

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

**CARLOS RALDIERES LEITE**

**PERDA DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO EM CENTRAIS HIDRELÉTRICAS POR  
EFEITO DA EVOLUÇÃO TEMPORAL DA RUGOSIDADE DO CIRCUITO  
HIDRÁULICO DA INSTALAÇÃO**

**ITAJUBÁ**  
**2020**

**CARLOS RALDIERES LEITE**

**PERDA DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO EM CENTRAIS HIDRELÉTRICAS POR  
EFEITO DA EVOLUÇÃO TEMPORAL DA RUGOSIDADE DO CIRCUITO  
HIDRÁULICO DA INSTALAÇÃO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo.  
Orientador: Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez.

**ITAJUBÁ  
2020**

**CARLOS RALDIERES LEITE**

**PERDA DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO EM CENTRAIS HIDRELÉTRICAS POR  
EFEITO DA EVOLUÇÃO TEMPORAL DA RUGOSIDADE DO CIRCUITO  
HIDRÁULICO DA INSTALAÇÃO**

Dissertação defendida e aprovada em \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2020.

**BANCA EXAMINADORA:**

---

**Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez**

---

**Prof. Dra. Mirian de Lourdes Noronha Motta Melo**

---

**Prof. Dra. Edna Maria de Faria Viana**

---

**Prof. Dr. Frederico Fábio Mauad**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**2020**

A Deus, que sempre esteve ao meu lado, me guiando e me iluminando a atingir meus objetivos pessoais e profissionais.

Às pessoas mais importantes da minha vida: minha mãe Benigna e meu pai Antônio. Este trabalho também é de vocês. Obrigado pela dedicação e apoio desde sempre e para sempre.

Às minhas irmãs Carla, Rozi, Regilene, Rozania e Romenia que são não só minha base familiar, mas também meu espelho de futuro.

Aos meus sobrinhos Thiago, Thales, Letícia, Lara, Davi, Benício e Mateus que, mesmo com a pouca idade, são o bem mais precioso de minha família.

À namorada Isabelle, por estar sempre presente, me fortalecendo e ajudando nos momentos necessários.

A todos amigos que me ajudaram de alguma forma ao longo desta jornada, meu sincero obrigado. Vocês são parte desta conquista.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, por estar presente durante toda minha caminhada, me mostrando sempre o caminho correto a seguir, sendo luz nos momentos obscuros e vida para me dar a oportunidade de concluir este trabalho.

Agradeço ao Professor e Orientador Dr. Carlos Barreira Martinez, por todo o apoio durante a execução deste trabalho e pelo conhecimento adquirido ao longo das aulas e inúmeras conversas educadoras, e ainda pelos conselhos de vida e principalmente à amizade adquirida ao longo desta jornada. Tenho certeza de que esta amizade não termina aqui. Meu sincero obrigado.

Por fim agradeço aos colegas do Laboratório Termo-Hydroelectro (LTHE), Adriano, Allan, Fagner e Jiemys, que acompanharam os desafios desta jornada. Sempre estarão em minhas memórias. Agradeço também ao colega da UFMG Glycon Pena de Souza Barros que fez as medições em campo na CGH Pacífico Mascarenhas.

## RESUMO

O Brasil vem se destacando ao longo dos anos por ser um dos países que mais se desenvolve em termos de geração de energia elétrica através de fontes renováveis, dentre estas fontes estão aquelas cuja geração se dá através do movimento das águas em conjunto com obras civis denominadas por Usinas Hidrelétricas, sendo estas de pequeno, médio e grande portes. Neste processo de geração pode haver perdas, sendo que estas podem ser estimadas via estudo das vazões dos mananciais ao longo dos períodos mais rigorosos dos anos em conjunto com fatores internos da própria instalação geradora. Portanto, este trabalho apresenta um estudo da redução da energia elétrica gerada em algumas unidades geradoras devido ao envelhecimento de tubulações forçadas da instalação e conseqüentemente aumento da rugosidade superficial destas tubulações. Esta redução é calculada usando dados físicos da planta comparando com o período hidrológico crítico do sistema. Um aumento na perda de carga e conseqüente redução de capacidade de geração do sistema foi calculado através da evolução temporal da rugosidade interna das tubulações. Este estudo mostra os efeitos deste fenômeno descrito em termos de performance do sistema, ao longo dos anos.

**Palavras-chave:** Geração de energia elétrica, Usinas hidrelétricas, Envelhecimento de tubulações forçadas, Perda de carga, Evolução temporal da rugosidade interna das tubulações.

## **ABSTRACT**

Brazil has been on the spotlight since it is a country investing more and more in terms of generating electric energy by renewable sources. Building a Hydroelectric Power Plants of small medium and big capacities using the water movements is one of the most effective way of generating clean electric power. Then, it is possible to estimate future and past electric generation gain and losses correlating both data from the water critical periods and power plant installations. This paper presents a study of the reduction of hydroelectric energy generation for some Hydropower Generating Plants, due to the aging of forced pipes lead by the increase of the roughness of these pipes. This reduction is calculated using physical data from the plant, when compared to a generation scenario within the critical hydrological period of the system. An increase of the load loss and consequent reduction of the system power capacity was calculated from the pipes roughness temporal and internal evolution. Then, this study shows the effects of the phenomenon described above in terms of system performance throughout the years.

**Keywords:** Electric energy generation, Hydropower Generating Plant, Aging of Forced Pipes, Load Loss, Pipes Roughness Temporal Evolution.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – CGH Simonésia/Minas Gerais .....	16
Figura 2 – PCH Riacho Preto – Dianópolis/Tocantins.....	17
Figura 3 – UHE Itaipu – Foz do Iguaçu/Paraná .....	17
Figura 4 – Esquema simplificado de um Barramento .....	18
Figura 5 – Rendimento da turbina em função da % da potência.....	26
Figura 6 – Representação esquemática do fluviograma e respectiva curva de permanência ...	30
Figura 7 – Elementos de uma Usina Hidrelétrica.....	35
Figura 8 – Valor da Perda de carga percentual ( $\Delta h\%$ ) numa instalação hidrelétrica em função da queda bruta.....	37
Figura 9 – Fluxograma para cálculo da diferença da Energia Firme no ano 01 e no ano n .....	39
Figura 10 – Barramento existente.....	40
Figura 11 – Esquema da adução da CGH.....	41
Figura 12 – Perfil do sistema de adução da CGH .....	41
Figura 13 – Vista de montante da tomada d’água da CGH.....	43
Figura 14 – Vista de jusante da tomada d’água da CGH.....	43
Figura 15 – Detalhe da válvula gaveta na entrada da tubulação de baixa pressão .....	45
Figura 16 – Detalhe da curva C1 da tubulação de baixa pressão da CGH.....	46
Figura 17 – Detalhe da chaminé de equilíbrio da CGH .....	47
Figura 18 – Detalhe da instalação do medidor ultrassônico e do display do equipamento.....	48
Figura 19 – Aumento temporal de rugosidade desta tubulação forçada de acordo com Lima (2018) .....	50
Figura 20 – Curvas de rendimento em função da porcentagem de varga das turbinas das PCH Ervália, Perimbó e Buritis. ....	52
Figura 21 – Geração da PCH Ervália para o ano 0.....	60
Figura 22 – Geração da PCH Ervália para o ano 56.....	60
Figura 23 – Geração da CGH Perimbó para o ano 0.....	61
Figura 24 – Geração da CGH Perimbó para o ano 56.....	61
Figura 25 – Geração da CGH Buritis para o ano 0.....	62
Figura 26 – Geração da CGH Buritis para o ano 56.....	62
Figura 27 – Linha de tendência do aumento da perda de carga percentual em função da extensão da tubulação .....	64

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Erros percentuais máximos frente a equação de Colebrook – White .....	24
Tabela 2 – Faixa de Operação para Turbinas hidráulicas.....	28
Tabela 3 – Período Crítico do setor elétrico Brasileiro .....	34
Tabela 4 – Coeficientes de perda de carga em curvas .....	45
Tabela 5 – Vazões e respectivas perdas de carga .....	47
Tabela 6 – Cálculo da perda de carga na tubulação do circuito de adução .....	48
Tabela 7 – Cálculo da rugosidade e da tubulação e do tempo de operação correspondente ....	49
Tabela 8 – Característica das PCHs Ervália e Perimbó e Buritis .....	51
Tabela 9 – Vazões médias mensais para PCH Ervália – Rio dos Bagres – Drenagem 57 Km <sup>2</sup> .....	53
Tabela 10 – Vazões médias mensais para PGP Perimbó– Rio Palheiros – Drenagem 30 Km <sup>2</sup> .....	53
Tabela 11 – Vazões médias mensais para PGP Buritis– Rib. Bandeira – Drenagem 28 Km <sup>2</sup> .....	53
Tabela 12 – Energia Gerada e FC na PCH Ervália – ano zero .....	54
Tabela 13 – Energia Gerada e FC na PCH Ervália – ano 56 (projeção) .....	55
Tabela 14 – Energia Gerada e FC na CCH Perimbó – ano zero .....	56
Tabela 15 – Energia Gerada e FC na CCH Perimbó – ano 56 .....	57
Tabela 16 – Energia Gerada e FC na CCH Buritis – ano zero .....	58
Tabela 17 – Energia Gerada e FC na CCH Buritis – ano 56.....	59
Tabela 18 – Resumo da simulação da redução da capacidade de geração das Instalações .....	63
Tabela 19 – Redução percentual da seção de escoamento para um tempo de operação de 56 anos.....	64

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	11
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS</b> .....	13
<b>2.1</b>	<b>Geral</b> .....	13
<b>2.2</b>	<b>Específicos</b> .....	13
<b>3</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	14
<b>3.1</b>	<b>Instalações geradoras de hidroeletricidade</b> .....	14
<b>3.2</b>	<b>Arranjo</b> .....	17
<b>3.2.1</b>	Barragem.....	19
<b>3.2.2</b>	Vertedouro .....	19
<b>3.2.3</b>	Tomada d'água .....	19
<b>3.2.4</b>	Canal de Adução.....	19
<b>3.2.5</b>	Câmara de Carga.....	19
<b>3.2.6</b>	Chaminé de Equilíbrio.....	19
<b>3.2.7</b>	Conduto Forçado .....	20
<b>3.2.8</b>	Casa de força.....	20
<b>3.2.9</b>	Turbinas .....	20
<b>3.3</b>	Perda de carga.....	20
<b>3.4</b>	<b>A variação das perdas nas tubulações do sistema de adução das usinas por efeito do tempo</b> .....	23
<b>3.5</b>	<b>A equação de potência e a variação do rendimento das turbinas em função da carga</b> .....	24
<b>3.6</b>	<b>Obtenção dos dados hidrológicos</b> .....	28
<b>3.7</b>	<b>Energia Firme</b> .....	30
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	35

4.1	Cálculo da energia firme incorporando o fator temporal.....	37
5	<b>AFERIÇÃO DAS EQUAÇÕES DE PERDA DE CARGA NOS SISTEMAS DE ADUÇÃO .....</b>	<b>40</b>
5.1	Perdas de carga na entrada da tomada d'água e grades .....	42
5.2	Perdas de carga na válvula gaveta, curvas e na tubulação forçada .....	44
5.3	Cálculo da rugosidade da tubulação forçada .....	47
6	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>51</b>
6.1	Estudo de caso da PCH Ervália, CGHs Perimbó e Buritis – Brasil.....	51
7	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>66</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>67</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta elevado potencial de aproveitamento de recursos hídricos para a geração de energia elétrica. Conforme o Balanço Energético Nacional de 2019 (BRASIL, 2019), no ano de 2014 a energia hidráulica contribuiu com 65,2% da matriz energética nacional, com uma pequena queda na contribuição para 64% em 2015, um aumento para 68,1% em 2016, uma pequena redução para 65,2% em 2017 e, por fim, um aumento para 66,6% em 2018. Sendo assim, a hidroeletricidade continua sendo a principal fonte energética brasileira (BRASIL, 2019) e as oscilações nestes números podem estar associadas às condições hidrológicas de um ano para outro. No ano de 2017, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 157.112 MW, ou seja, uma elevação na capacidade instalada de 6.774 MW de 2016 para 2017. Já no ano de 2018, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 162.840 MW, ou seja, uma elevação na capacidade instalada de 5.728 MW de 2017 para 2018.

Nessa expansão, a hidroeletricidade contribui com 49,5% em 2017 e 56,5% em 2018, enquanto a termoeletricidade responde por 5,2% desta capacidade em 2017 e 0% em 2018, devido ao seu crescimento negativo em relação aos anos 2017 - 2018. Por fim, as usinas eólicas e solares foram responsáveis pelos 45,3% restantes de aumento da capacidade nacional em 2017 e por 43,5% em 2018 (BRASIL, 2019).

Dentre as instalações geradoras de hidroeletricidade se encontram as Usinas Hidrelétricas (UHEs), as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), sendo que esta última pode ser classificada em três centrais distintas: i) Pico Central Hidrelétrica; ii) Micro central Hidrelétrica, e; iii) Minicentral Hidrelétrica. Cada tipo de instalação apresenta características diferentes que as distinguem entre si e, portanto, requerem análises diferentes em diversos campos de estudo (Atlas Aneel).

Um dos maiores problemas no dimensionamento de uma central hidrelétrica se refere à tomada de decisão quanto às perdas de carga no circuito de adução da instalação. Normalmente isso é feito a partir de uma análise de custo benefício que leva em consideração os custos da instalação, o tempo de retorno, as taxas de interesse e o custo da energia no mercado.

Todas essas análises são desenvolvidas à luz das condições iniciais da instalação, entretanto essas instalações sofrem efeitos da ação do tempo que fazem com que as superfícies em contato com o fluido (água) sofram alterações na sua rugosidade superficial. A alteração da rugosidade superficial tem impacto no coeficiente de perda de carga e consequentemente no rendimento do sistema de adução ao longo do tempo. Esse tema tem sido pouco explorado na

literatura e são raros os artigos que se referem a esse tipo de problema. Assim, pesquisar sobre esse tema se torna importante e pertinente, principalmente em um país onde a base de geração elétrica está fortemente fundamentada na geração hidráulica (BRASIL, 2019).

Esta investigação apresenta uma análise da perda de carga percentual em instalações hidrelétricas de pequeno porte, equipadas com condutos de baixa e alta pressão, decorrente da influência do aumento da rugosidade interna dos condutos de adução e o impacto na redução da energia firme em centrais geradoras hidrelétricas (CGH). Ao final apresenta-se um estudo de caso em Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas.

## **2 OBJETIVOS**

Nesta seção estão apresentadas as metas que foram definidas para a pesquisa.

### **2.1 Geral**

O objetivo geral deste trabalho é analisar o impacto do aumento da perda de carga em instalações hidrelétricas de pequeno porte, em especial das Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), equipadas com condutos de baixa e alta pressão, decorrente da influência do aumento da rugosidade interna dos condutos de adução e o impacto na redução da energia firme nessas instalações.

### **2.2 Específicos**

Os objetivos específicos estão definidos nos seguintes itens:

- a) Analisar as equações sobre perdas de carga em circuitos de geração de instalações hidrelétricas;
- b) Incorporar nessas equações o efeito do aumento da rugosidade em função do tempo; e
- c) Equacionar curvas de rendimento de turbinas em função da carga à qual esses equipamentos estão submetidos.

### **3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Nesta seção, encontram-se registradas as principais balizas teóricas para a elaboração da pesquisa.

#### **3.1 Instalações geradoras de hidroeletricidade**

A energia elétrica de origem hidráulica está entre as mais utilizadas em todo o mundo. Conforme o Balanço Energético Nacional (BRASIL, 2019), usinas hidrelétricas são a terceira mais importante fonte de geração de energia elétrica do planeta, representando cerca de 16% de toda a eletricidade produzida na Terra. O Brasil forma um grupo de países em que a produção de eletricidade é maciçamente proveniente de usinas hidrelétricas. Essas usinas correspondem a 64% da potência instalada no país, representando 104139 MW (BRASIL, 2019).

O princípio básico de uma instalação hidroelétrica está fundamentado na conversão da energia potencial em energia mecânica. A água, captada na parte superior do curso d'água, após um barramento que produz um reservatório de captação ou de regularização, é conduzida – por um sistema de adução constituído por canais e tubulações – até a casa de força, onde equipamentos hidromecânicos (turbinas hidráulicas), do tipo de ação ou de reação, fazem a conversão de energia cinética ou potencial em energia mecânica. Em seguida a energia mecânica é convertida em energia elétrica por meio de geradores elétricos. As principais variáveis utilizadas na classificação de uma usina hidrelétrica são: altura da queda d'água, vazão, capacidade ou potência instalada, tipo de turbina empregada, localização, tipo de barragem e reservatório. Todos são fatores interdependentes (SCHREIBER, 1977) (BRASIL, 2007a).

Desse modo, a altura da queda d'água e a vazão dependem do local de construção e determinarão qual será a capacidade instalada – que, por sua vez, determina o tipo de turbina, barragem e reservatório. Existem dois tipos de reservatórios: acumulação e fio d'água. Os primeiros, geralmente localizados na cabeceira dos rios, em locais de altas quedas d'água, dado o seu grande porte permitem o acúmulo de grande quantidade de água e funcionam como estoques a serem utilizados em períodos de estiagem. Além disso, como estão localizados a montante das demais hidrelétricas, regulam a vazão da água que irá fluir para elas, de forma a permitir a operação integrada do conjunto de usinas (BRASIL, 2007a).

As unidades a fio d'água geram energia com o fluxo de água do rio, ou seja, pela vazão com mínimo ou nenhum acúmulo do recurso hídrico. A queda d'água, no geral, é definida como

de alta, baixa ou média altura. A potência instalada determina se a usina é de grande, médio ou pequeno porte (BRASIL, 2007a).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) adota três classificações: Centrais Geradoras Hidrelétrica (CGHs), com até 5 MW de potência instalada; Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), entre 5,1 MW e 30 MW de potência instalada; e Usinas Hidrelétricas de Energia (UHEs), com mais de 30 MW de potência instalada. Basicamente, o que define a classificação de um aproveitamento hidrelétrico, como uma PCH por exemplo, é sua potência instalada e o tamanho de seu reservatório. No passado, outras limitações construtivas eram consideradas, mas, a partir de dezembro de 2003, a Aneel apresentou algumas normativas que acarretaram a atual normativa, de 10 de Março de 2020, que estabelece, por meio da Resolução ANEEL nº 875, que os aproveitamentos com características de CGH são aqueles que possuem potência igual ou inferior a 5000 kW. Já os aproveitamentos com características de PCH são aqueles que:

- I. apresentem potência instalada superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW;
- II. com área do reservatório inferior a 13,0 km<sup>2</sup>, excluindo a calha regular do leito do rio;
- III. a restrição do item anterior não se aplica aos arranjos cujos reservatórios sejam de regularização, ao menos, semanal ou cujo, arranjo seja apresentado para outros objetivos, senão o de gerar energia elétrica;
- IV. a regularização do item anterior será medida pelo volume útil e pela vazão máxima turbinada;

Por fim, os aproveitamentos com características de UHE são aqueles que:

- I. possuem potência instalada superior de 5000 kW e igual ou inferior a 50000 kW, contanto que não sejam classificados como PCH e sujeitos à outorga de autorização;
- II. apresentem potência instalada superior a 50000 kW, sujeitos à outorga de concessão;
- III. Possuam outorga de concessão, independente da potência instalada.

A importância e o cuidado na caracterização de um aproveitamento hidrelétrico como PCH está relacionado, entre outros fatores, à preservação do aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico de um determinado local (sítio) e às vantagens fiscais e tarifárias que uma PCH desfruta, estabelecidas com o objetivo de incentivar investimentos nesse tipo de projeto,

especialmente pela iniciativa privada. As PCHs podem ser classificadas, quanto à capacidade de regularização de seu reservatório em usinas a fio d'água, isto é, que não operam o reservatório; ou de acumulação, com regularização diária ou mensal. Raramente dimensiona-se o reservatório de uma PCH com acumulação capaz de promover regularização superior à mensal. Aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior a 5.000 kW são conhecidos como Centrais Geradoras Hidrelétricas e estas ainda podem ser classificadas como Pico Centrais, quando possuem potência inferior a 10 kW; Micro Centrais, quando tem potência superior a 10 e inferior a 100 kW; e as Minicentraís, com potência instalada no intervalo entre 100 e 1000kW (BRASIL, 2020).

As Figuras 1, 2 e 3 apresentam uma visão da dimensão dos reservatórios e altura de queda livre dentre três Unidades Geradoras distintas e consequentemente suas potências instaladas.

