

Como os valores utilizados para os rendimentos dos dois tipos de turbinas foram diferentes entre si, houve um pequeno desvio encontrado nos valores de potência total instalada [MW] para cada um dos 3 cenários estudados, conforme mostrado na Figura 32.

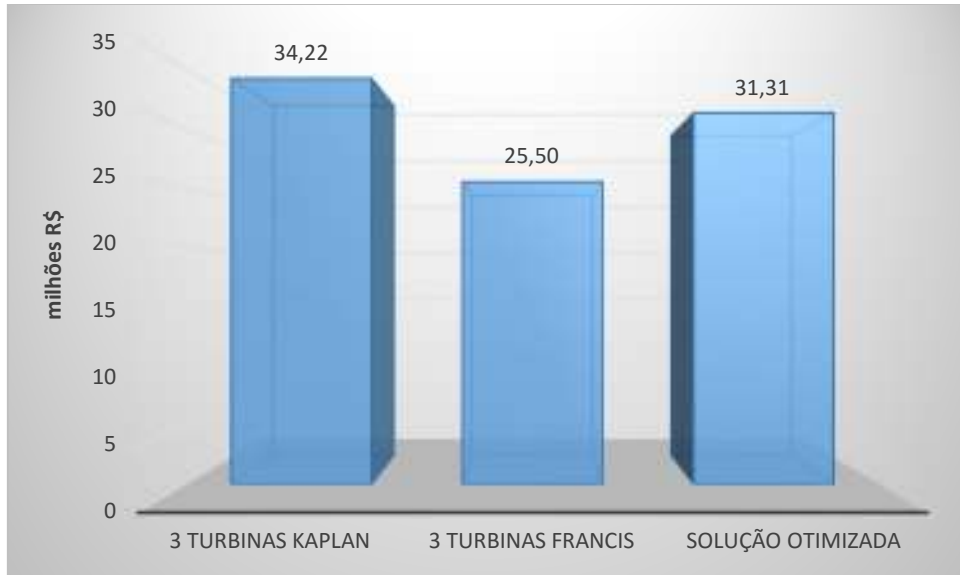
Figura 28 – Potência total instalada para os cenários com 3 turbinas.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

Os valores de investimento total para implantação das turbinas [milhões R\$] para cada um dos 3 cenários estudados são apresentados na Figura 33.

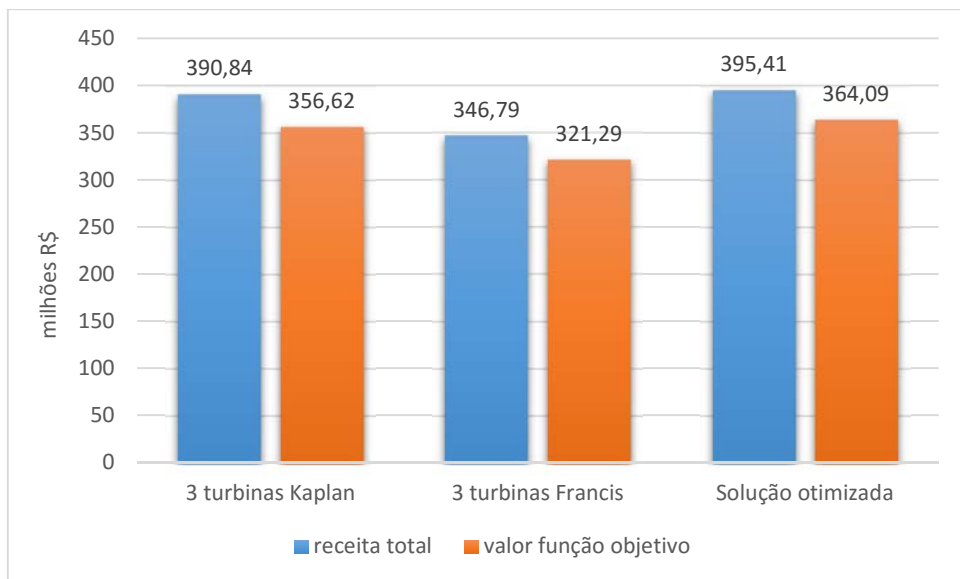
Figura 29 – Custo total de instalação das turbinas para os cenários com 3 turbinas.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

A receita total gerada pelo funcionamento das turbinas [milhões R\$] ao final de um ano e os valores obtidos para a função objetivo [milhões R\$], também ao final de um ano de operação da usina, para os 3 cenários estudados são apresentados na Figura 34.

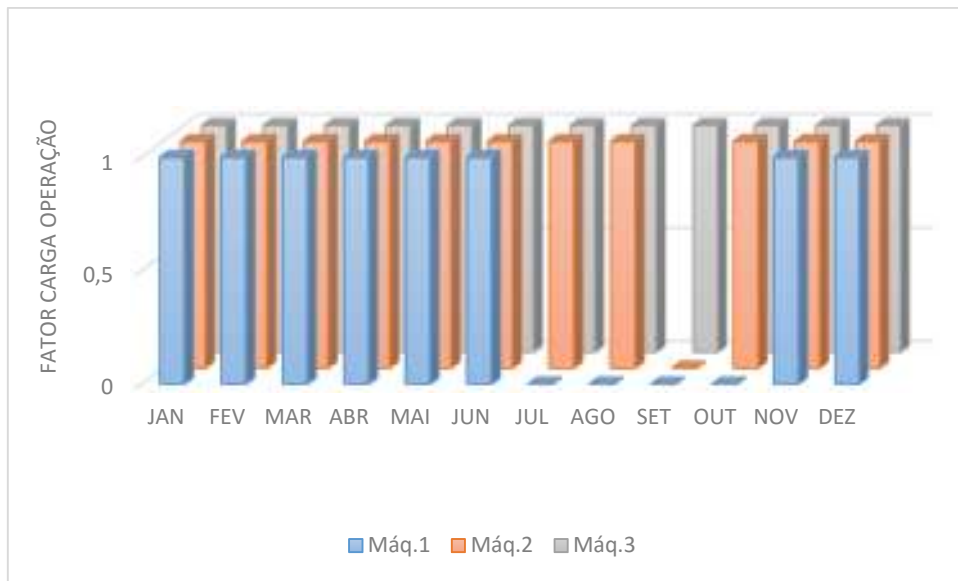
Figura 30 – Receita total anual e valores da função objetivo para os cenários com 3 turbinas.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

