



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
DO TOCANTINS - CAMPUS PALMAS
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS**

**EDSON MACEDO SILVA MARTINS
GILSON DA SILVA OLIVEIRA**

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO SISTEMA *PLANT UPGRADE*
PROGRAM - PUP NO PROCESSO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DA PCH LAJES**

**Palmas - TO
2016**

**EDSON MACEDO SILVA MARTINS
GILSON DA SILVA OLIVEIRA**

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO SISTEMA *PLANT UPGRADE*
PROGRAM - PUP NO PROCESSO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DA PCH LAJES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação da Área de Indústria como requisito parcial para obtenção da conclusão do Curso Superior de Tecnologia em Sistemas Elétricos no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins – *Campus* Palmas.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Frangiosi de Moura

**Palmas - TO
2016**

Martins, Edson

Análise da Influência do Sistema *Plant Upgrade Program* - PUP no Processo de Geração de Energia Elétrica da PCH Lajes / Edson Macedo Silva Martins, Gilson da Silva Oliveira – Palmas, 2016.

107f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Tecnologia em Sistemas Elétricos) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Campus Palmas, 2016.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Frangiosi de Moura

1. Modernização de PCH 2. Eficiência de Geração 3. Aproveitamento Ótimo 4. Pequenas Centrais Hidrelétricas I. Análise da Influência do Sistema *Plant Upgrade Program* - PUP no Processo de Geração de Energia Elétrica da PCH Lajes.

**EDSON MACEDO SILVA MARTINS
GILSON DA SILVA OLIVEIRA**

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO SISTEMA *PLANT UPGRADE*
PROGRAM - PUP NO PROCESSO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DA PCH LAJES**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado e aprovado como cumprimento às exigências legais do currículo do Curso Superior de Tecnologia em Sistemas Elétricos pela Coordenação da Área de Indústria no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins – *Campus Palmas*.

Aprovado em: 10 / 03 / 2016



Prof. Esp. Felipe Tozzi Bittencourt
Supervisor do Trabalho de Conclusão de Curso

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Ricardo Frangiosi de Moura
Presidente e Orientador



Prof. Esp. Felipe Tozzi Bittencourt
Membro de Banca Examinadora



Prof. Esp. Wellington Dias da Silva
Membro de Banca Examinadora

“Grandes coisas fez o Senhor por nós, por isso estamos alegres!”

Salmos 126.3

AGRADECIMENTOS

Deixamos nossos sinceros agradecimentos à empresa Enel Green Power Brasil, a qual autorizou a utilização dos dados e informações referentes à PCH Lajes, principalmente ao Sr. Antônio Sérgio G. Portelinha, gerente da regional Tocantins, e ao nosso orientador Prof. Dr. Ricardo Frangiosi de Moura pelo auxílio no desenvolvimento do presente trabalho.

RESUMO

A modernização de Pequenas Centrais Hidrelétricas, comparada ao crescimento anual da demanda de energia no país, não acrescenta ganhos de potência, no entanto é uma alternativa para obter melhor eficiência na geração de energia elétrica, bem como a otimização do processo de operação e manutenção.

A proposta deste trabalho é estudar o processo de modernização da PCH Lajes, analisando qual será a influência com a implantação do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP no processo de geração de energia elétrica, para isso foram coletados dados de geração de energia elétrica antes e após a implantação do sistema, bem como vazão turbinada, potência e queda líquida.

Com os dados obtidos criou-se tabelas e gráficos os quais permitem analisar a influência do sistema no processo de geração de energia elétrica.

Os resultados desse estudo permitem concluir que apesar de não obter ganhos na geração de energia elétrica comparando o antes com o depois da implantação do sistema, devido ao baixo índice pluviométrico no período analisado após a implantação, houve ganho de eficiência. Esse ganho está diretamente ligado à implantação do sistema PUP. Dessa forma, se o índice pluviométrico após a implantação fosse igual ou maior ao período anterior à implantação, haveria um ganho considerável de geração. Por outro lado, sem o sistema implantado na usina a geração teria uma perda ainda maior na geração.

Palavras-chave: Modernização de PCH, Eficiência de Geração, Aproveitamento Ótimo, Pequenas Centrais Hidrelétricas.

ABSTRACT

The modernization of small hydroelectric plants, compared to the annual growth of the country's energy demand, adds power gains, however it is an alternative for better efficiency in generating electricity as well as process optimization of operation and maintenance.

The purpose of this work is to study the process of modernization of Lajes SHP, analyzing what will be the influence on the implementation of the system Plant Upgrade Program - PUP in the electricity generation process so that data has been collected from electricity generation before and after system deployment, as well as water discharge, power and net loss.

With the data obtained charts and graphs have been created allowing us to analyze the influence of the system in the electricity generation process.

The results of this study allow us to conclude that despite not making gains in electricity generation comparing before with after system deployment, due to low rainfall in the analyzed period after implantation, there was a gain in efficiency. This gain is directly linked to the PUP system implementation. Thus, if the rainfall after implantation was equal or greater than the period prior to implementation, there would be a considerable gain in generation. On the other hand, the system implemented without generating the plant would have an even greater loss generation.

Key words: PCH Modernization, Generation Efficiency, Great use, Small Hydroelectric Plants.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Principais componentes de uma PCH.	22
Figura 2: Mapa do potencial hidrelétrico do Tocantins.	25
Figura 3: Localização da PCH Lajes.	26
Figura 4: Vista superior da PCH Lajes.	26
Figura 5: Diagrama Unifilar da PCH Lajes.	27
Figura 6: Reservatório da PCH Lajes.	28
Figura 7: Reservatório da PCH Lajes.	28
Figura 8: Corte Transversal do vertedor da PCH Lajes.	29
Figura 9: Vista Frontal do vertedor da PCH Lajes.	30
Figura 10: Comporta vagão da PCH Lajes.	31
Figura 11: Canal de Adução da PCH Lajes.	31
Figura 12: Corte Longitudinal Câmara de Carga da PCH Lajes.	32
Figura 13: Conduitos forçados da PCH Lajes.	33
Figura 14: Planta da casa de máquinas da PCH Lajes.	34
Figura 15: Corte transversal da casa de máquinas da PCH Lajes.	35
Figura 16: Visão externa da casa de máquinas da PCH Lajes.	35
Figura 17: Visão interna da casa de máquinas da PCH Lajes.	36
Figura 18: Turbinas da PCH Lajes.	37
Figura 19: Anel de regulação e caixa espiral de uma Turbina Francis.	38
Figura 20: Rotor Turbina Francis.	39
Figura 21: Gerador 2 da PCH Lajes.	41
Figura 22: Canal de fuga da PCH Lajes.	43
Figura 23: Subestação da PCH Lajes.	44
Figura 24: Diagrama Sinótico Subestação PCH Lajes.	44
Figura 25: Transformador 1 da PCH Lajes.	46
Figura 26: Sistema Convencional de uma usina hidrelétrica.	50
Figura 27: Sistema Integrado de Regulação e Automação.	51
Figura 28: Arquitetura sistema PUP.	54
Figura 29: Tela inicial IHM, PUP da PCH Lajes.	55
Figura 30: Tela Nó Hidráulico da IHM, PUP da PCH Lajes.	55
Figura 31: Tela Potência da IHM, PUP da PCH Lajes.	56
Figura 32: Tela Eficiência Geral da IHM, PUP da PCH Lajes.	56

Figura 33: Tela Níveis da IHM, PUP da PCH Lajes.	57
Figura 34: Quedas da IHM, PUP da PCH Lajes.	57
Figura 35: Tela Potência Máxima da IHM, PUP da PCH Lajes.	58
Figura 36: Tela Operações por grupo da IHM, PUP da PCH Lajes.	58
Figura 37: Tela Alarmes IHM, PUP da PCH Lajes.	59
Figura 38: Descrição dos Alarmes PUP da PCH Lajes.	59
Figura 39: Produção de energia durante a vida útil de uma usina hidrelétrica.	62
Figura 40: Benefícios da R&M na produção de energia.	62
Figura 41: Idade crítica dos equipamentos e estruturas principais de um empreendimento hidrelétrico.	63
Figura 42: Modalidades de intervenção de repotenciação.	65
Figura 43: Local de instalação do painel de medições.	66
Figura 44: Painel de medições.	67
Figura 45: Régua linimétrica.	67
Figura 46: Local de instalação da sonda de montante.	68
Figura 47: Sensor de nível de montante.	68
Figura 48: Local de instalação sonda câmara de carga.	69
Figura 49: Sensor de nível da câmara de carga.	69
Figura 50: Local de instalação sonda de jusante.	70
Figura 51: Sensor de nível de jusante.	70
Figura 52: Local de instalação transmissor de pressão diferencial.	71
Figura 53: Transmissor de pressão diferencial.	71
Figura 54: Local de instalação tomada de pressão.	72
Figura 55: Tomadas de pressão.	72
Figura 56: Local de instalação do transmissor de pressão UG3.	73
Figura 57: Local de instalação do transmissor de pressão UG3.	73
Figura 58: Local de instalação do transmissor de pressão UG1.	74
Figura 59: Transmissor de pressão UG1.	74
Figura 60: Local de passagem dos cabos de sinal.	75
Figura 61: Local de passagem dos cabos de sinal.	75
Figura 62: Comparativo da vazão (m^3/s) versus potência (MW) na UG1.	80
Figura 63: Comparativo variação da vazão (m^3/s) versus potência (MW) na UG1.	81
Figura 64: Comparativo variação da vazão versus potência (%) na UG1.	81
Figura 65: Rendimento específico UG1 (%).	82

Figura 66: Comparativo da vazão (m³/s) versus potência (MW) na UG2.	83
Figura 67: Comparativo variação da vazão (m³/s) versus potência (MW) na UG2....	84
Figura 68: Comparativo da variação da vazão versus potência (%) na UG2.	84
Figura 69: Rendimento específico UG2 (%).	85
Figura 70: Comparativo da vazão (m³/s) versus potência (MW) na UG3.	86
Figura 71: Comparativo variação da vazão (m³/s) versus potência (MW) na UG3....	87
Figura 72: Comparativo da variação da vazão (%) versus potência (%) na UG3.....	87
Figura 73: Rendimento específico UG3 (%).	88
Figura 74: Média da geração (MWh) PCH Lajes de junho 2006 a janeiro 2015.....	89
Figura 75: Geração (MWh) PCH Lajes de junho 2014 a janeiro 2015.	90
Figura 76: Geração (MWh) PCH Lajes de junho 2015 a janeiro 2016.	91
Figura 77: Comparativo geração (MWh) PCH Lajes – mediana junho 2006 à janeiro 2015, com junho 2015 a janeiro 2016.	92
Figura 78: Comparativo geração (MWh) PCH Lajes – junho 2014 à janeiro 2015, com junho 2015 a janeiro 2016.	93
Figura 79: Comparativo produção, perdas e produtibilidade na geração (MWh) PCH Lajes – junho a dezembro 2014.	95
Figura 80: Comparativo produção, perdas e produtibilidade na geração (MWh) PCH Lajes – junho a dezembro 2015.	96
Figura 81: Perdas na geração (MWh) PCH Lajes.	97
Figura 82: Eficiência na geração (%) PCH Lajes.	97
Figura 83: Comparativo do índice pluviométrico (mm) PCH Lajes – média de junho a dezembro de 2006 a 2014, com junho a dezembro de 2015.	99
Figura 84: Comparativo do índice pluviométrico (mm) PCH Lajes – junho a dezembro 2014, com junho a dezembro de 2015.....	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados das turbinas da PCH Lajes.....	36
Tabela 2: Geradores elétricos da PCH Lajes	40
Tabela 3: Dados dos transformadores da PCH Lajes	45
Tabela 4: Dados necessários ao cálculo da eficiência na geração.	53
Tabela 5: Grandezas para obtenção do rendimento específico UG1.....	80
Tabela 6: Grandezas para obtenção do rendimento específico UG2.....	83
Tabela 7: Grandezas para obtenção do rendimento específico UG3.....	86
Tabela 8: Geração (MWh) PCH Lajes junho a janeiro, ano 2006 a 2015.....	89
Tabela 9: Geração (MWh) PCH Lajes de junho 2014 a janeiro 2015.....	90
Tabela 10: Geração (MWh) PCH Lajes de junho 2015 a janeiro 2016.....	91
Tabela 11: Defasagem na geração (MWh) PCH Lajes - mediana junho 2006 à janeiro 2015, com junho 2015 a janeiro 2016.	93
Tabela 12: Defasagem na geração (MWh) PCH Lajes - junho 2014 à janeiro 2015, com junho 2015 a janeiro 2016.	94
Tabela 13: Produção, perdas na geração, produtibilidade (MWh) e eficiência (%) PCH Lajes - junho a dezembro 2014.	95
Tabela 14: Produção, perdas, produtibilidade na geração (MWh) e eficiência (%) PCH Lajes – junho a dezembro 2015.	96
Tabela 15: Dados de pluviometria acumulado (mm) PCH Lajes - junho a dezembro 2006 a 2015.	98
Tabela 16: Defasagem no índice pluviométrico PCH Lajes - junho a dezembro de 2006 a 2014, com junho a dezembro de 2015.	99
Tabela 17: Defasagem no índice pluviométrico PCH Lajes - junho a dezembro de 2014, com junho a dezembro de 2015.....	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampère
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTM	Sociedade Americana de Testes e Materiais
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CCC	Conta Consumo de Combustíveis Fósseis
CELG	Companhia Energética de Goiás
CERPCH	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CLP	Controlador Lógico Programável
cm	Centímetro
EBP	Enel Brasil Participações Ltda.
EGP	Enel Green Power
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Hz	Hertz
IHM	Interface Homem Máquina
km ²	Quilômetro quadrado
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-ampère
kW	Kilowatt
LED	Diodo Emissor de Luz
m	Metro
m/s	Metro por segundo

m ²	Metros quadrados
m ³ /s	Metros cúbicos por segundo
mm	Milímetro
MME	Ministério de Minas e Energia
MVA	Megavolt-ampére
MW	Megawatts
MWh	Megawatt-hora
NA	Nível d'água
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PUP	<i>Plant Upgrade Program</i>
R&M	Repotenciação e Modernização
r.p.m.	Rotação por minuto
SEPLAN – TO	Secretaria do Planejamento do estado do Tocantins
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
UG1	Unidade Geradora 1
UG2	Unidade Geradora 2
UG3	Unidade Geradora 3
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	16
1.1. TEMA DA PESQUISA	17
1.2. OBJETIVOS	17
1.2.1. Objetivo geral	17
1.2.2. Objetivos específicos	17
1.3. JUSTIFICATIVA	18
1.4. MÉTODO DA PESQUISA	19
1.5. ESTRUTURA DO TRABALHO	19
CAPÍTULO 2 – PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA – PCH.....	21
2.1. PCH TÍPICA	21
2.2. PCH LAJES.....	23
2.2.1. Localização e descrição da usina.....	24
2.2.2. Diagrama unifilar	27
2.2.3. Reservatório	28
2.2.4. Barragem e vertedor	29
2.2.5. Circuito hidráulico de adução	30
2.2.5.1. Tomada d'água	30
2.2.5.1.1. Comporta vagão.....	30
2.2.5.2. Canal de Adução	31
2.2.5.3. Câmara de carga	32
2.2.5.3.1. Grade	33
2.2.5.4. Condutos forçados.....	33
2.2.6. Casa de máquinas	34
2.2.7. Unidades geradoras	36
2.2.7.1. Turbinas.....	36
2.2.7.1.1. Caixa espiral	37
2.2.7.1.2. Difusor.....	37
2.2.7.1.3. Distribuidor	38
2.2.7.1.4. Rotor da turbina	39
2.2.7.1.5. Mancais do escora e guia	39

2.2.7.1.6. Válvula borboleta	39
2.2.7.1.7. Regulador de velocidade	40
2.2.7.2. Geradores elétricos	40
2.2.7.2.1. Estator do gerador	41
2.2.7.2.2. Rotor do gerador	41
2.2.7.2.3. Equipamento de excitação	42
2.2.7.2.3.1. Excitatriz	42
2.2.8. Canal de fuga	42
2.2.9. Equipamento da sincronização	43
2.2.10. Subestação	43
2.2.10.1. Disjuntores	45
2.2.10.2. Transformadores	45
2.2.10.3. Chave seccionadora da subestação 34,5kV	46
2.2.10.4. Transformador de corrente (TC)	46
2.2.10.5. Transformador de potência (TP)	47
CAPÍTULO 3 - SISTEMAS DE CONTROLE DE PCHs	48
3.1. EVOLUÇÃO	48
3.2. SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE	49
3.2.1. Tipos de Sistemas de Controle	50
3.2.1.1. Sistemas de controle convencional	50
3.2.1.2. Sistemas de controle integrado	51
3.4. SISTEMA PLANT UPGRADE PROGRAM – PUP	52
3.4.1. Objetivos	52
3.4.2. Sistema PUP	53
3.4.2.1. Visão geral	53
3.4.2.2. Descrição de navegação da IHM	54
3.4.2.3. Telas da IHM	54
3.4.2.4. Alarmes	58
CAPÍTULO 4 - MODERNIZAÇÃO DE PCHs	61
4.1. REPOTENCIAÇÃO DE PCHs	63
4.2. MODERNIZAÇÃO DA PCH LAJES	65
4.2.1. Painel de medições	66

4.2.2. Sensor de nível de montante	67
4.2.3. Sensor de nível da câmara de carga.....	69
4.2.4. Sensor de nível de jusante	70
4.2.5. Transmissor de pressão diferencial da turbina.....	71
4.2.6. Tomadas de pressão.....	72
4.2.7. Transmissor de pressão na entrada da caixa espiral	73
4.2.8. Cabos de sinal	75
CAPÍTULO 5 – ANÁLISES E RESULTADOS	76
5.1. ANÁLISE TEÓRICA	76
5.1.1. Fórmulas para obtenção de rendimentos.....	77
5.1.1.1. Queda bruta.....	77
5.1.1.2. Queda líquida	77
5.1.1.3. Vazão turbinada método Winter-Kennedy	78
5.1.1.4. Rendimentos.....	78
5.1.2. Unidade Geradora 1.....	79
5.1.2.1. Análises de rendimento específico	79
5.1.3. Unidade Geradora 2.....	82
5.1.3.1. Análises de rendimento específico	82
5.1.4. Unidade Geradora 3.....	85
5.1.4.1. Análises de rendimento específico	85
5.2. ANÁLISE ANTES DA IMPLANTAÇÃO DO PUP.....	88
5.3. ANÁLISE APÓS A IMPLANTAÇÃO DO PUP	90
5.4. RESULTADOS.....	92
5.4.1. Justificativas dos resultados de geração	94
5.4.1.1. Análise da disponibilidade energética (eficiência)	94
5.4.1.2. Análise do índice pluviométrico	98
CAPÍTULO 6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	102
REFERÊNCIAS.....	104

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

A modernização de Pequenas Centrais Hidrelétricas é uma alternativa para se obter um aproveitamento ótimo do potencial hidráulico e eficiência no processo produtivo, bem como para garantir um acréscimo na vida útil do empreendimento, e consiste na utilização de novas tecnologias para automatização da operação, através da informatização de seus controles e comandos, tornando-as mais produtivas e eficientes, estando presente na reconstrução ou reabilitação de usinas, mas não chega a se constituir numa repotenciação.

Seja uma UHE, uma PCH ou uma CGH, no decorrer de sua vida útil necessitará de intervenções para manutenção e/ou modernização e/ou repotenciação, total ou parcial, que se fazem necessárias para manter as instalações e equipamentos do empreendimento em níveis aceitáveis de qualidade de funcionamento, para operação satisfatória e eficiência na geração de energia. (OLIVEIRA, 2012).

Com o surgimento de novas tecnologias e a necessidade de produzir com rapidez, qualidade e com o menor custo, as empresas têm realizado grandes investimentos na melhoria de seus processos produtivos, através da implantação de sistemas de controle e monitoramento cada vez mais sofisticados, com o intuito de obter o melhor rendimento de uma unidade geradora.

A procura por investimentos em automação nos sistemas de geração de energia tornou-se o grande diferencial na concorrência por esse mercado. Empresas buscam a segurança em sistemas automatizados e de maior flexibilidade, propiciando um maior controle sobre o seu sistema, a fim de garantir a geração de energia de forma mais segura e planejada. (SILVESTRE, 2014).

Diante da necessidade de otimizar o processo de produção, controle e monitoramento, a empresa Enel investiu no sistema *Plant Upgrade Program* – PUP, propiciando assim uma modernização em suas usinas.

No estado do Tocantins a empresa Enel possui 9 usinas hidrelétricas contidas em três empresas do grupo, que são: Alvorada Energia S/A (CGH Bagagem, CGH Corujão, PCH Lajeado, PCH Lajes, CGH Ponte Alta do Bom Jesus e PCH Taguatinga), Isamu Ikeda Energia S/A (PCH Isamu Ikeda I e PCH Isamu Ikeda II) e Socibe Energia S/A (PCH Agrotrafo).

A PCH Lajes, objeto deste trabalho, foi construída no ano de 1973, se localiza no município de Piraquê – TO. É uma PCH composta por três turbinas tipo Francis com potência nominal instalada de 2,06 MW.

Diante do exposto, a modernização de usinas hidrelétricas é uma alternativa importante para as empresas que investem e para o setor elétrico brasileiro, espera-se obter um ganho na produção e eficiência na operação, pois na atualidade há uma grande dificuldade em construir novas PCHs no Brasil.

1.1. TEMA DA PESQUISA

Modernização de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo geral

Analisar a influência do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP no processo de geração de energia elétrica da PCH Lajes.

1.2.2. Objetivos específicos

- Coletar dados de vazão das turbinas;
- Coletar dados de potência das unidades geradoras;
- Analisar o rendimento da geração de energia elétrica, adotando as seguintes hipóteses:
 - Analisar teoricamente;
 - Analisar antes da implantação do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP;
 - Analisar após a implantação do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP.

1.3. JUSTIFICATIVA

Diante da crise de energia no Brasil nos últimos anos, devido ao desequilíbrio entre oferta e demanda, seguido da crise hídrica impedindo que as hidrelétricas possam gerar em sua capacidade nominal, dentre estes e outros problemas, torna o sistema elétrico brasileiro a sofrer riscos de apagões.

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), (2015), citado por Portal G1 (2015) a falta de energia neste ano estará descartada se os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste, responsáveis por cerca de 70% da capacidade de geração do país, chegarem ao final de abril de 2015 com nível de armazenamento em 33%. Atualmente, estão, em média, com 17,63%.

Outro problema existente é a dificuldade de construção de novas PCHs, devido à necessidade de altos investimentos, restrições ambientais e também da desvalorização do preço do MWh provenientes da energia gerada por PCHs.

Construir uma PCH está mais difícil que investir em outras modalidades. Uma geradora eólica, por exemplo, tem prazo de financiamento de 25 anos e carência de 24 meses após o início da operação para financiamentos do BNDES; para uma central hidrelétrica, os prazos são de 14 anos e seis meses, respectivamente. (PORTAL GAZETA DO POVO, 2013).

Exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica relacionadas ao projeto básico das usinas são apontadas como dificuldades para viabilizar os empreendimentos. Custos desalinhados entre construção e energia também são alguns dos obstáculos para a implantação de novas usinas. (PORTAL CANAL ENERGIA, 2010).

O crescimento anual da demanda de energia no país, é um outro problema a ser enfrentado nos próximos anos, pois eventualmente é superada pela oferta.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), citado por EBC Agência Brasil (2014) o consumo de energia elétrica no Brasil vai crescer 4,3%, em média, nos próximos dez anos, que divulgou estudo onde atualizou “as premissas básicas e as previsões para o consumo de energia elétrica para o horizonte 2014-2023”.

A modernização de PCHs existentes é uma das alternativas para a otimização do processo de geração. Quantitativamente a modernização, não acrescenta ganhos de potência instalada, configurando-se como uma grande ferramenta para o aproveitamento ótimo de usinas existentes.

Assim a modernização de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs é, a curto e em médio prazo, uma alternativa para garantir o melhor aproveitamento do potencial hidráulico em usinas já implantadas, permitindo ganhos energéticos, econômicos e socioambientais, e ao longo prazo um recurso para enfrentar o envelhecimento do parque hidrelétrico nacional.

Baseado no exposto acima, a proposta deste trabalho é estudar o processo de modernização da PCH Lajes, analisando qual será a influência com a implantação do sistema *Plant Upgrade Program* - PUP no processo de geração de energia elétrica.