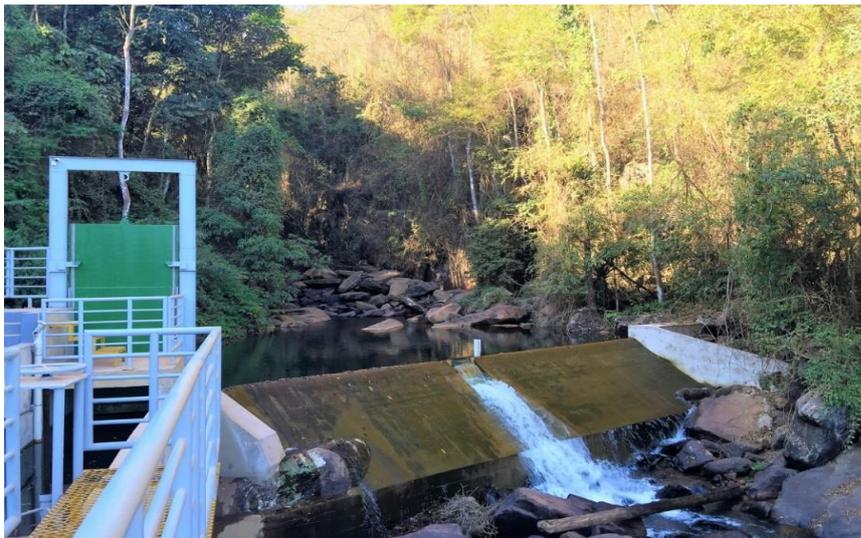


Figura 1 – CGH Simonésia/Minas Gerais

Fonte: HyBrazil (2020).



Figura 2 – PCH Riacho Preto – Dianópolis/Tocantins  
Fonte: HyBrazil (2020).



Figura 3 – UHE Itaipu – Foz do Iguaçu/Paraná  
Fonte: Andrade Gutierrez (2020).

### 3.2 Arranjo

Segundo o Plano Nacional de Energia de 2030 (BRASIL, 2007b), desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia, a produção de energia elétrica se aplica aproveitando o potencial hidráulico de um curso d'água, condicionando variáveis indispensáveis como: vazão do rio, volume de água disponível por um tempo determinado, e quedas d'água formadas de maneira natural ou construídas em forma de barragens. Desse modo, através do produto da vazão, altura de queda livre (altura existente entre o reservatório, a montante, e o sistema de descarga, a jusante) e a aceleração da gravidade, se obtém a potência hidráulica (BRASIL, 2007b).

Portanto, os melhores pontos de aproveitamento hidráulico energético são aqueles que possuem maiores quedas livres. A hidroeletricidade é classificada como fonte de energia limpa devido ao fato de que ela se dá apenas por meio da irradiação solar do ciclo hidrológico e da energia potencial gravitacional (BRASIL, 2007b).

A água circula no planeta em um processo contínuo e sequencial que também é conhecido como ciclo hidrológico, que atua como um elemento de dissipação de energia entre a superfície do planeta e o espaço exterior. Esse processo também é responsável por moldar a superfície por meio do intemperismo, o qual molda a superfície do planeta desde o início da história, há mais de 4 bilhões de anos. Devido ao curto espaço de tempo geológico que as atividades humanas representam, pode-se considerar que o processo envolvido no ciclo hidrológico seja considerado como renovável, sequencial e, do ponto de vista da espécie humana, infinito. Nessa esteira, pode-se considerar que a hidreletricidade é uma forma de energia renovável. Uma usina hidrelétrica é composta, basicamente, de barragem, sistemas de captação e adução de água, casa de força e vertedouros (BRASIL,2000b). Cada parte demanda obras e instalações que devem ser projetadas para um funcionamento conjunto, como nos mostra a Figura 4.

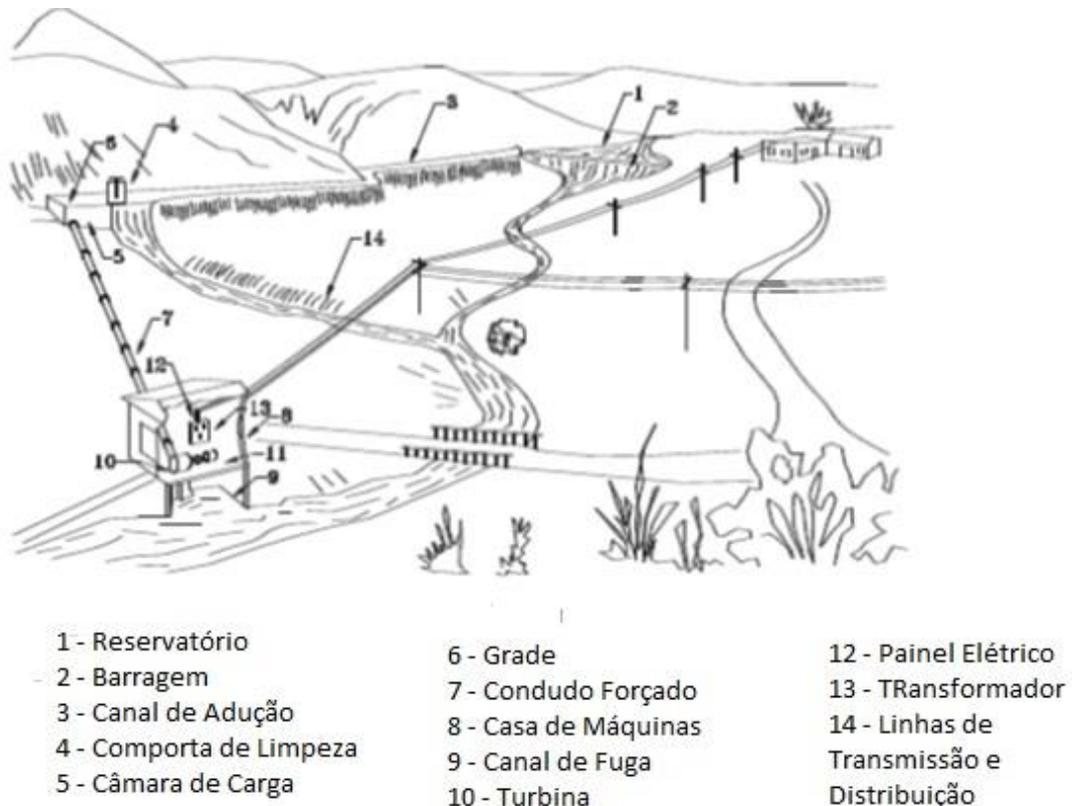


Figura 4 – Esquema simplificado de um Barramento

Fonte: Adaptado de Vinícius *et al* (2019).

### 3.2.1 Barragem

A barragem é aquela que, através de artifícios humanos, interrompe o fluxo natural do curso d'água, formando um reservatório. Tem como função principal formar uma queda livre satisfatória do ponto de vista energético, permitindo assim um nível ideal para a transformação desse desnível em energia elétrica propriamente dita no final do sistema (BRASIL, 2007b).

### 3.2.2 Vertedouro

O vertedouro é a estrutura que permite com que toda a água em excesso, ou que não se deseja aproveitar na geração de energia, seja retornada para o seu curso natural (rio), fazendo com que apenas o volume de água necessário se acumule no reservatório (BRASIL, 2007b).

### 3.2.3 Tomada d'água

Estrutura destinada à captação d'água para o canal de adução, normalmente e sempre que possível é construída próxima ao reservatório (BRASIL, 2007a).

### 3.2.4 Canal de Adução

Canal escavado para acesso da água do reservatório até a casa de força ou conduto forçado (BRASIL, 2007a).

### 3.2.5 Câmara de Carga

Estrutura construída com a finalidade de amortecer pressões provenientes do canal de adução (BRASIL, 2007a).

### 3.2.6 Chaminé de Equilíbrio

Reservatório de eixo vertical localizado entre o canal de adução e conduto forçado, tem como principal função absorver e estabilizar variação de pressão (golpe de aríete) proveniente da transferência da água de uma estrutura para a outra (BRASIL, 2007a).

### 3.2.7 Conduto Forçado

Estrutura que leva a água da tomada d'água até a casa de força, podem ser construídos tanto externos quando escavados, a depender das variáveis de projeto (BRASIL, 2007a).

### 3.2.8 Casa de força

A casa de força, como o nome mesmo sugere, é uma casa que abriga os elementos mecânicos que converteram a energia cinética da água em energia mecânica, além dos equipamentos elétricos que convertem a energia mecânica em energia elétrica (BRASIL, 2007b).

### 3.2.9 Turbinas

Turbinas são os elementos mecânicos que convertem a energia cinética proveniente da água em energia mecânica. Elas podem ser classificadas e utilizadas de acordo com as características do projeto em que se encontram. De maneira geral, as turbinas Kaplan e Bulbo são utilizadas para baixas quedas, turbinas Francis para quedas mistas e turbinas Pelton para altas quedas (BRASIL, 2007b). Estas turbinas podem ser classificadas em turbinas de ação e de reação, onde:

- Turbina de ação (pelton): turbina em que a energia mecânica é obtida pela transformação da energia cinética do fluxo d'água, através do rotor.
- Turbina de reação (kaplan, bulbo e francis): turbina em que a energia mecânica é obtida pela transformação das energias cinética e de pressão do fluxo d'água, através do rotor.

## 3.3 Perda de carga

Durante um escoamento em conduto forçado, devido a diferenças de declividade da tubulação, velocidade de transporte do fluido e possíveis atritos com a parede interna da tubulação, o fluido escoado acaba sendo submetido a mudanças de pressão e velocidade. Como o conduto nem sempre é uniforme, podendo ser composto de reduções e ampliações de diâmetro, modificando sua área transversal, a velocidade acaba sofrendo variação, já o atrito pode ser causado devido às diferentes rugosidades internas da parede da tubulação (DARCY, 1857). De qualquer maneira, a mudança nestas variáveis acarreta uma perda hidráulica no

sistema, mais comumente conhecida como perda de carga, que pode ser dividida em duas partes:

#### I. Perda de carga Localizada

Causada sempre que o escoamento encontra alguma singularidade ou acessório, tais como: junções, derivações, curvas, válvulas, entradas, saídas etc. Estas instalações são projetadas tanto para promover a junção de duas tubulações, quanto mudar a direção do escoamento, ou ainda para controlar a vazão. Essa perda de carga fica concentrada ao longo desse acessório que, em um curto período, promove uma queda acentuada de pressão, causada pela diminuição da velocidade nesses acessórios (WHITE, 2002).

#### II. Perda de Carga Distribuída

A parede da tubulação tende a causar uma perda de pressão distribuída ao longo do comprimento do duto, fazendo com que a pressão total diminua gradativamente ao longo da tubulação, por isso é denominada perda de carga distribuída. Esta perda de carga causada pelo atrito na tubulação depende do diâmetro (D) e do comprimento (L) do duto, também depende da rugosidade  $\epsilon$  da parede, das propriedades do fluido, da massa específica  $\rho$ , da viscosidade  $\mu$ , e da velocidade V do escoamento (WHITE, 2002).

A rugosidade depende do material da tubulação e do seu estado de conservação, onde maiores valores estão relacionados a tubulações usadas (NIKURADSE, 1933). Dentre outras propriedades do fluido, a viscosidade é a mais importante em relação à perda de carga, pois esta dissipa mais energia. A relação dessa propriedade com as forças de inércia do escoamento fornece um número adimensional, o número de Reynolds, Re, que por sua vez indica o regime do escoamento, que pode ser laminar ou turbulento (REYNOLDS, 1833).

A Equação 1, conhecida como Fórmula Universal da Perda de Carga, foi proposta por Darcy e Weisbach em 1845 (WEISBACK, 1845):

$$hf = f \frac{LV^2}{D^2g} \quad (1)$$

Onde,

hf – perda de carga ao longo do comprimento do tubo (m);

f – fator de perda de carga;

L – comprimento do tubo (m);

V – velocidade de escoamento (m/s);

D – diâmetro interno do tubo (m), e

g – aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>).

Em 1933, foi estabelecido o conceito de rugosidade relativa, caracterizado entre a rugosidade absoluta e o diâmetro da tubulação ( $\epsilon/D$ ). Essa relação foi realizada através de experimentos feitos por Nikuradse (PORTO, 2003), facilitando o entendimento do escoamento em tubulações forçadas. No entanto, várias frentes de estudo foram se formando com intuito de descrever a perda de carga em condutos forçados, diversas equações foram desenvolvidas e utilizadas na engenharia hidráulica, como por exemplo, as fórmulas de Darcy-Weisbach, Fair-Whipple-Hsiao, Flamant e Manning (NETTO, 1977). Em 1939, foi estabelecida por Colebrook-White a equação para a determinação do fator de atrito ( $f$ ), dada pela equação 2:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \times \left( 0,27 \times \frac{k}{D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (2)$$

Onde,

$f$  – fator de perda de carga;

$k$  – rugosidade equivalente da parede do tubo (m);

$D$  – diâmetro interno do tubo (m); e

$Re$  – número de Reynolds.

Como os materiais existentes para tubulações não apresentam rugosidade uniforme, a rugosidade de Nikuradse ( $\epsilon$ ), foi modificada por uma rugosidade equivalente ( $k$ ), determinada através da perda de carga de cada material utilizado na fabricação do tubo (SIMEÃO *et al*, 2011). Segundo Netto (1977) após várias tentativas de grandes pesquisadores, Hazen e Williams, em 1903, chegaram a uma equação prática descrita a seguir pela equação 3.

$$V = 0,355 \times C \times D^{0,63} \times J^{0,54} \quad (3)$$

Onde,

$V$  – velocidade de escoamento ( $m^2$ );

$C$  – coeficiente que depende da natureza;

$D$  – diâmetro interno (m); e

$J$  – perda de carga unitária (m/m).

Esta equação é extremamente aceita na literatura e os coeficientes são tabelados em vários materiais e condições de estado, facilitando sua busca e suas aplicações em pesquisas diversas.

A rugosidade também pode ser afetada por outros fatores, como as características do fluido escoado e corrosão da parede do tubo, fatores que podem aumentar o tecido áspero da tubulação. Essas características são de extrema importância para a caracterização da perda de

carga hidráulica, variável diretamente proporcional ao escoamento em si, e em condutos forçados, à energia hidráulica disponível para alimentar turbinas, fazendo com que a energia elétrica seja gerada (NIKURADSE, 1933).

### 3.4 A variação das perdas nas tubulações do sistema de adução das usinas por efeito do tempo

O efeito de envelhecimento das tubulações e do sistema de adução representam um fator de redução significativa da altura líquida disponível. Esse efeito tende a ser maior nas tubulações de pequeno diâmetro, como as que equipam as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). De fato, alguns trabalhos mostram que o efeito do envelhecimento de tubulações deve ser considerado nos cálculos de um sistema hidráulico. Azevedo Neto (1961) mostra que existe um relevante aumento do coeficiente de Hazen-Williams “C” para tubulações com vários anos de uso.

Doland (1954) também cita que uma forma de se corrigir o efeito da idade em tubulações é multiplicar o coeficiente experimental “Ka” da equação de Scobey, por um coeficiente de correção do tipo logarítmico. Mais recentemente, Lima (2018) apresentou um conjunto de equações (Equações 4 a 7) com as quais é possível estimar a evolução da rugosidade superficial em função da idade de tubulações em ferro fundido e de aço carbono.

$$e_{est} = \alpha \cdot t_{op}^2 + \beta \cdot t_{op} + \theta \quad (4)$$

Onde,

$e_{est}$  – Espessura da rugosidade superficial [mm], para tubulações com diâmetros variando entre 250 e 1.500 mm;

$t_{op}$  – Tempo de operação da tubulação em anos; e

$\alpha$ ,  $\beta$ , e  $\theta$  – São coeficientes calculados pelas Equações 5, 6 e 7 a seguir.

$$\alpha = 0,0006 \ln(D_{tub}) - 0,0006 \quad (5)$$

$$\beta = 0,0076 \ln(D_{tub}) + 0,0355 \quad (6)$$

$$\theta = -(0,0612 \ln(D_{tub}) - 0,1264) \quad (7)$$

O coeficiente de perda de carga “ $f$ ” mencionado anteriormente obtido pela equação de Colebrook-White também pode ser obtido a partir das equações apresentadas na Tabela 1 (BRKIĆ, 2011):

Tabela 1 – Erros percentuais máximos frente a equação de Colebrook – White  
Fonte: BRKIC (2011).

Autor:	Equação:	Erro max %	(e/D)	(Re)
Buzzelli (2008)	$\frac{1}{\sqrt{f}} = B_1 - \left( \frac{B_1 + 2 \cdot \log_{10} \left( \frac{B_2}{Re} \right)}{1 + \frac{2,18}{B_2}} \right)$	-0,1345	$7,5 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^8$
Serghides (1984)	$f = \left( S_1 - \frac{(S_2 - S_1)}{(S_2 - (2 \cdot S_2) + S_1)} \right)^2$ onde $S = -2 \log_{10} \left( \frac{e}{3,7D} + \frac{12}{Re} \right)$	-0,1385	$7,5 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^8$
Zigrang and Sylvester (1982)	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log_{10} \left( \frac{e}{3,7 \cdot D} - \frac{5,02}{Re} \cdot \log_{10} \left( \frac{e}{3,7 \cdot D} - \frac{5,02}{Re} \cdot \log_{10} \left( \frac{e}{3,7 \cdot D} + \frac{13}{Re} \right) \right) \right)$	-0,1385	$7,5 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^8$
Vatankhah, Kouchakzadeh (2008, 2009)	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -0,8686 \cdot \ln \left( \frac{0,4587 \cdot Re}{(G - 0,31)(G/(G + 0,9633))} \right)$ onde $G = 0,124 \cdot Re \cdot \frac{e}{D} + \ln(0,4587 \cdot Re)$	-0,1472	$7,5 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^8$
Serghides (1984)	$f = \left( 4,781 - \frac{(S_1 - 4,781)^2}{S_2 - (2 \cdot S_1) + 4,781} \right)^{-2}$ onde $S = -2 \log_{10} \left( \frac{e}{3,7D} + \frac{12}{Re} \right)$	-0,3544	$1 \cdot 10^{-6}$	$2 \cdot 10^6$
Papaevangelou, et al. (2010)	$f = \frac{0,2479 - 0,0000947 \cdot (7 - \log_{10} \cdot Re)^4}{\left( \log_{10} \cdot \left( \frac{e}{3,615 \cdot D} + \frac{7,366}{Re^{0,142}} \right) \right)^2}$	1,0074	$7,5 \cdot 10^{-2}$	$3 \cdot 10^5$
Eck (1973)	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log_{10} \left( \frac{e}{3,715 \cdot D} + \frac{15}{Re} \right)$	+8,20	$1 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^6$

Considerando valores de “ $Re$ ”, sugere-se utilizar a equação proposta por Eck (1973), Papaevangelou *et al* (2010) e Serghides (1984), para se obter o valor do coeficiente de perda de carga “ $f$ ” nas tubulações das usinas hidrelétricas de pequeno porte.

### 3.5 A equação de potência e a variação do rendimento das turbinas em função da carga

As usinas hidrelétricas têm arranjos básicos que se adaptam às configurações dos locais onde são instaladas, podendo ser de desvio, ou de derivação (SCHREIBER, 1977), ou de baixa, média e alta quedas (BRASIL, 2007a). A potência instalada de uma usina hidrelétrica “ $P_{inst}$ ” é diretamente dependente do peso específico da água “ $\gamma$ ”, da vazão de projeto “ $Q$ ”, do desnível existente no local “ $H$ ” da aceleração da gravidade “ $g$ ” e do rendimento global da instalação “ $\eta$ ”, o produto dessas grandezas, resultando a potência bruta da instalação (DOLAND, 1954) e (SCHREIBER, 1977), calculada por (Equação 8):

$$P_{inst} = \gamma * g * Q * H * \eta \quad [W] \quad (8)$$

Devido ao peso específico da água ser em torno de  $9806 \text{ N m}^{-3}$ , pode-se escrever essa equação da seguinte forma (Equação 9):

$$P_{inst} = g * Q * H * \eta \quad [\text{kW}] \quad (9)$$

A vazão de projeto “ $Q$ ” disponível pode ser determinada pelo método de Rippl, que permite calcular a vazão firme disponível em função da capacidade de armazenamento de um reservatório. Kelman (2004) cita que esse dimensionamento posteriormente migrou para o método probabilístico.

Nas usinas hidrelétricas equipadas com turbinas de reação (tipo Francis, Hélice ou Kaplan), o desnível “ $H$ ” é obtido mediante a diferença entre o nível do reservatório e o nível do canal de fuga da instalação, descontadas as perdas de carga do sistema. Para Usinas hidrelétricas equipadas com turbinas de ação (tipo Pelton), esse desnível é obtido mediante a diferença entre o nível de montante e a cota de instalação do bico injetor da turbina hidráulica, descontando-se também as perdas de carga anteriormente citadas.