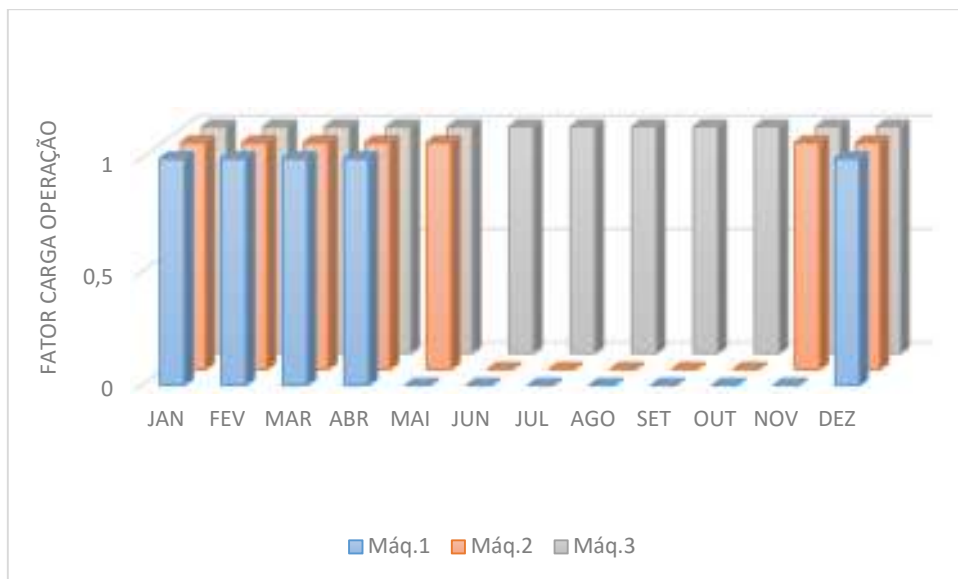
A seguir são apresentados os fatores de operação de cada turbina para cada um dos 3 cenários estudados – conforme Figuras 35, 36 e 37 – em função das vazões afluentes disponíveis mês a mês. Dentro do modelo matemático elaborado, estes fatores de operação são multiplicados pela carga de horas de funcionamento das turbinas naquele mês. Assim, as unidades geradoras que apresentam fator de operação igual a 1 terão seu regime de operação igual a 660 h.

Figura 31 – Fator de carga de operação para o cenário com 3 turbinas do tipo Kaplan.



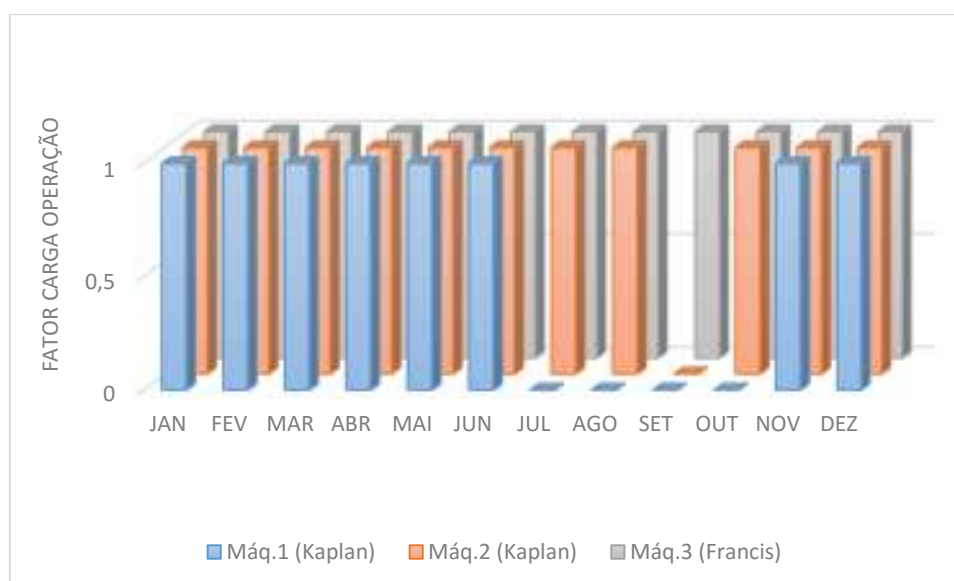
Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 32 – Fator de carga de operação para o cenário com 3 turbinas do tipo Francis.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 33 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

Pode-se observar que os cenários mostrados na Figura 35 (3 turbinas do tipo Kaplan) e na Figura 37 (otimizado) são idênticos entre si e superiores ao cenário mostrado na Figura 36 (3 turbinas do tipo Francis), mas, uma vez que o custo de implantação da turbina do tipo Francis é inferior ao da turbina do tipo Kaplan, fica ressaltada a maximização efetuada pela ferramenta computacional.

Isto também pode ser notado pelos valores da função objetivo mostrados na Figura 34, já que o valor calculado para a solução otimizada é cerca de 7,4 milhões de reais superior ao do cenário real com 3 turbinas do tipo Kaplan e cerca de 42,7 milhões de reais superior ao do cenário com 3 turbinas do tipo Francis.

5.3.2 Resultados da Segunda Fase

Para a segunda fase da análise – na qual foi realizada a análise comparativa entre os cenários de aplicação combinada otimizada dos dois tipos de turbinas abordados considerando situações hipotéticas relativas a todos os números de máquinas permitidos pela ferramenta computacional – os cenários otimizados calculados pela ferramenta computacional indicaram sempre a aplicação de turbinas do tipo Francis para as últimas unidades geradoras, exceto para o cenário de apenas 2 máquinas (para o qual o cálculo realizado pela ferramenta computacional indicou apenas a aplicação de turbinas do tipo Kaplan).