1.4. MÉTODO DA PESQUISA

Este trabalho foi baseado em levantamento de informações realizado em campo nos dias 4 e 5 de fevereiro de 2016, na revisão bibliográfica de artigos científicos, trabalhos de conclusão de curso, dissertações de mestrado, relatórios, manuais, projetos, bem como publicações em *sites* e regulamentos de entidades da área de energia.

Portanto, se destacam os estudos e publicações que visam promover o aproveitamento ótimo de Pequenas Centrais Hidrelétricas, bem como garantir a vida útil, através de intervenções de modernização na usina.

Foi considerado principalmente modernização em usinas hidrelétricas com ênfase para a eficiência e otimização na geração de PCHs. A partir do estudo de caso realizado na PCH Lajes, com levantamento de informações para realização de análises, tais como: teórica de rendimentos, rendimento de geração de energia elétrica antes e após a implantação do sistema PUP.

1.5. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em 6 capítulos.

O capítulo 1 apresenta a introdução, tema da pesquisa, objetivos, justificativa e métodos da pesquisa e a estrutura do trabalho.

No capítulo 2 é apresentada a estrutura de uma PCH típica, detalhando cada componente da mesma. Apresenta-se ainda, toda a estrutura, componentes, equipamentos e localização da PCH Lajes.

O capítulo 3 faz uma abordagem do sistema de controle de uma PCH: sistema de supervisão e controle, tipos de sistemas de controle e o detalhamento do sistema PUP implantado na PCH Lajes, bem como mostra como operar o sistema.

No capítulo 4 apresenta-se o processo de modernização de uma PCH e sua interação com o processo de repotenciação. Aborda de forma mais detalhada, o processo de modernização da PCH Lajes.

O capítulo 5 apresenta as análises e os resultados das informações levantadas, bem como, algumas justificativas para os resultados apresentados.

No capítulo 6 são feitas as considerações finais acerca da influência da implantação do sistema PUP na PCH Lajes.

CAPÍTULO 2 – PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA – PCH

2.1. PCH TÍPICA

De acordo com a resolução nº 394 - 04-12-1998 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, PCH (Pequena Central Hidrelétrica) é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km².

Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasiões de estiagem a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem da água pelo vertedor. Por esse motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte (UHE - Usina Hidrelétrica de Energia), onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Entretanto as PCHs são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada. (PORTAL PCH, 2015).

Este tipo de hidrelétrica é utilizado principalmente em rios de pequenos e médios portes que possuam desníveis significativos durante seu percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas. As resoluções elaboradas pela ANEEL permitem que a energia gerada nas PCHs entre no sistema de eletrificação, sem que o empreendedor pague as taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. O benefício vale para quem entrou em operação até 2003. As PCHs são dispensadas ainda de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos. Caso sejam implantados no sistema isolado da Região Norte, podem também receber incentivo do Fundo formado com recursos da Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), para financiar os empreendimentos, caso substituam as geradoras térmicas a óleo diesel nos sistemas isolados da Região Norte (PORTAL PCH, 2015).

Para Vergílio (2012), Pequenas centrais hidrelétricas operam, tipicamente, a fio d'água, ou seja, permitem a passagem contínua de toda água com capacidade nominal mais estável, aproveitando a vazão natural dos rios sem precisar estocar grandes quantidades de água. Com isso, em ocasiões de estiagem, a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em

situações contrárias, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, fato esse que permite a passagem de água pelo vertedor.

A Figura 1 ilustra os principais componentes de uma PCH.



Figura 1: Principais componentes de uma PCH.

Fonte: CERPCH, 2014.

As PCHs são instaladas principalmente em rios de pequeno e médio porte que possuam desníveis significativos o suficiente para gerar potência hidráulica que movimentará as turbinas da usina; a turbina por sua vez acionará o gerador elétrico, transformando a energia cinética de rotação em energia elétrica. Tal energia é levada, através de cabos elétricos ou barras condutoras, dos terminais do gerador até o transformador elevador, onde sua tensão será elevada para a adequada condução, por meio de linhas de transmissão, até os centros de consumo. A tensão tem seu valor elevado, principalmente, para reduzir as perdas através dos fios condutores das linhas de transmissão.

Os principais componentes de uma pequena central hidrelétrica, e suas respectivas funções, são citados a seguir:

- ✓ Reservatório: acumula água para regularizar o rio e garantir a vazão mínima a ser turbinada;

- ✓ Vertedouro: controla o nível do reservatório impedindo que, durante uma grande cheia, a água passe por cima da barragem, danificando sua estrutura.
- ✓ Barragem: tem a função de reter a água, criando artificialmente um desnível. Podem ser construídas com os mais diversos tipos de materiais (pedras, concreto, madeira ou alvenaria de tijolos) e no caso das PCHs, não têm a função de acumulação, mas sim a de desviar parte da vazão para o canal de adução. Tal característica é responsável pela sua forma de operação (operação a fio d'água);
- ✓ Tomada d'água: estrutura, geralmente construída de concreto, responsável pela captação de água do reservatório;
- ✓ Canal de adução: sua função é conduzir a água do reservatório da tomada d'água à câmara de carga; segue uma mesma curva de nível;
- ✓ Câmara de carga: elemento que liga o canal de adução ao conduto forçado;
- ✓ Conduto forçado: conduz a água sob pressão do trecho mais inclinado até a casa de máquinas, onde irá ser turbinada;
- ✓ Casa de máquinas: construção que abriga os grupos geradores (turbina e gerador elétrico) e os equipamentos de controle; em alguns casos pode abrigar ainda os equipamentos elétricos de transmissão;
- ✓ Canal de fuga: devolve ao leito do rio a vazão de água que passou pela turbina.

2.2. PCH LAJES

A PCH Lajes, objeto deste estudo pertence a empresa Enel. A Enel é a maior empresa italiana de distribuição de energia elétrica e a segunda maior de toda a Europa em capacidade de produção instalada. É uma operadora integrada que produz, distribui e vende eletricidade e gás. Após a aquisição da espanhola Endesa, a Enel está presente em 23 países com aproximadamente 95.400 MW em capacidade instalada servindo a 60,5 milhões de consumidores de energia e gás.

A Enel Green Power SpA (doravante referida como EGP), através da subsidiária constituída sob as leis brasileiras, a Enel Brasil Participações Ltda. (EBP), está atuando no Brasil, no setor de fontes alternativas de energia, com o objetivo de construir e operar hidrelétricas, eólicas e solar.

A Enel Brasil Participações Ltda. (EBP), é atualmente proprietária de 20 pequenas centrais hidrelétricas, adquiridas em 2006. Estas usinas estão localizadas nos estados de Tocantins, Mato Grosso e São Paulo, e totalizam cerca de 93 MW de capacidade instalada, além das PCHs também possui 283 MW em parques eólicos com alto fator de capacidade em construção nos estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte. Em 2014, a EGP iniciou a construção de três mini-hidrelétricas em Mato Grosso implementando o conceito de “canteiro verde”, com a instalação de uma planta fotovoltaica de 1,2 MW que gerará energia para a construção do empreendimento, reduzindo o impacto ambiental. (PORTAL ENEL GREEN POWER, 2015).

No estado do Tocantins a EBP possui 8 usinas hidrelétricas contidas em três empresas do grupo, que são: Alvorada Energia S/A (CGH Bagagem, CGH Corujão, PCH Lajeado, PCH Lajes, CGH Ponte Alta do Bom Jesus e PCH Taguatinga), Isamu Ikeda Energia S/A (PCH Isamu Ikeda I e PCH Isamu Ikeda II) e Socibe Energia S/A (PCH Agrotrofo).

2.2.1. Localização e descrição da usina

A PCH Lajes foi construída em 1973 pela Companhia Energética de Goiás – CELG, gerida pela concessionária Alvorada Energia S/A, a qual foi adquirida pela Enel Brasil Participações Ltda em 2006, está implantada na margem direita do rio Ribeirão das Lajes, inserido na bacia hidrográfica do rio Araguaia (sub-bacia 28).

A PCH Lajes está situada no município Piraquê, estado do Tocantins, precisamente nas coordenadas 6°46'55"S e 48°09'03" W, distante aproximadamente 417 km da capital Palmas - TO. O acesso à usina, partindo de Palmas - TO, pela BR-153 sentido Araguaína – TO, alcança se partir do trevo na cidade de Wanderlândia - TO, seguir pela BR-226 no sentido da cidade de Xambioá - TO percorrer 25 km, situa-se na margem esquerda da rodovia.

A PCH Lajes é uma usina a fio d'água (apesar do reservatório), composta por três unidades geradoras, atualmente com 2,06 MW de potência de concessão, cujo arranjo geral é constituído por uma barragem com vertedor integrado na parte central (tipo soleira livre), tomada d'água, canal de adução, câmara de carga, dois condutos forçado, casa de máquinas que abriga as unidades geradoras. A geração

histórica média é de 10.257 MWh ano (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

A figura 2 ilustra a região do estado do Tocantins onde a PCH Lajes está situada.

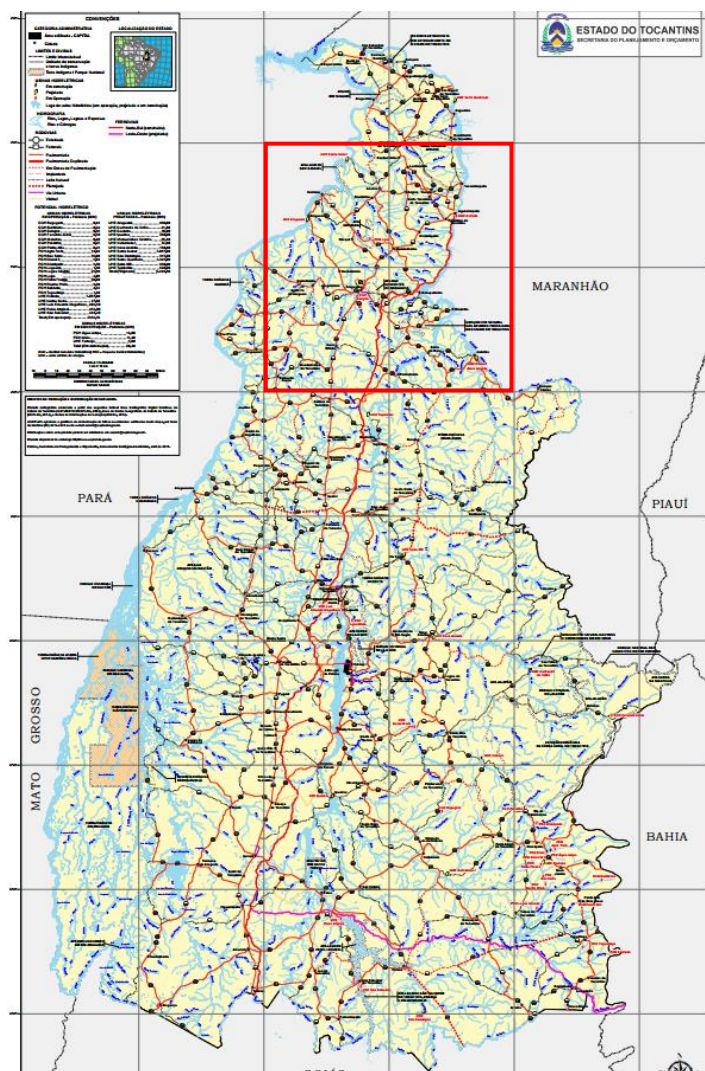


Figura 2: Mapa do potencial hidrelétrico do Tocantins.

Fonte: SEPLAN – TO, 2015.

A figura 3 ilustra a imagem ampliada, no qual está destacada na Figura 2, onde mostra a localização da PCH Lajes.



Figura 3: Localização da PCH Lajes.

Fonte: SEPLAN – TO, 2015.

A figura 4 ilustra uma vista superior da PCH Lajes.

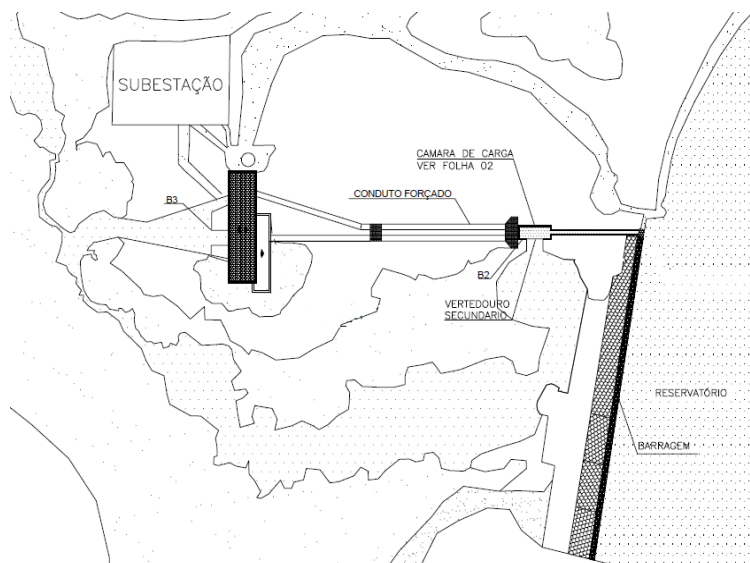


Figura 4: Vista superior da PCH Lajes.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

2.2.2. Diagrama unifilar

A figura 5 ilustra o diagrama unifilar da PCH Lajes.

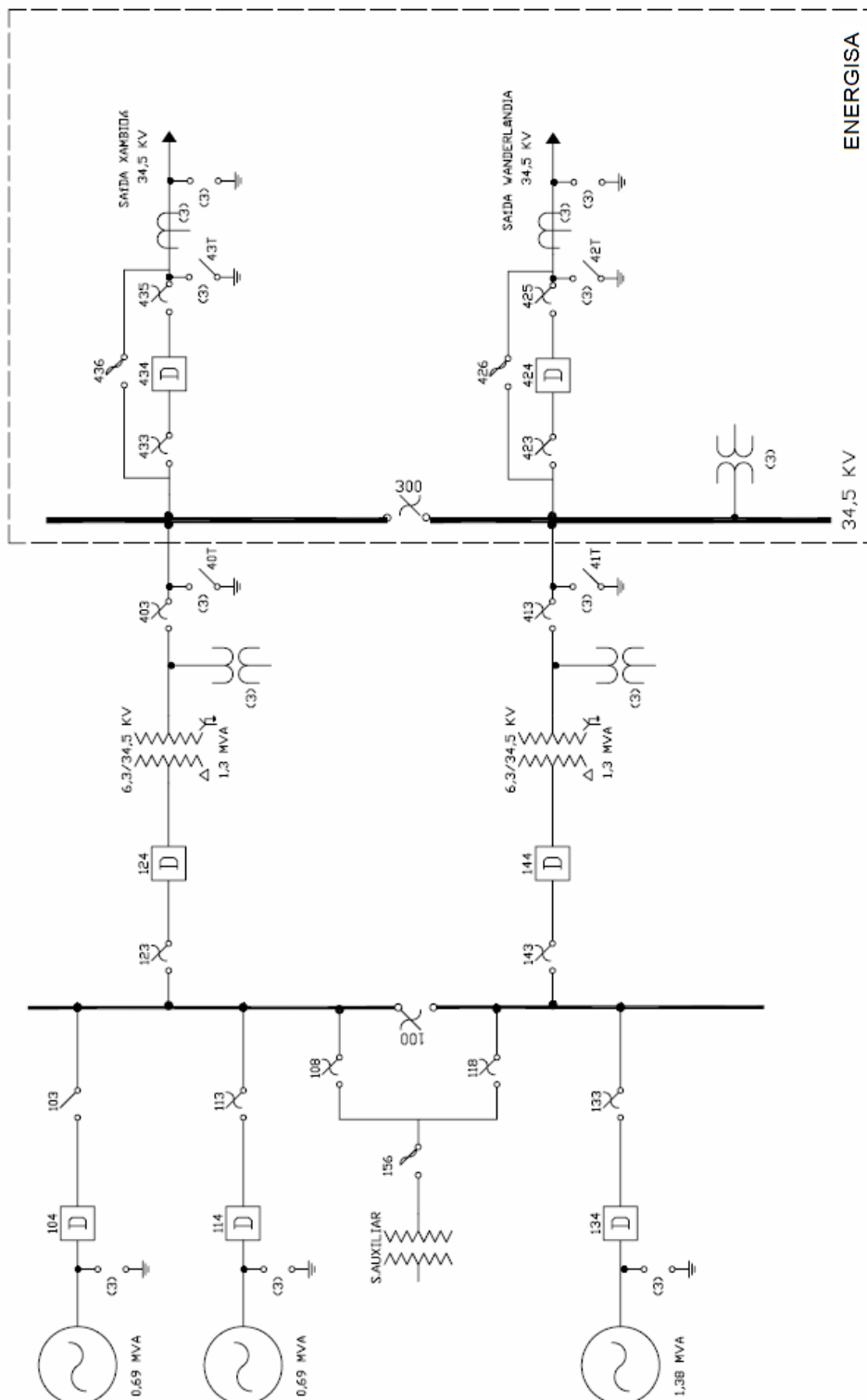


Figura 5: Diagrama Unifilar da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

2.2.3. Reservatório

O reservatório da PCH Lajes, formado pela derivação do rio ribeirão das Lajes, inserido na bacia hidrográfica do rio Araguaia (sub-bacia 28), tem uma área de 8,1314 km² no NA (nível da água) máximo excepcional.

O reservatório da PCH Lajes não tem a finalidade de acumulação ou regularização de vazões. As cotas dos níveis operativos, NA máximo normal e NA mínimo normal são, respectivamente, 179,50m e 178,48m (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007). As Figuras 6 e 7 ilustram o reservatório da PCH Lajes.



Figura 6: Reservatório da PCH Lajes.

Fonte: Google Earth, 2015.



Figura 7: Reservatório da PCH Lajes.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

2.2.4. Barragem e vertedor

A barragem é a estrutura que tem a função de represar a água, visando, com a elevação do nível d'água do rio, possibilitar a alimentação da tomada d'água. No caso de locais de baixa queda, a barragem tem também a função de criar o desnível necessário à produção da energia desejada (CYPRIANI et al, 2012).

A barragem da PCH Lajes é do tipo a gravidade, construída em concreto ciclópico, com 21,5m de altura máxima, excluía a fundação, e 492m de comprimento, sendo que a cota da crista é 216,20m.

O vertedor é formado por janelas na parte superior da barragem e um parâmetro a jusante para dissipação da energia. Isso descarrega no rio o fluxo de água quando a vazão afluente é maior da vazão turbinada e em caso de parada da unidade geradora.

O vertedor está incorporado na parte central da barragem e é do tipo soleira livre com 40,70 m de comprimento.

Conforme Figura 8, existe a possibilidade de acrescentar até 2 (dois) pranchões de madeira (comportas agulhas) acima da crista do vertedor para otimização da geração no período seco (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

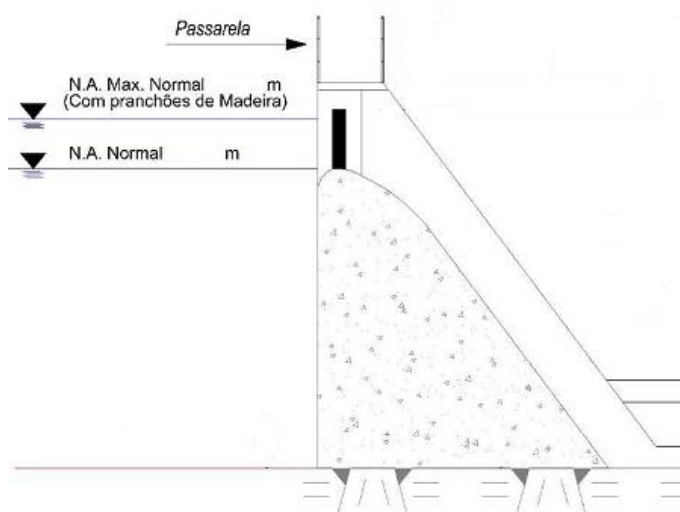


Figura 8: Corte Transversal do vertedor da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

A Figura 9 ilustra o vertedor da PCH Lajes.



Figura 9: Vista Frontal do vertedor da PCH Lajes.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

2.2.5. Circuito hidráulico de adução

O circuito hidráulico de adução da usina é composto por:

- ✓ Tomada d'água;
- ✓ Canal de adução em concreto;
- ✓ Câmara de carga, com grade;
- ✓ Tubulação forçada. (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.5.1. Tomada d'água

A tomada d'água tem a função de captar água do reservatório que será conduzida para o canal de adução.

A tomada d'água deve ser dimensionada para a vazão máxima de projeto e para velocidade máxima de escoamento na grade na ordem de 1 m/s. O complexo que forma a tomada de água é constituído por comportas vagão com comando elétrico-manual. (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.5.1.1. Comporta vagão

A comporta vagão (Figura 10) tem a função de interceptar o fluxo de água na tomada d'água. Tem uma largura de 2,50m e altura de 3,00m. "São construídas em chapa aço carbono ASTM A 36 de 5/8" de espessura.

A movimentação da comporta é mecânica (motor), sendo que a manobra é realizada através de comando elétrico de botoeira. O comando das botoeiras permite as manobras de “abertura” e “fechamento” da comporta. A posição da comporta aberta e fechada é sinalizada com lâmpadas indicadoras.

Em caso de necessidade excepcional de fechamento, a manobra pode ser feita também manualmente (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).



Figura 10: Comporta vagão da PCH Lajes.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

2.2.5.2. Canal de Adução

A água captada na tomada d'água é conduzida por um sistema hidráulico de adução. A função é dirigir o escoamento para câmara de carga. Na Figura 11, está ilustrado o canal de adução da PCH Lajes.



Figura 11: Canal de Adução da PCH Lajes.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

O canal de adução, construído em concreto armado, tem seção retangular e se estende até o início da câmara de carga. Na eventualidade de chuvas intensas, pode ocorrer o transbordamento de água para fora do canal (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.5.3. Câmara de carga

A função da câmara de carga é promover a transição entre o escoamento, a pressão atmosférica, do canal de adução para o escoamento sob pressão no conduto forçado; aliviar o golpe de aríete que se processa no conduto forçado quando ocorre o fechamento brusco do dispositivo de controle de vazões turbinadas; fornecer água ao conduto forçado quando ocorre uma abertura brusca desse mesmo dispositivo, até que se estabeleça, no canal de adução, o regime permanente de escoamento.

A Figura 12 mostra um corte longitudinal da câmara de carga.

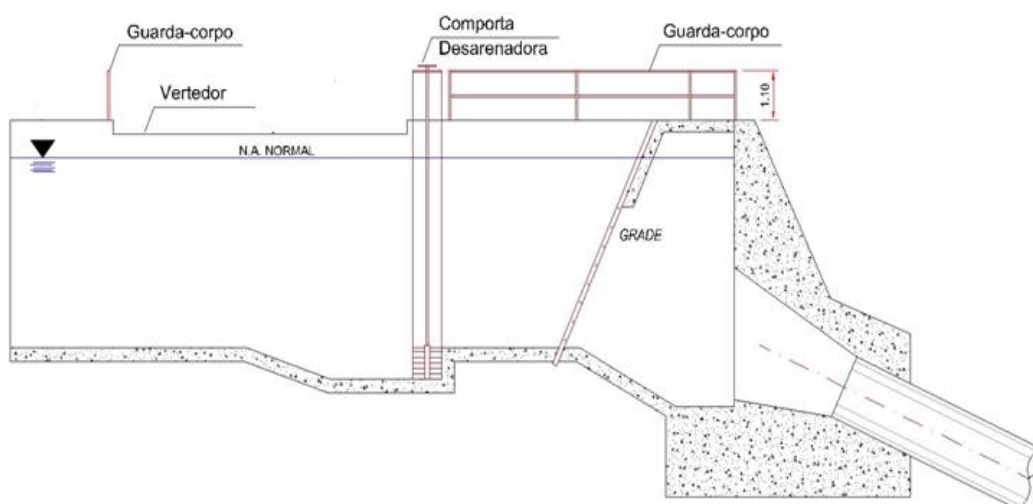


Figura 12: Corte Longitudinal Câmara de Carga da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

Ao fim do circuito hidráulico de adução encontra-se a câmara de carga. A estrutura da câmara de carga é composta por:

- ✓ Vertedor de descarga auxiliar para o caso de aumento de nível d'água decorrente de obstrução significativa na grade e/ou parada brusca do grupo gerador;

- ✓ Grade;
- ✓ Comporta de fundo para descarga auxiliar de água e/ou o para fazer a limpeza do sedimento depositado na estrutura (principalmente areia). (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.5.3.1. Grade

A grade visa impedir a entrada de corpos flutuantes que possam danificar os equipamentos. A grade tem a função de proteção contra detritos oriundos do ribeirão Lajes, impedindo que estes detritos passe pelos condutos forçados e conseqüentemente pela turbina. A grade faz parte da câmara de carga, e sua localização é a divisão entre a câmara de carga e o conduto forçado.