As perdas de carga podem significar uma parcela considerável da disponibilidade da queda livre disponível na instalação. Elas variam de 2% até 3% para instalações de baixa e alta queda respectivamente (BRASIL, 2007a) e podem alcançar valores de até 8%, no caso de instalações com quedas superiores a 800 metros (NEVES, 1960).

A perda de carga em tubulações é decorrente da rugosidade superficial “ $e$ ” interna, comprimento “ $L$ ” e diâmetro “ $D$ ” do conduto (DOLAND, 1954) e (SCHREIBER, 1977). Para o sistema de conduto livre, a perda de carga decorre principalmente da seção transversal do canal “ $S$ ”, da declividade “ $i$ ” ao raio hidráulico “ $R$ ” e do coeficiente de rugosidade de Manning “ $n$ ” (BRASIL, 2007a).

Dentre essas grandezas, apenas o comprimento e a declividade, não sofrem variações ao longo do tempo. A rugosidade, diâmetro, seção do canal e raio hidráulico são afetados pelo efeito de diversos fatores, como abrasão causada por sedimentos e da tuberculização que ocorre mediante a ação triboquímica da água sobre o material da tubulação. Também há que se considerar a incrustação de organismos vivos que podem invadir os sistemas de adução, provocando significativas mudanças de rugosidade superficial nos sistemas (SIMEÃO *et al*, 2011). O problema relativo à variação temporal da perda de carga já foi apresentado no item 3.4.

Este é um fator importante e que influencia o cálculo da potência instalada de uma usina hidrelétrica “ $P_{inst}$ ” e o rendimento das turbinas “ $\eta$ ”. Sabe-se também, que esse rendimento hidráulico não é constante e varia em função da porcentagem da carga disponibilizada pelo equipamento.

Dessa forma, em função do tipo de equipamento e da carga que será despachada pela turbina, ter-se-á um valor de rendimento que deve ser levado em consideração para a simulação da energia gerada. As turbinas têm uma variação de rendimento em função da carga a que estão submetidas, que seguem o comportamento apresentado na Figura 5 (POLO ENCINAS, 1975), (DOLAND, 1956) e (ARDIZZON *et al*, 2014). Neste Figura, verifica-se que para baixas cargas (menores do que 25% da carga máxima) tem-se baixos rendimentos (menores que 85%).

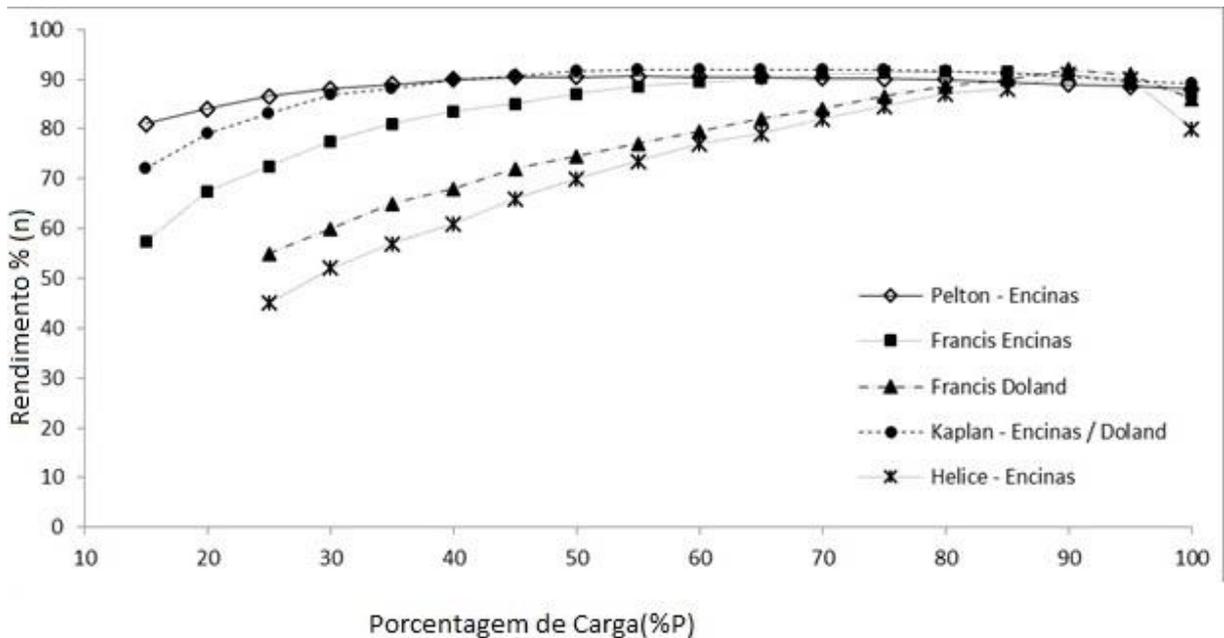


Figura 5 – Rendimento da turbina em função da % da potência

Fonte: (POLO ENCINAS, 1975), (DOLAND, 1956) e (ARDIZZON *et al*, 2014).

Quando as curvas de rendimento das turbinas não são disponibilizadas deve-se utilizar equações que representam estas curvas da maneira mais aproximada possível. A partir dos dados apresentado na Figura 5, pode-se chegar às Equações 10 a 14, que mostram os rendimentos das turbinas em função da porcentagem da potência que estão operando.

$$\eta_{Pelton/Encinas} = 5.10^{-5} (\%P)^3 - 0.0122 (\%P)^2 + 0.8814 (\%P) + 70.823 \quad (R^2=0.9867) \quad (10)$$

$$\eta_{Francis/Encinas} = 8.10^{-5} (\%P)^3 - 0.022 (\%P)^2 + 1.9685 (\%P) + 34.946 \quad (R^2=0.9877) \quad (11)$$

$$\eta_{Francis/Doland} = -6.10^{-5} (\%P)^3 - 0.051 (\%P)^2 + 0.616 (\%P) + 38.608 \quad (R^2=0,9883) \quad (12)$$

$$\eta_{Kaplan-Encinas/Doland} = 1.10^{-4} (\%P)^3 - 0.0231 (\%P)^2 + 1.6943 (\%P) + 52.914 \quad (R^2=0,9836) \quad (13)$$

$$\eta_{Helice-Encinas} = -3.10^{-7} (\%P)^5 + 7.10^{-5} (\%P)^4 - 0.0078 (\%P)^3 - 0.3871 (\%P)^2 - 7.8796 (\%P) + 96.46 \quad (R^2=0,9963) \quad (14)$$

Assim, ao se calcular a energia gerada ao longo de um período de análise, leva-se em consideração a variação desse rendimento. A curva de rendimento das turbinas varia em função da sua característica e da rotação específica da turbina. A rotação específica da turbina “ $n_s$ ” é calculada pela Equação 15, sendo que a potência da turbina “ $cv$ ” é obtida pela Equação 16 (BARROWS, 1934) e (PFLEIDERER, 1979).

$$n_s = \frac{N (P_{cv})^{1/2}}{H^{3/4}} \quad (15)$$

$$cv = \frac{\gamma Q H \eta}{75} \quad (16)$$

Onde,

$N$  – Velocidade rotacional da turbina [rpm];

$P_{cv}$  - Potência da turbina em cavalos vapor [cv];

$H$  – Altura líquida de entrada na turbina [m];

$\gamma$  – Massa específica da água [kgf m<sup>-3</sup>];

$\eta$  – Rendimento da turbina [%]; e

$Q$  – Vazão da turbina [m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>].

Também se deve levar em consideração a máxima e mínima queda com que as turbinas podem operar. Para isso, é usual limitar os valores de operação em faixas percentuais, tais como a apresentada na Tabela 2 (DOLAND, 1954).

Tabela 2 – Faixa de Operação para Turbinas hidráulicas  
 Fonte: (POLO ENCINAS, 1975).

Tipo de Turbina	Mínima queda %	Máxima queda %
Francis	65	125
Hélice	50	150
Kaplan	50	150

As Equações de 10 a 14 podem ser utilizadas caso não se disponha da curva de rendimento das turbinas que equipam as instalações hidrelétricas, situação bastante comum em Centrais Geradoras de Energia (CGH).

### 3.6 Obtenção dos dados hidrológicos

Para se fazer o estudo da disponibilidade energética de um aproveitamento hidráulico é necessário se conhecer a disponibilidade hídrica local. Essas informações são obtidas a partir da análise de dados de estações fluviométricas. Entretanto, no Brasil, existe elevada dificuldade em conseguir esses dados, devido às limitações da rede brasileira de monitoramento hidrológico. Dessa maneira, tem-se que grande parte das bacias hidrográficas Brasileiras não possui dados de séries históricas ou, quando os têm, esses são de qualidade duvidosa e incompletos (PIOL, 2019). A técnica que permite a transferência de dados entre pontos onde há um posto fluviométrico para outro ponto onde não existe é conhecida por regionalização e deve observar um conjunto de semelhanças, de forma que essa correlação seja a mais próxima possível do real (RAO e SRINIVAS, 2006). Para isso é necessário que os locais possuam similaridade hidrológica que engloba fatores físicos, climáticos, biológicos, geológicos e até mesmo antrópicos. Entretanto diversos autores consideram que essa determinação é muito subjetiva e difícil de ser feita (BOBÉE & RASMUSSEN, 1995); (HOSKING & WALLIS, 1997). Essa técnica de regionalização de vazões pode ser entendida como qualquer processo de transferência de informações das estações hidrométricas para outros locais sem observações (FILL, 1987), sendo que os métodos mais empregados para a regionalização de vazões são os que utilizam a “transferência de equações e parâmetros relacionados com a estatística” (ELETROBRÁS, 1985) e metodologias que utilizam técnicas automáticas em ambiente de sistemas de informações geográficas (WOLFF *et al*, 2014).

Tucci (2009) cita que a “regionalização hidrológica é um método utilizado para transferir informações das estações hidrométricas para outros locais sem informações dentro de uma região considerada hidrológicamente homogênea”. Silva Junior *et al* (2003) enfatizam que essa técnica tem sido usada para suprir informações hidrológicas em locais que apresentam comportamento hidrológicamente similares ou homogêneos, com pouca ou nenhuma disponibilidade de dados. Naghettini e Pinto (2007) afirmam que a

[...] regionalização pode também ser usada para verificar a consistência da série hidrológica e identificar a necessidade de instalação de um posto fluviométrico em um determinado local, dentro da bacia hidrográfica. (NAGHETTINI e PINTO, 2007).

Tucci (2009) recomenda que a construção do modelo regional obedeça às seguintes etapas: (i) definição dos limites da área a ser estudada; (ii) determinação da variável dependente e possíveis variáveis explicativas; (iii) seleção dos dados e cálculo de variáveis; e (iv) definição das áreas com comportamento hidrológico semelhante e estimação das relações regionais. Os métodos para se definir uma região homogênea são: i) localização contígua das bacias; ii) agrupamento subjetivo baseado na similaridade de características locais; iii) agrupamento objetivo baseado em um conjunto de características homogêneas dos locais; iv) e análise de *clusters* onde um vetor de dados é associado a cada local de acordo com a similaridade dos locais, Hosking e Wallis (1997). Andrade; Hawkins (2000) e Paiva (2003) afirmam que a seleção das variáveis explicativas da variável a regionalizar é uma das etapas mais importantes do processo e que para isso é comum usar como parâmetros as características físicas do local, tais como a área de drenagem da bacia, o comprimento do curso d’água principal e a densidade de drenagem. Em complementação, pode-se incluir também, o tempo de concentração, a altitude média da bacia e a precipitação.

Pessoa (2015) enfatiza que a qualidade dos dados hidrológicos é essencial para o processo de regionalização, sob risco de o processo ser tendencioso, com resultados inadequados. Uma das informações mais necessárias para regionalização das vazões são as curvas de permanência ou de duração, que fornecem dados de disponibilidade hídrica do local. Essa curva correlaciona a vazão (eixo das ordenadas) com a porcentagem do tempo em que ela é igualada ou superada no histórico de vazões analisado (eixo das abscissas). Essa curva não representa a probabilidade de vazões em cada ano, mas sim a probabilidade de ocorrência em um horizonte de longo prazo. Quimpo e McNally (1983) *apud* Cruz (2008) propuseram a representação esquemática do fluviograma e respectiva curva de permanência apresentadas na Figura 6.

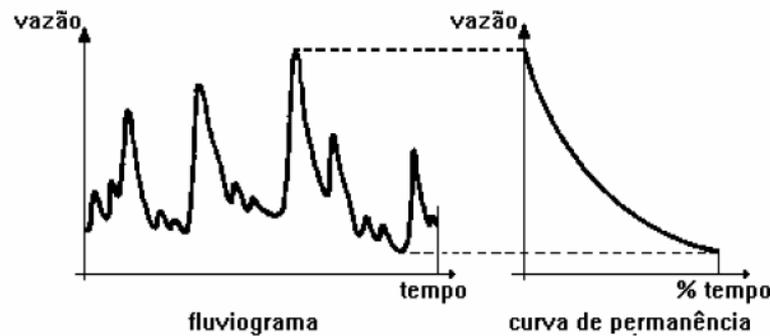


Figura 6 – Representação esquemática do fluviograma e respectiva curva de permanência

Fonte: Quimpo e McNally (1983) *apud* Cruz (2008).

Atribui-se a Clemens Herschel, por volta de 1880, o primeiro uso da representação da característica local a partir de um fluviograma (FOSTER, 1934 *apud* FENNESSEY e VOGUEL, 1990). A técnica de obtenção dessa curva está descrita em livros clássicos de hidrologia e consiste em definir classes ordenadas de vazões em função de sua amplitude, fazendo-se a frequência de ocorrência das vazões e posteriormente acumulando-as e depois pilotando-as em um gráfico onde a ordenada representa a vazão e a abcissa, a porcentagem de ocorrência dessas vazões (CRUZ, 2008; TUCCI, 2000; BRUSA, 2014). Silveira *et al* (1998) citam a dificuldade existente para a estimativa de disponibilidade hídrica na ausência de dados, o que limita a avaliação de aproveitamentos de pequenos mananciais, com pequenas centrais hidrelétricas. Para isso propôs um método baseado na combinação de um modelo chuva-vazão simplificado, com amostragem reduzida de vazões para obtenção de séries cronológicas contínuas de descargas (fluviograma), sintetizando informações produzidas somente por monitoramento convencional. Os resultados encontrados indicaram um erro padrão para as estimativas da curva de permanência na ordem de 20%. Gasques *et al* (2018) apresentaram uma revisão teórica acerca da regionalização de vazões mínimas. Para tal, a metodologia baseada na análise de frequência, na curva de duração e curva de depleção.

### 3.7 Energia Firme

Energia Firme (EF) é um conceito que foi introduzido no final do século XIX, durante estudos de reservatórios que abasteciam os sistemas de águas das cidades. Nessa época foi introduzido o conceito de vazão firme, o qual permitiria abastecer o local mesmo em épocas de secas severas registradas no tempo determinado de estudo (KELMAN, 2004). Segundo Rippl (1883), através de um diagrama, seria possível calcular essa capacidade mínima de

acumulação de um reservatório para abastecer essa demanda. Esse conceito de vazão firme associado a uma capacidade de armazenamento foi então introduzido no setor elétrico para estudos com o objetivo de assegurar a máxima produção energética (KELMAN, 2004). Kelman em 1987 introduziu um conceito probabilístico de energia assegurada, em que se consideraria 95% dos anos hidrológicos em simulação ao invés apenas dos cenários mais críticos de seca do período, fazendo com que uma análise mais precisa fosse executada, melhorando o investimento econômico da usina em questão.

Por definição a Energia Firme corresponde à máxima produção que uma Usina pode fornecer, considerando o período mais seco registrado no histórico de vazões do rio onde está localizada sem a ocorrência de déficits, considerando-se todo o registro histórico de aflúências (OLIVEIRA *et al*, 2009 *apud* HICKS *et al*, 1974). Para se calcular a energia firme de cada usina individualizada, faz-se a contabilização da geração média da usina durante o período crítico. O período crítico é dado pelo período compreendido entre um mês quando se observa a máxima energia armazenada no sistema e o mês quando se observa a menor energia armazenada no sistema sem re-enchimentos intermediários. Segundo Kelman (2004) antes da reforma do setor elétrico, caso uma empresa necessitasse de energia superior à sua energia firme total, essa empresa se tornaria deficitária, tendo que assinar contratos com empresas superavitárias, mesmo que com isso fosse gerado rebatimentos comerciais, sua importância era limitada, pois o ajuste das tarifas – e, portanto, a remuneração da empresa – estava associado ao custo do serviço (KELMAN, 2004). Dessa maneira, o efeito comercial da energia firme era limitado. Após a reforma do setor elétrico, com a introdução do Certificado de Energia Assegurada (CEA), a energia firme passou a representar um grande valor comercial, pois, através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a usina está diretamente associada ao fluxo de pagamento à usina no mercado de energia (KELMAN, 2004). O CEA acabou apresentando uma confiabilidade de atendimento ao consumo de energia, pois a oferta total de geração (em termos de MW médio de energia assegurada) tende a ser igual à demanda média do sistema (em MW médio) a cada ano. Caso estes valores sejam divergentes, o risco de racionamento pode ser maior que projetado inicialmente. Portanto, os CEAs têm como meta e obrigação a transmissão de dados mais realísticos possíveis (KELMAN, 2004).

Para o cálculo da redução da energia firme propõe-se calcular a energia disponível em uma usina hidrelétrica (Equação 17). Define-se como energia firme a geração que “corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada” (BRASIL, 2005).

Esse tempo é o limitador da produção de energia e varia em função da afluência natural de vazões e da existência ou não de reservatórios.

$$E_{firme} = P_{inst.} \cdot T_{op.med.} \quad (17)$$

Onde,

$E_{firme}$  – Energia firme;

$P_{inst.}$  – Potência instalada; e

$T_{op.med.}$  – Tempo médio de operação da instalação (mês ou ano).

No caso em que a usina hidrelétrica trabalha com uma vazão com 95% de permanência no tempo ( $Q_{95\%}$ ), considera-se que ela opera a fio d'água. Assim, a energia firme é calculada como se a usina operasse 24 horas por dia, 365 dias por ano. Nos casos em que a capacidade de engolimento das turbinas é maior que a Vazão " $Q_{95\%}$ ", tem-se uma produção de energia proporcional à vazão afluenta à instalação. Nesse caso, a vazão de engolimento (ou de turbinamento) vai variar em função da época do ano (BRASIL, 2005).

Para usinas com reservatórios de acumulação, esse tempo de operação é obtido em função da dimensão do reservatório e de fatores externos ao sistema de geração, tais como retiradas de vazão para abastecimento humano, agricultura, uso industrial, entre outros. A vazão de engolimento corresponde à vazão afluenta necessária para geração da potência instalada, que pode ser calculada pela Equação 18 e os rendimentos mecânicos podem ser obtidos a partir da Figura 5.

$$Q_e = \frac{P_{inst.}}{9.81 H_{Liq} \eta} \quad (18)$$

Onde,

$Q_e$  – Vazão de engolimento [ $m^3 s^{-1}$ ];

$P_{inst.}$  – Potência instalada no empreendimento [kW];

$H_{Liq.}$  – Altura líquida de queda [m]; e

$\eta$  – Rendimento dos equipamentos hidro-eleto-mecânicos.

A energia disponível no sistema dependerá da vazão de engolimento do desnível existente no local (H), descontadas as perdas de carga, que resulta na altura líquida " $H_{Liq}$ ". A perda de carga pode ser determinada em função da velocidade da água, da extensão da tubulação existente e do fator de perda de carga. A energia gerada então é obtida em função da disponibilidade hídrica " $Q_e$ " e da queda disponível " $H_{Liq.}$ ", do rendimento dos equipamentos hidro-eleto-mecânicos, da aceleração da gravidade " $g$ " e do período considerado [ $h \text{ ano}^{-1}$ ].