Tal característica – aplicação de turbinas do tipo Francis para as últimas unidades geradoras, em função do aproveitamento das vazões não utilizadas pelas primeiras unidades geradoras – condiz com a proposta de programação utilizada para a ferramenta computacional e descrita no capítulo 4. O tipo indicado pela ferramenta computacional para cada turbina de cada um dos cenários estudados é mostrado pela Tabela 6.

Tabela 6 – Tipos de turbina calculados para cada UG de cada cenário estudado.

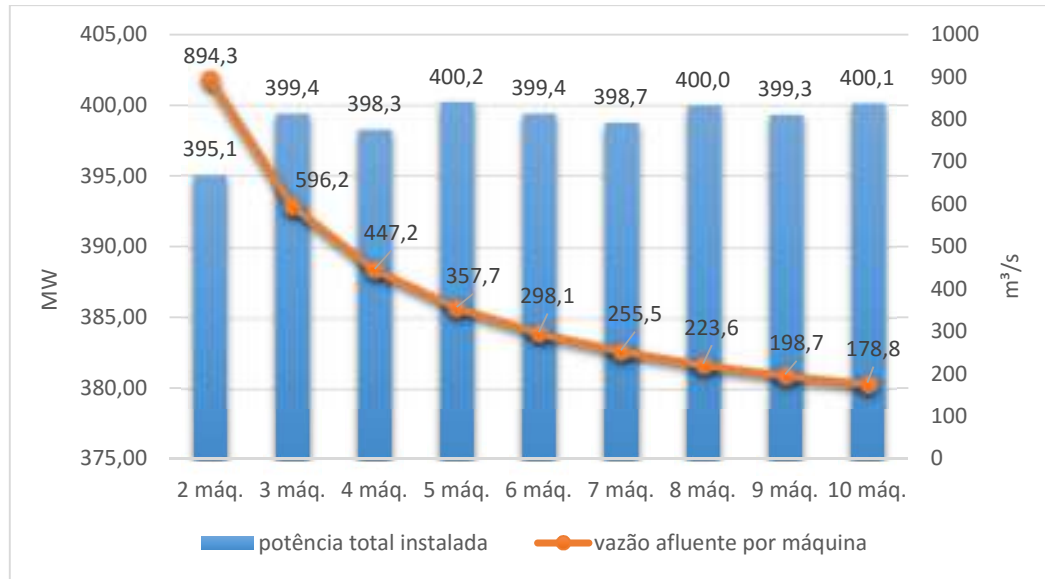
	QTDE. MÁQ. KAPLAN (N°. TURBINA)	QTDE. MÁQ. FRANCIS (N°. TURBINA)	POTÊNCIA DE CADA MÁQ. KAPLAN [MW]	POTÊNCIA DE CADA MÁQ. FRANCIS [MW]
2 MÁQUINAS	2 (TURBINAS 1 E 2)	0	197,54	203,99
3 MÁQUINAS	2 (TURBINAS 1 E 2)	1 (TURBINA 3)	131,70	135,99
4 MÁQUINAS	3 (TURBINAS 1 A 3)	1 (TURBINA 4)	98,76	101,98
5 MÁQUINAS	3 (TURBINAS 1 A 3)	2 (TURBINAS 4 E 5)	79,01	81,59
6 MÁQUINAS	4 (TURBINAS 1 A 4)	2 (TURBINAS 5 E 6)	65,85	68,00
7 MÁQUINAS	5 (TURBINAS 1 A 5)	2 (TURBINAS 6 E 7)	56,44	58,28
8 MÁQUINAS	5 (TURBINAS 1 A 5)	3 (TURBINAS 6 A 8)	49,39	51,00
9 MÁQUINAS	6 (TURBINAS 1 A 6)	3 (TURBINAS 7 A 9)	43,89	45,32
10 MÁQUINAS	6 (TURBINAS 1 A 6)	4 (TURBINAS 7 A 10)	39,50	40,78

Fonte: (Elaborada pelo autor).

Como a potência ótima indicada a ser instalada na UHE Sinop é de 400 MW (BRASIL [d], 2010), as vazões adotadas para os todos os cenários indicados acima – exceto o cenário de 3 máquinas, que segue os dados reais da usina – foram calculadas de modo a aproximar o valor de potência instalada para cada um dos cenários do valor ótimo oficial real indicado para a usina.

Todos estes valores de vazão afluyente unitária [m^3/s] considerados para cada um dos cenários estudados, assim como os valores de potência total instalada [MW] calculados para cada cenário são mostrados na Figura 38.

Figura 34 – Vazão afluyente unitária e potência total instalada para cada cenário estudado.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

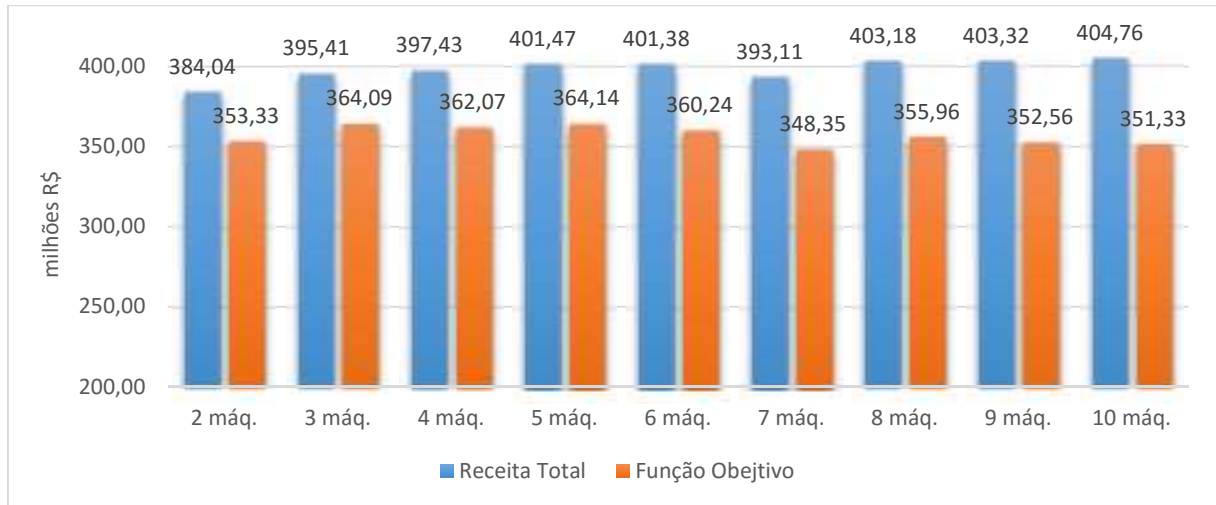
Os valores de investimento total para implantação das turbinas [milhões R\$] para cada cenário estudado são mostrados na Figura 39 a seguir. Já a Figura 40 apresenta a receita total gerada pelo funcionamento das turbinas [milhões R\$] ao final de um ano e os valores obtidos para a função objetivo [milhões R\$], também ao final de um ano de operação da usina, para cada um dos cenários estudados.