As grades possuem dimensão de 2,50 x 3,00m. “São construídas em barra chata de aço carbono ASTM A 36 de 1/2” de espessura, largura da barra chata 3" e espaçamento 5cm (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.5.4. Condutos forçados

O conduto forçado tem a função de direcionar o escoamento d'água para as turbinas.

A figura 13 mostra os condutos forçados da PCH Lajes.



Figura 13: Condutos forçados da PCH Lajes.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

À jusante da câmara de carga e interligada a esta estrutura encontra-se dois condutos forçado dividido em três trechos. (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.6. Casa de máquinas

A casa de máquinas tem a função de abrigar todos os equipamentos da usina para geração de energia elétrica.

Tipo de estrutura ao ar livre está localizado junto à margem direita do ribeirão das Lajes e foi construída em alvenaria e estruturas de concreto com um único piso e composta com dependências internas, que são para abrigo dos equipamentos hidráulicos e elétricos. Tem uma sala de máquinas que abriga três unidades geradoras compostas por turbinas do tipo Francis de eixo horizontal e geradores elétricos síncronos, e todos os painéis para comando e controle, assim como os serviços auxiliares. Esta estrutura tem aproximadamente 466,34 m² de área construída (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

A figura 14 mostra a planta da casa de máquinas da PCH Lajes.

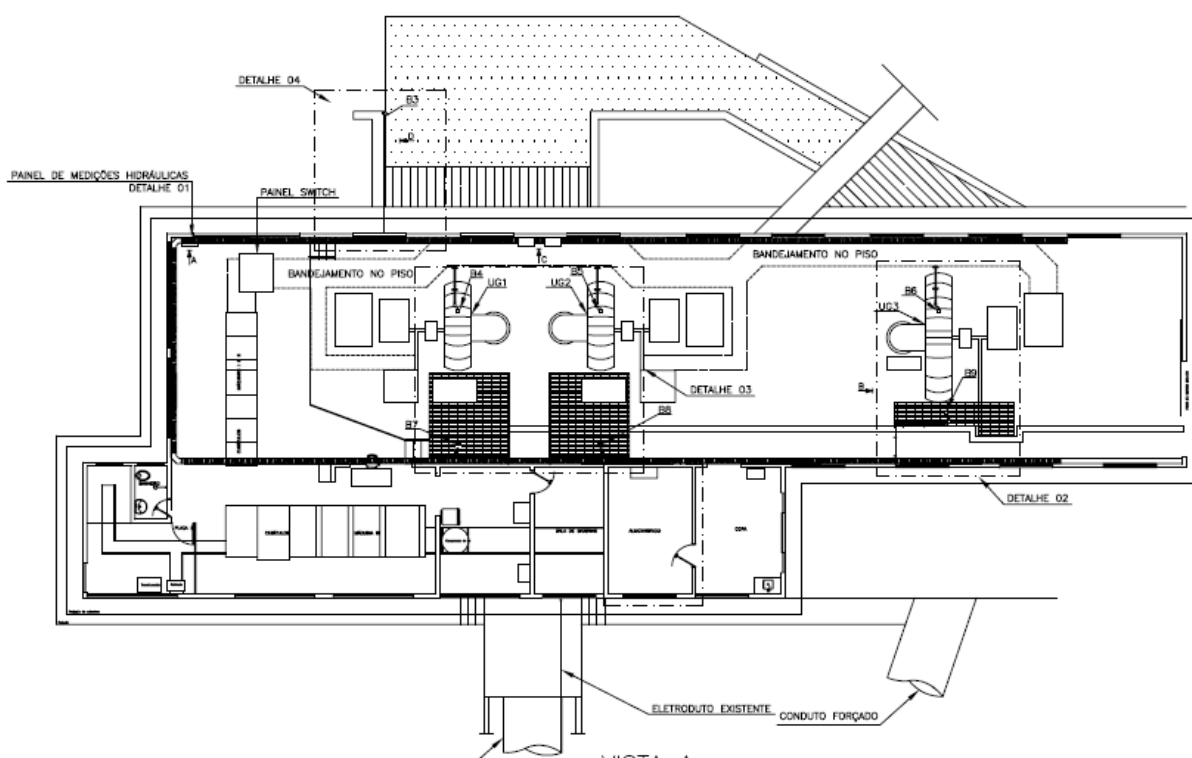


Figura 14: Planta da casa de máquinas da PCH Lajes.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

A figura 15 mostra o corte transversal da casa de máquinas da PCH Lajes.

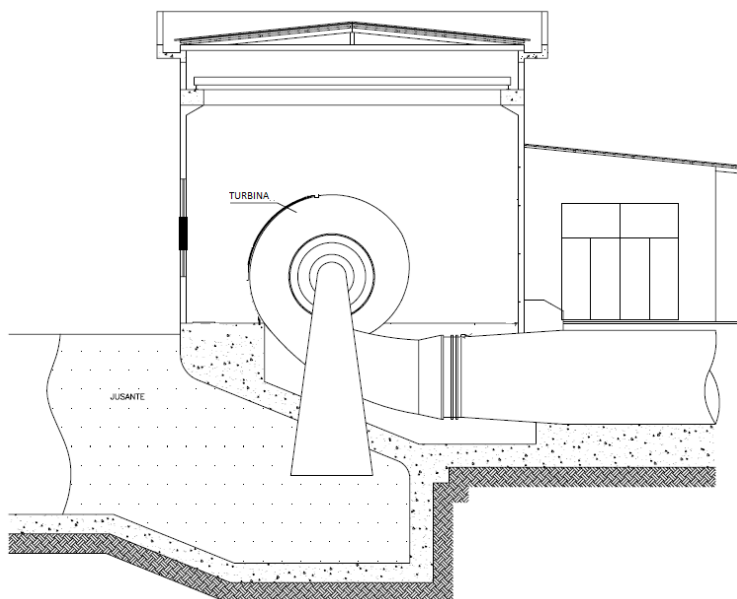


Figura 15: Corte transversal da casa de máquinas da PCH Lajes.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

A figura 16 mostra visão externa da casa de máquinas da PCH Lajes.



Figura 16: Visão externa da casa de máquinas da PCH Lajes.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

A figura 17 mostra visão interna da casa de máquinas da PCH Lajes.



Figura 17: Visão interna da casa de máquinas da PCH Lajes.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

2.2.7. Unidades geradoras

2.2.7.1. Turbinas

As turbinas tem a função de converter a energia cinética da água em energia mecânica para acionamento do gerador síncrono acoplado ao eixo da turbina.

A usina de Lajes é composta por três unidades geradoras, cuja turbina é do tipo Francis de eixo horizontal com as características abaixo (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007). A Tabela 1 mostra os dados de placa das turbinas da PCH Lajes.

Tabela 1: Dados das turbinas da PCH Lajes

	Turbina-1-2	Turbina 3
Fabricante	Maierwerk-Brackwede	Lindner
Tipo horizontal	Francis	Francis
Potência Nominal	483 kVA	1100 kVA
Queda:	14,07m	14,07m
Vazão Máxima	4,25m ³ /s	10,5m ³ /s

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

A figura 18 mostra as turbinas da PCH Lajes.



Figura 18: Turbinas da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

2.2.7.1.1. Caixa espiral

A caixa espiral tem a função de distribuir a água a ser turbinada, de maneira equitativa, na entrada da turbina, é uma tubulação de forma toroidal que envolve a região do rotor. Esta parte fica integrada à estrutura civil da usina, não sendo possível ser removida ou modificada. É formada por chapas de aço carbono soldadas (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.7.1.2. Difusor

No momento em que a energia cinética é proporcional ao quadrado da velocidade, um dos objetivos do difusor é reduzir a velocidade da restituição da água, sem causar perdas de carga consideráveis.

No cone superior e abaixo do rotor da turbina é colocada uma tubulação, conectada à atmosfera, com a intenção de permitir a ventilação do difusor e de diminuir o efeito da cavitação nas pás do rotor. A aspiração ocorre pelas tomadas de ar situadas na parte posterior da casa de força. É necessário baixar o nível da água do difusor quando se quer inspecionar a roda, as pás, o difusor ou quando se quer

fazer uma intervenção nas palhetas do distribuidor, etc. (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.7.1.3. Distribuidor

Entre as tampas da turbina estão distribuídas palhetas móveis que regulam a passagem da água. As palhetas são dirigidas pelo anel de regulação, através das hastes de comando. Por sua vez, o anel de regulação é dirigido pelo servomotor, com suas conexões e articulações no regulador de velocidade.

A Figura 19 ilustra o mecanismo de regulação das palhetas que controlam a passagem da água pela turbina.

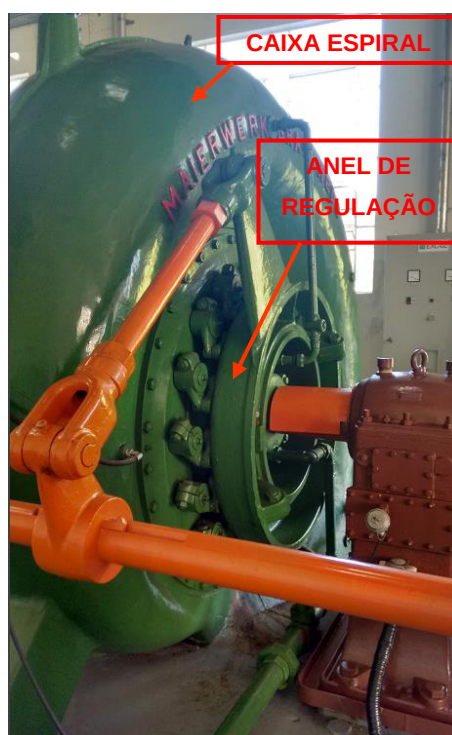


Figura 19: Anel de regulação e caixa espiral de uma Turbina Francis.

Fonte: Arquivo pessoal, 2016.

A haste de articulação consiste em um eixo na posição vertical, com o objetivo de conectar o ponto de movimentação das palhetas com o anel de regulação do distribuidor na posição horizontal. Se o regulador estiver fechando e uma palheta for obstruída, o pino de segurança referente a essa pá se romperá evitando danos maiores (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.7.1.4. Rotor da turbina

Componente dinâmico da turbina é fabricada em aço inoxidável e converte a energia cinética da água que chega ao distribuidor em energia mecânica, acionando o gerador (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

A Figura 20 ilustra o rotor de uma turbina do tipo Francis.



Figura 20: Rotor Turbina Francis.

Fonte: Insight Energy, 2015.

2.2.7.1.5. Mancais do escora e guia

Os mancais da escora e guia tem a função de suportar a carga de grupo turbina e manter o alinhamento do eixo que transmite a energia mecânica da turbina para o gerador síncrono.

Na carcaça está colocado o mancal de escora, que é calculado para suportar parcela da carga do eixo do grupo gerador. Já o mancal guia tem a função de garantir a centralização do mesmo.

O mancal guia é constituído por metal patente colocado sobre um corpo em ferro fundido e usinado de acordo com o diâmetro do referido eixo, fixado sobre a tampa superior da turbina (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.7.1.6. Válvula borboleta

É uma válvula de segurança e sua finalidade é de interceptar água injetada na turbina. É formada por uma lente circular, que pode virar através do servomotor em torno de um eixo perpendicular a tubulação, onde a válvula está inserida.

A manobra dessa válvula deve ser feita com igual pressão tanto a montante quanto a jusante em duas etapas:

- ✓ Enchimento do conduto até a caixa espiral através do tubo by-pass, esta manobra ocorre manualmente na sequência;
- ✓ Com o enchimento completo é possível fazer a abertura da válvula borboleta, onde com isso, é possível partir a unidade geradora (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.7.1.7. Regulador de velocidade

Sua função é assegurar a regularidade de operação da turbina com o máximo de estabilidade e variações mínimas de velocidade, durante perturbações no sistema ou nas variações da carga durante sua operação normal.

A estabilidade é definida como a duração da perturbação, do regulador ao passar de um ponto inicial ao ponto de equilíbrio final, em tempo menor possível e com o mínimo de oscilação (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.7.2. Geradores elétricos

A função do gerador é transformar a energia cinética em energia elétrica que será conduzida através de cabos para a subestação.

Na Tabela 2 são apresentadas as informações técnicas dos geradores atualmente em operação na PCH Lajes.

Tabela 2: Geradores elétricos da PCH Lajes

	Gerador 1-2	Gerador 3
Fabricante	Siemens-Schuckert	Toshiba do Brasil
Tipo	F354m-8	GAST
Potencia Nominal	690 kVA	1380 kVA
Corrente nominal	63 A	127 A
Tensão	6,9 kV	6,3 kV
Fator do potencia	0,8	0,8
Frequência	60 Hz	60 Hz

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

2.2.7.2.1. Estator do gerador

No estator está colocado o enrolamento que consiste em bobinas agrupadas em três fases que produzem correntes induzidas que interagem com os campos girantes produzidas pelo rotor.

A carcaça é fabricada em aço soldado. As lâminas do estator possuem 0.5 milímetros de espessura e estão agrupadas formando um anel (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

A Figura 21 ilustra o gerador 2 da PCH Lajes.



Figura 21: Gerador 2 da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

2.2.7.2.2. Rotor do gerador

Sua função é fornecer excitação ao campo do gerador principal de tal forma a manter constante a tensão declarada do gerador.

A corrente e tensão de excitação (campo), são fornecidas por uma excitatriz dinâmica acoplada ao eixo do gerador síncrono e é regulada através de um reostato (resistência variável).

É formado por pólos salientes distribuídos simetricamente na periferia. Nas bobinas dos pólos circula a corrente contínua fornecida pela excitatriz a fim gerar a tensão nominal (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.7.2.3. Equipamento de excitação

O circuito da excitação do campo do gerador é constituído principalmente dos seguintes equipamentos:

- ✓ Excitatriz com regulador de tensão (reostato);
- ✓ Disjuntor do campo;
- ✓ Anéis rotativos;
- ✓ Campo do gerador (bobinas do rotor) (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.7.2.3.1. Excitatriz

A excitatriz é instalada no eixo do gerador. A função desta é fornecer excitação ao campo do gerador principal de tal forma a manter constante a tensão declarada do gerador.

Essa excitatriz fornece normalmente a corrente ao gerador principal até que a corrente do campo alcance seu valor nominal, modificado por um reostato operado pelo regulador de tensão.

Além disso, possuem no painel na sala de máquinas os seguintes instrumentos de referência:

- ✓ Voltímetro, para medir a tensão da excitatriz, de acordo com a posição do seletor do disjuntor;
- ✓ Amperímetro, para medir a corrente de excitação do campo do gerador (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.8. Canal de fuga

O canal de fuga, a jusante do tubo de sucção, é o canal através do qual a vazão turbinada é restituída ao leito natural do rio.

O canal de fuga da PCH Lajes devolve ao leito natural do ribeirão das Lajes a vazão turbinada (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

A Figura 22 ilustra o canal de fuga da PCH Lajes.



Figura 22: Canal de fuga da PCH Lajes.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

2.2.9. Equipamento da sincronização

Sua função é de verificar qual o melhor momento para a sincronização da máquina no sistema, observando amplitudes, defasagem angular e frequência das tensões da rede elétrica.

Se estas condições de tensão não forem satisfeitas, no instante do fechamento da chave resultarão sobrecorrentes no gerador e grandes esforços mecânicos em todos os componentes, que poderá danificar os equipamentos. A coluna de sincronismo possui um voltímetro de dupla escala, que permite a comparação da amplitude de tensão gerada com a amplitude de tensão do sistema elétrico, um frequencímetro de dupla escala que permite a comparação das frequências das tensões geradas e do sistema elétrico, e um sincronoscópio que indica o instante em que todas as formas de onda da tensão gerada e do sistema elétrico estão exatamente sobrepostas.

Quando as tensões e as frequências indicadas neste equipamento estiverem iguais e no instante em que o sincronoscópio indicar a sobreposição das formas de onda de tensão, pode-se conectar eletricamente o gerador ao sistema (automática ou manualmente) (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.10. Subestação

A subestação elétrica é localizada externamente à casa de máquinas. Os três geradores estão conectados ao barramento de 6,3 kV através de cabos, estão

2.2.10.1. Disjuntores

Os disjuntores contidos na subestação são equipamentos destinados à interrupção e reestabelecimento das correntes elétricas em um determinado ponto do circuito (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.10.2. Transformadores

Os transformadores tem a função de elevar a tensão gerada nas unidades geradoras para tensões de amplitudes equivalentes aquelas do nível de distribuição ou subtransmissão, minimizando as perdas por efeito joule. A relação de transformação é de 6,3 / 34,5 kV.

Na Tabela 3 são apresentadas as informações técnicas dos transformadores:

Tabela 3: Dados dos transformadores da PCH Lajes

	TRANSFORMADOR1	TRANSFORMADOR2
TIPO	TRIFÁSICO	TRIFÁSICO
POTÊNCIA	1300 kVA	1300 kVA
TENSÃO	6,3/34,5 kV	6,3/34,5 kV
FREQUÊNCIA	60 Hz	60 Hz
CONEX. LADO BAIXA TENSÃO	TRIÂNGULO	TRIÂNGULO
CONEX. LADO ALTA TENSÃO	ESTRELA com aterramento	ESTRELA com aterramento

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

Na parte superior do transformador está o conservador óleo, tem a função de compensar as variações do nível do óleo devido às mudanças de temperaturas ou aos efeitos dos transitórios, durante curtos circuitos, assegurando que o transformador fique sempre cheio (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

A Figura 25 ilustra o transformador 1 da subestação da PCH Lajes.



Figura 25: Transformador 1 da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PCH Lajes, 2007.

2.2.10.3. Chave seccionadora da subestação 34,5kV

A chave seccionadora da subestação tem a função de isolar a usina do transformador de potência e da linha de transmissão.

Chave seccionadora ou chave faca (sua lâmina de contato lembra uma faca) é um dispositivo destinado a isolar (seccionar) partes (subsistemas, equipamentos e) de circuitos elétricos. Para sua abertura é obrigatório o uso do equipamento *load buster* e equipamento de proteção individual (luva isolante) manga isolante – (mangote) para evitar que surja o arco elétrico muito perigoso, podendo lesionar o eletricitista. Para seu fechamento utiliza-se vara de manobra. (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.10.4. Transformador de corrente (TC)

O transformador de corrente (TC) tem função de reduzir proporcionalmente as correntes para fins de instrumentação, medição e proteção, sem que seja necessário que os equipamentos possuam corrente nominal de acordo com a corrente de carga do circuito no qual estão ligados (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

2.2.10.5. Transformador de potência (TP)

O transformador de potência (TP) é um equipamento usado para sistemas de medição de tensão elétrica, sendo capaz de reduzir a tensão do circuito para níveis compatíveis com a máxima suportável pelos instrumentos de medição. Sua função é na medição de tensões com valores elevados, ou seja, em seu circuito primário (entrada) é conectada a tensão a ser medida, sendo que no secundário (saída) será reproduzida uma tensão reduzida e diretamente proporcional a do primário. (MANUAL DE OPERAÇÃO PCH LAJES, 2007).

CAPÍTULO 3 - SISTEMAS DE CONTROLE DE PCHs

3.1. EVOLUÇÃO

A integração de sistemas consolidou-se no sistema elétrico brasileiro através da evolução natural dos sistemas de regulação e da proteção. O processo de integração das funcionalidades foi observado durante as primeiras implantações com ceticismo, devido ao ambiente naturalmente conservador das plantas geradoras.

A rápida evolução da tecnologia digital na década de 90, com aumento da confiabilidade, aumento da capacidade de processamento digital, assim como o aumento da memória e da capacidade de armazenamento, contribuiu e consolidou cada vez mais tecnologias de controle digital, que trazia em seu bojo a incorporação de novas funcionalidades aos controladores.

A automação de pequenas centrais hidrelétricas até meados da década de 90 seguia a tendência de repetir as funções dos subsistemas da unidade geradora, enviando comandos partindo de um controle principal que gerencia os demais subsistemas. A concepção de processamento centralizado desconsiderou por muitos anos as capacidades de processamento dos sistemas.

A base para integração da automação está no processamento digital, porque os sistemas hidráulicos da turbina e de excitação do gerador são projetados conforme a capacidade de cada unidade geradora, independentemente da síntese do controle.

O desenvolvimento de blocos de programação especialmente desenvolvidos para as rotinas de regulação se mostraram necessários, uma vez que os processos de automação exigem em sua maioria, funções simples que já eram existentes na maioria das plataformas de controladores programáveis (CLPs).

A evolução dos sistemas digitais já utilizados nas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) demonstra que a tendência natural da evolução são sistemas integrados reunindo todos os sistemas de controle, comando e proteção da unidade geradora em uma mesma plataforma. Essa quebra de paradigma substitui a filosofia de aplicação separada de sistemas clássicos de regulação de tensão, velocidade, automação, comando, supervisão e proteção por um sistema integrado, sendo assim uma nova solução tecnológica com viabilidade econômica para as PCHs (MIBIELLI et al, 2008).

3.2. SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE

A definição do sistema de supervisão e controle de uma PCH é essencialmente uma decisão econômica. Basicamente devem ser analisadas e comparadas duas possibilidades: a operação convencional, por meio de operadores ou a automação ou semi-automação da usina.

No atual contexto tecnológico e econômico, a semi-automação ou automação das instalações das usinas apresenta as seguintes vantagens:

- ✓ Redução dos custos operacionais;
- ✓ Ganhos de qualidade sobre o processo;
- ✓ Melhor utilização do pessoal;
- ✓ Maior agilidade operativa;
- ✓ Melhor utilização dos recursos disponíveis;
- ✓ Melhor produtividade.

Os investimentos recomendados no processo de automação ou semi-automação são balizados pelos custos operacionais destas instalações (basicamente mão de obra) e pelo custo da energia comercializada. Assim, as iniciativas nesta área apontam, quase sempre, para soluções técnicas adequadas, porém com custos reduzidos.

Uma usina desassistida pode ser totalmente supervisionada e controlada remotamente, ou possuir um mínimo essencial de supervisão remota e controle local (ELETROBRAS, 2000).

Segundo Uddin et al (2000), citado por Ortega (2012), os sistemas de supervisão desempenham um papel de extrema importância na estrutura de gestão organizacional, fato pelo qual deixaram de ser vistos como meras ferramentas operacionais, ou de engenharia, e passaram a ser vistos como uma relevante fonte de informação. Atualmente, os sistemas de supervisão de processos industriais automatizados desempenham três atividades básicas: supervisão, operação e controle.

As etapas do desenvolvimento de um sistema de supervisão envolvem a especificação, criação do ambiente gráfico e das telas na plataforma escolhida, criação dos bancos de dados, configurações e testes finais. A especificação é a parte primordial desse desenvolvimento, etapa esta que inclui a escolha do software que será utilizado, a determinação dos pontos de controle, entradas e saídas do

processo e necessidade de comunicação com outros equipamentos (GAIDZINSKI 2003).

3.2.1. Tipos de Sistemas de Controle

3.2.1.1. Sistemas de controle convencional

A configuração tradicional dos sistemas de controle aplicados em usinas hidrelétricas apresenta equipamentos dedicados para cada uma das funções associadas ao conjunto turbina-gerador, sendo:

- ✓ Regulação de velocidade da turbina;
- ✓ Regulação de tensão do gerador;
- ✓ Automatismo de partida e parada;
- ✓ Proteção.

Historicamente essa divisão foi originada pelo fato do regulador de velocidade ser desenvolvido pelo fabricante da turbina, o regulador de tensão pelo fabricante do gerador, a proteção pelo fabricante de proteção e o automatismo pelo fornecedor dos sistemas elétricos da usina (MIBIELLI et al, 2008).

A figura 26 ilustra um sistema convencional de uma usina hidrelétrica.