O cálculo pode ser feito a partir da simulação da operação da central, conectada no sistema elétrico e sob a hipótese de ela inserir toda energia gerada nele. Logo, a partir de um histórico de vazões afluentes ao local, faz-se uma simulação da operação da usina, de forma a se quantificar a energia obtida ao longo de um período (Equação 19), em que interagem as Equações 9 e 17.

$$E_{firme} = (P_{inst} = g Q H_{liq} \eta) \cdot T_{op.med.} \quad (19)$$

A queda disponível “ $H_{liq}$ ” pode ser obtida a partir da altura bruta “ $H$ ”, subtraindo-se as perdas calculadas pelas perdas hidrodinâmicas. O fator de perda de carga “ $f$ ” pode ser obtido pela equação de Colebrook – White (Equação 20).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{e}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (20)$$

Como se pode observar, para se obter valor de “ $f$ ”, é necessário conhecer o valor da rugosidade superficial. O valor de “ $e$ ” pode ser obtido pelas Equação 4 a 7 (LIMA, 2018). De acordo com Ardizzon *et al* (2014), a “ $E_{firme}$ ” pode ser obtida também pela Equação 21 apresentada a seguir:

$$E_{firme} = \int_0^t P_t dt = \int_0^t \left[ \frac{\rho \cdot g \cdot Q_{(t)} \cdot h_{(t)} \cdot \eta_{hid(t)} \cdot \eta_{mec(t)} \cdot \eta_{el(t)}}{1000} \right] dt \quad (21)$$

Onde,

$P_t$  – Potência [kW] obtida pela instalação no instante “ $t$ ”;

$\rho$  – Massa específica da água;

$Q_{(t)}$  – Vazão engolida no instante “ $t$ ”; e

$\eta_{hid(t)} \cdot \eta_{mec(t)} \cdot \eta_{el(t)}$  – São os rendimentos hidráulicos, mecânicos e elétricos no instante “ $t$ ” que podem ser obtidos a partir da Figura 5 ou das Equações 10 a 14.

Desse modo, vê-se que a energia disponível é função tanto da vazão disponível quanto do desnível existente no local, descontadas as perdas de carga. A perda de carga pode ser determinada em função da velocidade da água, da extensão da tubulação existente e do fator de perda de carga. A energia gerada então é obtida em função da disponibilidade hídrica e da queda disponível.

O cálculo da energia pode ser feito a partir da simulação da operação da central, conectada no sistema elétrico e supondo o barramento como infinito (FIZGERALD e KINGLEY, 2014). Assim, a partir de um histórico de vazões afluentes ao local, da contabilização da perda de carga no sistema de adução e do rendimento das turbinas em função da carga despachada por ela, faz-se uma simulação da operação da usina de forma a se obter a energia gerada pelo sistema.

A disponibilidade hidrológica tem um comportamento sazonal, conforme pode ser visto na Tabela 3. Isso se constitui em uma das grandes incógnitas para a determinação da energia disponível em um aproveitamento hidrelétrico. Apesar disso, é possível fazer uma estimativa da redução percentual da geração de energia em função do aumento da rugosidade do sistema de adução (tubulações) e em função do tempo. Para isso pode-se adotar um período de baixas afluições de vazão, como sendo característico do local a ser investigado. Esse período é conhecido como período crítico do setor elétrico.

Sugere-se, no caso brasileiro, a adoção do período crítico recomendado por Oliveira *et al* (2005) e apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Período Crítico do setor elétrico Brasileiro

Fonte: (KELMAN, 2004).

Configuração	Tolerância %	Período Crítico
Longo prazo	1.5	Junho/1948 a novembro/1956
Médio prazo	1.5	Maior/1949 a novembro/1956
Curto prazo	1.5	Maior/1951 a novembro/1955

#### 4 METODOLOGIA

Nas centrais hidrelétricas as perdas de carga, também conhecidas por perdas hidrodinâmicas, são a somatória dos seguintes componentes: i) perdas na adução “ $\Delta h_{adução}$ ”; ii) perdas na linha adutora de baixa pressão “ $\Delta h_{B.P. canal adução}$ ”; iii) Perdas na tubulação forçada “ $\Delta h_{tub. forç.}$ ”; e iv) perdas de carga no canal de fuga “ $\Delta h_{fuga}$ ” (BRASIL, 2000a) (Figura 7).

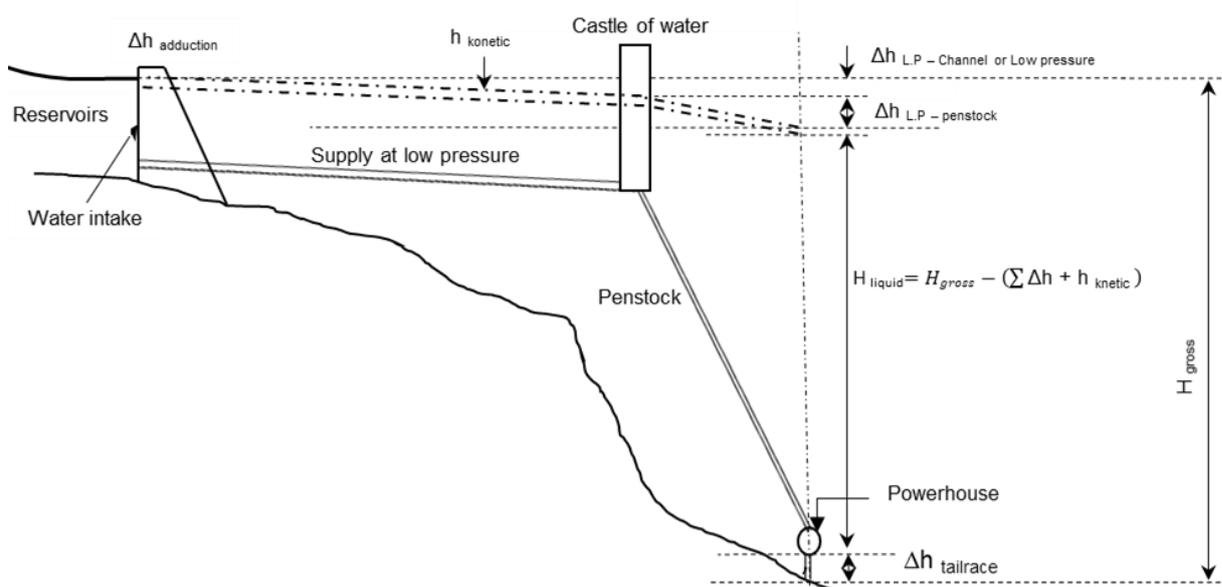


Figura 7 – Elementos de uma Usina Hidrelétrica

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Essas perdas podem ser calculadas de acordo com as equações 22 a 27 a seguir:

$$\Delta h_{adução} = k * \frac{(v_{adução})^2}{2g} \quad (22)$$

$$\Delta h_{B.P. canal adução} = \sqrt{\frac{n*Q}{A_{adução}*(Rh_{canal adução})^{2/3}}} * L_{canal adução} \quad (23)$$

ou

$$\Delta h_{B.P. tubulação} = \frac{8*f*Q^2*L_{tub.B.P.}}{\pi^2*g*(D_{tub.B.P.})^5} \quad (24)$$

$$\Delta h_{tub.forçada} = \frac{8*f*Q^2*L_{tub.forç.}}{\pi^2 g*(D_{tub.forç.})^5} \quad (25)$$

$$\Delta h_{canal fuga} = \sqrt{\frac{n*Q}{A_{fuga}*(Rh_{canal fuga})^{2/3}}} * L_{canal fuga} \quad (26)$$

$$h_{cinetico} = \frac{v_{sistema}^2}{2g} \quad (27)$$

Onde,

$K$  – Coeficiente de perda de carga da tomada d'água;

$v_{adução}$  – Velocidade média na entrada da tomada d'água [ $m s^{-1}$ ];

$g$  – Aceleração da gravidade [ $m s^{-2}$ ];

$n$  – Coeficiente de Maning;

$Q$  – Vazão aduzida [ $m^3 s^{-1}$ ];

$A_{adução}$  – Seção do canal de adução [ $m^2$ ];

$Rh_{canal adução}$  – Raio hidráulico do canal de adução [ $m$ ];

$L_{canal adução}$  – Extensão do canal de adução [ $m$ ];

$f$  – Fator de perda de carga obtido pelo ábaco de Moody (MOODY, 1944) ou por diversas equações disponíveis na literatura (BRKIĆ, 2011);

$L_{tub.B.P.}$  – Extensão da tubulação de baixa pressão [ $m$ ];

$D_{tub.B.P.}$  – Diâmetro da tubulação de baixa pressão [ $m$ ];

$L_{tub.forç.}$  – Extensão da tubulação forçada [ $m$ ];

$D_{tub.forç.}$  – Diâmetro da tubulação forçada [ $m$ ];

$A_{fuga}$  – Seção do canal de fuga [ $m^2$ ];

$Rh_{canal fuga}$  – Raio hidráulico do canal de fuga [ $m$ ];

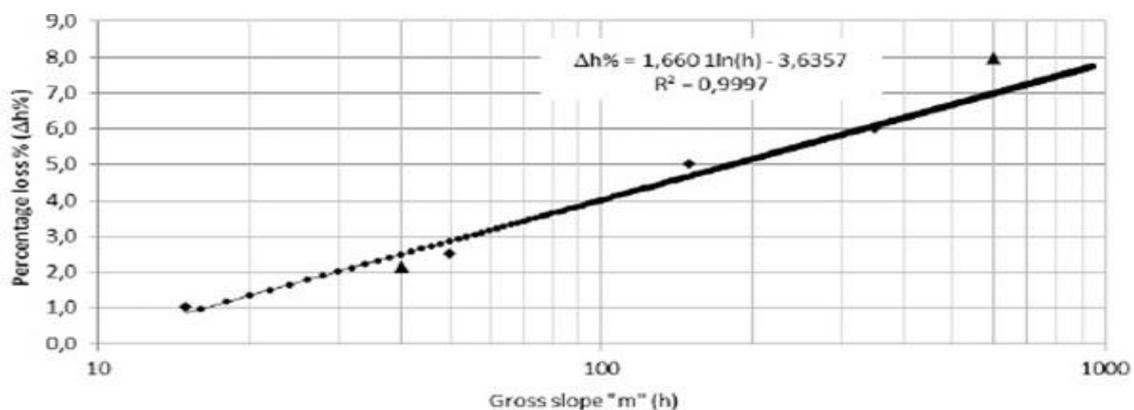
$L_{canal fuga}$  – Extensão do canal de fuga [ $m$ ]; e

$V_{sistema}$  – Velocidade da água no sistema de adução de baixa e de alta pressão [ $m$ ].

A perda de carga é diretamente proporcional ao coeficiente de Maning “ $n$ ” (Equações 23 e 26) e ao fator de perda de carga “ $f$ ” (Equações 24 e 25). Tanto o coeficiente de Maning quanto o fator de perda de carga são fortemente dependentes da rugosidade superficial do conduto de água. Para se obter uma avaliação inicial da perda de carga percentual em uma

instalação hidrelétrica de pequeno porte, propõe-se utilizar a equação da curva, derivada de dados obtidos na bibliografia (CREAGER; JUSTIN, 1950) e (NEVES 1960).

Creager e Justin (1950) expuseram que a velocidade típica para tubulações de Usinas Hidrelétricas pode ser considerada como sendo de  $3,7 \text{ m s}^{-1}$  ( $12 \text{ ft s}^{-1}$ ). Neves (1960) indica que essa velocidade pode ser próxima de  $3 \text{ m s}^{-1}$  e afirma que a perda de carga na tubulação varia de 8% a 10% da queda total para grandes quedas e 2% para pequenas quedas. Com esses dados, obtém-se a curva apresentada na Figura 8. Esse valor de perda de carga percentual pode ser utilizado como um balizador inicial para o dimensionamento do sistema de adução de uma instalação hidrelétrica de pequeno porte.



Valor da Perda de carga percentual ( $\Delta h\%$ ) numa instalação hidrelétrica em função da queda bruta

Figura 8 – Valor da Perda de carga percentual ( $\Delta h\%$ ) numa instalação hidrelétrica em função da queda bruta

- ◆ Creager, Willian P & Justin Joel. “Hydroelectric Handbook” (p. 609), D. John Wiley & Sons Inc. Second Edition, New York, 1950.
- ▲ Neves, Eurico Trindade. “Curso de Hidráulica” (p. 254), Editora Globo, R.J. 1960.

Com o passar do tempo, a superfície interna dos canais tende a ser desgastada pela ação da abrasão da água. Da mesma forma, a superfície interna das tubulações começa a apresentar um aumento da rugosidade decorrente da formação de tuberculozidades (efeito *macrofouling*), além do efeito hidroabrasivo, aumentando consideravelmente a rugosidade relativa da tubulação. Esse efeito é mais sensível em sistemas de menor porte (menor diâmetro e menor seção de escoamento em canais) e, portanto, importante nesse tipo de instalação.

#### 4.1 Cálculo da energia firme incorporando o fator temporal

Devido à avaliação da redução da energia firme em um horizonte temporal de até 100 anos, ou seja, um horizonte temporal de longo prazo quando a usina se encontra em um

estado temporal elevado, adotou-se o período crítico de longo prazo, que corresponde aos meses de junho/1948 a novembro/1956.

A variação do fator de perda de carga “ $f$ ” depende do aumento da rugosidade superficial e do diâmetro do duto. Logo, à medida que se tem um diâmetro de tubulação maior, a influência da rugosidade superficial decai.

Para cada vazão disponível para turbinamento, faz-se a avaliação da energia disponível no período, tomando-se inicialmente o sistema de adução como novo. Em seguida, faz-se um conjunto de novas simulações com os coeficientes de perda de carga referentes ao tempo de operação da instalação. A diferença entre a energia originalmente obtida e aquela alcançada após o envelhecimento da instalação é considerada como sendo a redução de energia firme devido ao processo de envelhecimento da usina.

Considerando que as usinas hidrelétricas são equipadas com sistemas de adução com extensões distintos, torna-se difícil analisar a influência da elevação da rugosidade para situações diferentes. Assim, propõem-se calcular a Perda de Geração Percentual unitária “ $PGP_{unit}$ ” através da Equação 28.

$$PGP_{unit} = \frac{\left( \frac{E_{firme\ ano\ zero} - E_{firme\ ano\ de\ análise}}{E_{firme\ ano\ zero}} \right) \cdot 100}{L_{Tubulação}} \quad (28)$$

Onde,

$E_{firme\ ano\ zero}$  – energia firme da instalação nova [MWH ano<sup>-1</sup>] obtida para um fator de perda de carga “ $f$ ” com a tubulação nova;

$E_{firme\ ano\ análise}$  – energia firme da instalação no ano de análise [MWH ano<sup>-1</sup>] obtida para um fator de perda de carga “ $f$ ” com a tubulação já desgastada pelo tempo de uso; e

$L_{Tubulação}$  – Extensão da tubulação [m].

O Fator de Capacidade “ $FC$ ” de uma instalação de geração de energia elétrica pode ser definido como: “A razão entre a eletricidade líquida gerada, pelo tempo considerado e a energia que poderia ter sido gerada em operação contínua de energia total durante o mesmo período” (BARROWS, 1934, p. 170); (GLOSSARY CAPACITY FATOR, 2018), podendo ser calculada pela Equação 29.

$$FC = \left( \frac{E_{anual}}{P_{instalada} \cdot T_{operação}} \right) \quad (29)$$

Onde,

$E_{anual}$  – Energia gerada no período considerado;

$P_{instalada}$  – Potência instalada; e

$T_{operação}$  – Tempo considerado ( $T_{op}$ ).

A Figura 9 apresenta o fluxograma de cálculo da diferença da Energia firme no primeiro e no ano n de análise.

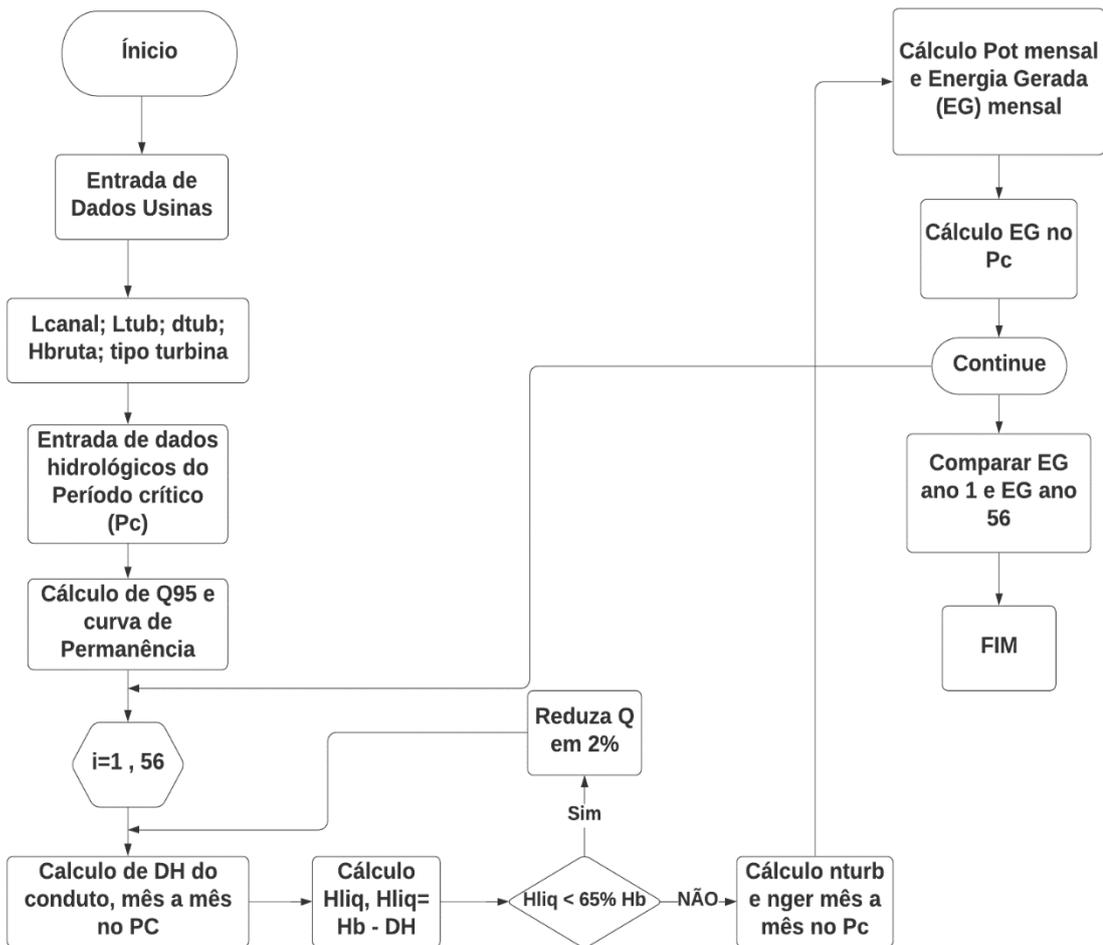


Figura 9 – Fluxograma para cálculo da diferença da Energia Firme no ano 01 e no ano n

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

## 5 AFERIÇÃO DAS EQUAÇÕES DE PERDA DE CARGA NOS SISTEMAS DE ADUÇÃO

Para aferir as Equações 4 a 7 apresentadas por Lima (2018), fez-se um estudo de parametrização a partir de um estudo de caso desenvolvido em uma CGH no Estado de Minas Gerais que está operando desde 1928. Essa CGH foi implantada e desde então vem operando de forma ininterrupta. No ano de 1978, a CGH foi submetida a uma ação de manutenção mais intensa, com uma intervenção no circuito de adução de baixa pressão. No ano de 1998 foi feita uma ação de pintura interna na tubulação de modo a preservá-la contra corrosão (FLUENGE - informação verbal, 2019). A atual usina possui três unidades instaladas (duas unidades de 672 kW e uma de 1.600 kW), totalizando 2.944 kW. A casa de força da CGH é construída na margem direita do rio e a tomada d'água e circuito adutor na margem esquerda, sendo que a transposição do rio se dá junto à casa de força. A usina fica próxima à região metropolitana de Belo Horizonte, em Minas Gerais. A usina opera a fio d'água e a altura do barramento é tal que o reservatório é assentado inteiramente na calha normal do rio. O barramento (Figura 10) é construído em concreto ciclópico, apoiado no leito rochoso do rio, no topo da cachoeira. Possui contrafortes em concreto em todo o seu perfil. A sua altura é variável, chegando a um máximo de 5,05 m na sua porção central. O comprimento total é de 46,60 m, dos quais 38,22 m compõe a soleira vertente. A elevação da crista está na cota El.984,45 m. Em sua ombreira esquerda encontra-se instalada a tomada d'água do circuito de adução.



Figura 10 – Barramento existente

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

O sistema adutor da CGH é constituído por um sistema de tubulações de baixa e alta pressão que conduzem a água desde a tomada d'água na barragem até a casa de força. O esquema da adução é apresentado nas Figuras 11 e 12. Na Figura 11, “A” é o trecho de baixa pressão, “B” é o trecho de alta pressão e o item “T” representa as turbinas instaladas na CGH. As curvas existentes no circuito de baixa pressão estão apresentadas na Figura 12 pelas letras C1 a C6.