Figura 35 – Custo total de instalação das turbinas para cada cenário.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 40 – Receita total anual e valores da função objetivo para cada cenário.

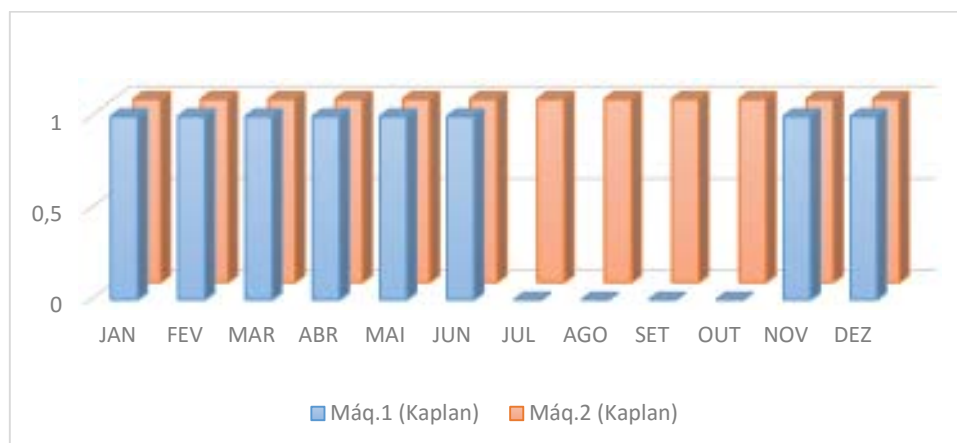


Fonte: (Elaborada pelo autor).

Pode-se perceber que os cenários de 3 máquinas e 5 máquinas apresentam os maiores valores maximizados para a função objetivo e praticamente iguais entre si – aproximadamente 364 milhões de reais. Entretanto, o cenário de 3 máquinas possui um valor de investimento para a implantação das turbinas cerca de 6 milhões menor em relação ao cenário de 5 máquinas. Deste modo, a opção com 3 máquinas – sendo as duas primeiras do tipo Kaplan e a terceira do tipo Francis – se confirma como a melhor dentre todas calculadas pela ferramenta computacional.

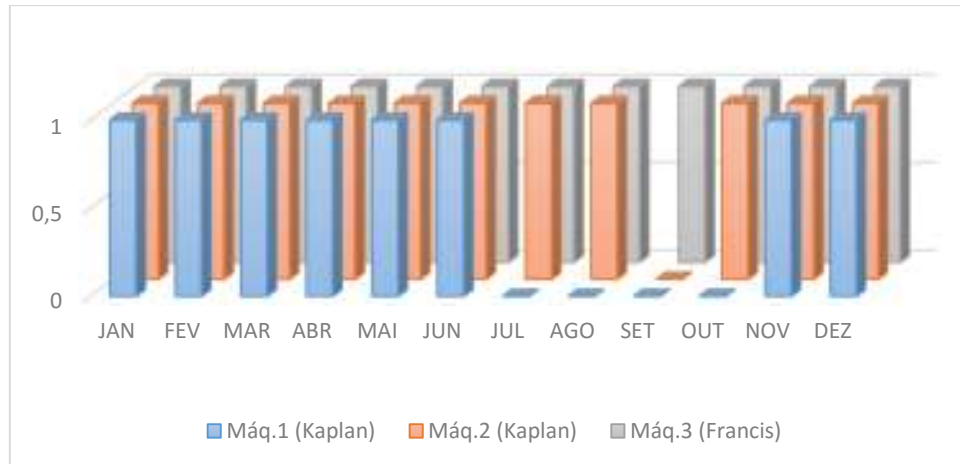
Seguindo a mesma sistemática utilizada para a primeira fase da análise, a seguir são apresentados os fatores de operação de cada turbina para cada um dos cenários estudados – Figuras 41 a 49 – em função das vazões afluentes disponíveis mês a mês.

Figura 41 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 2 máquinas.



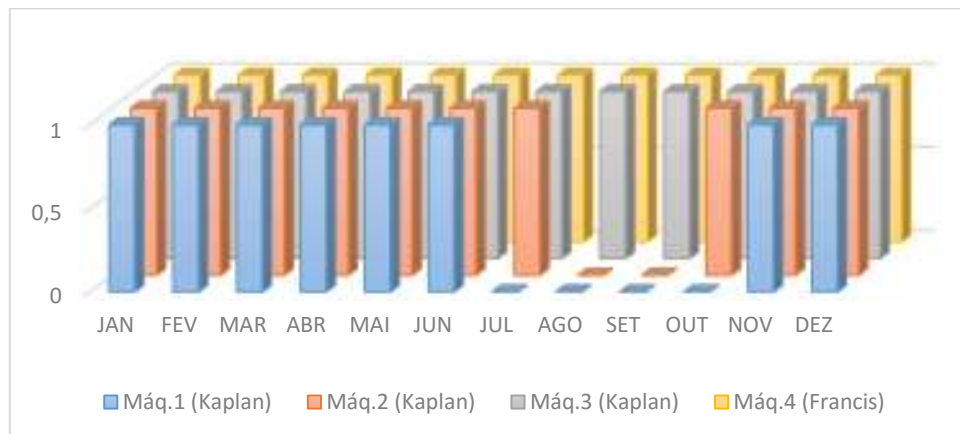
Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 36 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 3 máquinas.