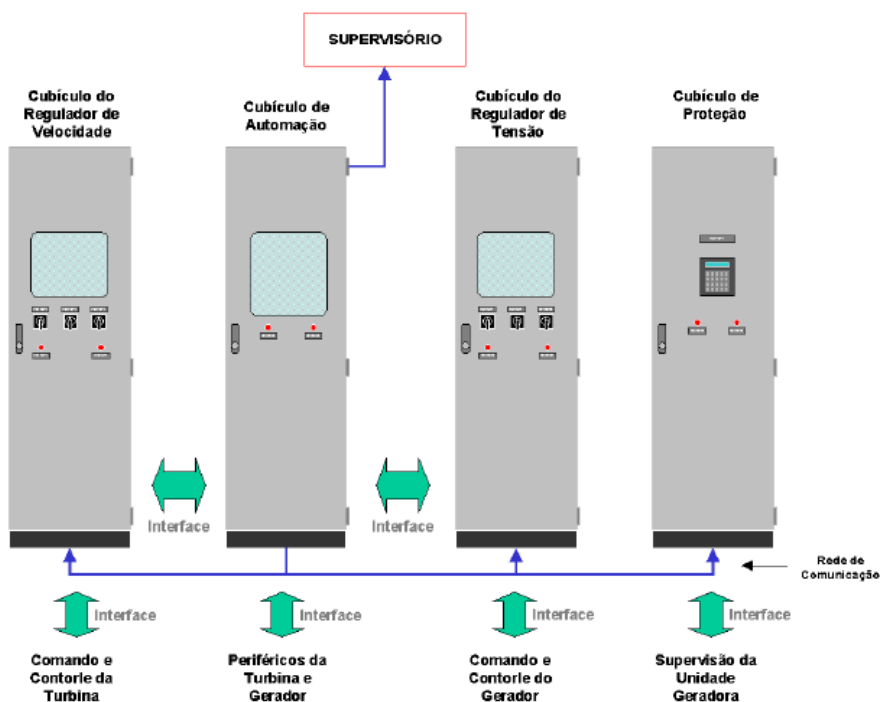


Figura 26: Sistema Convencional de uma usina hidrelétrica.

Fonte: Mibielli et al, 2008.

3.2.1.2. Sistemas de controle integrado

O Sistema Integrado (Figura 27) incorpora inclusive funções de proteção, como por exemplo, proteções de ações mecânicas, de ações de comando e de limites de temperatura. Ações de proteções elétricas são incorporadas por proteção dedicada, estando em um nível hierárquico superior.

Inicialmente os sistemas digitais procuravam apenas repetir as funções desempenhadas por cada sistema da unidade geradora. Os reguladores digitais substituíram reguladores analógicos e mecânicos no controle de tensão e no controle de velocidade, a proteção digital substituiu os relés eletromecânicos e relés analógicos, bem como a automação digital substituiu os sistemas eletromecânicos (MIBIELLI et al, 2008).

A Figura 27 ilustra um sistema integrado de regulação e automação de uma PCH.

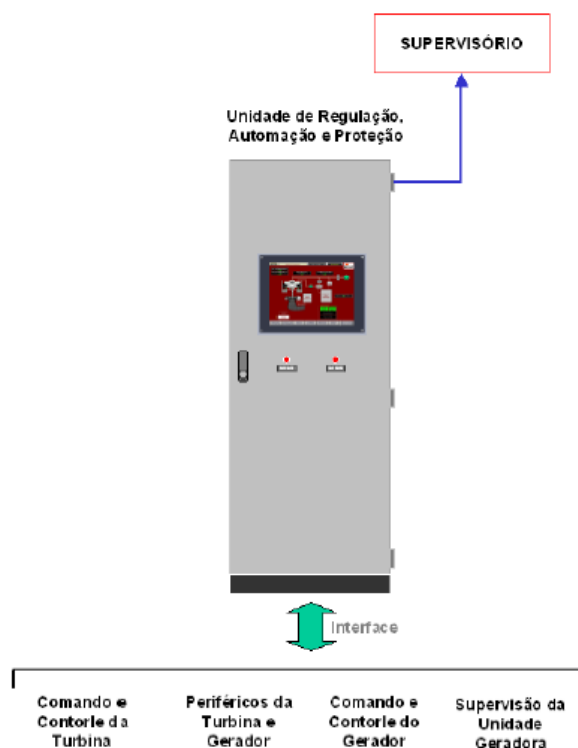


Figura 27: Sistema Integrado de Regulação e Automação.

Fonte: Mibielli et al, 2008.

Na integração, os níveis hierárquicos acabam sendo modificados, conforme pode ser observado. O controle e proteção de cada unidade geradora incluem as seguintes funções:

- ✓ Controlador da turbina (regulador de velocidade);

- ✓ Controlador do gerador (regulador de tensão);
- ✓ Comando e Controle do grupo (automação, partida, parada e supervisão);
- ✓ Proteção do grupo.

Tradicionalmente estas quatro funções são desempenhadas por equipamentos dedicados, fornecidos por empresas diversas, ocasionando inúmeros níveis de interface e grandes esforços no processo de integração.

A Unidade de Regulação, Automação e Proteção é um único cubículo ou um conjunto de cubículos que alojam todo o controle e proteção de uma unidade geradora (MIBIELLI et al, 2008).

3.4. SISTEMA *PLANT UPGRADE PROGRAM* – PUP

3.4.1. Objetivos

O objetivo do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP é a medição de recursos hídricos e do cálculo da eficiência, disponibilizando esses dados para o sistema supervisão.

O Sistema de Medições Hidráulicas tem como objetivo fornecer informações para o cálculo de rendimento na geração bem como o balanço do nó hidráulico para a determinação das perdas.

Com um arranjo de transdutores instalados em pontos específicos é possível calcular as perdas no conduto forçado (Rendimento Hidráulico), as perdas na geração (Rendimento do Grupo), as perdas no sistema de serviços auxiliares (Rendimento de Serviços Auxiliares) e as perdas totais na geração (Rendimento Total da PCH).

É possível também medir e calcular os recursos hídricos vertidos, turbinados, afluentes e, dessa forma, fazer o balanço do nó hidráulico calculando as perdas e auxiliando no planejamento da produção.

O sistema é composto por um painel chamado de Painel de Medições Hidráulicas, situado na sala de controle, sendo que todos os sensores estão conectados nesse painel. O sistema é alimentado pela tensão segura da PCH e comunica com os sistemas supervisórios.

Os dados necessários ao cálculo da eficiência na geração e no balanço hidráulico estão mostrados na Tabela 4, juntamente com a origem da informação (JONFRA AUTOMAÇÃO, 2013).

Tabela 4: Dados necessários ao cálculo da eficiência na geração.

Dados	Origem	Observação
Vazão Vertida	- Sonda de Nível de Montante. - Curva de Descarga do Vertedouro.	
Vazão Sanitária	- Turbinada ou Vertida	
Volume Acumulado	- Curva Cota x Volume	
Vazão Turbinada	- Transmissor de Pressão Diferencial: Winter-Kennedy	Calibrado medidor de vazão ultrassônico
Queda Bruta	- Sonda de Nível de Montante. - Sonda de Nível de Jusante.	
Queda Líquida	- Transmissor de Pressão na entrada da caixa espiral.	
Potência: UG	- Via rede	
Potência: entregue na rede	- Via rede	
Distribuidor / Estado do disjuntor	- Via rede	

Fonte: Projeto Executivo PUP - Jonfra Automação, 2013.

3.4.2. Sistema PUP

3.4.2.1. Visão geral

Todas as telas da IHM foram desenvolvidas de forma a proporcionar ao operador uma navegação rápida e intuitiva. Os botões encontrados no rodapé permitem acesso aos sub-menus de operação, calibração e unidades geradoras.

Nas telas de operação estão disponíveis informações gerais como vazões, quedas, níveis, potências e eficiências. A troca de telas é feita através das setas, direita ou esquerda, o que é válido também para os outros sub-menus.

No sub-menu de unidades geradoras são apresentadas as mesmas informações encontradas em operação, porém, agrupadas por unidade geradora. (JONFRA AUTOMAÇÃO, 2013).

A Figura 28 ilustra a arquitetura geral do sistema PUP. Como se pode visualizar na figura, todas as informações são enviadas para unidade geradora 1, o

mesmo ocorre para unidade geradora 2 e 3, e podem ser visualizadas em uma única IHM.

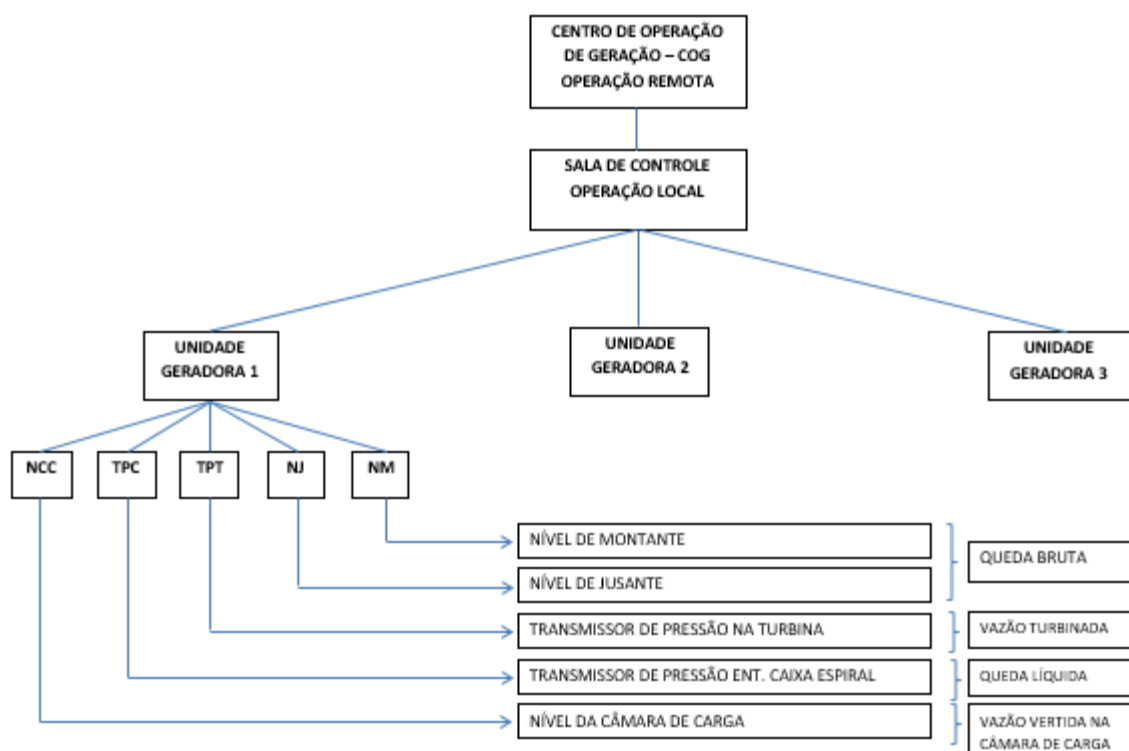


Figura 28: Arquitetura sistema PUP.

Fonte: Elaboração própria.

3.4.2.2. Descrição de navegação da IHM

As informações apresentadas nas telas de Operação são apenas de caráter informativo. O sistema não realiza nenhum controle nem executa nenhum comando. Com informações fornecidas pelos transdutores, o sistema efetua o cálculo das variáveis em questão e as disponibiliza aos envolvidos na operação da PCH.

O Sistema de Medições Hidráulicas disponibiliza as informações pela IHM – Interface Homem Máquina, por onde é possível ler e inserir dados do sistema. (JONFRA AUTOMAÇÃO, 2013).

3.4.2.3. Telas da IHM

A Figura 29 ilustra a tela inicial da IHM. O botão “Oper.” dá acesso às páginas onde as informações mostradas são relativas a toda PCH. Já o botão “UGs”, reúne informações relativas a cada grupo gerador.



Figura 29: Tela inicial IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

A tela de Nó Hidráulico, ilustrada na Figura 30, exibe os valores de vazão e potência para os campos de Turbinada Total, Vertida Total, Afluente e Ecológica. A potência mostrada no campo Turbinada Total é a soma das potências dos grupos. Já o valor de potência mostrado nos campos Vertida Total e Afluente são os valores das potências equivalentes caso esses recursos hídricos fosse utilizado na geração.

NÓ HIDRÁULICO			24:00:00	AaBbCcDdEe	!
	Vazão	Potência			
Turbinada Total	123.12 m³/s	123456 kW			
Vertida Total	123.12 m³/s	123456 kW			
Afluente	123.12 m³/s	123456 kW			
Ecológica	123.12 m³/s				
			<	⏮	>
			UGs	Oper.	

Figura 30: Tela Nó Hidráulico da IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

A tela de potência (Figura 31) onde são mostradas as potências atuais de cada grupo gerador e também a potência ótima dos mesmos, que devem ser obtidos com ensaios de rendimento.

POTÊNCIA		
24:00:00 AaBbCcDdEe		
	Atual	Ótima
Grupo 1	1234.1 kW	1234.1 kW
Grupo 2	1234.1 kW	1234.1 kW
Grupo 3	1234.1 kW	1234.1 kW

Figura 31: Tela Potência da IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

A Figura 32 ilustra a tela de eficiência geral onde são exibidas, em percentagem, a média de cada eficiência calculada.

EFICIÊNCIA GERAL	
24:00:00 AaBbCcDdEe	
Hidráulica Total	123.12 %
Total dos Grupos	123.12 %
Serviços Auxiliares	123.12 %
Total da PCH	123.12 %

Figura 32: Tela Eficiência Geral da IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

A tela de nível de Montante, Câmara de Carga e Jusante está ilustrada na Figura 33.



Figura 33: Tela Níveis da IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

A tela da queda bruta e queda líquida por unidade geradora estão ilustradas na Figura 34.

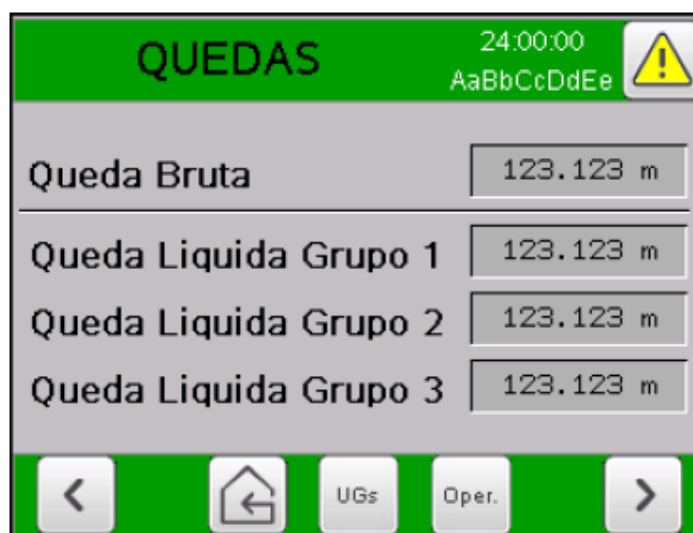


Figura 34: Quedas da IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

A Figura 35 ilustra a tela onde é exibida a potência máxima gerada, registrada com hora e data de ocorrência. Também é exibido o valor atual da potência e o botão “Reset” apaga o valor e hora da potência máxima registrada.

Figura 35: Tela Potência Máxima da IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

A tela de operação representada pela Figura 36, é acessada pelo botão “UGs” e exibe as principais variáveis organizadas por unidade geradora.

Figura 36: Tela Operações por grupo da IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

3.4.2.4. Alarmes

A tela de alarmes, ilustrada na Figura 37, exibe todos os alarmes relacionados ao PUP ocorridos durante a operação da PCH.



Figura 37: Tela Alarmes IHM, PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

A descrição dos alarmes foi desenvolvida de forma a auxiliar, ao máximo, a correção das falhas e a lista de alarmes estão descrita na Figura 39 abaixo:

Alarme	Ação
Resumo de Alarmes	Info
Resumo Unacknowledge	Info
Erro Sonda Nível Montante	Info
Erro Sonda Nível Câmara de Carga	Info
Erro Sonda Nível Jusante	Info
Erro Sensor Pressão Entrada Caixa Espiral UG1	Info
Erro Sensor Pressão Entrada Caixa Espiral UG2	Info
Erro Sensor Pressão Entrada Caixa Espiral UG3	Info
Erro Transmissor de Pressão Diferencial UG1	Info
Erro Transmissor de Pressão Diferencial UG2	Info
Erro Transmissor de Pressão Diferencial UG3	Info
Erro Rendimento UG1 < 50 %	Info
Erro Rendimento UG2 < 50 %	Info
Erro Rendimento UG3 < 50 %	Info

Figura 38: Descrição dos Alarmes PUP da PCH Lajes.

Fonte: Manual de Operação PUP - Jonfra Automação, 2013.

Os alarmes são gerenciados através de dois status:

- ✓ Não reconhecido (vermelho): alarme ativado
- ✓ Reconhecido (amarelo): alarme ativado e reconhecido através do botão "ACK".

O ícone de atenção no canto superior direito da tela na IHM sinaliza a existência de alarmes: um alarme pode ser desativado (verde) apenas quando o erro é corrigido e pressionado o botão “RESET”.

No painel existe um LED vermelho de sinalização de Resumo de Não Reconhecido e Resumo de Reconhecido:

- ✓ LED aceso continuamente: Resumo de Reconhecido ativado – Todos os alarmes estão reconhecidos.
- ✓ LED piscando: Resumo de Não reconhecido - Existe pelo menos um alarme não reconhecido
- ✓ LED apagado: nenhum alarme acionado. (JONFRA AUTOMAÇÃO, 2013).

CAPÍTULO 4 - MODERNIZAÇÃO DE PCHs

É de fundamental importância entender o processo de modernização de uma PCH e sua interação com o processo de repotenciação. Qualquer intervenção de repotenciação que seja feita em uma PCH, diretamente estará sendo feita uma modernização, porém em uma intervenção de modernização, não necessariamente ocorrerá uma repotenciação.

Veiga (2001) afirma que a modernização consiste na utilização de novas tecnologias na operação das usinas, automatizando-as, até mesmo tornando-as “desassistidas”, pela digitalização e informatização de seus controles e comandos.

Segundo Santos (1999), citado por EPE, define modernização como uma “estratégia em que antigas usinas hidrelétricas possam se tornar mais produtivas e eficientes, através de ações de recondicionamento, atualizações tecnológicas e, onde aplicável, elevação da capacidade nominal de componentes com idade avançada, assim como garantir a extensão de vida útil”.

No que se refere à modernização por “otimização da operação da usina” entende-se que é um processo que trabalha dentro da faixa de flexibilidade dos equipamentos de geração de energia, permitindo ganhos de eficiência viabilizados pelos avanços tecnológicos, pela gestão dos níveis do reservatório e das vazões turbinadas frente às vazões afluentes, buscando o despacho ótimo das unidades geradoras.

Porém o conceito de otimização para uma central hidrelétrica pode ser ampliado, o qual não se limita a operação eficiente da mesma, mas dentro de uma visão holística estrutura-se no conceito do “aproveitamento ótimo”. Assim, pode-se entender a otimização como sendo o processo que permite maximizar os ganhos energéticos frente ao potencial hidráulico disponível (OLIVEIRA, 2012).

Após discutir as conceituações e considerações de vários autores sobre a modernização de usinas hidrelétricas, Pinto (2009) afirma que o processo de modernização não possui, de forma sistemática, uma metodologia específica definida para sua análise e avaliação, apesar de envolver, frequentemente, despesas anuais, superiores aquelas gastas no processo rotineiro de manutenção. Contudo reforça que a modernização permite uma sobrevida de 30 anos de uma central hidrelétrica, a um custo médio de aproximadamente 14% do custo de uma nova central, com custos de Operação e Manutenção reduzidos.

As Figuras 39 e 40 ilustram, esquematicamente, a tendência na redução da produção de energia durante a vida útil de uma usina hidrelétrica e os benefícios com a repotenciação e modernização (R&M) desta usina, respectivamente. (OLIVEIRA, 2012).

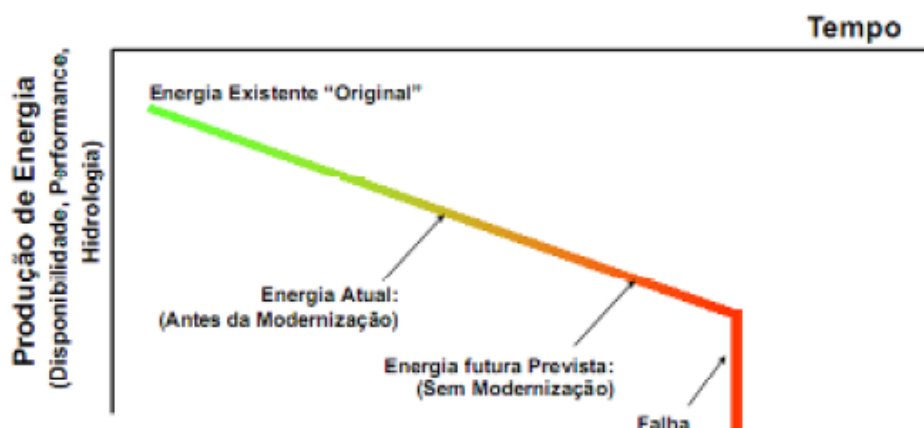


Figura 39: Produção de energia durante a vida útil de uma usina hidrelétrica.

Fonte: Oliveira, 2012.

A otimização também acompanha as opções de Manutenção e Prosseguimento Operacional, Repotenciação e Reconstrução, sendo que a VOITH SIEMENS HYDRO (2001) define a otimização como um “tipo de modernização que permite produzir energia adicional pela operação da usina de forma mais eficiente”.

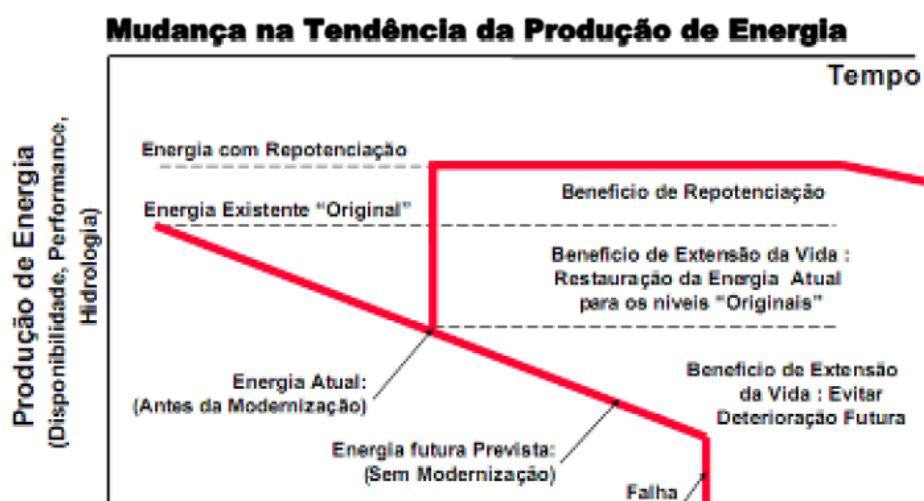


Figura 40: Benefícios da R&M na produção de energia.

Fonte: Oliveira, 2012.

Para efeito da avaliação econômica adota-se, tradicionalmente no setor elétrico, o prazo de 50 anos para vida útil de uma usina hidrelétrica, embora a depreciação do investimento seja feita no período de 30 anos. (OLIVEIRA, 2012).

Segundo experiência da VOITH SIEMENS HYDRO (2001) pode-se generalizar quando os equipamentos e as estruturas principais de um empreendimento hidrelétrico entram na sua idade crítica, conforme apresentado na Figura 41.

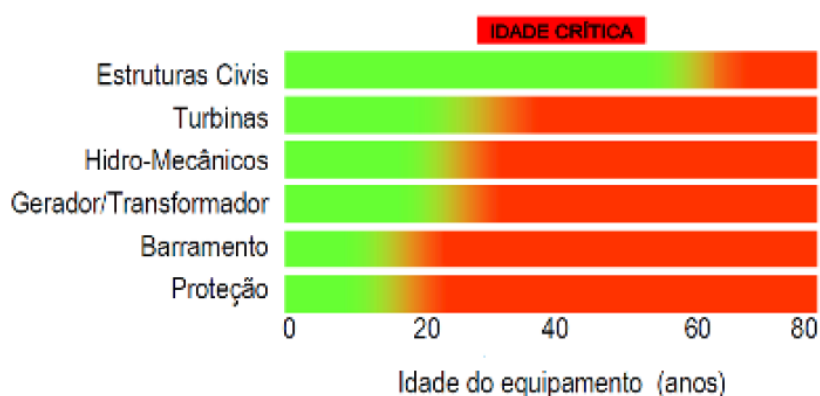


Figura 41: Idade crítica dos equipamentos e estruturas principais de um empreendimento hidrelétrico.