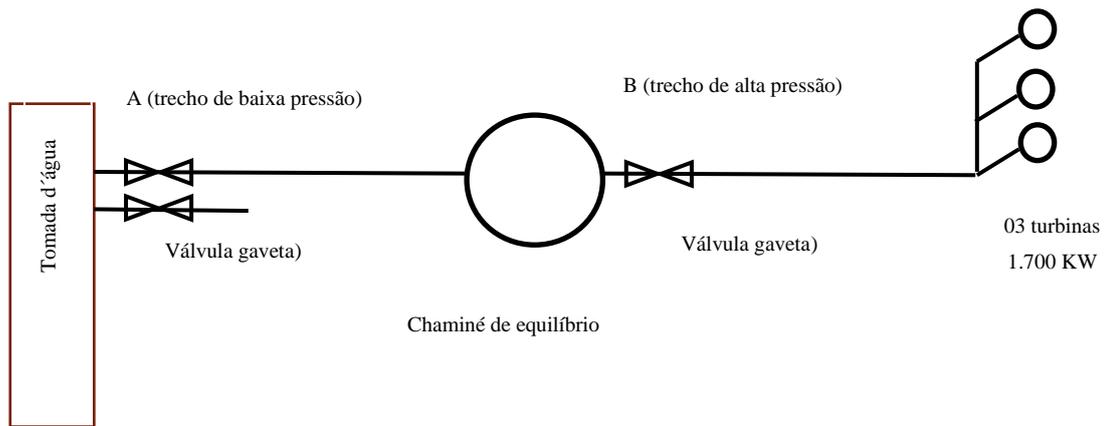


Figura 11 – Esquema da adução da CGH

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

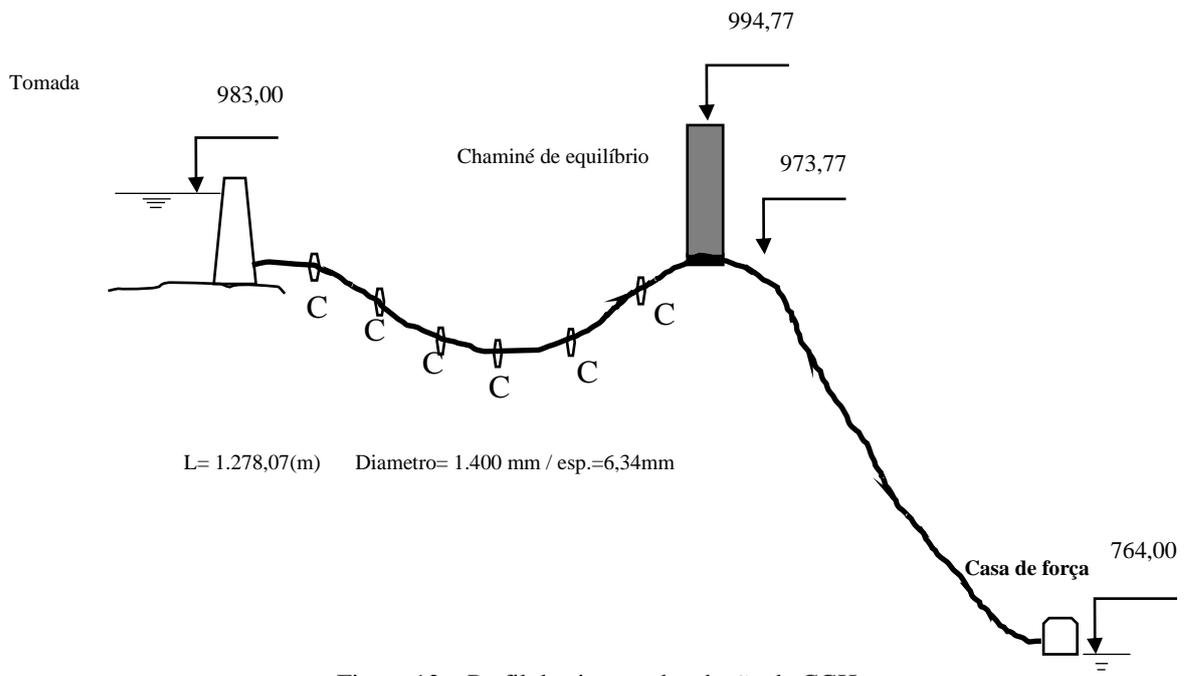


Figura 12 – Perfil do sistema de adução da CGH

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

A tomada d'água (Figuras 13 e 14), instalada na ombreira esquerda da barragem é dotada de uma grade removível para a retenção de detritos e uma comporta para o fechamento da adução em caso de manutenções. A tomada d'água com grades possui duas saídas: uma delas descarrega diretamente para jusante, podendo ser utilizada como desarenador e a outra ligada ao conduto de baixa pressão que é equipado com uma válvula gaveta.

Para se obter a rugosidade da tubulação fez-se a medição da perda de carga no sistema sob condição de vazão nominal e mediu-se a perda de carga total entre a entrada da tomada d'água e um ponto de medição de pressão no centro da Chaminé de equilíbrio ( $\Delta h_{t-ch}$ ). A perda de carga no trecho da tubulação de baixa pressão ( $\Delta h_{tub.BP}$ ) pode ser obtida descontando-se a perda de carga total ( $\Delta h_{t-ch}$ ) da perda de carga da tomada d'água ( $\Delta h_{T.d'água}$ ), da grades ( $\Delta h_{grade}$ ), da comporta ( $\Delta h_{comp}$ ), da válvula gaveta ( $\Delta h_{V.gaveta}$ ) e das curvas da tubulação  $\Delta h_{curva}$ , conforme apresentado na Equação 30.

$$\Delta h_{tub.BP} = \Delta h_{t-ch} - \Delta h_{T.d'água} - \Delta h_{grade} - \Delta h_{V.gaveta} - \Delta h_{curva} \quad (30)$$

### 5.1 Perdas de carga na entrada da tomada d'água e grades

A tomada d'água da CGH, apresentada nas Figura 13 e 14, é do tipo simples, equipada com grades verticais e tem as seguintes características básicas:

- Quantidade de comportas: 01;
- Número de painéis por comporta: 01;
- Tipo de comporta: *Stop log* (ensecadeira deslizante, sem rodas);
- Tipo de paramento: madeira;
- Vedação: por jusante;
- Altura livre: 2,30 m;
- Vão livre: 2,30 m;
- Área 5,29 m<sup>2</sup>;
- Vazão de projeto 2,40 m<sup>3</sup>/s;
- Velocidade da água: 0,44 m/s;
- Coeficiente de perda de carga: 0,02; e
- Acionamento: manual.



Figura 13 – Vista de montante da tomada d'água da CGH

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).



Figura 14 – Vista de jusante da tomada d'água da CGH

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

A perda de carga na entrada da tomada d'água ( $\Delta h_{E.T.d'água}$ ) pode ser obtida pela Equação 31 apresentada a seguir (BRASIL, 2000a).

$$\Delta h_{E.T.d'água} = 0,02 * \frac{v^2}{2g} \quad (31)$$

Onde,

$v$  – é a velocidade de entrada da tomada d'água; e

$g$  – é a aceleração da gravidade em  $m/s^2$ .

A grade da tomada d'água é vertical e tem as seguintes características:

- Tipo: removível vertical (90 graus – 1,571 rad.);
- Altura livre: 4,00 m;
- Espessura da barra: 8 mm;
- Espaçamento: 20 mm;
- Vão livre: 2,40 m;
- Área: 9,60  $m^2$ ;
- Vazão de projeto: 2,40  $m^3/s$ ;
- Velocidade da água na entrada da tomada d'água: 0,24 m/s; e
- Coeficiente de perda de carga da grade ( $k_{grade}$ ): 2,42.

A perda de carga na grade pode ser obtida pela equação 32 (BRASIL, 2000a).

$$\Delta h_{grade} = k_{grade} * \left(\frac{e_1}{e_2}\right)^{4/3} \text{sen}\theta_1 \frac{v^2}{2g} \quad (32)$$

Onde,

$\Delta h_{grade}$  – Perda de carga na grade em (mca);

$k_{grade}$  – Coeficiente de perda de carga na grade;

$e_1$  – Espessura da grade (ou diâmetro) em (mm)

$e_2$  – Espaçamento das barras em mm;

$\theta_1$  – Ângulo de inclinação da grade; e

$v$  – Velocidade de entrada da grade (m/s).

## 5.2 Perdas de carga na válvula gaveta, curvas e na tubulação forçada

A perda de carga na válvula gaveta na entrada da tubulação ( $\Delta h_{V.gaveta}$ ), apresentada na Figura 15, pode ser obtida pela Equação 33 (BRASIL, 2000a):



Figura 15 – Detalhe da válvula gaveta na entrada da tubulação de baixa pressão

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

$$\Delta h_{v.gaveta} = k_v * \frac{v^2}{2g} \quad (33)$$

Onde  $k_v$  é o coeficiente de perda de carga da válvula gaveta totalmente aberta (0,3).

A perda de carga nas curvas  $C_1$  a  $C_6$  ( $\Delta h_{curva}$ ) pode ser obtida a partir da Equação 34 (BRASIL, 2000a). A Figura 16 apresenta uma vista da Curva  $C_1$  que também está indicada na Figura 12.

$$\Delta h_{curva} = k_c * \frac{v^2}{2g} \quad (34)$$

O coeficiente  $k_v$  pode ser visto na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Coeficientes de perda de carga em curvas

Fonte: (POLO ENCINAS, 1975; SCHREIBER, 1977; AZEVEDO NETO1961).

Curva	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Diâmetro interno (mm)	1.400					
Área transversal (m <sup>2</sup> )	1.511					
Ângulo de deflexão da curva	16	12	20	24	16	24
Coeficiente de perda de carga	0,06	0,03	0,06	0,06	0,06	0,06



Figura 16 – Detalhe da curva C1 da tubulação de baixa pressão da CGH

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

A perda de carga no sistema de tubulações pode ser obtida a partir da Equação 24 apresentada anteriormente:

$$\Delta h_{\text{ tub. forçada}} = \frac{8 * f * Q^2 * L_{\text{ tub. B.P.}}}{\pi^2 * g * (D_{\text{ tub. B.P.}})^5} \quad (24)$$

Ocorre que, para o cálculo dessa perda de carga, é necessário possuir o valor do fator de perda de carga “f”, que depende da rugosidade do sistema. Assim, pode-se apurar o valor da perda de carga a partir da Equação 30 e, com auxílio da Equação 25, obter o valor de “f”. A partir do ábaco de Moody e/ou da Equação de Nikuradse, chega-se ao valor de e/D (rugosidade / diâmetro efetivo da tubulação) e com isso encontra-se a rugosidade do tubo. Esse valor, comparado com o proposto por Lima (2018), pode validar o uso dessa equação neste estudo.

A chaminé de equilíbrio, apresentada na Figura 17, está instalada ao final do trecho de baixa pressão e é construída em chapas de aço soldadas e tem 6.000 mm de diâmetro e 21 metros de altura. A cota na base da chaminé está na elevação 973,77 e no topo na elevação 994,77.



Figura 17 – Detalhe da chaminé de equilíbrio da CGH

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

### 5.3 Cálculo da rugosidade da tubulação forçada

Para se obter o cálculo da rugosidade da tubulação forçada, fez-se a medição da vazão aduzida por meio de um medidor ultrassônico da marca DigiSonic, com faixa de trabalho que permite medir vazões em duto de 8 a 5.000 mm de diâmetro e que pode trabalhar com velocidades entre 0,5 e 10 m/s apresentado precisão de 1% no valor medido. Esse medidor foi instalado em um trecho retilíneo da tubulação conforme pode ser visto na Figura 18. O ajuste de vazão foi obtido mediante a variação da carga nas turbinas hidráulicas e a perda de carga total entre a entrada do sistema, e a chaminé de equilíbrio foi obtida por meio da medição de nível na entrada da tomada d'água e o nível de água na chaminé de equilíbrio. A vazão de trabalho está apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 – Vazões e respectivas perdas de carga

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Unidades geradora	Vazão (m <sup>3</sup> /s)	Potência ativa [kw]	$\Delta p$ (baixa pressão) [mca] (medido em campo)
UG1, 2 e 3 operando simultaneamente	2,310	1.700	2,60



Figura 18 – Detalhe da instalação do medidor ultrassônico e do display do equipamento

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

A Tabela 6 apresenta o resultado do cálculo da perda de carga no circuito de adução, descontando-se as perdas de carga localizadas.

Tabela 6 – Cálculo da perda de carga na tubulação do circuito de adução

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Cálculo das perdas de carga na tubulação (valores em mca)							
Vazão (m <sup>3</sup> /s)	Entrada da tomada d'água	Grades	Válvula gaveta	Curvas	Perda de carga total	Perda de carga na tubulação	Porcentagem da perda na tubulação
2,310	0,00238	0,00210	0,03574	0,03931	2,60000	2,52047	97%

Com auxílio da Equação 24, obtém-se o valor do fator de perda de carga. Utilizando-se o ábaco de Moody ou a equação modificada de Nikuradse apresentada por Andrade & Carvalho (2001) – Equação 35 – pode-se obter o valor da rugosidade “e” do tubo em função do coeficiente “f” e do diâmetro efetivo ( $D_{\text{efetivo}}$ , mm) da tubulação.

$$e = \frac{D_{\text{efetivo}} * 10^{\left(1,74 - \frac{1}{\sqrt{f}}\right)/2}}{2} \quad (\text{mm}) \quad (35)$$

Onde,

$$D_{\text{efetivo}} = D_{\text{tub}} - (2 * e) \quad (\text{mm}) \quad (36)$$

O resultado obtido está apresentado na Tabela 7 a seguir:

Tabela 7 – Cálculo da rugosidade e da tubulação e do tempo de operação correspondente

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

<b>Cálculo da rugosidade "e"</b>					
			"e/D"		
Vazão (m <sup>3</sup> /s)	"f"	Nre	ábaco de Moody	Papaevangel (2010) Tabela 1	Andrade (2001) – Eq. 35
2,310	0,024463203	2.120.919	0,00220	0,00216	0,00236 Obtida a partir de "e"
			"e"		
			3,052	3,000	3,269
<b>Tempo de operação em anos (usando a equação de Lima 2018)</b>					
			21,5	21,2	22

Com as equações propostas por Lima (2018), apresentadas anteriormente, obtém-se o ábaco da Figura 18 que apresenta o aumento temporal da rugosidade para essa tubulação.

$$e_{\text{est}} = \alpha \cdot t_{\text{op}}^2 + \beta \cdot t_{\text{op}} + \theta \quad (4)$$

Onde,

$e_{\text{est}}$  – Espessura da rugosidade superficial [mm], para tubulações com diâmetros variando entre 250 e 1.500mm;

$T_{\text{op}}$  – Tempo de operação da tubulação em anos; e

$\alpha$ ,  $\beta$ , e  $\theta$  – São coeficientes calculados pelas Equações 5, 6 e 7 a seguir.

$$\alpha = 0,0006 \ln(D_{\text{tub}}) - 0,0006 \quad (5)$$

$$\beta = 0,0076 \ln(D_{\text{tub}}) + 0,0355 \quad (6)$$

$$\theta = -(0,0612 \ln(D_{\text{tub}}) - 0,1264) \quad (7)$$

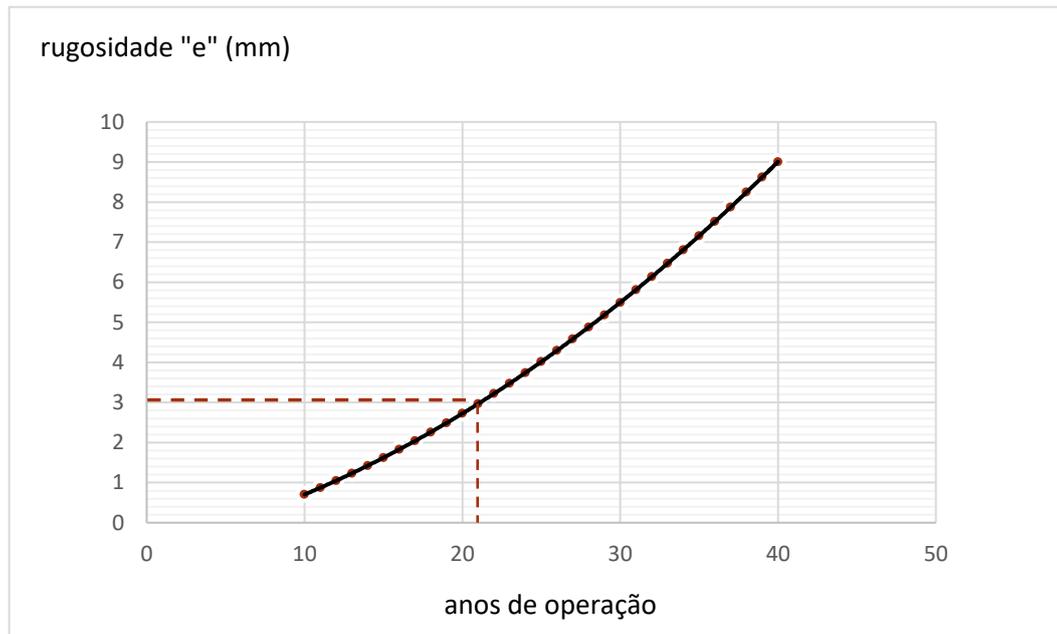


Figura 19 – Aumento temporal de rugosidade desta tubulação forçada de acordo com Lima (2018)

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

A partir dos resultados obtidos (ver Figura 19), pode-se verificar que a rugosidade de 3 mm corresponde a aproximadamente 21 anos de operação. Esse tempo é compatível com o tempo decorrente da última intervenção no sistema de adução que foi em 1998 e, portanto, indica um período de 22 anos de operação do circuito de adução de baixa pressão. Assim, pode-se considerar que as equações de Lima (2018) são capazes de apresentar resultados aceitáveis de evolução temporal de rugosidade superficial em tubulações de CGHs.

## 6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção estão apresentados os resultados e as discussões provenientes da coleta e análise de dados reunidas na pesquisa.

### 6.1 Estudo de caso da PCH Ervália, CGHs Perimbó e Buritis – Brasil

Para quantificar a redução da energia gerada ao longo do tempo em função do envelhecimento das tubulações forçadas, fez-se a simulação das PCHs Ervália-MG, CGH Perimbó-SC e CGH Buritis-SP, todas instalações a fio d'água, cujas características são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Característica das PCHs Ervália e Perimbó e Buritis

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Dados da instalação	PCH Ervália /1999			CGH Perimbó / 1952			CGH Buritis /1922		
Latitude:	20°54'25.5" S			20°12'52.74"S			20°12'52.74"S		
Longitude:	42°39'41.8" O			47°42'26.28"O			47°42'26.28"O		
Período de operação	1999 / ---			1952 -2008 / ...			1922-1989		
Potência instalada [MW]	6,90 MW / 60 Hz			1,50 MW / 50 Hz			0,80 MW/ 60 Hz		
Geração anual [MWh ano <sup>-1</sup> ]	31720			7266			3100		
Fator de capacidade	0,50			0,55			0,5		
Tempo de operação	21			56			67		
Rugosidade 50 anos de operação (Eq. 4 a 7)	13,57 mm			12,21 mm			11,73 mm		
Características da tubulação	Extensão	Ø tub.	e/d	Extensão	Ø tub	e/d	Extensão	Ø tub	e/d
	[m]	[mm]		[m]	[mm]		[m]	[mm]	
				17	609,6	0,01116			
				165	609,6	0,01116			
				90	660,4	0,01030			
	1450			166	660,4	0,01030	250		
	Único	1000	0,00121	103	660,4	0,01030	Único	508	0.01845
			87	711,2	0,00956				
			214	711,2	0,00956				
$H_{bruta}$ [m]	355			236			140		
$Q$ [m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> ]	2,40			1,30			0,95		
Tipo de turbina	Pelton 2 Jatos			Pelton de 2 Jatos			Francis		
Gerador – Fabricante	Toshiba			Siemens - Schuckert			Westinghouse		
Fator de Potência	0,8			0,8			0,8		
Tensão nominal [KV]	6,9			6,3			2,2		

As características das turbinas que equipam as PCHs são apresentadas na Figura 20. Devido ao fato de a PCH Buritis estar desativada e de não ser possível localizar a curva da turbina, optou-se por adotar a curva de rendimento de uma turbina com características de queda e vazão semelhantes, tal como apresentado na Figura 20.

As vazões do período crítico (junho de 1948 a novembro de 1956) estão apresentadas nas Tabelas 9, 10 e 11. O período de análise adotado para todas as instalações foi de 50 anos, que corresponde aproximadamente ao período de operação da CGH Perimbó, que operou de 1952 até o ano de 2008, quando sofreu pequenas intervenções. Essas vazões foram obtidas a partir de metodologia de regionalização de vazão descrita no item 3.4.

Adotou-se esse período para verificar a validade das equações de rugosidade utilizadas, uma vez que se tinham disponíveis os dados de medições de campo que permitiram calcular as rugosidades (GSI, 2008).