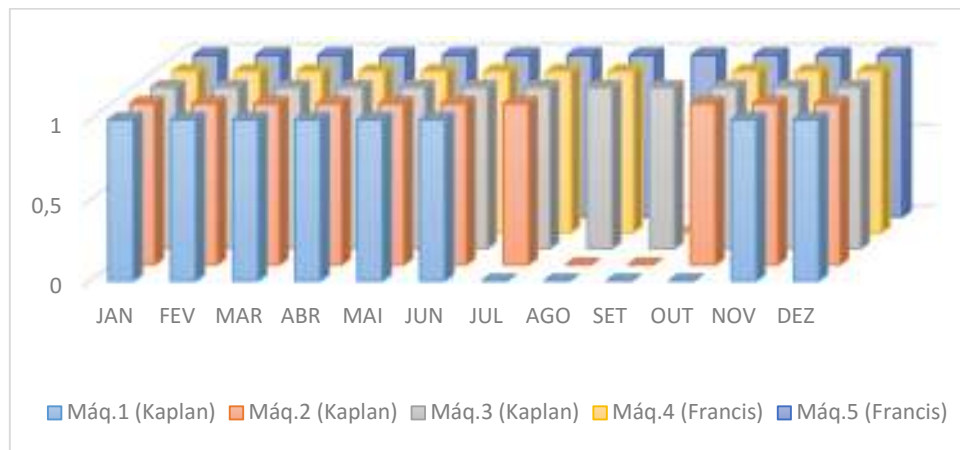
Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 37 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 4 máquinas.



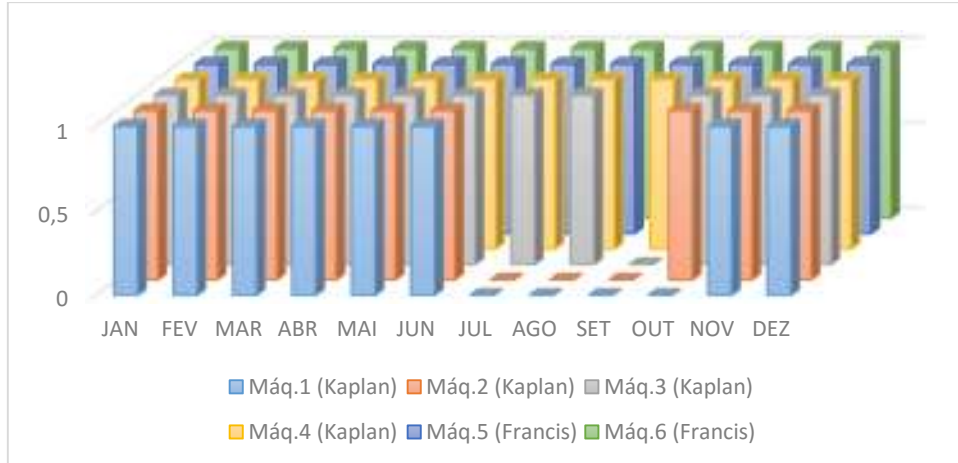
Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 38 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 5 máquinas.



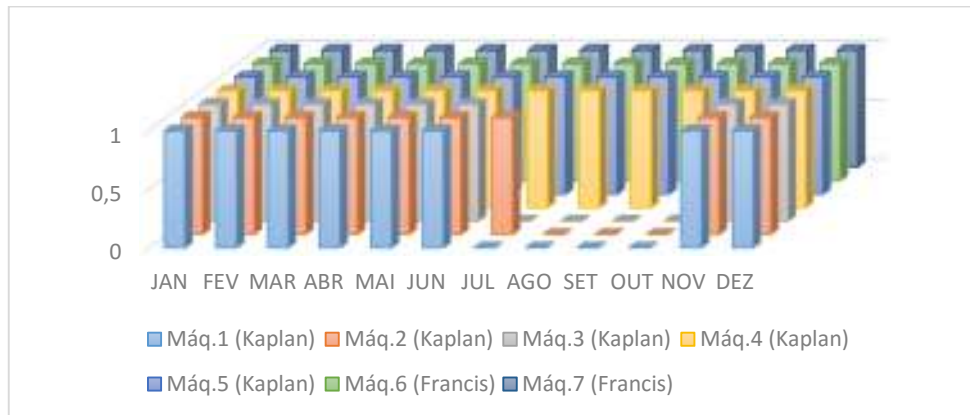
Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 39 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 6 máquinas.



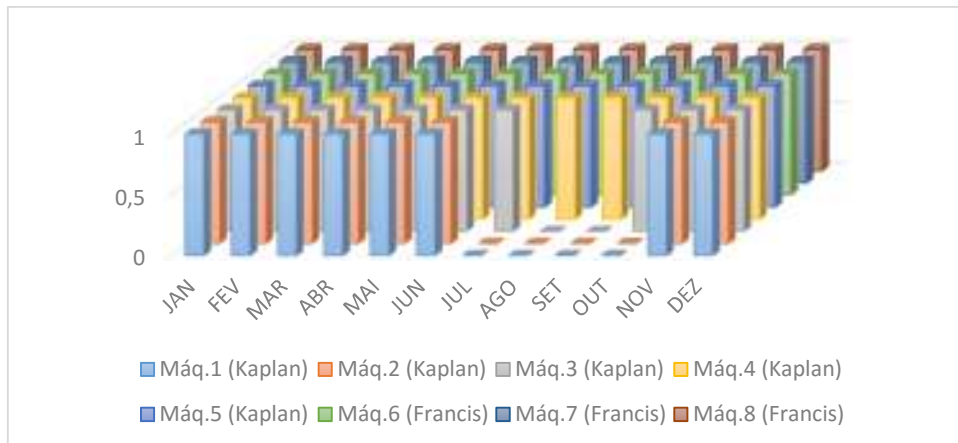
Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 40 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 7 máquinas.