Fonte: Oliveira, 2012.

4.1. REPOTENCIAÇÃO DE PCHs

A Repotenciação de PCHs pode ser definida como “uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de um empreendimento hidrelétrico já construído, com ganho simultâneo de potência e rendimento, conciliados com benefícios econômicos e socioambientais”.

Entre as tecnologias de produção de energia elétrica a hidrelétrica é a que apresenta maior eficiência no processo de conversão energética. As perdas no processo de conversão concentram-se nos circuitos hidráulicos de adução e no grupo gerador (turbina e gerador). Atualmente o rendimento de um grupo gerador já supera os 92%, devido aos avanços tecnológicos.

Devido aos atuais avanços técnicos no desenvolvimento de um empreendimento hidrelétrico, em todas as suas fases (estudo, projeto, construção e

operação), os ganhos energéticos que podem, eventualmente, ser obtidos após a sua construção são marginais, visto que os recursos empregados e correspondentes benefícios já foram eficientemente otimizados (OLIVEIRA, 2012).

Pode-se destacar dentre as principais vantagens da repotenciação de PCHs: No estudo de viabilidade técnica, econômica e ambiental, além do benefício econômico advindo da comercialização da energia incremental a ser gerada, tem-se a possibilidade de considerar o benefício socioambiental, seja pela minimização ou inexistência dos custos ambientais seja pela internalização da compensação em crédito de carbono, contribuindo para redução do tempo de amortização do investimento; menor custo se comparado aos custos envolvidos na construção de novas usinas; possibilidade de implantação a curto prazo e; potencialidade de disponibilização de energia adicional próxima aos grandes centros consumidores. (OLIVEIRA; BORTONI, 2012).

Existe uma grande variedade de interpretações para o significado de repotenciação e modernização (R&M) de usinas hidrelétricas ou de seus equipamentos. Segundo Veiga (2001) a definição clássica de repotenciação é a que a classifica como um projeto que “corresponde a todas aquelas obras que visem gerar um ganho de potência ou de rendimento da usina”.

As interpretações do significado de repotenciação podem depender também da questão tecnológica. Segundo Santos (2003), citado por EPE (2008), existem duas definições para repotenciação de usinas hidrelétricas:

- ✓ Redefinição da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto.
- ✓ Elevação da potência máxima de operação, em função de folgas devidamente comprovadas no projeto originalmente concebido, sem incorporar novas tecnologias à unidade geradora.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME) (2008), citado por Migliorini (2001) o principal fator que favorece o ganho de rendimento é a introdução de novas tecnologias em equipamentos de conversão eletromecânica, dentre elas, novos materiais em geradores elétricos e turbinas e diferentes disposições das pás de turbinas tornando mais eficientes. Isso é decorrente das usinas terem sido construídas há muitos anos, o que se agrava nas PCHs, que são mais antigas do que usinas de grande porte.

Uma simples substituição de parte ou total de componentes pode elevar o rendimento da PCH. Antes de iniciar qualquer tipo de ação de repotenciação em relação ao conjunto gerador-turbina é necessário fazer um diagnóstico para mensurar qual é o atual rendimento da turbina e do gerador. Existe uma sequência de procedimentos que devem ser seguidos para facilitar o diagnóstico. (MIGLIORINI, 2011).

É possível fazer a modernização sem repotenciação, porém é muito improvável a dissociação da modernização dentro de um processo de repotenciação, sendo que os ganhos com a repotenciação dependem parcial ou integralmente dos avanços tecnológicos do setor. Assim as opções técnico-gerenciais, excluindo obviamente a desativação, estão interligadas ao processo de modernização. (OLIVEIRA; BORTONI, 2012).

A Figura 42 ilustra as modalidades de intervenção de repotenciação.

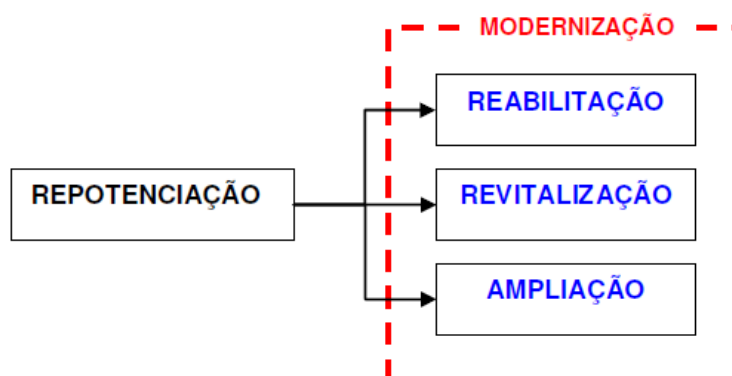


Figura 42: Modalidades de intervenção de repotenciação.

Fonte: Oliveira; Bortoni, 2012.

4.2. MODERNIZAÇÃO DA PCH LAJES

A PCH Lajes passou por um processo de modernização, no qual foi implantado o sistema *Plant Upgrade Program* - PUP, visando eficiência na geração de energia elétrica.

A motivação que levou a empresa Enel a investir no sistema *Plant Upgrade Program* - PUP foi baseada nas seguintes análises:

- ✓ Levantamento de todas as usinas no seu portfólio mundial;
- ✓ Ganhos potenciais médios de aproximadamente 3% na produção vendida;

- ✓ Estudo de viabilidade técnico-financeira.

A empresa não pôde fornecer detalhes das análises citadas acima, no entanto nenhum investimento de Operação e Manutenção é aprovado pela empresa Enel com a TIR (taxa interna de retorno) menor do que 11%.

A implantação do PUP na PCH Lajes foi concluída no dia 28 de maio de 2015, pela empresa Jonfra Automação Industrial Ltda., no qual foi contratada para realização da implantação.

Abaixo apresentaremos detalhes da aquisição dos dados e da instalação do painel, sensores e outros dispositivos relevantes do Sistema *Plant Upgrade Program* – PUP da PCH Lajes.

4.2.1. Painel de medições

O Painel de Medições Hidráulicas foi instalado ao lado do painel de automação, como mostrado na Figura 43 abaixo.

A empresa Jonfra Automação Ltda. sugeriu alterar o local dos armários de forma que os painéis elétricos sejam instalados na mesma parede.



Figura 43: Local de instalação do painel de medições.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

O painel de medições hidráulicas tem a função de comando e controle interno do sistema PUP da PCH Lajes.

A Figura 44 mostra a parte interna e externa do painel de medições hidráulicas instalado.



Figura 44: Painel de medições.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

4.2.2. Sensor de nível de montante

Antes da implantação do sistema PUP, o controle do nível do reservatório era feito através de réguas linimétricas, como mostra a Figura 45, e a coleta dos dados eram feitas manualmente.



Figura 45: Régua linimétrica.

Fonte: Arquivo pessoal, 2015.

O sensor de nível de montante foi instalado na barragem como mostra o local na Figura 46. Foi feita a instalação do tubo de proteção do sensor.



Figura 46: Local de instalação da sonda de montante.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

O sensor de nível de montante tem a função de enviar informações referentes ao nível do reservatório para o painel de medições hidráulicas do sistema PUP da PCH Lajes. O nível de montante é uma informação fundamental para o cálculo da queda bruta.

A Figura 47 abaixo mostra o sensor de nível de montante instalado na barragem.

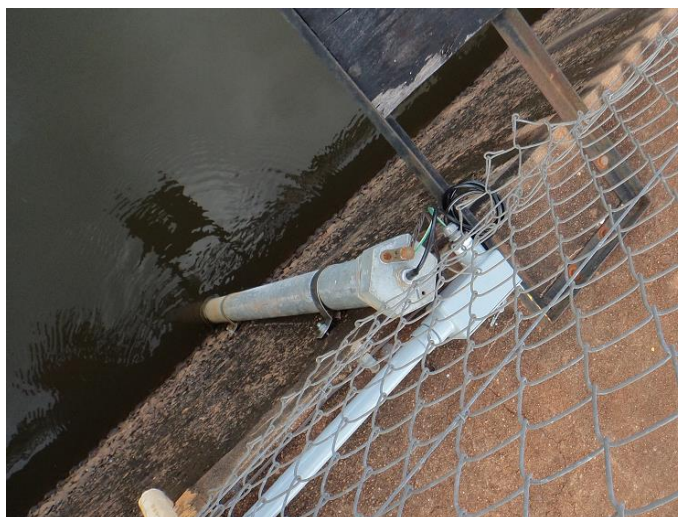


Figura 47: Sensor de nível de montante.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

4.2.3. Sensor de nível da câmara de carga

O sensor de nível da câmara de carga foi instalado no local indicado na Figura 48 abaixo.



Figura 48: Local de instalação sonda câmara de carga.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

O sensor de nível da câmara de carga tem a função de enviar informações referentes ao nível d'água da câmara de carga para o painel de medições hidráulicas do sistema PUP da PCH Lajes.

A Figura 49 mostra o sensor de nível da câmara de carga instalado.



Figura 49: Sensor de nível da câmara de carga.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

4.2.4. Sensor de nível de jusante

O sensor de nível de jusante foi planejado para ser instalado no local indicado na Figura 50 e servirá para ambos os canais de fuga.



Figura 50: Local de instalação sonda de jusante.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

O sensor de nível de jusante tem a função de enviar informações referentes ao nível d'água que passou pelas turbinas para o painel de medições hidráulicas do sistema PUP da PCH Lajes. O nível de jusante é uma informação fundamental para o cálculo da queda bruta.

A Figura 51 mostra o sensor de nível de jusante instalado. Podemos perceber que não foi instalado no local planejado, mas mesmo assim servirá para medição de ambos os canais de fuga.



Figura 51: Sensor de nível de jusante.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

4.2.5. Transmissor de pressão diferencial da turbina

Os transmissores de pressão diferencial para medição de vazão foram instalados nas turbinas, conforme ilustra a Figura 52.



Figura 52: Local de instalação transmissor de pressão diferencial.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

Os transmissores de pressão diferencial tem a função de enviar informações referentes à vazão turbinada para o painel de medições hidráulicas do sistema PUP da PCH Lajes. A vazão turbinada é calculada através do método Winter-Kennedy, que leva em consideração a variação de pressão na turbina (ΔP), coeficiente linear (k) e coeficiente empírico (n), ambos os coeficientes foram obtidos em ensaio de vazão realizado pela empresa Jonfra Automação Industrial Ltda.

A Figura 53 mostra o transmissor de pressão diferencial instalado na turbina.



Figura 53: Transmissor de pressão diferencial.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

4.2.6. Tomadas de pressão

As tomadas de pressão foram instaladas nos locais evidenciados na Figura 54.



Figura 54: Local de instalação tomada de pressão.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

As tomadas de pressão tem a função de enviar informações referentes ao diferencial de pressão (ΔP) entre os dois pontos instalados na turbina para o transmissor de pressão e este por sua vez enviam informações para o painel de medições hidráulicas no qual será calculada a vazão turbinada através do método Winter-Kennedy.

A Figura 55 mostra as tomadas de pressão instaladas na turbina.



Figura 55: Tomadas de pressão.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

4.2.7. Transmissor de pressão na entrada da caixa espiral

O transmissor de pressão UG3 foi instalado na entrada da caixa espiral, antes da válvula borboleta, na unidade geradora 3, conforme ilustra a Figura 56.

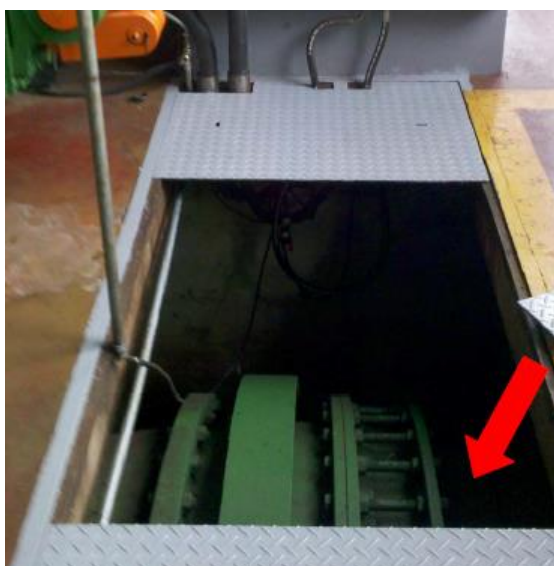


Figura 56: Local de instalação do transmissor de pressão UG3.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

O transmissor de pressão UG3 tem a função de enviar informações referentes à pressão na entrada da caixa espiral para o painel de medições hidráulicas do sistema PUP da PCH Lajes. A pressão na entrada caixa espiral é fundamental para o cálculo da queda líquida da unidade geradora 3.

A Figura 57 mostra o transmissor de pressão UG3 instalado na entrada da caixa espiral da turbina da unidade geradora 3.



Figura 57: Local de instalação do transmissor de pressão UG3.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

Os transmissores de pressão UG1 e UG2 foram instalados na entrada da caixa espiral, antes da válvula gaveta, na unidade geradora 1 e 2.

A Figura 58 ilustra o local de instalação do transmissor de pressão UG1.



Figura 58: Local de instalação do transmissor de pressão UG1.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

Os transmissores de pressão UG1 e UG2 tem a função de enviar informações referentes à pressão na entrada da caixa espiral para o painel de medições hidráulicas do sistema PUP da PCH Lajes. A pressão na entrada caixa espiral é fundamental para o cálculo da queda líquida da unidade geradora 1 e 2.

A Figura 59 mostra o transmissor de pressão UG1 instalado na entrada da caixa espiral da turbina da unidade geradora 1.



Figura 59: Transmissor de pressão UG1.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

4.2.8. Cabos de sinal

Os cabos de sinais estão alocados nas canaletas localizadas no piso da casa de máquinas e no bandejamento elevado, como mostram as Figuras 60 e 61 respectivamente, conectando os sensores e transmissores de pressão ao painel de medições.



Figura 60: Local de passagem dos cabos de sinal.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.



Figura 61: Local de passagem dos cabos de sinal.

Fonte: Jonfra Automação, 2013.

Então, diante de todas essas intervenções tem-se um processo de modernização na PCH Lajes.

CAPÍTULO 5 – ANÁLISES E RESULTADOS

5.1. ANÁLISE TEÓRICA

Com a análise teórica de rendimentos, mostraremos as fórmulas utilizadas, bem como a definição de cada elemento da fórmula para a obtenção dos valores de queda bruta, queda líquida, vazão turbinada e o rendimento de geração de energia elétrica específico de cada unidade geradora.

Conforme proposta de trabalho, apresentaremos uma análise do rendimento específico de cada unidade geradora, através de ensaios, variando a abertura do distribuidor das pás das turbinas, com variação de 50 a 100%, e com intervalos de 5% entre cada abertura. A partir de cada posição do distribuidor das pás da turbina foi coletado dados na IHM (Interface Homem Máquina) do sistema PUP tais como:

- ✓ Vazão (m^3/s);
- ✓ Potência por unidade geradora (kW);
- ✓ Queda líquida (m);
- ✓ Queda bruta (m).

A partir dos dados citados acima, foi calculado:

- ✓ Rendimento por unidade geradora (%);
- ✓ Variação da vazão (m^3/s e %);
- ✓ Variação da potência (MW e %);
- ✓ Potência por unidade geradora (MW).

Assim foram gerados gráficos para devidas análises tais como:

- ✓ Vazão (m^3/s) versus potência (MW);
- ✓ Variação da vazão (m^3/s) versus potência (MW);
- ✓ Variação da vazão (%) versus potência (%);
- ✓ Rendimento específico (%) de cada unidade geradora.

Assim, podemos visualizar nos gráficos o ponto ótimo de geração de energia elétrica de cada unidade geradora.

5.1.1. Fórmulas para obtenção de rendimentos

As fórmulas para obtenção de rendimentos foram extraídas do projeto de instalação do sistema PUP o qual foi elaborado pela Empresa Jonfra Automação Industrial Ltda. Estas são as fórmulas que o sistema PUP utiliza para realização dos cálculos que são apresentadas nas telas da IHM.

5.1.1.1. Queda bruta

Fórmula:

$$h_{bruta} = nível_{montante} - nível_{jusante} \quad (1)$$

Sendo:

h_{bruta} = queda bruta

$nível_{montante}$ = nível de montante

$nível_{jusante}$ = nível de jusante

5.1.1.2. Queda líquida

Queda líquida para turbina tipo Francis

Fórmula:

$$h_{liquida} = \frac{P1}{\gamma} + (a + y) + \frac{8*Q^2}{\pi^2*g} (D1^{-4} - D2^{-4}) \quad (2)$$

Sendo:

$h_{liquida}$ = queda líquida

$P1$ = pressão na entrada da caixa espiral (mca);

γ = densidade / gravidade. Se $P1$ estiver em mca. Gama é 1, se em N/m^2 , $\gamma = \rho g$, $\rho=1000$, kg/m^3 e $g=9,81$ m/s^2 ;

a = distância entre o centro do sensor de pressão e o centro do conduto (m);

y = distância entre o centro do conduto e o nível de jusante - relação entre cotas (m);

Q = vazão turbinada (m^3/s);

g = aceleração da gravidade (m/s^2);

$D1$ = diâmetro da tubulação na tomada de pressão (m);

$D2$ = diâmetro do tubo de sucção na cota do nível de jusante (m).

5.1.1.3. Vazão turbinada método Winter-Kennedy

Fórmula:

$$Q = k * (\Delta P)^n \quad (3)$$

Sendo:

Q = vazão (m³/s);

k = coeficiente linear (este coeficiente foi obtido através de ensaios de vazão, no qual foi realizado pela empresa Jonfra Automação Industrial Ltda.);

n = coeficiente empírico (este coeficiente foi obtido através de ensaios de vazão, no qual foi realizado pela empresa Jonfra Automação Industrial Ltda., tipicamente $n = 0,5$);

ΔP = diferencial de pressão segundo a orientação do método Winter-Kennedy.

5.1.1.4. Rendimentos

Rendimento por unidade geradora

Fórmula:

$$\eta_{grupo} = \frac{Pot}{g * Q * h_{liquida}} \quad (4)$$

Sendo:

η_{grupo} = rendimento do grupo gerador;

Pot = potência elétrica medida do grupo gerador (kW);

Q = vazão turbinada (m³/s);

$h_{liquida}$ = queda líquida (m);

g = gravidade (m/s²);

Rendimento hidráulico

Fórmula:

$$\eta_{hidráulico} = \frac{h_{liquida}}{h_{bruta}} \quad (5)$$

Sendo:

$\eta_{hidráulico}$ = rendimento hidráulico;

$h_{líquida}$ = queda líquida;

h_{bruta} = queda bruta.

Rendimento auxiliares

Fórmula:

$$\eta_{auxiliares} = \frac{Pot_{fronteira}}{Pot_{total}} \quad (6)$$

Sendo:

$\eta_{auxiliares}$ = rendimento dos serviços auxiliares;

$Pot_{fronteira}$ = potência elétrica medida no medidor de fronteira (kW);

Pot_{total} = potência elétrica total gerada na PCH (kW).

Rendimento total da PCH

Fórmula:

$$\eta_{pch} = \eta_{hidráulico_média} * \eta_{grupo_média} * \eta_{auxiliares} \quad (7)$$

Sendo:

η_{pch} = rendimento total da PCH;

$\eta_{hidráulico_média}$ = média aritmética do rendimento hidráulico de todos os grupos geradores;

$\eta_{grupo_média}$ = média aritmética do rendimento de grupo de todos os grupos geradores;

$\eta_{auxiliares}$ = rendimento dos serviços auxiliares.

5.1.2. Unidade Geradora 1

5.1.2.1. Análises de rendimento específico

Apresentaremos a análise do rendimento específico da unidade geradora 1, em cada posição da abertura do distribuidor.

A tabela 5 demonstra os dados coletados de vazão (m^3/s), potência (kW), queda bruta (m) e queda líquida (m) e os resultados dos cálculos do rendimento (%), variação da vazão (m^3/s e %), variação da potência (MW e %) e potência (MW).

Tabela 5: Grandezas para obtenção do rendimento específico UG1.

Posição distribuidor (%)	Vazão (m^3/s)	Potência a UG1 (MW)	Potência a UG1 (kW)	Rendimento (%)	Δ vazão (m^3/s)	Δ potência a (MW)	Δ vazão (%)	Δ potência a (%)	Queda Bruta (m)	Queda Líquida (m)
50	2,60	0,172	172	50,89	0,00	0,000	0,00	0,00	14,115	13,264
55	2,80	0,195	195	54,10	0,20	0,023	7,69	13,37	14,100	13,135
60	2,90	0,220	220	59,30	0,10	0,025	3,57	12,82	14,090	13,054
65	3,10	0,240	240	60,90	0,20	0,020	6,90	9,09	14,078	12,973
70	3,40	0,297	297	69,28	0,30	0,057	9,68	23,75	14,042	12,866
75	3,60	0,312	312	68,93	0,20	0,015	5,88	5,05	14,065	12,829
80	3,80	0,328	328	69,54	0,20	0,016	5,56	5,13	14,034	12,666
85	3,90	0,332	332	69,13	0,10	0,004	2,63	1,22	14,058	12,566
90	4,10	0,339	339	67,51	0,20	0,007	5,13	2,11	14,026	12,497
95	4,20	0,338	338	66,36	0,10	-0,001	2,44	-0,29	14,028	12,375
100	4,30	0,343	343	66,35	0,10	0,005	2,38	1,48	14,012	12,267

Fonte: Elaboração própria

A partir dos dados obtidos na Tabela 5, pode-se extrair uma série de gráficos, dentre eles apresentaremos a Figura 62 que mostra o comparativo dos valores de vazão e potência da unidade geradora 1.

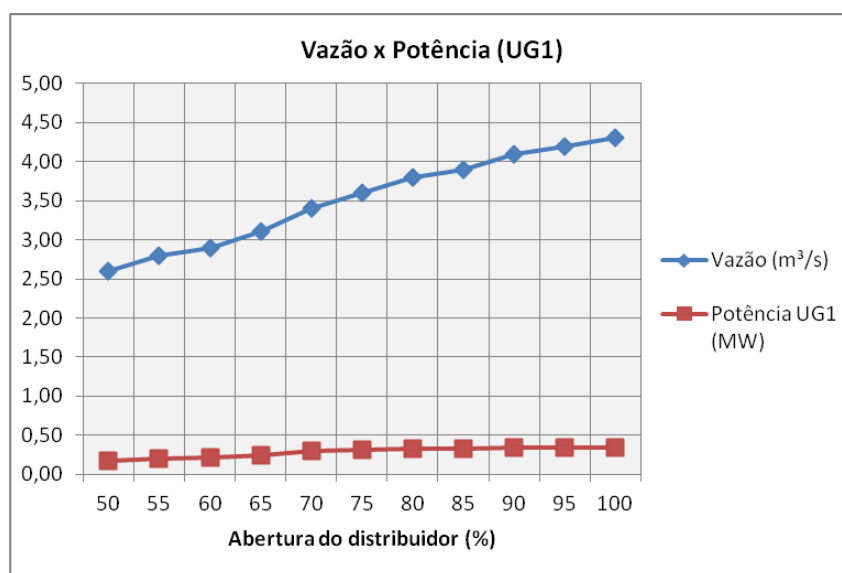


Figura 62: Comparativo da vazão (m^3/s) versus potência (MW) na UG1.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 63 mostra o comparativo dos valores da variação da vazão (m^3/s) e potência (MW) da unidade geradora 1.