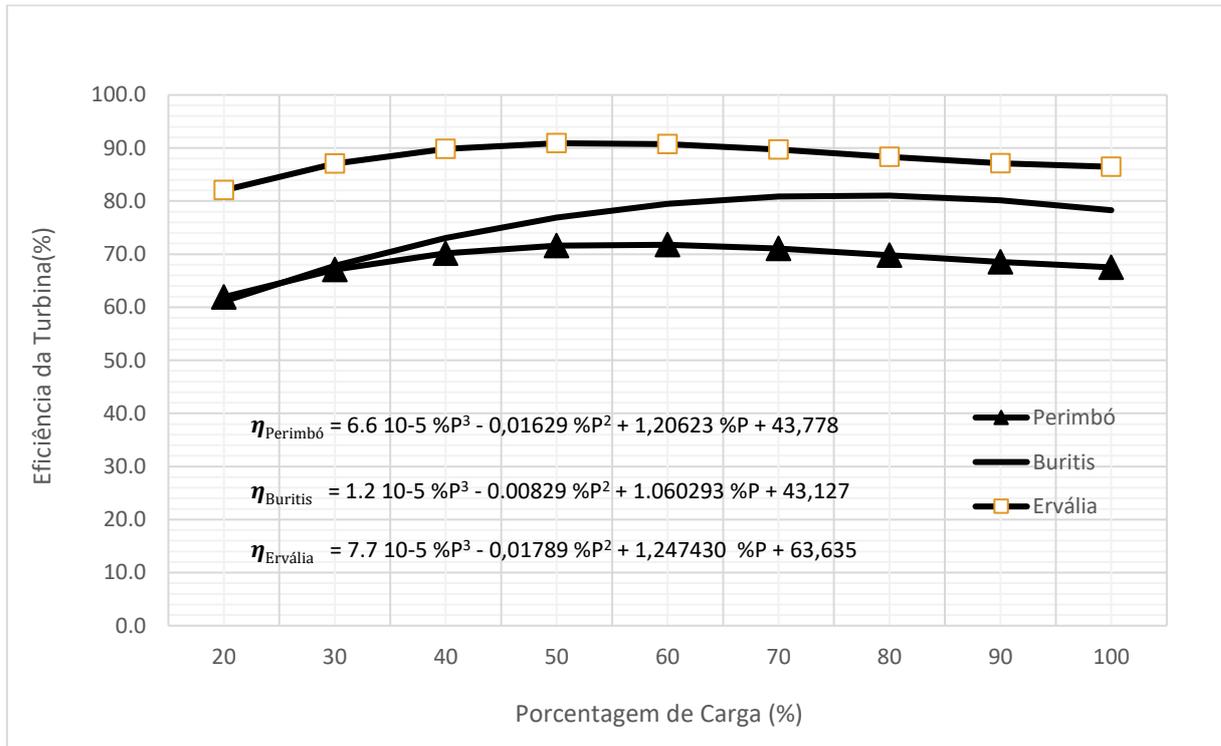


Figura 20 – Curvas de rendimento em função da porcentagem de carga das turbinas das PCH Ervália, Perimbó e Buritis.

Fonte: CGE Alstom (1996); GSI (2008); Holder (2005); Amaral (2000).

Tabela 9 – Vazões médias mensais (m<sup>3</sup>/s) para PCH Ervália – Rio dos Bagres – Drenagem 57 Km<sup>2</sup>

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Med
1948						0,88	0,69	0,58	0,52	0,63	1,22	3,04	1,08
1949	3,38	4,61	2,50	2,15	1,37	1,26	0,96	0,78	0,67	1,19	1,33	1,98	1,85
1950	2,47	2,22	2,16	1,93	1,30	0,95	0,78	0,77	0,68	0,83	1,74	2,42	1,52
1951	2,31	2,33	2,80	1,93	1,21	0,98	0,77	0,67	0,53	0,56	0,48	1,43	1,33
1952	3,72	3,88	3,37	1,95	1,35	1,14	0,92	0,86	0,94	1,04	1,82	2,71	1,98
1953	1,41	2,10	1,52	1,37	1,14	0,94	0,75	0,66	0,65	0,55	1,25	2,08	1,20
1954	1,18	0,96	0,80	1,16	0,79	0,56	0,29	0,26	0,24	0,50	1,00	1,13	0,74
1955	1,31	0,84	0,71	0,98	0,76	0,60	0,27	0,24	0,23	0,57	1,54	1,98	0,83
1956	1,72	0,61	1,22	0,97	0,84	0,81	0,73	0,70	0,53	0,64	1,05		

Tabela 10 – Vazões médias mensais (m<sup>3</sup>/s) para CGH Perimbó– Rio Palheiros – Drenagem 30 Km<sup>2</sup>

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Med
1948						0,21	0,15	0,09	0,17	0,38	0,96	1,19	0,37
1949	0,7	1,95	2,07	1,51	1,03	0,77	0,92	0,7	0,72	1,03	1,65	2	1,25
1950	2,35	1,65	2,77	2,12	1,31	0,98	0,8	0,7	0,59	0,91	1,31	1,16	1,39
1951	0,56	0,35	0,46	0,41	0,28	0,23	0,19	0,11	0,09	0,25	0,23	0,46	0,3
1952	0,9	0,65	0,38	0,35	0,26	0,21	0,29	0,17	0,16	0,25	0,73	0,55	0,41
1953	0,35	0,33	0,42	0,3	0,28	0,2	0,25	0,26	0,45	0,58	0,68	0,98	0,42
1954	0,81	0,46	0,48	0,49	0,32	0,25	0,2	0,18	0,26	0,26	0,49	0,74	0,41
1955	0,94	0,72	0,52	0,42	0,42	0,38	0,3	0,22	0,2	0,43	0,55	1,26	0,53
1956	1,66	3,7	1,46	0,84	0,63	0,5	0,42	0,39	0,35	0,32	0,77		

Tabela 11 – Vazões médias mensais (m<sup>3</sup>/s) para CGH Buritis– Rib. Bandeira – Drenagem 28 Km<sup>2</sup>

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Med
1948						0,46	0,41	0,35	0,32	0,33	1,05	1,33	0,6
1949	0,68	0,54	0,78	0,44	0,32	0,24	0,22	0,21	0,26	0,33	0,33	0,66	0,42
1950	1,01	1,03	0,88	0,65	0,47	0,49	0,43	0,37	0,3	0,46	0,74	1,39	0,68
1951	1,3	0,8	0,71	0,6	0,43	0,37	0,38	0,39	0,54	1,03	1,61	1,28	0,79
1952	0,95	0,74	0,85	0,59	0,46	0,59	0,43	0,25	0,46	1,06	2,69	3,33	1,03
1953	0,39	0,49	0,52	0,38	0,26	0,19	0,23	0,18	0,18	0,26	0,41	0,5	0,33
1954	1,06	0,74	1,25	0,95	0,59	0,44	0,36	0,31	0,26	0,41	0,59	0,52	0,62
1955	1,06	0,66	0,86	0,77	0,53	0,44	0,35	0,2	0,18	0,46	0,6	0,86	0,58
1956	1,39	0,87	1,14	1,01	0,69	0,58	0,47	0,26	0,23	0,61	0,65		

Utilizando o histórico de vazões, calculou-se a energia disponível no período crítico, para a PCH Ervália, CGH Perimbó e CGH Buritis. Dessa maneira, fez-se um cálculo da rugosidade das tubulações e da energia gerada para ano zero e para os 50 anos de operação.

A rugosidade superficial do interior das tubulações, para a época de partida, foi considerada pequena e para isso adotou-se o valor de 0,01 mm a 0,05 mm (SCHRODER, 2011). Para o caso das tubulações com 50 anos de operação, estimou-se a rugosidade em 13,57mm (PCH Ervália), 12,21mm (CGH Perimbó) e 11,73 (CGH Buritis) através das Equações 4, 5, 6 e 7. Nas simulações da operação da CGH Buritis, equipada com turbina Francis, quando a perda de carga alcançava valores superiores a 35% do valor da carga nominal, adotou-se a hipótese de controle da adução e de potência gerada, de modo a não operar a turbina abaixo da faixa apresentada na Tabela 2 (DOLAND, 1954).

Os cálculos de Energia Firme de cada usina e da diferença de Energia Firme entre o ano 01 e o ano 50 foram feitos a partir dos procedimentos descritos no item 3.5 e do Fluxograma para cálculo da diferença da Energia Firme no ano 01 e no ano n apresentado na Figura 6.

As Tabelas 12 a 17 e as Figuras 21 a 23 apresentam os valores das perdas de carga, da queda líquida do rendimento das turbinas da potência disponibilizada e da energia gerada mensalmente e PCHs.

Tabela 12 – Energia Gerada e FC na PCH Ervália – ano zero

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Energia Gerada PCH Ervália - Ano Zero - Junho e Janeiro de 1948 a 1956								
Considerando eficiência da turbina e do gerador de 97% (P = 6900 kW)								
Mês	Vazão [m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> ]	<i>Re</i>	" <i>f</i> "	Perda de Carga [m]	Queda Líquida [m]	Eficiência Turbina [%]	Potência [KW]	Energia [KWh month <sup>-1</sup> ]
jun/48	0.88	1.121.019	0,0109	1,01	354	0,89	2.641	1.902.002
jan/49	2.4	3.057.324	0,0095	6,58	348,42	0,86	6.880	5.119.427
jun/49	1.26	1.605.096	0,0103	1,97	353	0,91	3.850	2.772.041
jan/50	2.4	3.057.324	0,0095	6,58	348,42	0,86	6.880	5.119.427
jun/50	0.95	1.210.191	0,0108	1,16	353,8	0,89	2.871	2.067.132
jan/51	2,31	2.942.675	0,0096	6,13	348,9	0,86	6.642	4.942.292
jun/51	0,98	1.253.503	0,0107	1,24	353,8	0,90	2.981	2.146.750
jan/52	2,4	3.057.324	0,0095	6,58	348,52	0,86	6.880	5.119.427
jun/52	1,14	1.452.229	0,0105	1,63	353,4	0,90	3.479	2.505.387
jan/53	1,41	1.796.178	0,0102	2,43	352,6	0,90	4.294	3.195.266
jun/53	0,94	1.197.452	0,0108	1,14	353,9	0,89	2.838	2.043.636

jan/54	1,18	1.503.185	0,0104	1,74	353,3	0,90	3.604	2.681.759
jun/54	0,56	714.650	0,0117	0,44	354,6	0,84	1.589	1.144.761
jan/55	1,31	1.668.790	0,0103	2,11	352,9	0,91	4.000	2.976.454
jun/55	0,6	760.510	0,0116	0,49	354,5	0,84	1.707	1.229.321
jan/56	1,72	2.191.082	0,0099	3,51	351,49	0,89	5.148	3.830.254
jun/56	0,81	1.026.752	0,011	0,86	354,1	0,88	2.397	1.726.173
nov/56	1,05	1.337.580	0,0106	1,40	353,6	0,90	3.194	2.376.601
Energia Anual Média no período crítico [kWh ano <sup>-1</sup> ]								30.826.967
Energia Diária Média no período crítico [kWh dia <sup>-1</sup> ]								84.457
Fator de capacidade "FC"								0,51

Tabela 13 – Energia Gerada e FC na PCH Ervália – ano 50 (projeção)

Fonte: Elaborada pelo autor (2020),

Energia Gerada na PCH Ervália - Ano 50 - Junho e Janeiro de 1948 a 1956								
Considerando eficiência da turbina e do gerador de 97% (P = 6900 kW)								
Mês	Vazão [m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> ]	<i>Re</i>	" <i>f</i> "	Perda de Carga [m]	Queda Líquida [m]	Eficiência Turbina [%]	Potência [KW]	Energia [KWh mês <sup>-1</sup> ]
jun/48	0,88	1.121.019	0,0421	3,91	351,09	0,89	2.620	1.886.399
jan/49	2,4	3.057.324	0,0421	29,08	325,92	0,86	6.436	4.788.824
jun/49	1,26	1.605.096	0,0421	8,02	346,98	0,91	3.784	2.724.501
jan/50	2,4	3.057.324	0,0421	29,08	325,92	0,86	6.436	4.788.824
jun/50	0,95	1.210.191	0,0421	4,56	350,44	0,89	2.843	2.047.286
jan/51	2,31	2.942.675	0,0421	26,95	328,05	0,86	6.246	4.647.364
jun/51	0,98	1.253.503	0,0421	4,89	350,11	0,90	2.950	2.124.595
jan/52	2,4	3.057.324	0,0421	29,08	325,92	0,86	6.436	4.788.824
jun/52	1,14	1.452.229	0,0421	6,56	348,44	0,90	3.431	2.470.403
jan/53	1,41	1.796.178	0,0421	10,04	344,96	0,90	4.201	3.126.228
jun/53	0,94	1.197.452	0,0421	4,46	350,54	0,89	2.811	2.024.437
jan/54	1,18	1.503.185	0,0421	7,03	347,97	0,90	3.550	2.641.565
jun/54	0,56	714.650	0,0421	1,59	353,41	0,84	1.584	1.141.046
jan/55	1,31	1.668.790	0,0421	8,67	346,33	0,91	3.926	2.921.161
jun/55	0,6	760.510	0,0421	1,80	353,20	0,84	1.701	1.224.785
jan/56	1,72	2.191.082	0,0421	14,94	340,06	0,89	4.980	3.705.756
jun/56	0,81	1.026.752	0,0421	3,28	351,72	0,88	2.381	1.714.353
nov/56	1,05	1.337.580	0,0421	5,57	349,43	0,90	3.156	2.348.574
Energia Anual Média no período crítico [kWh ano <sup>-1</sup> ]								29.864.582
Energia Diária Média no período crítico [kWh dia <sup>-1</sup> ]								81.820
Fator de capacidade "FC"								0,4941

Tabela 14 – Energia Gerada e FC na CCH Perimbó – ano zero

Fonte: Elaborada pelo autor (2020),

Energia Gerada na PCH Perimbó - Ano Zero- Junho e Janeiro de 1948 a 1956								
Considerando eficiência da turbina e do gerador de 97% (P = 1500 kW)								
Mês	Vazão [m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> ]	<i>Re</i>	" <i>f</i> "	Perda de Carga [m]	Queda Líquida [m]	Eficiência Turbina [%]	Potência [KW]	Energia [KWh mês <sup>-1</sup> ]
jun/48	0,21	405.327	0,0129	0,32	235,68	0,59	288	207.270
jan/49	0,7	1.346.265	0,0107	2,89	233,11	0,72	1.145	852.009
jun/49	0,77	1.493.920	0,0106	3,5	232,5	0,72	1.267	912.301
jan/50	1,30	2.509.168	0,0100	9,34	226,66	0,68	1.951	1.451.691
jun/50	0,98	1.897.317	0,0103	5,49	230,5	0,70	1.564	1.126.346
jan/51	0,56	1.080.872	0,011	1,91	234,1	0,71	910	677.236
jun/51	0,23	451.939	0,0127	0,39	235,61	0,61	328	236.159
jan/52	0,9	1.729.395	0,0104	4,6	231,4	0,71	1.446	1.076.423
jun/52	0,21	410.731	0,0129	0,32	235,68	0,59	292	210.582
jan/53	0,35	671.685	0,0119	0,80	235,2	0,66	527	392.254
jun/53	0,2	392.974	0,0130	0,3	235,7	0,59	277	199.736
jan/54	0,81	1.567.265	0,0105	3,84	232,16	0,72	1.325	985.809
jun/54	0,25	489.770	0,0125	0,45	235,55	0,62	361	260.091
jan/55	0,94	1.814.321	0,0103	5,06	230,94	0,71	1.507	1.121.421
jun/55	0,38	741.169	0,0117	0,96	235,04	0,67	592	426.462
jan/56	1,3	2.509.168	0,0100	9,34	226,66	0,68	1.951	1.451.691
jun/56	0,5	957.344	0,0112	1,53	234,47	0,70	795	572.957
nov/56	0,77	1.490.059	0,0106	3,50	232,5	0,72	1.264	940.406
Energia Anual Média no período crítico [kWh ano <sup>-1</sup> ]								8.143.858
Energia Diária Média no período crítico [kWh dia <sup>-1</sup> ]								22.311
Fator de capacidade "FC"								0,61978

Tabela 15 – Energia Gerada e FC na CCH Perimbó – ano 50

Fonte: Elaborada pelo autor (2020),

Energia Gerada na PCH Perimbó - Ano 50- Junho e Janeiro de 1948 a 1956								
Considerando eficiência da turbina e do gerador de 97% (P = 1500 kW)								
Mês	Vazão [m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> ]	<i>Re</i>	" <i>f</i> "	Perda de Carga [m]	Queda Líquida [m]	Eficiência Turbina [%]	Potência [KW]	Energia [KWh mês <sup>-1</sup> ]
jun/48	0,21	405.327	0,0472	1,15	234,85	0,59	286	206.536
jan/49	0,7	1.346.265	0,0471	12,67	223,33	0,72	1.097	789.938
jun/49	0,77	1.493.920	0,0471	15,60	220,40	0,72	1.201	864.869
jan/50	1,30	2.509.168	0,0471	44,00	192,00	0,68	1.652	1.190.031
jun/50	0,98	1.897.317	0,0471	25,16	210,84	0,70	1.430	1.030.298
jan/51	0,56	1.080.872	0,0471	8,17	227,83	0,71	886	637.897
jun/51	0,23	451.939	0,0472	1,43	234,57	0,61	326	235.113
jan/52	0,9	1.729.395	0,0471	20,91	215,09	0,71	1.345	968.400
jun/52	0,21	410.731	0,0472	1,18	234,82	0,59	291	209.816
jan/53	0,35	671.685	0,0472	3,16	232,84	0,66	521	375.793
jun/53	0,2	392.974	0,0472	1,08	234,92	0,59	276	199.073
jan/54	0,81	1.567.265	0,0471	17,17	218,83	0,72	1.248	899.248
jun/54	0,25	489.770	0,0472	1,68	234,32	0,62	359	258.731
jan/55	0,94	1.814.321	0,0471	23,01	212,99	0,71	1.390	1.000.906
jun/55	0,38	741.169	0,0472	3,84	232,16	0,67	585	421.224
jan/56	1,30	2.509.168	0,0471	44,00	192,00	0,68	1652	1.190.031
jun/56	0,5	957.344	0,0472	6,41	229,59	0,70	779	561.043
nov/56	0,77	1.490.059	0,0471	15,52	220,48	0,72	1.198	863.006
Energia Anual Média no período crítico [kWh ano <sup>-1</sup> ]								7.421.287
Energia Diária Média no período crítico [kWh dia <sup>-1</sup> ]								20.332
Fator de capacidade "FC"								0,5648

Tabela 16 – Energia Gerada e FC na CCH Buritis – ano zero

Fonte: Elaborada pelo autor (2020),

Energia Gerada na CGH Buritis - Ano Zero- Junho e Janeiro de 1948 a 1956								
Considerando eficiência da turbina e do gerador de 97% (P = 800 kW)								
Mês	Vazão [m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> ]	<i>Re</i>	" <i>f</i> "	Perda de Carga [m]	Queda Líquida [m]	Eficiência Turbina [%]	Potência [KW]	Energia [KWh mês <sup>-1</sup> ]
jun/48	0,46	1.148.879	0,0111	1,43	138,6	0,76	464	334.743
jan/49	0,68	1.704.699	0,0106	3	137	0,81	730	543.117
jun/49	0,24	614.023	0,0122	0,45	139,6	0,65	212	152.928
jan/50	0,95	2.382.266	0,0103	5,66	134,3	0,78	982	731.013
jun/50	0,49	1.219.770	0,0111	1,6	138,4	0,77	499	359.816
jan/51	0,95	2.382.266	0,0103	5,66	134,3	0,78	982	731.013
jun/51	0,37	922.614	0,0115	0,95	139,1	0,72	354	255.349
jan/52	0,95	2.382.266	0,0103	5,66	134,3	0,78	982	731.013
jun/52	0,59	1.474.497	0,0108	2,28	137,7	0,79	623	448.857
jan/53	0,39	971.714	0,0114	1,05	139	0,73	378	281.486
jun/53	0,19	485.229	0,0127	0,29	139,7	0,61	158	113.886
jan/54	0,95	2.382.266	0,0102	5,66	134,3	0,78	982	731.013
jun/54	0,44	1.109.258	0,0112	1,34	138,7	0,75	445	320.737
jan/55	0,95	2.382.266	0,0103	5,66	134,3	0,78	982	731.013
jun/55	0,44	1.107.227	0,0112	1,33	138,7	0,75	444	320.019
jan/56	0,95	2.382.265	0,0102	5,66	134,3	0,78	982	731.013
jun/56	0,58	1.459.527	0,0108	2,24	137,8	0,79	616	443.712
nov/56	0,65	1.629.971	0,0107	2,76	137,2	0,80	696	517.952
Energia Anual Média no período crítico [kWh ano <sup>-1</sup> ]								5.057.998
Energia Diária Média no período crítico [kWh dia <sup>-1</sup> ]								13.857
Fator de capacidade "FC"								0,7217