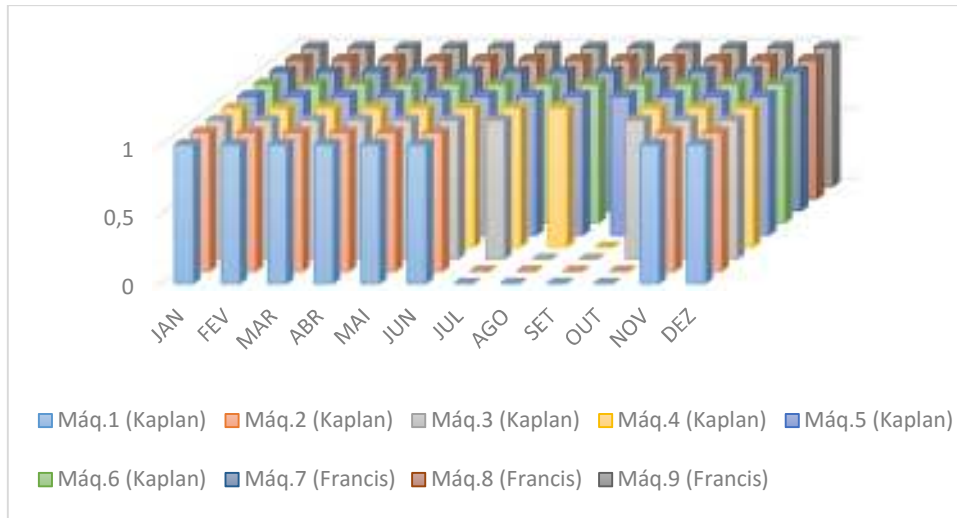
Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 41 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 8 máquinas.



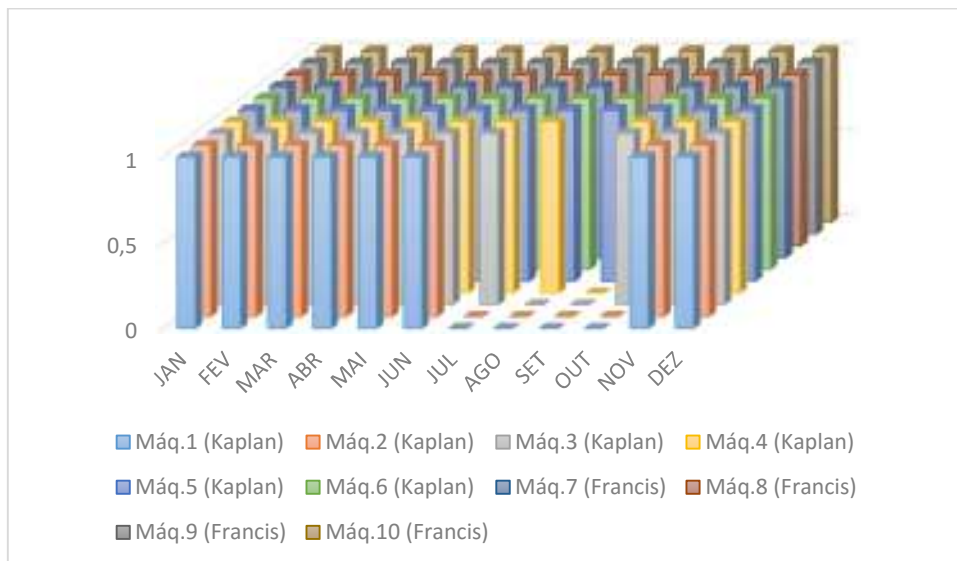
Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 42 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 9 máquinas.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

Figura 43 – Fator de carga de operação para o cenário otimizado com 10 máquinas.



Fonte: (Elaborada pelo autor).

Como a ferramenta computacional busca maximizar o funcionamento das últimas unidades geradoras da usina em função da utilização da vazão não aproveitada pelas primeiras unidades geradoras, e como, em função desta particularidade, as últimas unidades geradoras tenderão a ser compostas por turbinas do tipo Francis, em decorrência do menor custo de investimento deste tipo de turbina, essas turbinas apenas ficarão desativadas no mês de setembro para os cenários com 5 máquinas (turbina número 4) e com 10 máquinas (turbina número 7).

A maior parte da variação das vazões afluentes apresentadas ao longo do ano será absorvida pela capacidade operacional mais ampla das turbinas do tipo Kaplan aplicadas nas primeiras unidades de cada um dos cenários estudados.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho dedicou-se à elaboração de uma modelagem matemática que permitisse a análise energética e econômica do uso de um potencial hidráulico utilizando diferentes tipos de turbinas. Esta modelagem proposta foi criada como uma ferramenta computacional – utilizando a linguagem de programação do software LINGO® – que permitiu a realização da análise energética e econômica de um empreendimento hidrelétrico real do mercado nacional, considerando os dados básicos disponíveis em documentos públicos do Governo Federal.

Do ponto de vista da modelagem matemática proposta e da ferramenta computacional desenvolvida, conclui-se que:

- Os resultados obtidos foram satisfatórios e estão alinhados aos objetivos propostos inicialmente para a dissertação;
- A comparação entre os resultados obtidos pela aplicação da ferramenta computacional desenvolvida e os resultados dos estudos realizados pelos órgãos competentes do Governo Federal demonstra que ambos são compatíveis entre si, o que dá credibilidade à modelagem proposta, tanto sob a ótica da análise energética quanto da análise econômica;
- O objetivo de desenvolver uma ferramenta computacional de fácil interação com o usuário e que permitisse a análise de eficiência energética e econômica de um potencial hidráulico que comporte tanto a utilização de turbinas do tipo Francis quanto do tipo Kaplan, foi alcançado com êxito;
- Também foram alcançados com sucesso os dois objetivos secundários deste trabalho, isto é, utilizar a ferramenta computacional para executar a análise de um caso real comparando um cenário que considere somente a aplicação de turbinas do tipo Francis contra um cenário que considere somente a aplicação de turbinas do tipo Kaplan, além de calcular a solução ótima para uma aplicação combinada entre os dois tipos de turbinas;
- Além do êxito da aplicação da ferramenta computacional em relação aos objetivos básicos propostos, fez-se uma expansão destes objetivos e aplicou-se a ferramenta – mais uma vez obtendo-se bons resultados – para análise de cenários hipotéticos considerando diferentes números de unidades geradoras para o caso real estudado.
- A maneira empregada para a apresentação dos resultados obtidos é adequada, uma vez que utiliza tabelas e gráficos que permitem uma rápida leitura e interpretação

das variáveis e valores mais importantes para a tomada de decisão por parte do usuário da ferramenta computacional.