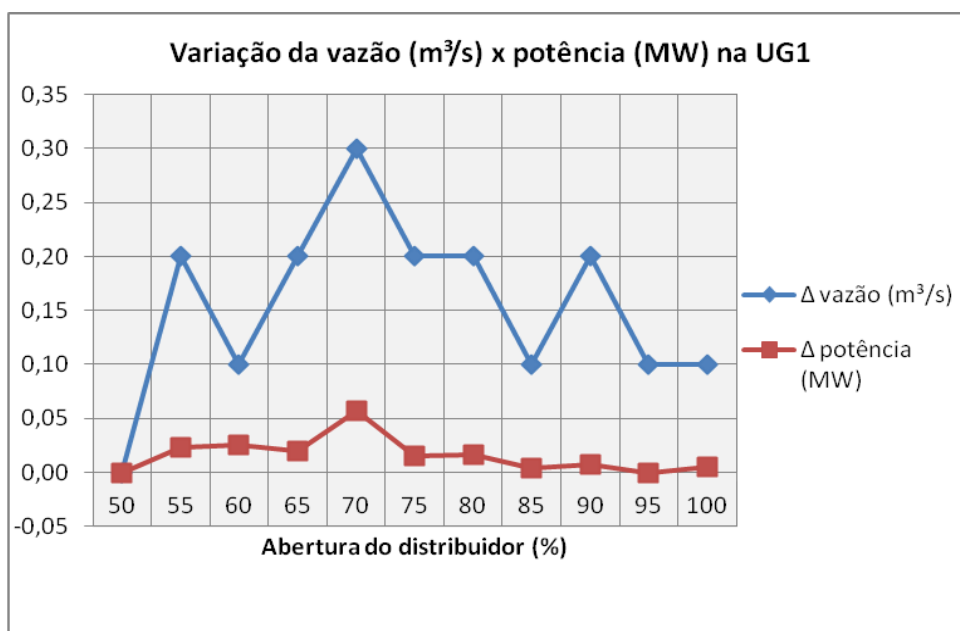


Figura 63: Comparativo variação da vazão (m^3/s) versus potência (MW) na UG1.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 64 mostra o comparativo dos valores da variação da vazão e potência (%) da unidade geradora 1.

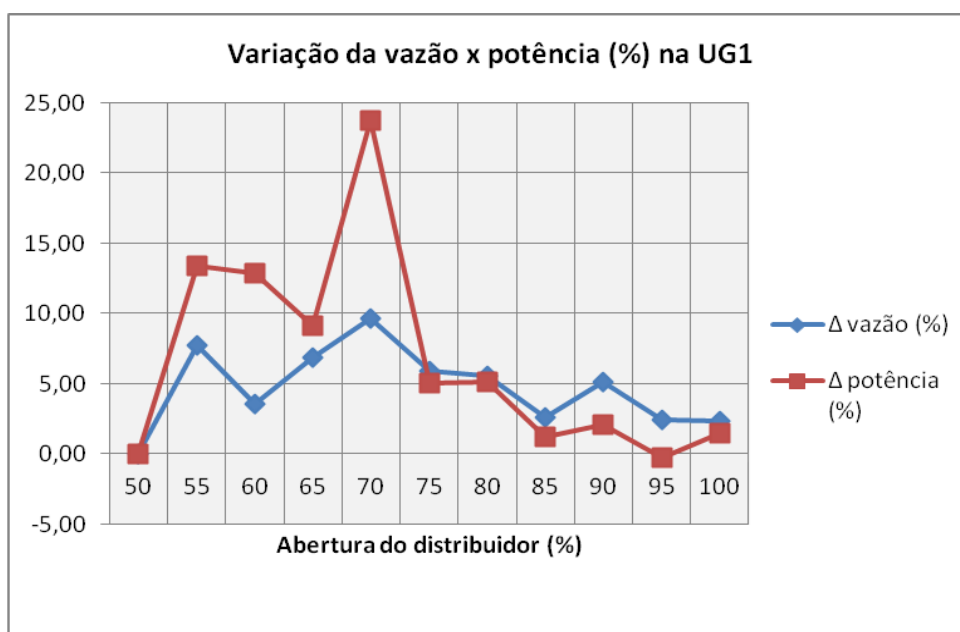


Figura 64: Comparativo variação da vazão versus potência (%) na UG1.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 65 mostra os valores do rendimento específico da unidade geradora 1, em cada abertura do distribuidor das pás da turbina variando de 50 a 100%, e com intervalos de 5% entre cada abertura.

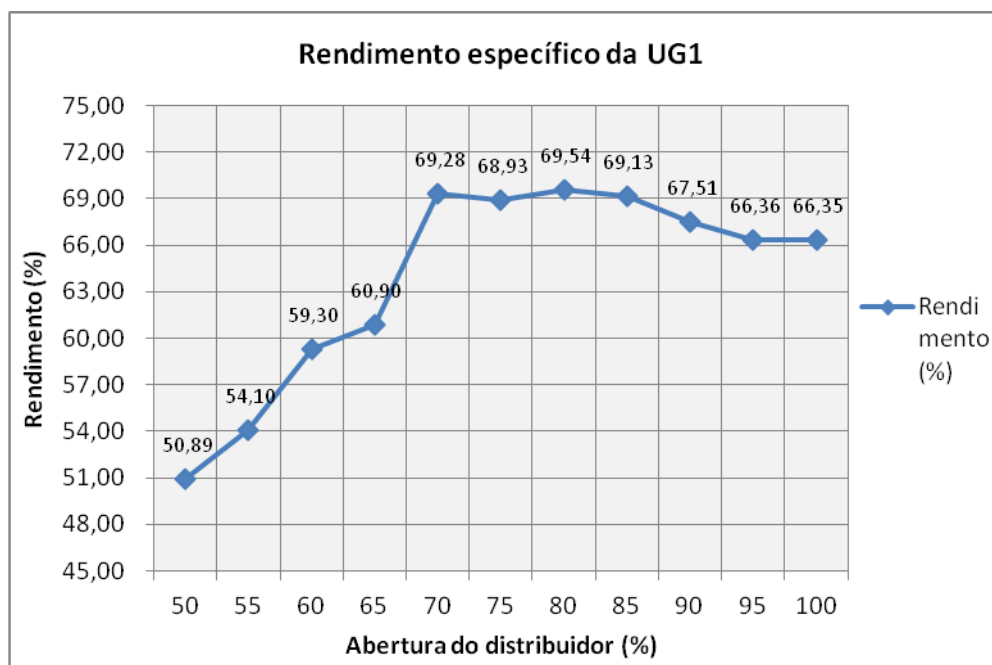


Figura 65: Rendimento específico UG1 (%).

Fonte: Elaboração própria.

Analisando a Figura 65, rendimento específico, pode-se visualizar que o distribuidor das pás da turbina com abertura entre 70 e 80%, tem-se um intervalo de melhor rendimento, então nessas posições a unidade geradora 1 pode operar com rendimento ótimo de geração.

5.1.3. Unidade Geradora 2

5.1.3.1. Análises de rendimento específico

Apresentaremos a análise do rendimento específico da unidade geradora 2, em cada posição da abertura do distribuidor.

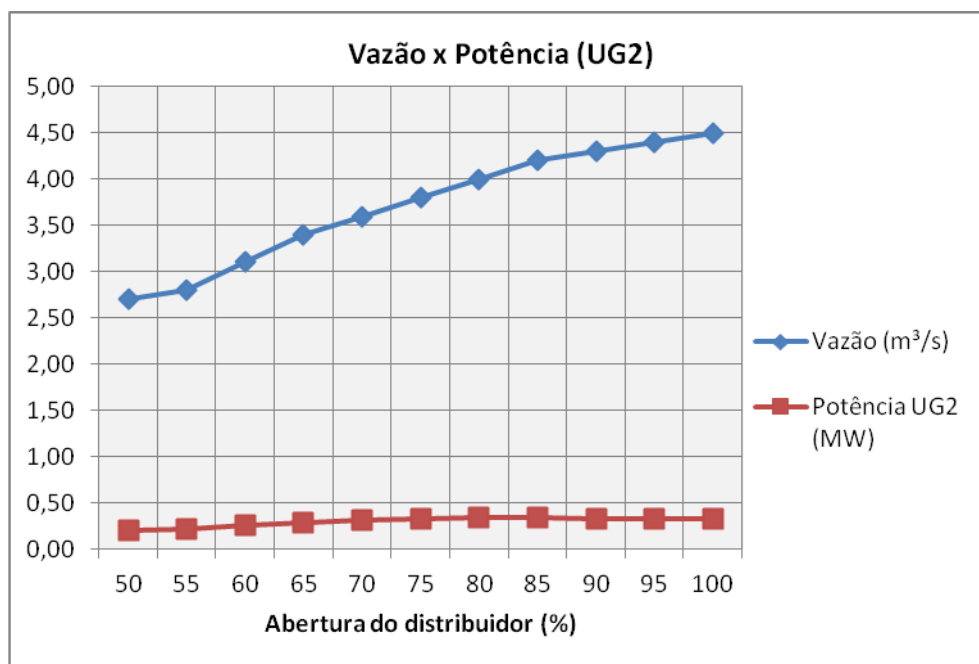
A tabela 6 demonstra os dados coletados de vazão (m^3/s), potência (kW), queda bruta (m) e queda líquida (m) e os resultados dos cálculos do rendimento (%), variação da vazão (m^3/s e %), variação da potência (MW e %) e potência (MW).

Tabela 6: Grandezas para obtenção do rendimento específico UG2.

Posição distribuidor (%)	Vazão (m³/s)	Potência UG2 (MW)	Potência UG2 (kW)	Rendimento (%)	Δ vazão (m³/s)	Δ potência (MW)	Δ vazão (%)	Δ potência (%)	Queda Bruta (m)	Queda Líquida (m)
50	2,70	0,204	204	59,47	0,00	0,00	0,00	0,00	14,124	12,965
55	2,80	0,220	220	61,93	0,10	0,02	3,70	7,84	14,095	12,947
60	3,10	0,256	256	65,51	0,30	0,04	10,71	16,36	14,100	12,864
65	3,40	0,290	290	68,42	0,30	0,03	9,68	13,28	14,089	12,721
70	3,60	0,305	305	68,36	0,20	0,02	5,88	5,17	14,061	12,647
75	3,80	0,327	327	70,01	0,20	0,02	5,56	7,21	14,065	12,542
80	4,00	0,334	334	68,66	0,20	0,01	5,26	2,14	14,035	12,410
85	4,20	0,336	336	66,33	0,20	0,00	5,00	0,60	13,996	12,307
90	4,30	0,329	329	63,84	0,10	-0,01	2,38	-2,08	14,005	12,230
95	4,40	0,331	331	62,66	0,10	0,00	2,33	0,61	14,064	12,251
100	4,50	0,322	322	59,85	0,10	-0,01	2,27	-2,72	14,017	12,199

Fonte: elaboração própria.

A partir dos dados obtidos na Tabela 6, pode-se extrair uma série de gráficos, dentre eles apresentaremos a Figura 66 que mostra o comparativo dos valores de vazão e potência da unidade geradora 2.

**Figura 66:** Comparativo da vazão (m³/s) versus potência (MW) na UG2.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 67 mostra o comparativo dos valores da variação da vazão (m^3/s) e potência (MW) da unidade geradora 2.

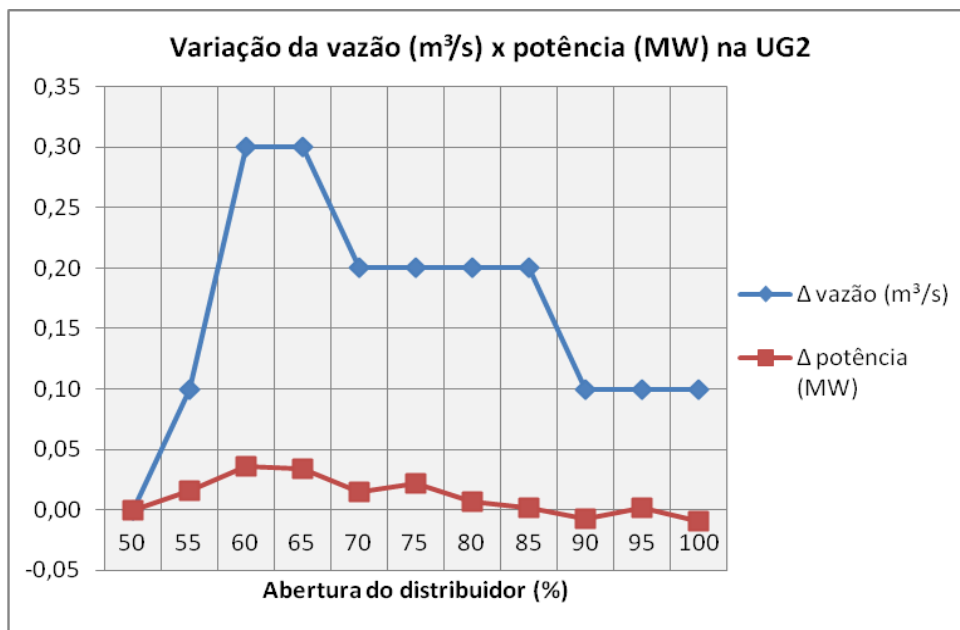


Figura 67: Comparativo variação da vazão (m^3/s) versus potência (MW) na UG2.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 68 mostra o comparativo dos valores da variação da vazão e potência (%) da unidade geradora 2.

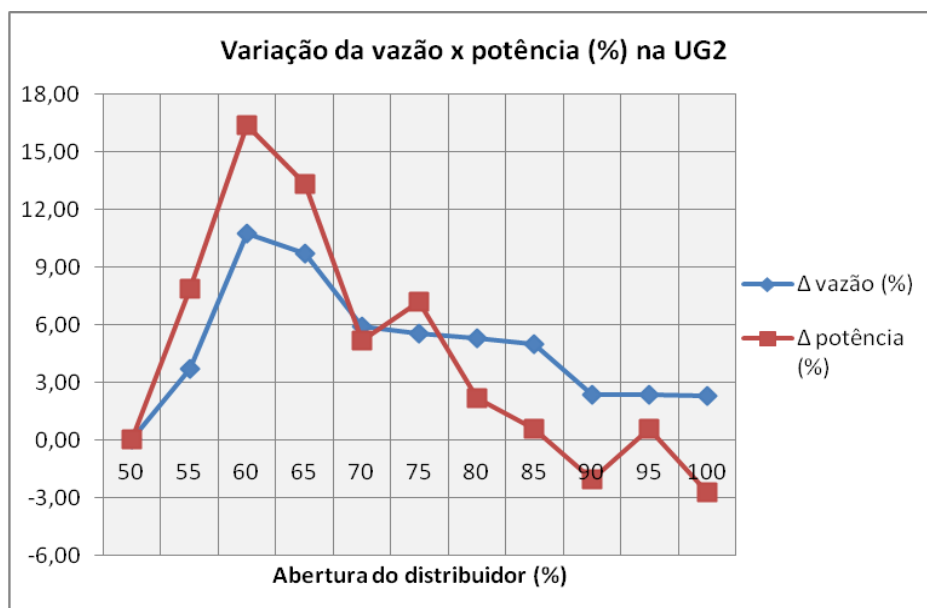


Figura 68: Comparativo da variação da vazão versus potência (%) na UG2.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 69 mostra os valores do rendimento específico da unidade geradora 2, em cada abertura do distribuidor das pás da turbina variando de 50 a 100%, e com intervalos de 5% entre cada abertura.

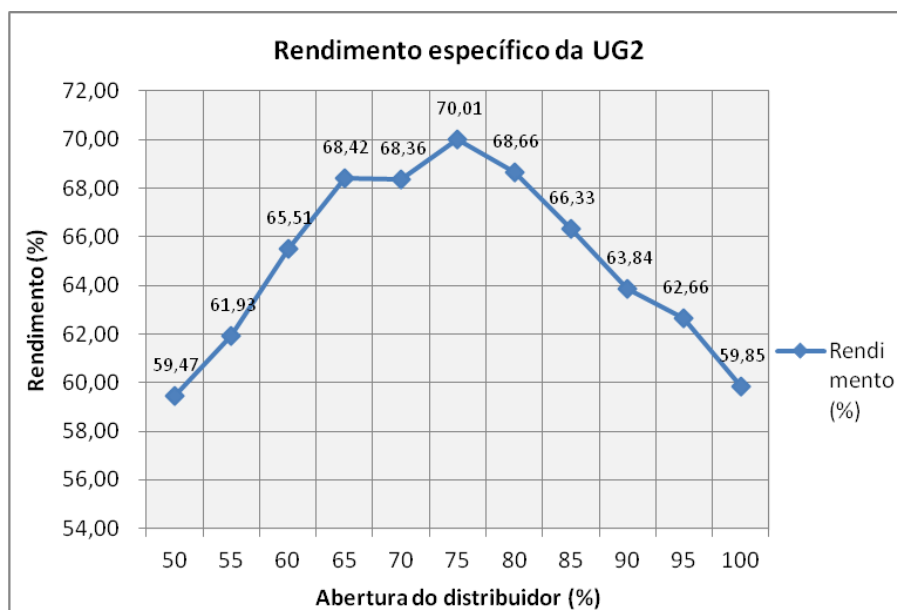


Figura 69: Rendimento específico UG2 (%).

Fonte: Elaboração própria.

Analisando a Figura 69 acima do rendimento específico, pode-se visualizar que o distribuidor das pás da turbina com abertura de 75%, tem um rendimento de 70,01%, então é a posição onde a unidade geradora 2 tem o melhor rendimento, ou seja, é o ponto ótimo de geração.

5.1.4. Unidade Geradora 3

5.1.4.1. Análises de rendimento específico

Apresentaremos a análise do rendimento específico da unidade geradora 3, em cada posição da abertura do distribuidor.

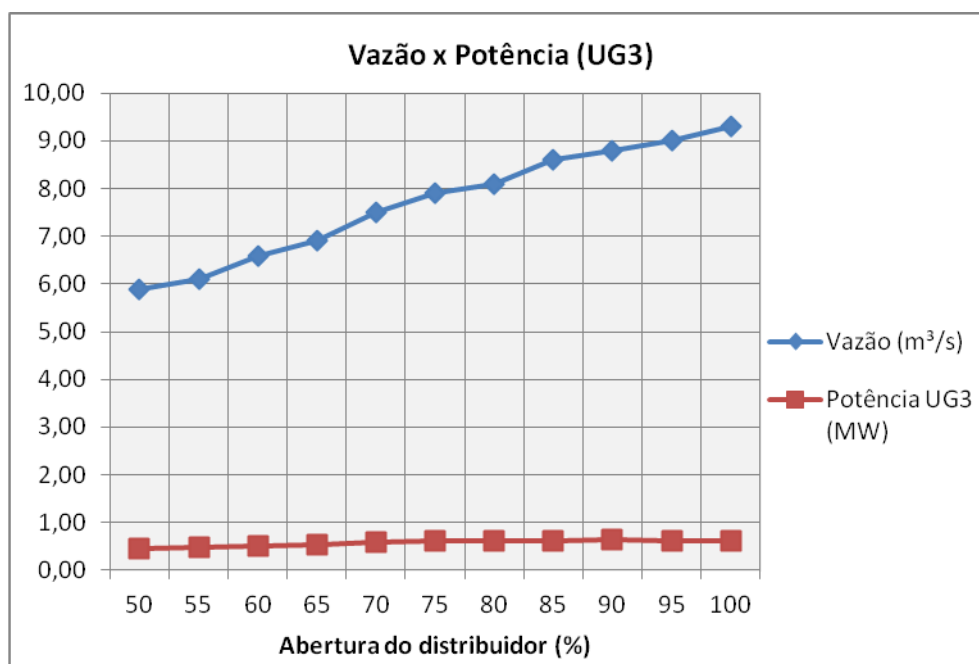
A tabela 7 demonstra os dados coletados de vazão (m^3/s), potência (kW), queda bruta (m) e queda líquida (m) e os resultados dos cálculos do rendimento (%), variação da vazão (m^3/s e %), variação da potência (MW e %) e potência (MW).

Tabela 7: Grandezas para obtenção do rendimento específico UG3.

Posição distribuidor (%)	Vazão (m³/s)	Potência UG3 (MW)	Potência UG3 (kW)	Rendimento (%)	Δ vazão (m³/s)	Δ potência (MW)	Δ vazão (%)	Δ potência (%)	Queda Bruta (m)	Queda Líquida (m)
50	5,90	0,448	448	62,18	0,00	0,00	0,00	0,00	14,209	12,461
55	6,10	0,467	467	62,99	0,20	0,02	3,39	4,24	14,189	12,401
60	6,60	0,509	509	64,91	0,50	0,04	8,20	8,99	14,145	12,124
65	6,90	0,546	546	68,35	0,30	0,04	4,55	7,27	14,114	11,814
70	7,50	0,587	587	69,64	0,60	0,04	8,70	7,51	14,083	11,468
75	7,90	0,607	607	69,97	0,40	0,02	5,33	3,41	14,084	11,205
80	8,10	0,616	616	70,99	0,20	0,01	2,53	1,48	14,060	10,931
85	8,60	0,624	624	68,89	0,50	0,01	6,17	1,30	14,039	10,748
90	8,80	0,639	639	69,99	0,20	0,02	2,33	2,40	13,985	10,587
95	9,00	0,626	626	69,01	0,20	-0,01	2,27	-2,03	14,003	10,285
100	9,30	0,620	620	67,66	0,30	-0,01	3,33	-0,96	13,996	10,054

Fonte: elaboração própria.

A partir dos dados obtidos na Tabela 7, pode-se extrair uma série de gráficos, dentre eles apresentaremos a Figura 70 que mostra o comparativo dos valores de vazão e potência da unidade geradora 3.

**Figura 70:** Comparativo da vazão (m³/s) versus potência (MW) na UG3.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 71 mostra o comparativo dos valores da variação da vazão (m^3/s) e potência (MW) da unidade geradora 3.

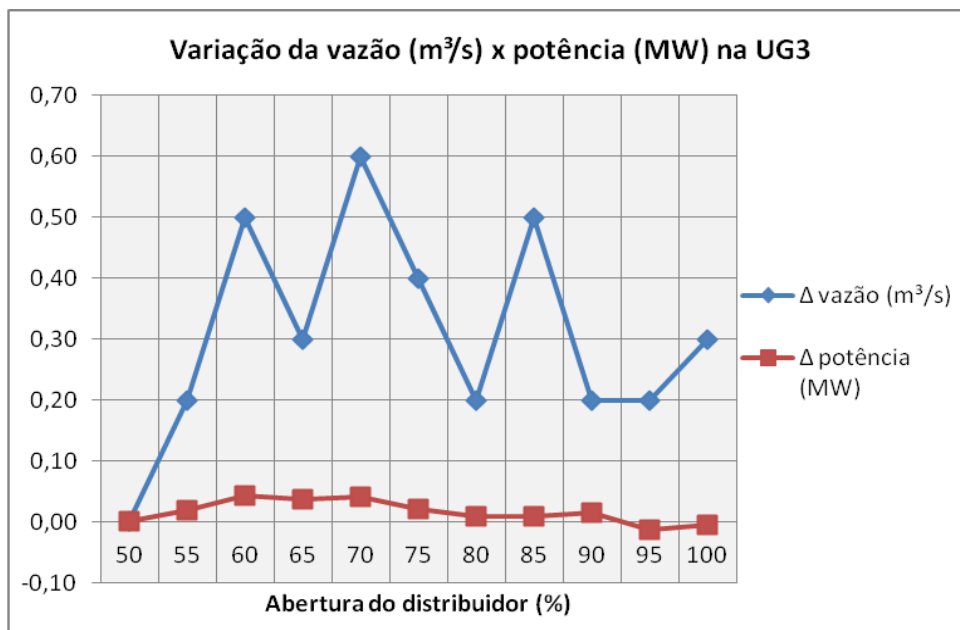


Figura 71: Comparativo variação da vazão (m^3/s) versus potência (MW) na UG3.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 72 mostra o comparativo dos valores da variação da vazão e potência (%) da unidade geradora 3.