Tabela 17 – Energia Gerada e FC na CCH Buritis – ano 50

Fonte: Elaborada pelo autor (2020),

Energia Gerada na CGH Buritis - Ano 50- Junho e Janeiro de 1948 a 1956								
Considerando eficiência da turbina e do gerador de 97% (P = 800 kW)								
Mês	Vazão [m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> ]	<i>Re</i>	" <i>f</i> "	Perda de Carga [m]	Queda Líquida [m]	Eficiência Turbina [%]	Potência [KW]	Energia [KWh mês <sup>-1</sup> ]
jun/48	0,46	583.631	0,05144	6,60	133,40	0,76	443	319.605
jan/49	0,68	865.987	0,05141	14,52	125,48	0,81	657	488.840
jun/49	0,24	311.924	0,05151	1,88	138,12	0,65	209	150.960
jan/50	0,95	1.210.191	0,05139	28,35	111,65	0,78	789	587.648
jun/50	0,49	619.643	0,05143	7,43	132,57	0,77	474	341.446
jan/51	0,95	1.210.191	0,05139	28,35	111,65	0,78	789	587.648
jun/51	0,37	468.688	0,05146	4,25	135,75	0,72	344	247.914
jan/51	0,95	1.210.191	0,05139	28,35	111,65	0,78	789	587.648
jun/52	0,59	749.044	0,05142	10,86	129,14	0,79	576	415.349
jan/53	0,39	493.631	0,05145	4,72	135,28	0,73	366	272.391
jun/53	0,19	246.497	0,05155	1,17	138,83	0,61	157	112.972
jan/51	0,95	1.210.191	0,05139	28,35	111,65	0,78	789	587.648
jun/54	0,44	563.503	0,05144	6,15	133,85	0,75	426	307.219
jan/51	0,95	1.210.191	0,05139	28,35	111,65	0,78	789	587.648
jun/55	0,44	562.471	0,05144	6,12	133,88	0,75	425	306.582
jan/51	0,95	1.210.191	0,05139	28,35	111,65	0,78	789	587.648
jun/56	0,58	741.439	0,05142	10,64	129,36	0,79	571	411.261
nov/56	0,65	828.025	0,05141	13,28	126,72	0,80	632	470.653
Energia Anual Média no período crítico [kWh ano <sup>-1</sup> ]								4.473.459
Energia Diária Média no período crítico [kWh dia <sup>-1</sup> ]								12.256
Fator de capacidade "FC"								0,6383

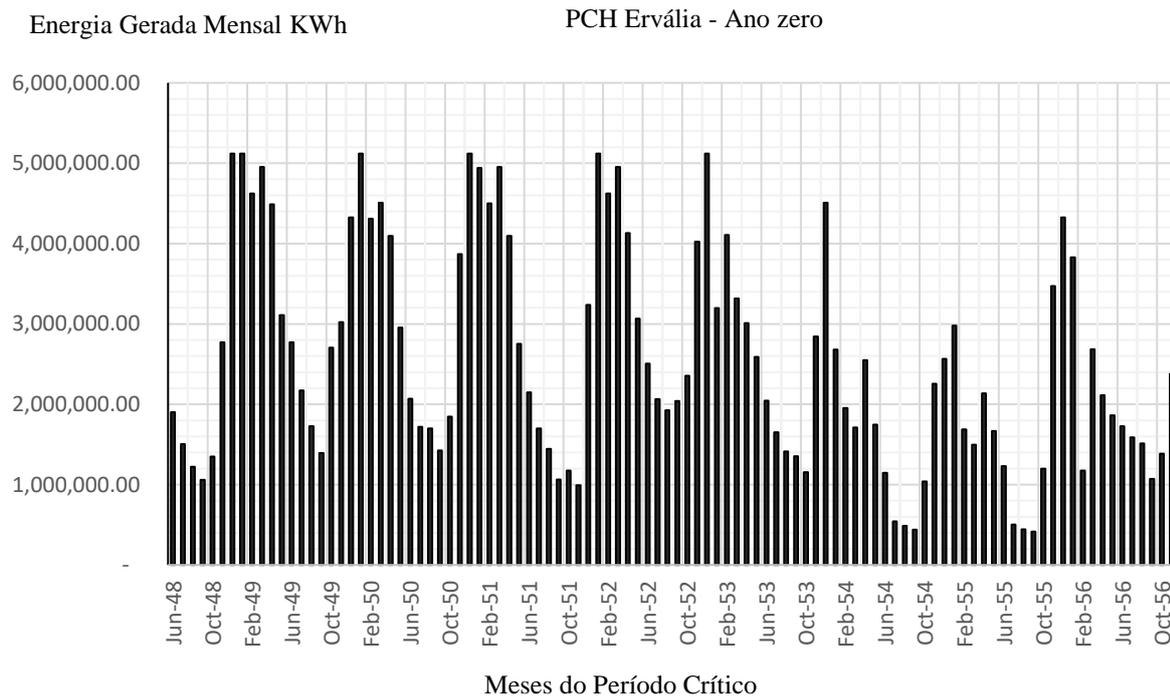


Figura 21 – Geração da PCH Ervália para o ano 0

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

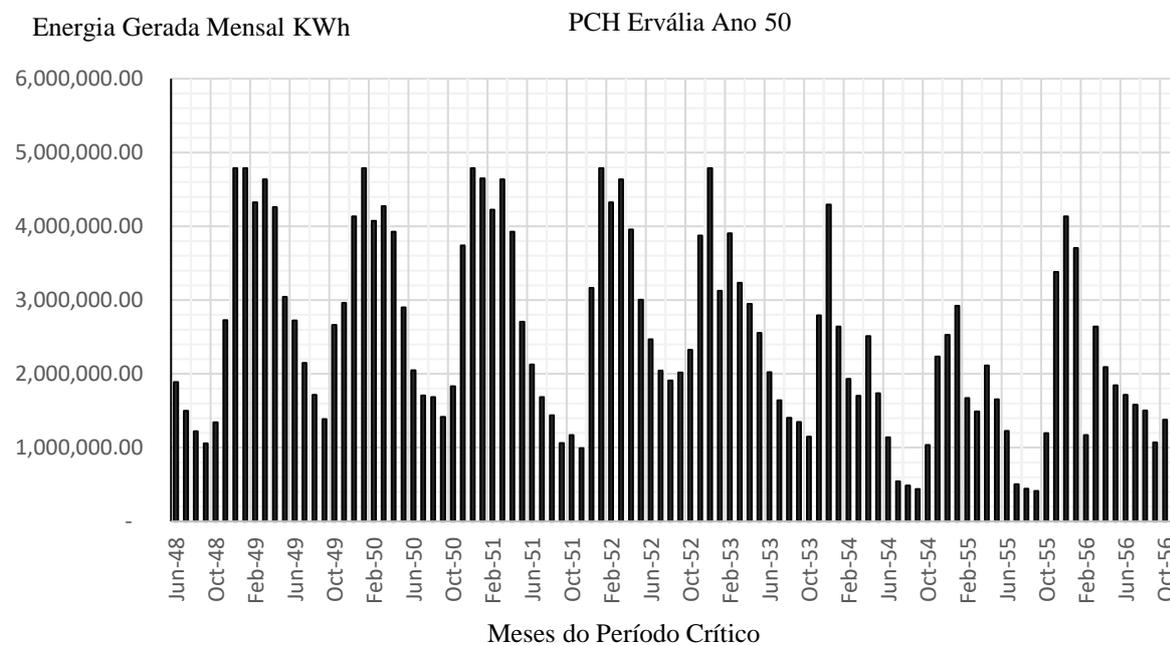


Figura 22 – Geração da PCH Ervália para o ano 50

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Energia Gerada Mensal KWh

CGH Perimbó - Ano zero

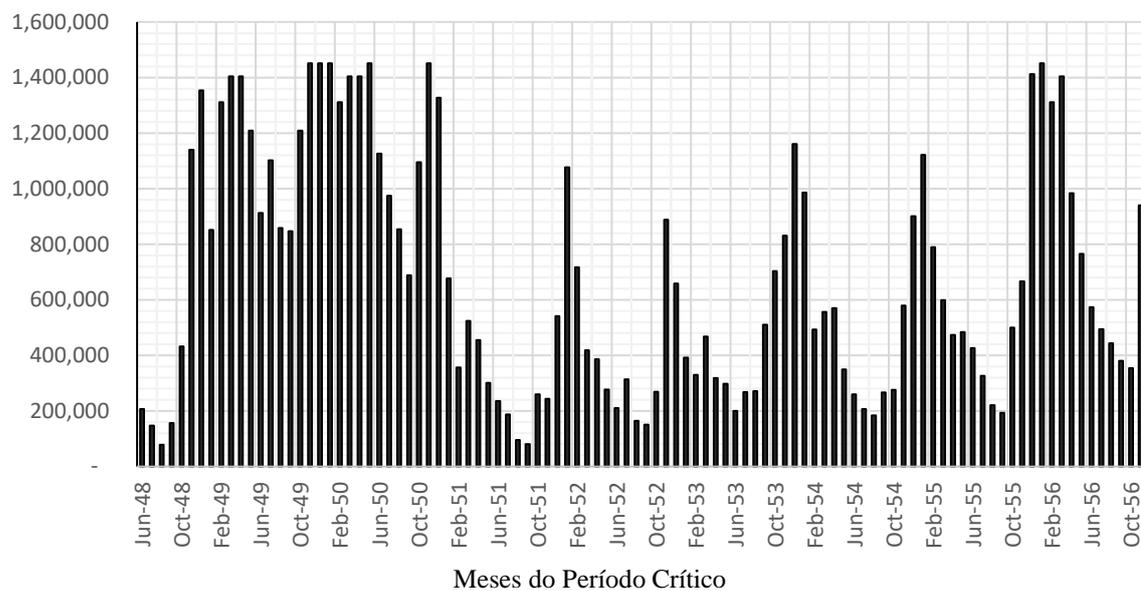


Figura 23 – Geração da CGH Perimbó para o ano 0

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Energia Gerada Mensal KWh

CGH Perimbó - Ano 50

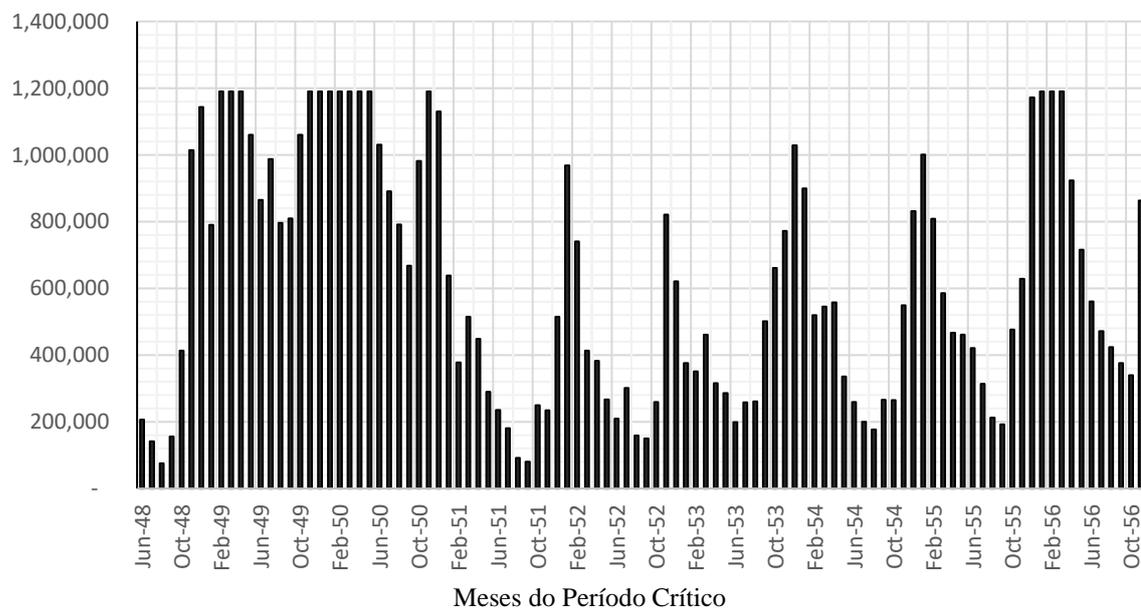


Figura 24 – Geração da CGH Perimbó para o ano 50

Fonte : Elaborada pelo autor (2020).

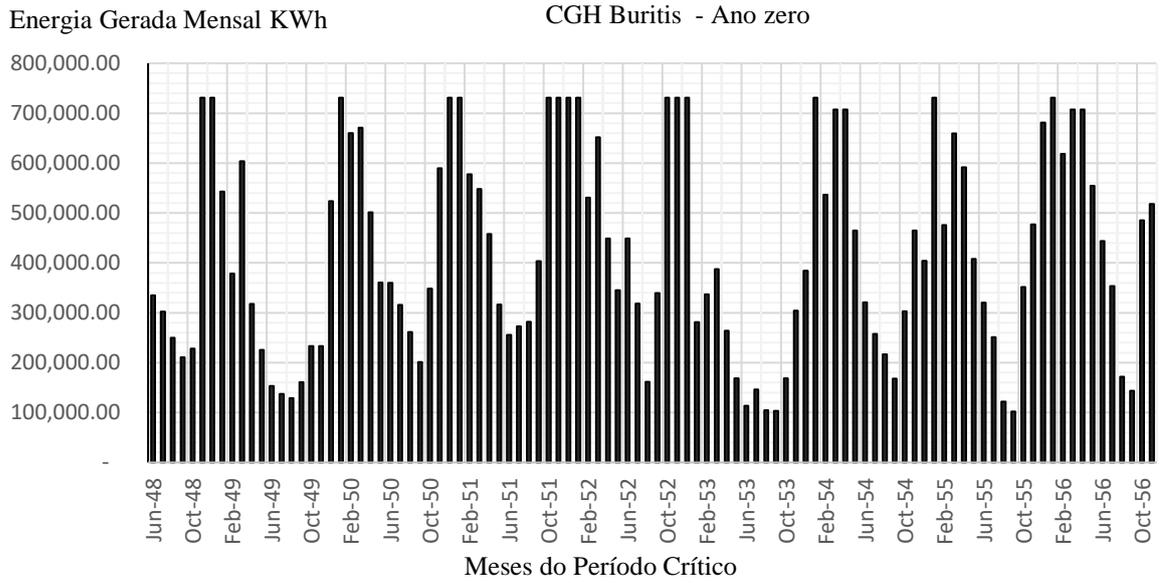


Figura 25 – Geração da CGH Buritis para o ano 0

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

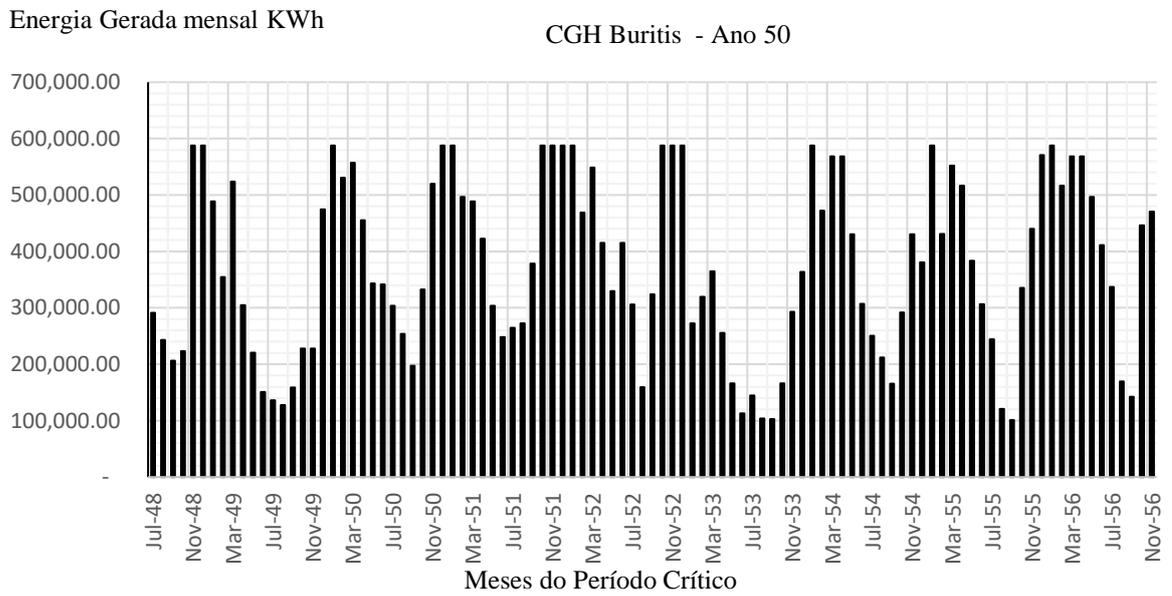


Figura 26 – Geração da CGH Buritis para o ano 50

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

A Tabela 18 apresenta um resumo da geração no ano zero e no ano 50, após o sistema de adução sofrer aumento de rugosidade devido ao tempo de operação,

Considerando que as usinas analisadas possuem tubulações de diferentes extensões, optou-se por calcular a Perda de Geração Percentual unitária ( $PGP_{unit}$ ) pela Equação 28, indicando uma maior perda na usina com menor diâmetro de tubulação (CGH Buritis), com o incremento de 0,04622% por metro de tubulação (Tabela 18).

Tabela 18 – Resumo da simulação da redução da capacidade de geração das Instalações

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Dados da instalação	PCH Ervália /1999	CGH Perimbó / 1952	CGH Buritis /1922
Potência instalada [MW]	6,90 MW / 60 Hz	1,50 MW / 50 Hz	0,80 MW/ 60 Hz
Extensão da tubulação [m]	1450	842	250
Ø tub [mm]	1,000	609,6 / 660,4 / 711,2	508
Geração anual - ano zero [MWh ano <sup>-1</sup> ]	30.826	8.143	5.057
Fator de capacidade, ano zero	0,5100	0,6197	0,7217
Geração anual - ano 50 [MWh ano <sup>-1</sup> ]	29.864	7.421	4.473
Fator de capacidade, ano 50	0,4941	0,5648	0,6383
Redução de energia gerada [MWh ano <sup>-1</sup> ]	962	722	584
Redução de potência média gerada [KW]	110	82	66
Redução percentual de geração	3,12%	8,87%	11,56%
$PGP_{unit}$ ) [% m <sup>-1</sup> ]	0,002153	0,01053	0,04622

A Figura 27 apresenta uma linha de tendência do aumento da perda de carga percentual unitário em função da extensão da tubulação, A Tabela 19 mostra a redução da seção de escoamento em função da progressão da rugosidade no interior da tubulação.