- Em relação aos resultados obtidos nas análises do estudo do caso real abordado, ficou evidenciado que os cenários que apresentam maior valor de potência gerada ou maior número de máquinas instaladas nem sempre caracterizam a melhor solução do ponto de vista econômico do empreendimento, o que evidencia a importância da necessidade dos estudos de viabilidade tanto energética quanto econômica destes empreendimentos.

Finalmente, pode-se concluir que a dissertação apresentada contribui tanto para a área acadêmica quanto para a área comercial, uma vez que a modelagem matemática proposta e a ferramenta computacional desenvolvida podem ser aplicadas por estudantes, pesquisadores e profissionais de empresas da área de geração hidrelétrica, auxiliando na tomada de decisão quanto à escolha do tipo de turbina a ser empregado para uma determinada central hidrelétrica.

Como sugestões para trabalhos futuros, têm-se:

- Desenvolvimento de uma ferramenta computacional que execute a generalização do programa desenvolvido para qualquer número n de unidades geradoras para a central hidrelétrica a ser estudada;
- Incorporação das equações para os cálculos dos demais valores associados ao investimento de implantação de uma central hidrelétrica, tanto das obras civis quanto dos demais equipamentos eletromecânicos, de modo que se obtenha uma visão mais abrangente da relação custo *versus* benefício para o projeto final;
- Expansão da abordagem da ferramenta computacional de modo a promover o cálculo de fatores que levem à cenários de otimização do retorno econômico do empreendimento (como por exemplo TIR, VPL e Payback Time);
- Inclusão na formulação do problema de otimização aspectos relativos à confiabilidade da geração de energia, uma vez que para a solução otimizada com 5 máquina, mesmo considerando seu custo de implantação, a parada de uma unidade geradora representa a perda de 80 MW, ao passo que para a solução com 3 máquinas a parada de uma unidade geradora representa a perda de 130 MW, isto é, 50 MW a mais;
- Implementação de uma metodologia de análise de impactos socioambientais com o objetivo de complementar os estudos de viabilidade das centrais hidrelétricas a serem consideradas futuramente.

REFERÊNCIAS

ALSTOM. Press centre home. **teles_pires.JPEG**. 2014. 1417x945 pixels. 316,77 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <<http://www.alstom.com/pt/press-centre/2014/6/rotor-da-alstom-esta-a-30-dias-de-seu-destino-final-a-usina-hidreletrica-teles-pires/>>. Acesso em: 20 abr. 2015.

AGGIDIS, G. A.; ZIDONIS, A. Hydro turbine prototype testing and generation of performance curves: fully automated approach. **Renewable Energy**, v. 71, p. 433-441, jun. 2014.

BRASIL [a]. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3ª ed. Brasília: ANEEL, 2008. 236 p.

BRASIL [b]. Ministério de Minas e Energia, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual de inventário hidroelétrico de bacias hidrográficas**. Edição 2007. Rio de Janeiro: E-papers, 2007. 684 p.

BRASIL [c]. Ministério de Minas e Energia, Centrais Elétricas Brasileiras S. A., **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas hidrelétricas**. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 2000, 458 p.

BRASIL [d]. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Modelagem energética da UHE SINOP**. Brasília: MME/EPE, 2010. 29 p.

BRASIL [e]. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia 2023**. Brasília: MME/EPE, 2014. 434 p.

BRASIL [f]. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano nacional de energia 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2007. 408 p.

BRASIL [g]. Ministério do Meio Ambiente, Agência Nacional de Águas. **Disponibilidade e demandas de recursos hídricos no Brasil**. Brasília: MMA/ANA, 2005. 134 p.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Informações ao mercado. Info leilão. 2015. n. 013. **21º leilão de energia nova (A-5)**. 30 de abril de 2015. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?aba=aba_info_leilao&_afLoop=207774232239730#%40%3Faba%3Daba_info_leilao%26_afLoop%3D207774232239730%26_adf.ctrl-state%3Dp1ekmuvoq_45>. Acesso em: 06 mai, 2015.

CEFET-MG. Engenharia de Produção Civil. Laboratório de Física. **Tipos de turbinas: principais diferenças**. 2009. Disponível em: <http://labfis22009.zip.net/arch2009-09-20_2009-09-26.html>. Acesso em: 20 abr. 2015.

CONEXÃO TOCANTINS. Estator da 1ª unidade geradora e primeiras comportas da UHE Estreito são instaladas. **8850-66x50-bestfit. JPG**. 2010. 898x600 pixels. 86,69 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <[http://conexaoto.com.br/2010/04/16/estator-da-1a-unidade-geradora-e-primeiras-comportas-da-uhe-estreito-sao-instaladas#pp\[noticia\]/1/](http://conexaoto.com.br/2010/04/16/estator-da-1a-unidade-geradora-e-primeiras-comportas-da-uhe-estreito-sao-instaladas#pp[noticia]/1/)>. Acesso em: 26 abr. 2015.

CORDOVA, M. M.; FINARDI, E. C.; RIBAS, F. A. C.; MATOS, V. L.; SCUZZIATO, M. R. Performance evaluation and energy production optimization in the real-time operation of hydropower plants. **Electric Power Systems Research**, v. 116, p. 201-207, jul. 2014.

COSTA, A. S. **Turbinas hidráulicas e condutos forçados**. Universidade Federal de Santa Catarina. Grupo de Sistemas de Potência. Departamento de Engenharia Elétrica. 2003. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoies/dincont/turb-hidr-2003.pdf>>. Acesso em: 05 dez. 2015.