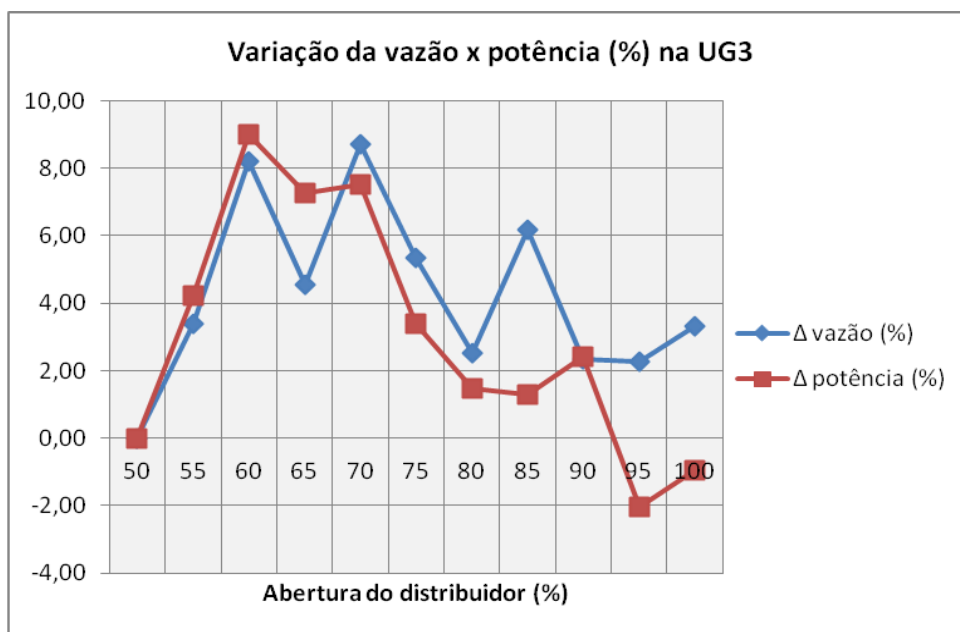


Figura 72: Comparativo da variação da vazão (%) versus potência (%) na UG3.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 73 mostra os valores do rendimento específico da unidade geradora 3, em cada abertura do distribuidor das pás da turbina variando de 50 a 100%, e com intervalos de 5% entre cada abertura.

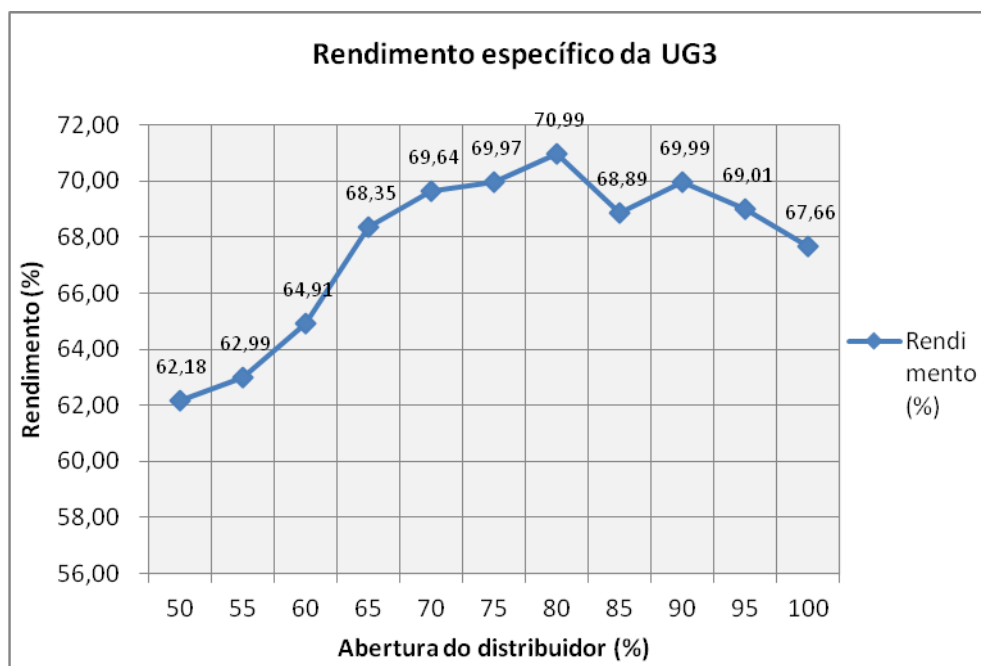


Figura 73: Rendimento específico UG3 (%).

Fonte: Elaboração própria.

Analisando a Figura 73 acima do rendimento específico, pode-se visualizar que o distribuidor das pás da turbina com abertura de 80%, tem um rendimento de 70,99%, então é a posição onde a unidade geradora 3 tem o melhor rendimento, ou seja, é o ponto ótimo de geração.

5.2. ANÁLISE ANTES DA IMPLANTAÇÃO DO PUP

A análise de geração de energia elétrica antes da implantação do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP demonstra em dados e gráficos a geração histórica da PCH Lajes. Importante o conhecimento destes números, pois eles serão utilizados para realizar a análise comparativa com os dados após a implantação do sistema PUP.

A Tabela 8 demonstra os dados históricos de geração líquida de energia elétrica (MWh) da PCH Lajes, entre os meses de junho a janeiro, a partir do ano de 2006 (ano em que a empresa Enel adquiriu a PCH) até janeiro de 2015, que

caracteriza como os dados históricos de geração de energia elétrica antes da implantação do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP.

Tabela 8: Geração (MWh) PCH Lajes junho a janeiro, ano 2006 a 2015.

Geração (MWh)	Jun/06-14	Jul/06-14	Ago/06-14	Set/06-14	Out/06-14	Nov/06-14	Dez/06-14	Jan (ano seg.)
2006	545,27	526,19	520,21	491,72	538,39	546,80	570,88	644,25
2007	710,13	543,33	445,61	402,82	516,93	534,48	770,19	761,08
2008	643,12	500,11	434,10	401,70	460,65	501,14	553,81	734,90
2009	776,40	799,71	640,48	587,22	736,92	791,71	952,81	964,62
2010	742,11	549,38	464,30	438,91	560,75	557,45	564,08	919,23
2011	683,55	573,43	486,84	409,21	538,40	821,12	979,45	985,08
2012	664,90	569,03	449,69	409,51	562,04	737,90	752,73	870,29
2013	768,68	587,87	438,38	490,13	540,90	765,38	840,60	841,85
2014	702,91	599,42	494,10	501,17	562,88	682,21	733,25	773,69
Geração Mediana (MWh) Jun/06-Jan/15	702,91	569,03	464,30	438,91	540,90	682,21	752,73	841,85

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 74 pode-se visualizar a mediana dos meses de junho a janeiro da geração de energia elétrica histórica a partir do ano de 2006 até janeiro de 2015.

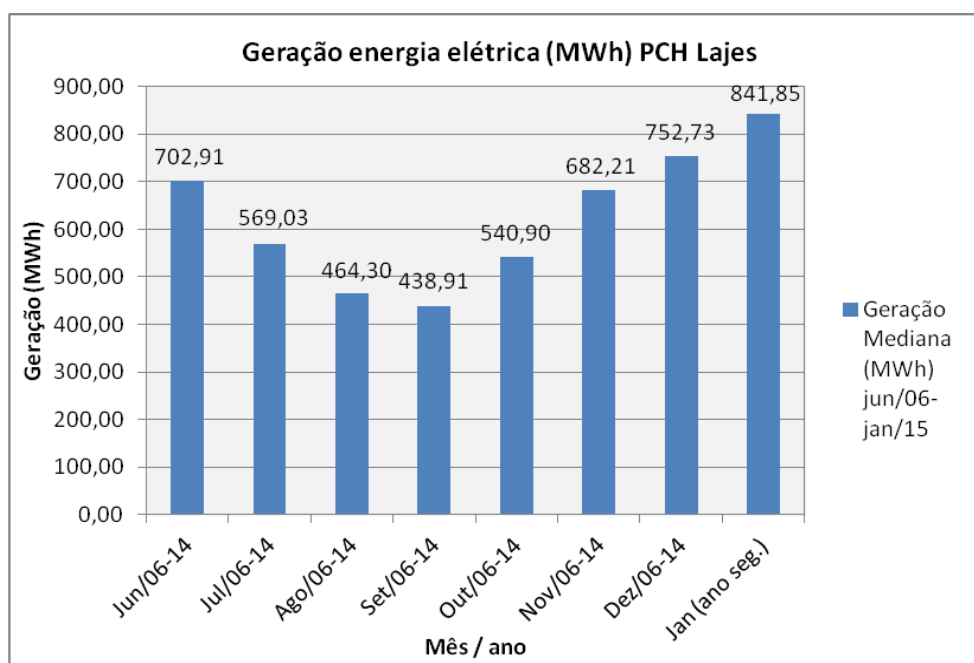


Figura 74: Média da geração (MWh) PCH Lajes de junho 2006 a janeiro 2015.

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 9 demonstra os dados históricos de geração líquida de energia elétrica (MWh) da PCH Lajes do mês de junho de 2014 a janeiro de 2015 (antes da implantação do sistema PUP).

Tabela 9: Geração (MWh) PCH Lajes de junho 2014 a janeiro 2015.

Geração (MWh) Jun/14-Jan/15	Jun/14	Jul/14	Ago/14	Set/14	Out/14	Nov/14	Dez/14	Jan/15
	702,91	599,42	494,10	501,17	562,88	682,21	733,25	773,69

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 75 ilustra a geração de energia elétrica (MWh) histórica do mês de junho de 2014 até janeiro de 2015.

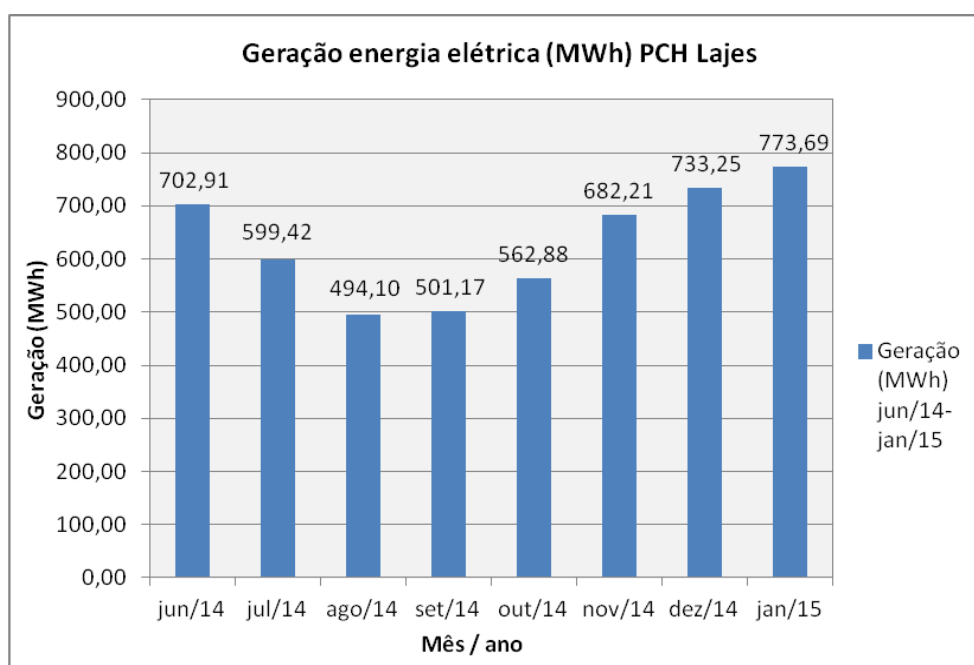


Figura 75: Geração (MWh) PCH Lajes de junho 2014 a janeiro 2015.

Fonte: Elaboração própria.

5.3. ANÁLISE APÓS A IMPLANTAÇÃO DO PUP

A análise de geração de energia elétrica após a implantação do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP demonstra em dados e gráficos a geração histórica da PCH Lajes. Importante o conhecimento destes números, pois eles serão utilizados

para realizar a análise comparativa com os dados antes da implantação do sistema PUP.

A Tabela 10 demonstra os dados históricos de geração líquida de energia elétrica (MWh) da PCH Lajes, do mês de junho de 2015 a janeiro de 2016, que caracteriza como os dados históricos de geração de energia elétrica após a implantação do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP.

Tabela 10: Geração (MWh) PCH Lajes de junho 2015 a janeiro 2016.

Geração (MWh) Jun/15- Jan/16	Jun/15	Jul/15	Ago/15	Set/15	Out/15	Nov/15	Dez/15	Jan/16
	574,19	530,44	429,42	391,81	392,43	432,60	480,87	842,50

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 76 ilustra a geração de energia elétrica (MWh) histórica do mês de junho de 2015 até janeiro de 2016.

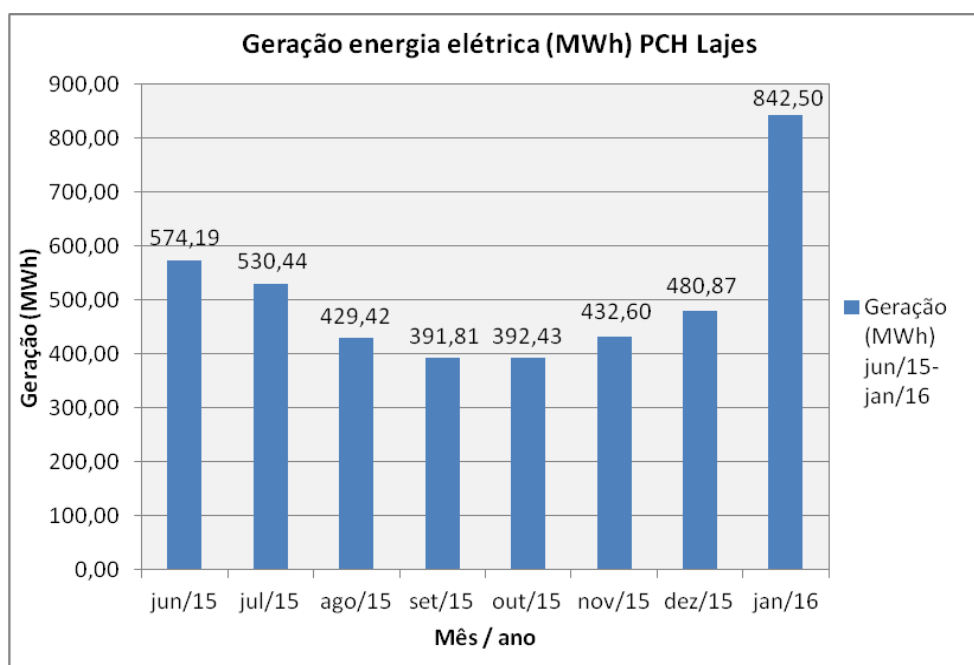


Figura 76: Geração (MWh) PCH Lajes de junho 2015 a janeiro 2016.

Fonte: Elaboração própria.

5.4. RESULTADOS

Com os dados de geração de energia elétrica obtidos antes e após a implantação do sistema PUP, pode-se analisar o comparativo de dados entre os períodos estudados. Esta análise da geração de energia elétrica irá nos mostrar de fato qual a influência com a implantação do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP no processo de geração de energia elétrica da PCH Lajes.

A Figura 77 ilustra o comparativo dos dados de geração de energia elétrica (MWh) da PCH Lajes, a partir da mediana dos dados históricos de geração entre os meses de junho a janeiro, entre 2006 a 2015 (antes da implantação do sistema PUP), comparado aos dados de geração do mês de junho de 2015 a janeiro de 2016 (após a implantação do sistema PUP).

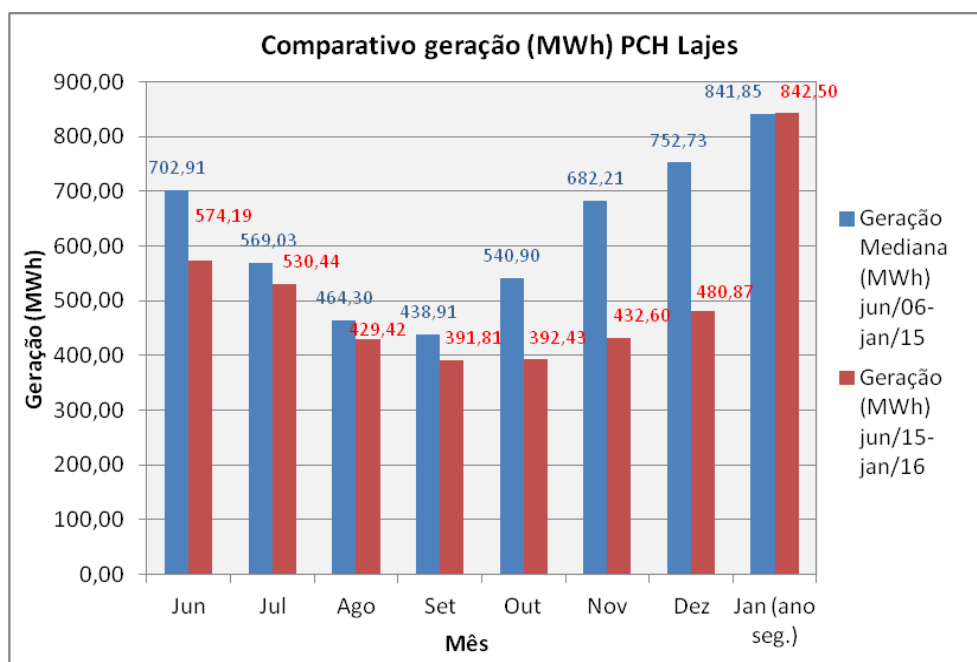


Figura 77: Comparativo geração (MWh) PCH Lajes – mediana junho 2006 à janeiro 2015, com junho 2015 a janeiro 2016.

Fonte: Elaboração própria.

Com a análise da Figura 77, pode-se constatar que no período estudado houve redução na geração de energia elétrica em todos os meses, exceto no mês de janeiro.

A Tabela 11 demonstra em porcentagem a defasagem na geração de energia elétrica de cada mês analisado.

Tabela 11: Defasagem na geração (MWh) PCH Lajes - mediana junho 2006 à janeiro 2015, com junho 2015 a janeiro 2016.

Defasagem (%)	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan (ano seg.)
	18,31	6,78	7,51	10,73	27,45	36,59	36,12	-0,08

Fonte: Elaboração própria.

Com a média aritmética dos dados acima resultou em um valor único que mostra o quanto reduziu a geração, entre a mediana de junho a janeiro a partir 2006 a janeiro de 2015, comparado com junho de 2015 a janeiro de 2016, este valor é de 17,93%.

A Figura 78 ilustra o comparativo dos dados históricos de geração de energia elétrica (MWh), a partir do mês de junho de 2014 a janeiro de 2015 (antes da implantação do sistema PUP), comparado aos dados de geração do mês de junho de 2015 a janeiro de 2016 (após a implantação do sistema PUP).

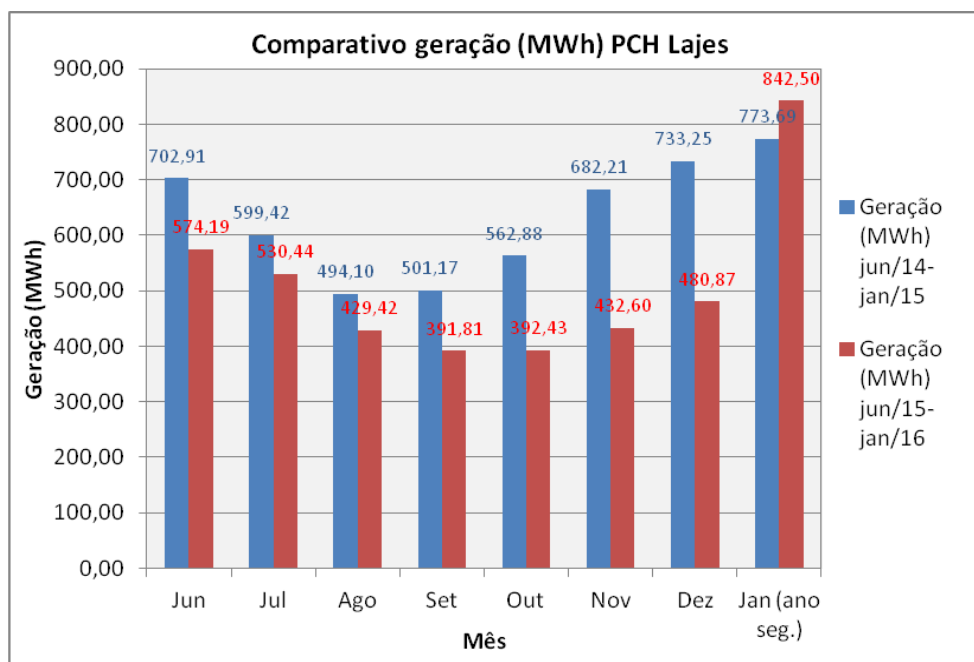


Figura 78: Comparativo geração (MWh) PCH Lajes – junho 2014 à janeiro 2015, com junho 2015 a janeiro 2016.

Fonte: Elaboração própria.

Com a análise da Figura 78, pode-se constatar que no período estudado houve redução na geração de energia elétrica em todos os meses, exceto no mês de janeiro.

A Tabela 12 demonstra em porcentagem a defasagem na geração de energia elétrica de cada mês analisado.

Tabela 12: Defasagem na geração (MWh) PCH Lajes - junho 2014 à janeiro 2015, com junho 2015 a janeiro 2016.

Defasagem (%)	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan (ano seg.)
	18,31	11,51	13,09	21,82	30,28	36,59	34,42	-8,89

Fonte: Elaboração própria.

Com a média aritmética dos dados acima resultou em um valor único que mostra o quanto reduziu a geração, entre junho de 2014 a janeiro de 2015, comparado com junho de 2015 a janeiro de 2016, este valor é de 19,64%.

5.4.1. Justificativas dos resultados de geração

Os resultados obtidos através das análises de dados de geração, não foram satisfatórios, como se pode ver nos gráficos dos resultados a geração reduziu em relação aos períodos estudados. Para justificar a redução na geração de energia elétrica da PCH Lajes realizamos as análises abaixo:

- ✓ Análise da disponibilidade energética (eficiência), assim pode-se analisar a eficiência na geração entre os períodos estudados;
- ✓ Análise do índice pluviométrico, assim pode-se verificar o quanto choveu entre os períodos estudados.

5.4.1.1. Análise da disponibilidade energética (eficiência)

A análise na disponibilidade energética (eficiência) demonstra qual o período obteve uma melhor eficiência na geração de energia elétrica, baseado nos recursos hídricos que estava disponível para a usina (produtibilidade). A fórmula abaixo demonstra como se calcula a produtividade.

$$\text{Produtibilidade} = \text{produção} + \text{perdas} \quad (8)$$

A fórmula abaixo demonstra como se calcula a disponibilidade energética (eficiência).

$$Eficiência = \frac{produção}{(produção+perdas)} * 100 \quad (9)$$

A Tabela 13 demonstra os dados de produção, perdas e produtividade na geração de energia elétrica (MWh) e eficiência na geração da PCH Lajes no período de junho a dezembro de 2014 (antes da implantação do PUP).

Tabela 13: Produção, perdas na geração, produtividade (MWh) e eficiência (%) PCH Lajes - junho a dezembro 2014.

	Jun/14	Jul/14	Ago/14	Set/14	Out/14	Nov/14	Dez/14	Total (MWh)
Produção (MWh)	702,91	599,42	494,10	501,17	562,88	682,21	733,25	4.275,94
Perdas (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,50	3,50
Produtibilidade (MWh)	702,91	599,42	494,10	501,17	562,88	682,21	736,75	4.279,44
Eficiência (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,52	99,918

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 79 ilustra o comparativo dos dados de produção, perdas e produtividade na geração de energia elétrica (MWh) da PCH Lajes, do mês de junho a dezembro de 2014 (antes da implantação do sistema PUP).

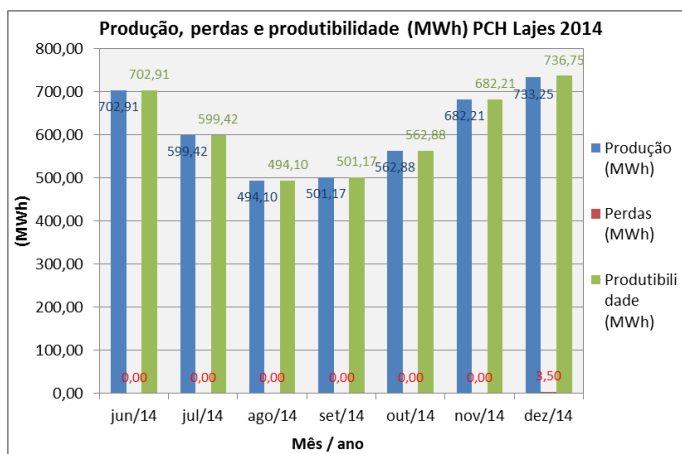


Figura 79: Comparativo produção, perdas e produtividade na geração (MWh) PCH Lajes – junho a dezembro 2014.

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 14 demonstra os dados de produção, perdas e produtividade na geração de energia elétrica (MWh) e eficiência na geração da PCH Lajes no período de junho a dezembro de 2015 (após a implantação do PUP).