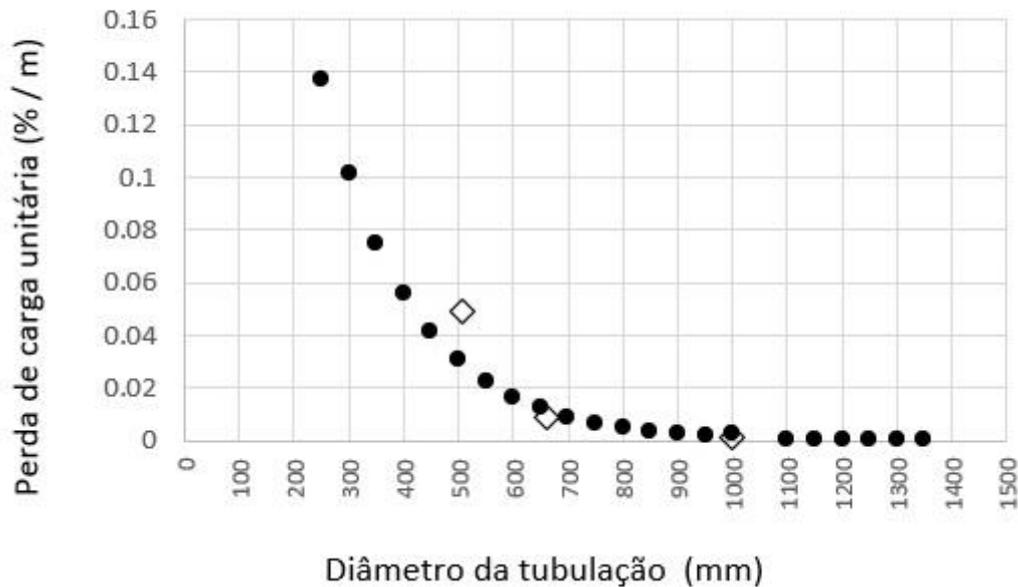


Figura 27 – Linha de tendência do aumento da perda de carga percentual em função da extensão da tubulação

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Tabela 19 – Redução percentual da seção de escoamento para um tempo de operação de 50 anos

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Dados das Instalações	CGH	CGH	PCH
	Buritis	Perimbó	Ervália
Diâmetro no ano zero (mm)	508	660*	1000
Rugosidade ano 50 (mm)	11,73	12,21	13,57
Diâmetro livre no ano 50 (mm)	485,54	635,58	972,86
Seção original no ano zero (m <sup>2</sup> )	0,20258	0,34194	0,785
Seção livre no ano Px (m <sup>2</sup> )	0,1843	0,31711	0,7429
Redução percentual da seção de escoamento (%)	9,02%	7,26%	5,35%

\* Diâmetro médio da tubulação de adução,

A partir da análise dos resultados das Tabelas 12 a 17 pode-se observar que a PCH Ervália gerou, no ano zero, 30.826.967 kWh ano<sup>-1</sup> no período crítico, Após 50 anos de operação, essa mesma instalação irá gerar 29.864.582 kWh ano<sup>-1</sup>, com perda de 962.384 kWh ano<sup>-1</sup> ou 110 kW de potência média, que representa uma redução de energia gerada de 3,12% ao ano, O fator de Capacidade “FC” da PCH Ervália variou de 0,5100 para 0,4941 em 50 anos,

A CGH Perimbó gerou, no ano zero, 8.143.858 kWh/ano no período crítico, Para o ano 50, verificou-se 7.421.287 kWh ano<sup>-1</sup>, indicando uma perda de 722.571 kWh ano<sup>-1</sup> ou 82 kW

de potência média, correspondendo a uma redução de 8,87% de energia gerada anualmente, O fator de Capacidade “*FC*” dessa CGH passou de 0,61978 para 0,5648 nesse período,

A CGH Buritis apresentou uma geração, no ano zero, de 5.057.998 kWh ano<sup>-1</sup> com fator de capacidade de 0,7217. Para o ano 50, apresentou uma geração de 4.473.459 kWh ano<sup>-1</sup>, com fator de capacidade de 0,6383, ou seja, uma redução de 584.539 kWh ano<sup>-1</sup>, representando uma perda de potência média de 66 kW, correspondendo a uma redução de 11,55% da energia gerada anualmente,

Conforme foi observado nas Figura 25 e 26 e nas Tabelas 16 e 17, a geração de energia elétrica na CGH Buritis sofreu uma redução significativa, devido ao aumento da perda de carga provocada pela evolução da rugosidade superficial da tubulação, Nesse caso o fator de perda de carga “*f*”, quando a vazão foi de 0,46 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>, passando de 0,0111 no ano zero para 0,05144 no ano 50.

Esse aumento expressivo do “*f*” fez a perda de carga no sistema de adução assumir valores altos para vazões mais elevadas em períodos úmidos, O histórico de vazões do período crítico utilizado vai de dezembro de 1949 a março de 1950, de setembro de 1951 a março de 1952; de setembro de 1952 a dezembro 1952, de dezembro de 1953 a março de 1954, de dezembro de 1953 a abril de 1954, de dezembro de 1954 a março de 1955 e de dezembro de 1956 a junho de 1956. Nesses períodos a geração da CGH Buritis foi limitada a 790 kW de potência, pois uma vazão maior implicaria uma queda líquida disponível inferior a 65% da queda nominal da turbina, inviabilizando sua operação (DOLAND, 1954),

A partir dos resultados da Tabela 18, pode-se observar que as instalações equipadas com tubulações de menores diâmetros sofreram maior impacto na redução da capacidade de geração de energia elétrica, decorrente do efeito da elevação da rugosidade superficial no seu interior, Em tubulações de pequeno diâmetro, a rugosidade superficial representou uma redução significativa da seção livre de escoamento,

## 7 CONCLUSÃO

Pode-se verificar que as instalações com diâmetros de tubulação de adução inferiores a 700 mm estão submetidas a um maior impacto da relação rugosidade superficial “e” em função do diâmetro “d” (e/d), Isso pode ser um indicativo da recomendação de não utilização de tubulações com diâmetros inferiores a 700 mm, Entretanto, é necessária a realização de mais estudos para que se compreenda melhor a influência da rugosidade nessas instalações hidrelétricas.

Os estudos de caso analisados indicaram que nas tubulações com diâmetros médios de 660 mm (CGH Perimbó), teve-se uma redução de geração de 8,87% após 50 anos de operação. A CGH Buritis, com uma tubulação de diâmetro de 508 mm, teve uma redução de 11,55% de geração no final desse mesmo período, Já a PCH Ervália, com tubulação de 1,000 mm de diâmetro, teve uma redução de apenas 3,12% ao final de 50 anos de operação,

A análise da Tabela 18, que apresentou a Perda de Geração Percentual Unitária “PGP<sub>unit</sub>” em função do diâmetro médio das tubulações, indica que, para diâmetros inferiores a 700 mm, tem-se um crescimento exponencial do aumento da Perda de Geração Percentual em função do envelhecimento da tubulação,

Nas instalações estudadas com diâmetro de adução superior a 700 mm, apesar do valor da rugosidade chegar 13,57 mm, o impacto no bloco de energia gerado foi menor que 6%,

Sendo assim, conclui-se que para o uso de tubulações com diâmetros pequenos em projetos de Centrais Geradoras de Hidroeletricidade e Pequenas Centrais Hidrelétricas deve ser adotado ações de manutenção e conservação de tempos em tempos para que o efeito temporal como consequência no aumento da rugosidade da tubulação, aumento do fator de perda de carga f e a própria perda de carga sejam mitigados ou descartados, fazendo com que a energia gerada no período seja a mais próxima possível do ano 0 de análise. Se possível, devem ser adotadas tubulações com diâmetros maiores que 700 mm.

Em contrapartida, a redução da energia firme gerada no intervalo estudado está associada diretamente ao tempo de operação e sofre uma forte influência do comprimento da tubulação pois a perda de carga é diretamente proporcional a essa extensão.

## REFERÊNCIAS

- ABREU, M,P, TONELLO, K, C, Evaluation of the Hydrometeorological Parameters on Sorocaba River Watershed – SP, **Rev, bras, meteorol**, vol,32 no,1 São Paulo Jan./Mar, 2017,
- AMARAL, C, A,; PRADO Jr, F, A, A, **Pequenas Centrais Hidroelétricas no Estado de São Paulo**, São Paulo: Páginas & Letras Editora e Gráfica, 2000,
- ANDRADE, E, M,; HAWKINS, R, H, Aplicação da função de Andrews na avaliação da regionalização de bacias em regiões áridas e semi-áridas, **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v, 5, n, 4, p, 17-24, 2000,
- ANDRADE, L, e CARVALHO, J, A, Análise da equação de Swamee-Jain para cálculo do fator de atrito, **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v,5, n,3, p,554-557, 2001,
- ARDIZZON, G,; CAVAZZINI G,; PAVESI, G, A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges, **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 31 (2014) 746–761, [www.elsevier.com/locate/rser](http://www.elsevier.com/locate/rser), 2014,
- AZEVEDO NETO, J,M, **Manual de Hidráulica**, vol, I, 3 ed, São Paulo: Edgard Blucher, 1961,
- BARROWS, H, K, **Water Power Engineering**, Mc Graw-Hill Book Company, Inc, New York and London, 1934,
- BOBEE, B; RASMUSSEN, P, F, Recent advances in flood frequency analysis, **Reviews of Geophysics**, v,33 (S2), p, 1111-1116, 1995,
- BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica, **Cadernos Temáticos: Energia Assegurada**, Brasília, 2005,
- BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa nº 875**, Brasília, 2020,

BRASIL, ELETROBRÁS. Diretrizes para estudos e projetos de pequenas Centrais Hidrelétricas, Ed. Eletrobrás, RJ, 2000a.

BRASIL, Introdução ao gerenciamento de recursos hídricos / Arnaldo Augusto Setti, Jorge Enoch Furquim Werneck Lima, Adriana Goretti de Miranda Chaves, Isabella de Castro Pereira. 2ª ed. – Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Estudos e Informações Hidrológicas, 2000b,

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Eletrobrás, **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**, CEPEL, 684p, Rio de Janeiro, 2007a,

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Empresa de Pesquisa Energética, **Balço Energético Nacional 2019**, Rio de Janeiro, 2019,

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Empresa de Pesquisa Energética, **Plano Nacional de Energia 2030**, Brasília, 2007b,

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, **Portaria nº 318**, Brasília, 2017,

BRKIĆ, D, Review of explicit approximations to the Colebrook relation for flow friction, **Applied Mathematics Letters** 24 1379–1383, (2011),

BROWN, G, O, **The History of the Darcy-Weisbach Equation for Pipe Flow Resistance**, Proceedings of the 150 th Anniversary Conference of ASCE, Washington DC, EUA, pp 34-43, 2002,

BRUSA, C, L, Aprimoramento Estatístico da Regionalização de Vazões Máximas e Médias, Aplicação a Bacias Hidrográficas do Rio Grande Do Sul e Santa Catarina, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004,

CGE Alstom, **Relatório de comissionamento da UHE de Perimbó para Industrias Klabin S/A: Igaras Papeis e Embalagens S/A**, Petrolandia, 1996,

- COLEBROOK, C. F. (1939) "Turbulent flow in pipes with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws." Proc. Institution Civil Engrs., 12, 393-422.
- COLEBROOK, C. F. and White, C. M. (1937). "Experiments with fluid-friction in roughened pipes." Proc. Royal Soc. London, 161, 367-381.
- CREAGER, W,P,; JUSTIN, J,D, **Hydroelectric Handbook**, 2<sup>a</sup> edition, John Wiley e Sons, Inc., N, York, 1950,
- CRUZ, J, C,; Tucci, C,E,M, Estimativa da Disponibilidade Hídrica Através da Curva de Permanência, RBRH — **Revista Brasileira de Recursos Hídricos** Volume 13 n,1 Jan/Mar 111-124, 2008,
- DARCY, H. (1857). Recherches expérimentales relatives au mouvement de l'eau dans les tuyaux, Mallet-Bachelier, Paris. 268 pages and atlas (in French).
- DOLAND, JAMES J, **Hydro Power Engineering**, The Ronald Press Company, New York, 1954,
- ECK, B, **Technische Stromungslehre**, Springer, New York, United States, 1973,
- ELETROBRÁS, Centrais Elétricas Brasileiras S,A, **Metodologia para regionalização de vazões**, Rio de Janeiro, v, 1, 1985,
- FENNESSEY, N,; VOGUEL, R, M, (1990), Regional flow duration curves for ungauged sites in Massachusetts, In: **Journal of Water Resources Planning and Management**, Vol, 116, n° 4, p, 530-549, Jul/Aug, 1990,
- FILL, H, H, **Informações hidrológicas**, In Modelos para gerenciamento de recursos hídricos, São Paulo: Nobel/ABRH, 1987,
- FITZGERALD & Kingsley's Electric Machinery, 7th Edition, McGraw-Hill Global Educations Holdings, LLC, New York, 2014,
- FLUENGE ENGENHARIA DE FLUIDOS – fluenge.com,br - Glycon Pena de Souza Barros – informação pessoal Belo Horizonte, novembro de 2019,

FUJIE, A, Y, B,; KERETCH, G, C; SOUZA, R, S, O, **Projeto de implantação da microcentral hidrelétrica de Rio Branco do Sul**, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), junho de 2016,

[http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/10087/1/CT\\_COELE\\_2016\\_1\\_12.pdf](http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/10087/1/CT_COELE_2016_1_12.pdf), Acesso em 21 de fevereiro de 2019,

GASQUES, F, C, A; NEVES, L, G; SANTOS, D, J; MAUAD, F, F; OKAWA, P, M, C, Regionalização de Vazões Mínimas – Breve Revisão Teórica, Revista Eletrônica de Engenharia Civil, 2018,

GSI - Engenharia e Consultoria Ltda, **Relatório Técnico: Estudo Para Otimização Da Usina Hidroelétrica Perimbó**, Taubaté, 2008,

GLOSSARY CAPACITY FACTOR (net) (<http://www.nrc.gov/reading-rm/basic-ref/glossary/capacity-factor-net.html>), (<http://www.nrc.gov/reading-rm/basic-ref/glossary/capacity-factor-net.html>), accessed 14/12/2018,

HOLDER, R, P, **Avaliação da Viabilidade de Utilização de Grupos Geradores Acionados Por Bombas Funcionando Como Turbinas no Sistema Elétrico Interligado**, 2005, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais,

HOSKING, J, R, M ; WALLIS, J, R, Regional frequency analysis, An approach based on L-moments, Cambridge University Press, UK, 1997,

KELMAN, J,, KELMAN, R,, PEREIRA, M, V, F, Energia firme de sistemas hidrelétricos e usos múltiplos dos recursos hídricos, **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v, 9, n, 1, p, 189-198, jan./mar, 2004,

LIMA, A, A, **Metodologia para análise da redução da capacidade de geração de energia em Pequenas Centrais Hidrelétricas**, 2018, Tese (Doutorado em Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) - Pós- Graduação em Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais,

- LIMA, A, A.; MARTINEZ, C, B, **Evolução da perda de carga em tubulações forçadas de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)**, In: Congreso Latinoamericano XII de Hidrogeología y XXVI de Hidráulica - 25 al 30 de agosto de 2014,
- LION, C, P, Limitations and proper use of the Hazen-Williams equation, **Journal of Hydraulic Engineering**, Vol, 124, No,9, pg 951-954, September, 1998,
- MOODY, L, F., **Friction factors for pipe flow**, Transactions of the ASME, vol, 66, Nov 1944,
- NAGHETTINI, M; PINTO, É, J, A, **Hidrologia estatística**, CPRM, Belo Horizonte, 2007
- NETTO, J, M, A, **Manual de hidráulica**, 6,<sup>a</sup> edição, Editora Edgard Blücher, 1977,
- NEVES, E, T, **Curso de Hidráulica**, Editora Globo: Rio de Janeiro, 1960,
- NIKURADSE, J. (1933). "Strömungsgesetze in rauhen Röhren." Forschungs-Arbeit des Ingenieur-Wesens 361 (in German).
- OLIVEIRA, F,S,; CARDINOT, F, G,; SAMPAIO L, L; CATHARINO, M,G,; REZENDE, P,F,V,S; ALMEIDA, R,S, **Determinação do período crítico do sistema interligado nacional XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Curitiba- Paraná, 16 a 21 de outubro de 2005,
- OLIVEIRA, J, E; ROCHA, S, R; SILVA JR, C, I; MARCATO, M, L, A; OLIVEIRA, W, L; PEREIRA, R, L, J, Influência da Variação da Produtividade das Usinas Hidrelétricas no Cálculo da Energia Firme, Revista Controle e Automação, Vol,20 no,2/Abril, Maio e Junho 2009,
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), Submódulo 7,7 - Metodologia de Cálculo da Energia e da Potência Asseguradas de Usinas Despachadas Centralizadamente, 04/03/2008 Resolução Autorizativa nº 1287, Endereço na Internet: <http://www.ons.org.br>, 2008,
- PAIVA, J, B, D,; PAIVA, E, M, C, Regionalização Hidrológica, Hidrologia aplicada à gestão de pequenas bacias hidrográficas, Porto Alegre: ABRH/UFSM, 2003, p,169-222,

PAPAEVANGELOU, G.; EVANGELIDES, C.; TZIMOPOULOS, C, **New explicit relation for friction coefficient  $f$  in the Darcy - Weisbach equation**, Protection and Restoration of the Environment, Proceedings of the Tenth Conference on Protection and Restoration of the Environment: PRE10, July 6-9, 2010, Available from:  
[https://www.researchgate.net/publication/283993267\\_A\\_new\\_explicit\\_equation\\_for\\_the\\_friction\\_coefficient\\_in\\_the\\_Darcy-Weisbach\\_equation\\_Proceedings\\_of\\_the\\_Tenth\\_Conference\\_on\\_Protection\\_and\\_Restoration\\_of\\_the\\_Environment\\_PRE10\\_July\\_6-9\\_2010](https://www.researchgate.net/publication/283993267_A_new_explicit_equation_for_the_friction_coefficient_in_the_Darcy-Weisbach_equation_Proceedings_of_the_Tenth_Conference_on_Protection_and_Restoration_of_the_Environment_PRE10_July_6-9_2010) [accessed Dec 13 2018],

PESSOA, F, C, L, DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA REGIONALIZAÇÃO DE CURVAS DE PERMANÊNCIA DE VAZÕES NA AMAZÔNIA LEGAL, Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Naturais da Amazônia, ITEC, da Universidade Federal do Pará, Março / 2015,

PIOL, Marcos Vinícius Alpoin; Reis, José Antonio Tosta dos; Caiado, Marco Aurélio Costa; Mendonça, Antonio Sérgio Ferreira, Performance evaluation of flow duration curves regionalization methods, **Revista Brasileira de Recursos Hídricos** Brazilian Journal of Water Resources Versão On-line ISSN 2318-0331 RBRH, Porto Alegre, v, 24, e9, 2019

PFLEIDERER, C., PETERMANN, H, **Máquinas de Fluxo Livros Técnicos e Científicos**, Editora S,A: Rio de Janeiro, 1979,

POLO ENCINAS MANUEL, **Turbomáquinas** Hidráulicas, Edit, Limusa, 1975,

PORTO, R, M, **Hidráulica básica**, 2,<sup>a</sup> edição, São Paulo: Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2003,

RAO, A, R., SRINIVAS,W, Regionalization of watersheds by hybrid-cluster analysis, **Journal of hydrology**, V381, n1 p36-56, 2006

REIS, J, F.; SOUZA, W, L, C, de; FILHO, S, L, O, **Medição da vazão da Hidrelétrica de Roncador**, 2011, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Industrial Elétrica) – Instituto de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, [http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/6810/1/CT\\_COEME\\_2013-1\\_16.pdf](http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/6810/1/CT_COEME_2013-1_16.pdf) , Acesso em 26 de fevereiro de 2019,

RESENDE, M, F.; MARTINEZ, C, B, **Impacto da infestação de condutos forçados de PCH's pelo *Limnoperna fortunei***, In: VI SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 2008, Belo Horizonte,

REYNOLDS, O. (1883). "An experimental investigation of the circumstances which determine whether the motion of water shall be direct or sinuous and of the law of resistance in parallel channel." *Phil. Trans. of the Royal Soc.*, 174:935-982.

RIPPL, W, **Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply**, *Proceedings of The Institution of Civil Engineers* v, 71, 1883,

SCHREIBER, G,P, **Usinas Hidrelétricas**, Editora Edgard Blucher, 1977,

SCHRODER, F, C, **Levantamento em campo da rugosidade equivalente de tubos metálicos**, 2011, Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, UNICAMP, Campinas,

SERGHIDES, T, K, **Estimate friction fac tor accurately**, *Chem Eng* 91, 63-64, 1984,

SILVA JÚNIOR, O, B.; BUENO, E, O.; TUCCI, C, E, M.; CASTRO, N, M, R, Extrapolação Espacial na Regionalização da Vazão, **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v,8, n, 1, 2003, p, 21 – 37,

SILVEIRA, G, L., Tucci, C, E, M., Silveira, A, L, L, QUANTIFICAÇÃO DE VAZÃO EM PEQUENAS BACIAS SEM DADOS, RBRH - **Revista Brasileira de Recursos Hídricos** Volume 3 n,3 Jul/Set 1998,

SIMEÃO C, M., RESENDE, M, F., MARTINEZ C, B, A variação das características hidráulicas em condutos forçados devido à infestação pelo *Limnoperna fortunei*, **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Vol, 16 - Nº, 2 - ABR/JUN - 2011,

STAHLHOEFER, Marcelo, **Estudo Econômico para Repotencialização da MCH Roncador**, 2013, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba,  
[http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/6810/1/CT\\_COEME\\_2013-1\\_16.pdf](http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/6810/1/CT_COEME_2013-1_16.pdf) ,  
 Acesso em 26 de fevereiro de 2019,

TUCCI, C, E, M, **Regionalização de vazões (versão preliminar)**, Agência Nacional de Energia Elétrica–Superintendência de Estudos e Informações, Hidrológicas, Brasil, 2009,

WEISBACH, J. (1845). Lehrbuch der Ingenieur- und Maschinen-Mechanik, Vol. 1. Theoretische Mechanik, Vieweg und Sohn, Braunschweig. 535 pages (in German),

WHITE, M, F Mecânica dos Fluídos, Edição 4, 2002

WOLFF, Wagner; DUARTE, Sérgio Nascimento; MINGOTI, Rafael, Nova metodologia de regionalização de vazões, estudo de caso para o Estado de São Paulo, **Brazilian Journal of Water Resources**, ISSN 2318-0331, VOLUME, 19 - Nº, 4 - OUT/DEZ - 2014