DALE, A. T.; LUCENA, A. F. P.; MARRIOTT, J.; BORBA, B. S. M. C.; SCHAEFFER, R.; BILEC, M. M. Modeling future life-cycle greenhouse gas emission and environmental impacts of electricity in Brazil. **Energy**, v. 6, p. 3182-3208, jul. 2013.

ELBATRAN, A.H.; YAAKOB, O. B.; AHMED, Y. M.; SHABARA, H. M. Operation, performance and economic analysis of low head micro-hydropower turbines for rural and remote areas: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 43, p. 40-50, nov. 2014.

ENCYCLOPEDIA OF ALTERNATIVE ENERGY. The worlds of David Darling. **deriaz_turbine.JPEG**. 2014. 282x200 pixels. 27,68 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <http://www.daviddarling.info/encyclopedia/D/AE_Deriaz_turbine.html>. Acesso em: 19 abr. 2015.

ENCYCLOPEDIA OF ALTERNATIVE ENERGY. The worlds of David Darling. **bulb_turbine.jpg**. 2015. 260x204 pixels. 27,8 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <http://www.daviddarling.info/encyclopedia/B/AE_bulb_turbine.html>. Acesso em: 12 set. 2015.

HACKER. Turbinas Hidráulicas. **turbinas_hidraulicas.gif**. 2015. 540x488 pixels. 63,2 Kb. Formato: GIF bitmap. Disponível em: <http://www.hacker.ind.br/produtos_turbinas_hidraulicas.php>. Acesso em: 12 set. 2015.

HIDRELÉTRICA TELES PIRES. Energia eficiente. **DSC00097.JPG**. 2014. 1024x768 pixels. 173,27 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <<http://www.uhetelespires.com.br/site/?s=canteiro+de+obras++usina+teles+pires#body>>. Acesso em: 26 abr. 2015.

HYDRO QUÉBEC. Groupe turbine-alternateur. **vitesse-rotation-constante.JPEG**. 2015. 223x235 pixels. 22,37 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <<http://www.hydroquebec.com/learning/hydroelectricite/turbine-alternateur.html>>. Acessado em: 20 abr. 2015.

INEPAR. IESA participa dos mais importantes empreendimentos de energia elétrica do mundo. **func_hidreletrica.JPEG**. 2011. 820x519 pixels. 68,23 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <http://www.inepar.com.br/not_uhe_santonio.htm>. Acesso em: 17 abr. 2015.

ITAIPU BINACIONAL. Unidades geradoras. **unidade-geradora01.JPEG**. 2015. 460x800 pixels. 67,75 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/unidades-geradoras>>. Acesso em: 20 abr. 2015.

LIMA, J. M. **Usinas hidrelétricas: diretrizes básicas para proteção e controle**. Rio de Janeiro: Synergia, 2009. 126 p.

LINDO SYSTEMS. **LINGO**: the modeling language and optimizer. Chicago: LINDO Systems Inc., 2013. 899 p.

MACINTYRE, A. J. **Máquinas Motrizes Hidráulicas**. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1983. 649 p.

MARENGO, J, A.; TOMASELLA, J.; NOBRE, C. A. Mudanças climáticas e recursos hídricos. In: BICUDO, C. E. M.; TUNDISI, J, G.; SCHEUENSTUHL, M. C. B. **Águas do Brasil: análises estratégicas**. São Paulo: Instituto de Botânica, 2010. 224 p. Disponível em: <<http://www.abc.org.br/IMG/pdf/doc-818.pdf>>. Acesso em: 17 abr. 2015.

MCGRAW-HILL EDUCATION. Fluid mechanics with engineering applications. **fin32020_1609.JPEG**. 2014. 500x370 pixels. 39,43 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <[http://www.mhhe.com/engcs/civil/finnemore/graphics/images/fin32020_ch16/Chapter 16 partA Figures161to/fin32020_1609_JPG.html](http://www.mhhe.com/engcs/civil/finnemore/graphics/images/fin32020_ch16/Chapter%2016%20partA%20Figures161to/fin32020_1609_JPG.html)>. Acesso em: 20 abr. 2015.

MELLO JÚNIOR, A. G. **A turbina de fluxo cruzado (Michell-Banki) como opção para centrais hidráulicas de pequeno porte**. 2000. 277 f. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

RODRIGUES, A. C. **Elaboração de uma metodologia para análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de usinas hidrelétricas com aproveitamento de baixa queda**. 2014. 164 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica – Transmissão e Conversão de Energia). Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.

SALES, J. C.; MENDONÇA, K. M.; MACIEL, N. G. As pequenas centrais hidrelétricas no Ceará. **PCH Notícias & SHP News**, ano 12, n. 47, p. 35-40, dez. 2010.

SANTOLIN, A.; CAVAZZINI, G.; PAVESI, G.; ARDIZZON, G.; ROSSETTI, A. Techno-economical method for the capacity sizing of a small hydropower plant. **Energy Conversion and Management**, v. 52, p. 2533-2541, jul. 2011.

SIMONE, G. A. **Centrais e aproveitamentos hidrelétricos: uma introdução ao estudo**. 1ª ed. São Paulo: Érica, 2000. 245 p.

SIQUEIRA, R. B. P. **Construção de diagramas de custos para PCH incorporando turbinas de mercado**. 2006. 150 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica – Transmissão e Conversão de Energia). Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2006.

SOITO, J. L. S.; FREITAS, M. A. V. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 3165-3177, aug. 2011.

WESTIN, F. F.; SANTOS, M. A.; MARTINS, I. D. Hydropower expansion and analysis of the use of strategic and integrated environmental assessment tools in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 37, p. 750-761, sep. 2014.

WIKIPEDIA. The free encyclopedia. Cross-flow turbine. **ossberger_turbine_runner.JPEG**. 2014. 1024x682 pixels. 112,05 Kb. Formato: JPEG bitmap. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Cross-flow_turbine>. Acesso em: 20 abr. 2015.

WIKIMEDIA COMMONS. The free media repository. **propeller_turbine.JPG**. 2015. 625x491 pixels. 32,45 Kb. Formato: JPG bitmap. Disponível em: <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Propeller_Turbine.jpg>. Acesso em: 20 abr. 2015.