Tabela 14: Produção, perdas, produtividade na geração (MWh) e eficiência (%) PCH Lajes – junho a dezembro 2015.

	Jun/15	Jul/15	Ago/15	Set/15	Out/15	Nov/15	Dez/15	Total (MWh)
Produção (MWh)	574,19	530,44	429,42	391,81	392,43	432,60	480,87	3.231,75
Perdas (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,78	0,78
Produtibilidade (MWh)	574,19	530,44	429,42	391,81	392,43	432,60	481,65	3.232,53
Eficiência (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,84	99,98

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 80 ilustra o comparativo dos dados de produção, perdas e produtividade na geração de energia elétrica (MWh) da PCH Lajes, do mês de junho a dezembro de 2015 (após a implantação do sistema PUP).

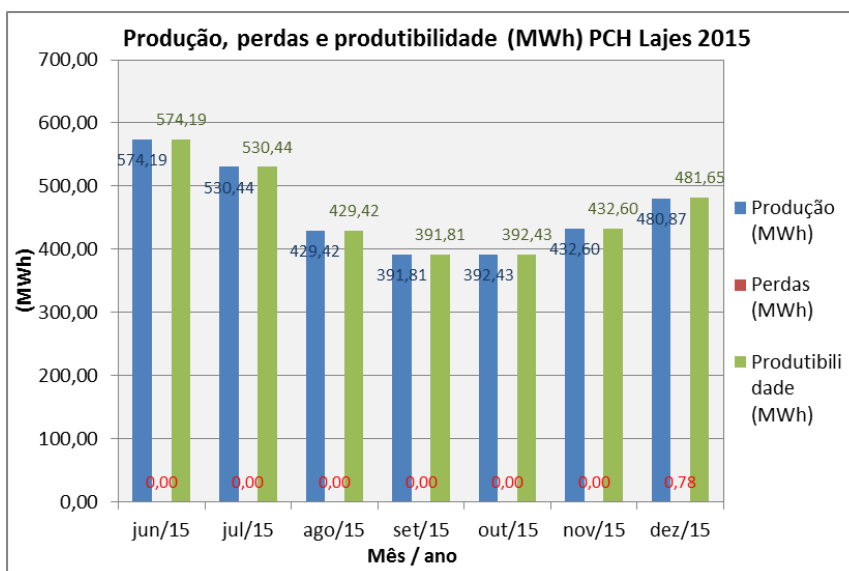


Figura 80: Comparativo produção, perdas e produtividade na geração (MWh) PCH Lajes – junho a dezembro 2015.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 81 ilustra o comparativo das perdas totais na geração de energia elétrica (MWh) da PCH Lajes, entre junho a dezembro de 2014 comparado com junho a dezembro de 2015.

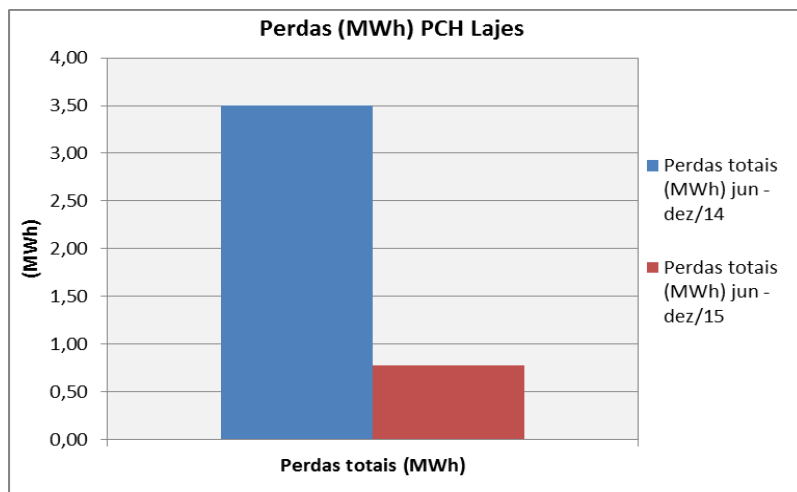


Figura 81: Perdas na geração (MWh) PCH Lajes.

Fonte: Elaboração própria.

Com a análise da Figura 81, pode-se constatar que no período após a implantação do sistema obteve uma perda menor do que no período antes da implantação. Desta forma, podemos afirmar que sem a presença do sistema PUP, certamente, as perdas seriam maiores.

A Figura 82 ilustra o comparativo da eficiência (%) na geração de energia elétrica da PCH Lajes, entre junho a dezembro de 2014 comparado com junho a dezembro de 2015.

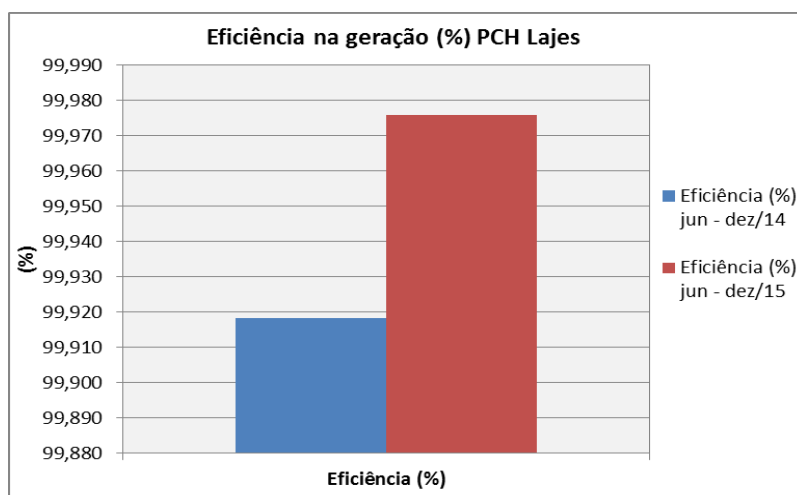


Figura 82: Eficiência na geração (%) PCH Lajes.

Fonte: Elaboração própria.

Com a análise da Figura 82, pode-se constatar que no período após a implantação do sistema obteve uma melhor eficiência em relação ao período antes

da implantação. Este ganho de eficiência está relacionado diretamente com a implantação do PUP, devido sua capacidade de otimização da operação da usina.

5.4.1.2. Análise do índice pluviométrico

O principal motivo na redução da geração de energia elétrica da PCH Lajes, tem-se a falta de chuvas nos últimos anos, principalmente no ano de 2015.

Como uma parcela da justificativa, foi realizada uma análise dos dados de pluviometria, através de um pluviômetro instalado na PCH Lajes.

O pluviômetro tem a função de medir a quantidade de água provenientes das chuvas (mm). A empresa Enel nos forneceu o controle de pluviometria da PCH Lajes, no qual se tem os dados diários, média mensal e acumulado mensal (mm).

A Tabela 15 demonstra os dados de pluviometria (mm) acumulada por mês, entre os meses de junho a dezembro, a partir do ano de 2006 até 2015.

Tabela 15: Dados de pluviometria acumulado (mm) PCH Lajes - junho a dezembro 2006 a 2015.

Pluviometria acumulado (mm)	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2006	0,00	0,00	0,00	71,51	126,30	141,40	249,90
2007	0,00	3,50	0,00	0,00	55,00	46,52	269,13
2008	0,00	0,00	0,00	0,00	54,00	143,40	5,10
2009	3,30	35,00	40,10	50,00	148,68	62,50	253,10
2010	27,20	0,00	0,00	0,00	101,70	64,40	98,80
2011	26,90	0,00	0,00	0,00	101,70	64,40	98,80
2012	34,50	0,00	0,00	0,00	96,25	275,10	153,50
2013	35,06	12,06	3,70	35,05	60,00	172,70	202,37
2014	0,01	0,01	6,00	42,20	94,70	134,00	207,80
2015	0,01	0,01	5,50	0,01	5,00	62,00	154,00
Média jun- dez / 2006- 2014	14,11	5,62	5,53	22,08	93,15	122,71	170,94

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 83 ilustra a comparação dos dados de pluviometria (mm), a partir da média aritmética dos dados acumulado por mês, entre os meses de junho a dezembro, a partir do ano de 2006 até 2014, comparado com os dados acumulado mensal do mês de junho a dezembro de 2015.

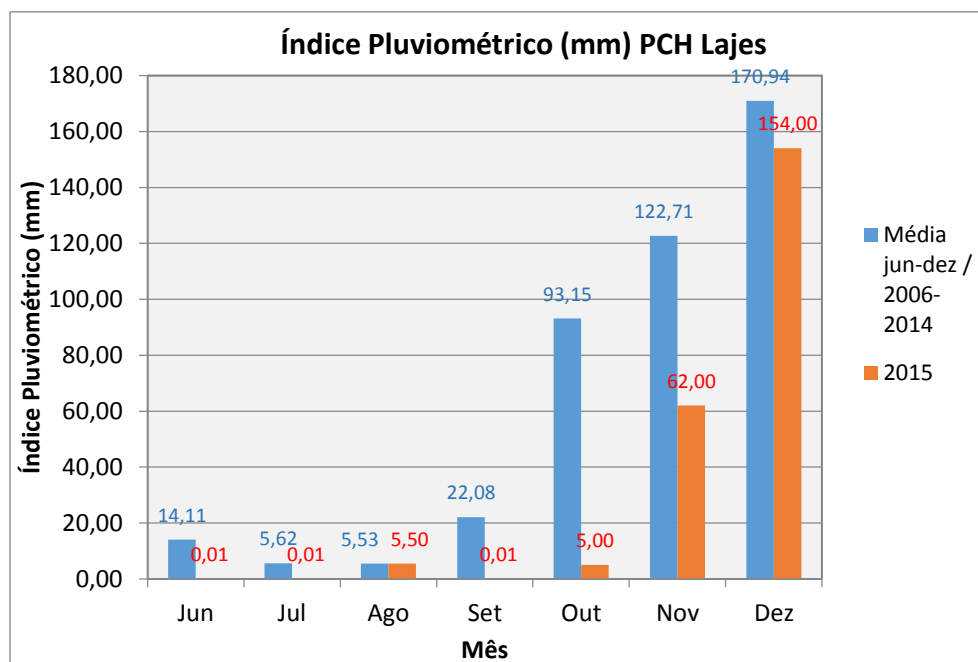


Figura 83: Comparativo do índice pluviométrico (mm) PCH Lajes – média de junho a dezembro de 2006 a 2014, com junho a dezembro de 2015.

Fonte: Elaboração própria.

Com a análise da Figura 83, pode-se constatar que no período estudado houve redução no índice pluviométrico em todos os meses, isso comprova o motivo na redução da geração de energia elétrica no período analisado da média de 2006 a 2014 com 2015.

A Tabela 16 demonstra em porcentagem a defasagem no índice pluviométrico de cada mês analisado.

Tabela 16: Defasagem no índice pluviométrico PCH Lajes - junho a dezembro de 2006 a 2014, com junho a dezembro de 2015.

Defasagem (%)	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	99,93	99,82	0,60	99,95	94,63	49,48	9,91

Fonte: Elaboração própria.

Com a média aritmética dos dados acima resultou em um valor único que mostra o quanto reduziu as chuvas entre a média aritmética de junho a dezembro de 2006 a 2014, comparado com os dados de junho a dezembro de 2015, este valor é de 64,90%.

A Figura 84 ilustra a comparação dos dados de pluviometria acumulado mensal (mm), a partir da do mês de junho a dezembro 2014, comparado com os dados acumulado mensal do mês de junho a dezembro de 2015.

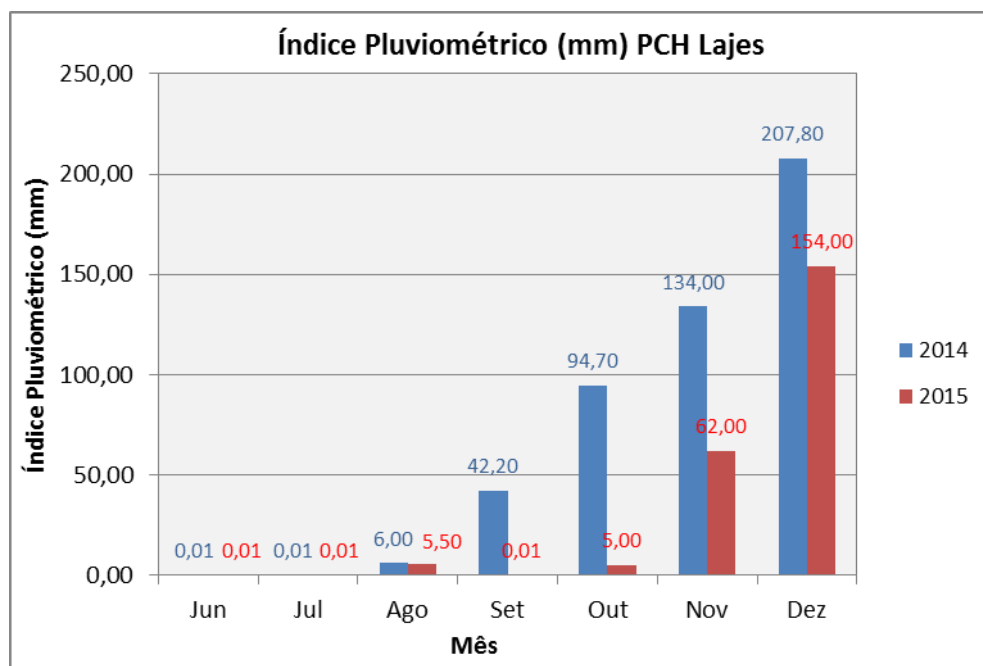


Figura 84: Comparativo do índice pluviométrico (mm) PCH Lajes – junho a dezembro 2014, com junho a dezembro de 2015.

Fonte: Elaboração própria.

Com a análise da Figura 84, pode-se constatar que no período estudado houve redução no índice pluviométrico em todos os meses, exceto nos meses de junho e julho que manteve o mesmo índice, isso comprova o motivo na redução da geração de energia elétrica entre o período analisado de 2014 a 2015.

A Tabela 17 demonstra em porcentagem a defasagem no índice pluviométrico de cada mês analisado.

Tabela 17: Defasagem no índice pluviométrico PCH Lajes - junho a dezembro de 2014, com junho a dezembro de 2015.

Defasagem (%)	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	0,00	0,00	8,33	99,98	94,72	53,73	25,89

Fonte: Elaboração própria.

Com a média aritmética dos dados acima resultou em um valor único que mostra o quanto reduziu as chuvas entre o mês de junho a dezembro de 2014, comparado com os dados de junho a dezembro de 2015, este valor é de 40,38%.

CAPÍTULO 6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

O principal objetivo deste trabalho foi analisar a influência do sistema *Plant Upgrade Program* – PUP no processo de geração de energia elétrica da PCH Lajes.

Inicialmente realizou-se uma análise teórica de rendimento das unidades geradoras, através da formulação matemática, que permite a realização dos cálculos das grandezas necessárias para encontrar principalmente o rendimento na geração de energia elétrica por unidade geradora e também de toda a Pequena Central Hidrelétrica.

Após o levantamento dos dados de campo (vazão, potência e queda líquida), calculou-se o rendimento específico de cada unidade geradora, variando-se a abertura do distribuidor das pás da turbina de 50 a 100%, com intervalos de 5% entre cada abertura, o que permitiu determinar o ponto ótimo de geração de energia elétrica, conforme pode ser verificado através dos gráficos ilustrativos no capítulo 5.

Da análise teórica, a unidade geradora 1 tem seu ponto ótimo de geração no intervalo de 70 a 80% de abertura do distribuidor, apresentando um rendimento de 69,28 a 69,54%. A unidade geradora 2 tem seu ponto ótimo de geração com 75% de abertura do distribuidor, apresentando um rendimento de 70,01%. A unidade geradora 3 tem seu ponto ótimo de geração com 80% de abertura do distribuidor, apresentando um rendimento de 70,99%.

Posteriormente, efetuou-se levantamento dos dados históricos de geração de energia elétrica antes da implantação do sistema PUP em dois períodos: o primeiro período foi entre os meses de junho a janeiro, a partir do ano de 2006 a janeiro de 2015; o segundo período foi do mês de junho de 2014 a janeiro de 2015. O levantamento dos dados de geração após a implantação do sistema PUP foi a partir do mês de junho de 2015 a janeiro de 2016.

A partir desses dados foi realizado uma análise comparativa dos dados de geração antes e após a implantação do sistema PUP, o que permitiu concluir que a geração reduziu 17,93% e 19,64% no primeiro e segundo períodos respectivamente.

Realizou-se também o levantamento de dados do índice pluviométrico antes da implantação do sistema PUP para justificar a redução na geração de energia elétrica. O levantamento foi feito em dois períodos: o primeiro período foi entre os meses de junho a dezembro, a partir do ano de 2006 a 2014; o segundo período foi do mês de junho de 2014 a janeiro de 2015. O levantamento dos dados do índice

pluviométrico após a implantação do sistema PUP foi a partir do mês de junho a dezembro de 2015. Com a análise comparativa dos dados de pluviometria antes e após a implantação do sistema PUP, constatou-se que o volume de chuvas reduziu 64,90% e 40,38% no primeiro e segundo períodos respectivamente.

A análise dos resultados do índice pluviométrico nos permite afirmar que de um período para o outro houve uma redução substancial de chuvas na região. Essa redução de chuvas fez com que a geração de energia elétrica fosse reduzida, em função disso, reduziu a vazão da usina.

Com análise da disponibilidade energética (eficiência), verificou-se que no período antes da implantação do sistema PUP a usina obteve uma perda na geração de energia elétrica de 3,50 MWh, com eficiência de 99,91%. Já no período após a implantação do sistema PUP, obteve uma perda de geração de 0,78 MWh, com eficiência de 99,98%.

Portanto, quando analisamos a eficiência energética dos períodos antes e depois da implantação do sistema PUP, conclui-se que embora com menos chuva, a eficiência foi maior. Isso está diretamente ligado à capacidade do sistema PUP possibilitar uma operação da usina no ponto ótimo (mais eficiente).

Se considerarmos que houvesse uma quantidade de chuva após a implantação do sistema, igual ao período antes da implantação do sistema, certamente haveria um ganho de geração considerável, por outro lado, sem a implantação do sistema, as perdas seriam maiores.

Assim, consideramos que a implantação do sistema traz vantagens substanciais, do ponto de vista da eficiência, bem como possibilita um ganho de geração com aumento de chuvas em períodos futuros. Outra vantagem que o sistema traz à empresa, é a otimização na operação da usina, bem como disponibiliza informações importantes para a gestão da operação.

REFERÊNCIAS

CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (CERPCH). **Principais Componentes de uma PCH. 2014.** Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/pch-apresentacao-componentes.html>> Acesso em: 06 de julho de 2015.

CYPRIANI, André M. CALDAS, Bruno A. ZARZUR, Ivan W. C. C. MOHAMED, Ali O. PENEDO, Sergio R. M. PALETTA, Francisco C. **Metodologia de Implantação de uma PCH. 2012.** Disponível em: <proceedings.copec.org.br/index.php/shewc/article/download/301/285> Acesso em: 13 de fevereiro de 2016.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2000.** Disponível em: <http://people.ufpr.br/~rtkishi.dhs/TH024/TH024_08_Diretrizes%20PCH.pdf> Acesso em: 10 de novembro de 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Considerações sobre Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas. 2008.** Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20081201_1.pdf> Acesso em: 14 de julho de 2015.

ENEL GREEN POWER BRAZIL. **Manual de Operações da PCH Lajes** (Alvorada Energia S/A). 2007.

GAIDZINSKI, Vladimir H. **A Tecnologia da Informação no Chão de Fábrica: As Novas Ferramentas e a Gestão Integrada da Informação. 2003.** Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/85916/239276.pdf?sequence=1>> Acesso em: 10 de novembro de 2015.

INSIGHT ENERGY. **Rotor Turbina tipo Francis. 2015.** Disponível em: <http://www.insightenergy.com.br/trabalhos_realizados.php> Acesso em: 10 de novembro de 2015.

JONFRA AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL LTDA. **Projeto de instalação do sistema *Plant Upgrade Program* - PUP da PCH Lajes. 2013.**

MIBIELLI, Ângelo. FASSINA JUNIOR, Moacir. PAIVA, Paulo Marcos Pinheiro. ZENI JUNIOR, Nelson. **Integração de Sistemas na Pequena Central Hidrelétrica. 2008.** Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/artigos/f8fbc81810d53c103489e7eae6c632eb.pdf>> Acesso em: 06 de julho de 2015.

OLIVEIRA, Marcos André. **Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Avaliação Técnica e Econômica. 2012.** Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/2015/02/estudo-repotenciacao-hidreletricas.pdf>> Acesso em: 14 de julho de 2015.

OLIVEIRA, Marcos André. BORTONI, Edson da Costa. **Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Avaliação Técnica e Econômica. 2012.** Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/2015/02/estudo-repotenciacao-hidreletricas.pdf>> Acesso em: 14 de julho de 2015.

ORTEGA, Luiz Fernando. **Desenvolvimento de um Sistema de Supervisão para Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2012.** Disponível em: <http://repositorio.roca.utfpr.edu.br:8080/jspui/bitstream/1/1848/1/CT_CEAUT_III_2012_01.pdf> Acesso em: 04 de julho de 2015.

PINTO, Luciano Lopes. **Determinação de critérios indicativos para a análise da viabilidade de serviços de modernização de grupos geradores de Centrais Hidrelétricas. 2009.** Disponível em: < <http://saturno.unifei.edu.br/bim/0034502.pdf>> Acesso em: 10 de novembro de 2015.

PORTAL CANAL ENERGIA. **PCHs: Difícil Viabilização. 2010.** Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Materias/Retrospetiva.asp?id=77785&a=2010>> Acesso em: 31 de julho de 2015.

PORTAL EBC AGÊNCIA BRASIL. **EPE: demanda de energia crescerá 4,3% por ano até 2023. 2014.** Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2014-01/epe-demanda-de-energia-crescera-43-por-ano-ate-2023>> Acesso em: 31 de julho de 2015.

PORTAL ENEL GREEN POWER. **As Usinas de Energia. 2015.** Disponível em: <<http://www.enelgreenpower.com/pt-PT/brazil/>> Acesso em: 09 de julho de 2015.

PORTAL GAZETA DO POVO. **Regras e preços emperram novas PCHs. 2013.** Disponível em: <<http://www.gazetadopovo.com.br/economia/regras-e-precos-emperram-novas-pchs-bxhoacykx6qr53pzyd8apjrke>> Acesso em: 30 de julho de 2015.

PORTAL G1. **País precisa reduzir gasto de energia com urgência. 2015.** Disponível em: <<http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/01/pais-precisa-reduzir-gasto-de-energia-com-urgencia-dizem-especialistas.html>> Acesso em: 30 de julho de 2015.

PORTAL PCH. **O que é uma PCH.** Disponível em: <<http://www.portalpch.com.br/saiba-mais/o-que-e-uma-pch.html>> Acesso em: 06 de julho de 2015.

SEPLAN TO – SECRETARIA DO PLANEJAMENTO DO ESTADO DO TOCANTINS. **Mapa Potencial Hidrelétrico do Tocantins, 2015.** Disponível em: <http://web.seplan.to.gov.br/Arquivos/download/ZEE/Estado_do_Tocantins_Mapas_A0_2015/Potencial_Hidreletrico_TO_2015.pdf> Acesso em: 15 de outubro de 2015.

SILVESTRE, Emerson Agner. **Projeto e Desenvolvimento de um Sistema Supervisório para o Centro da Operação da Geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2014.** Disponível em:

<http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/3144/1/CT_COALT_2014_1_10.pdf> Acesso em: 06 de julho de 2015.

VEIGA, José Roberto Campos. **Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos Econômicos e Ambientais, 2001.** Dissertação de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo – USP. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/producao/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf> Acesso em: 10 de novembro de 2015.

VERGÍLIO, Karen Evelline Perusso. **Geração Distribuída e Pequenas Centrais Hidrelétricas: Alternativas para Geração de Energia Elétrica no Brasil, 2012.** Disponível em: <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-12112012143516/publico/Vergilio_Karen_Perusso.pdf> Acesso em: 06 de julho de 2015.

VOITH SIEMENS HYDRO. **Projetos de Sucesso e Tendências de Mercado em PCH, 2001.** Voith Siemens Hydro Power Generation. Disponível em: <<http://www.tec.abinee.org.br/2007/arquivos/s1204.pdf>> Acesso em: 12 de novembro de 2015.