

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ARTHUR DUARTE

REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Viabilidade técnica e econômica

São Paulo - SP

2020

ARTHUR DUARTE

REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Viabilidade técnica e econômica

Monografia apresentada ao PECE – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, como parte das exigências para a obtenção do título de Especialização em Energias Renováveis.

Local, ____ de _____ de ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Djalma Caselato

Prof.

Prof.

Dedico este estudo primeiramente a Deus, em segundo a minha amada família, esposa, Deise, filhos, Júlia e Lucas. Foram eles a minha maior inspiração para persistir e superar os desafios.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida e por ser meu guia em todos os aspectos.

Agradeço também a meus pais e a minha família por serem a base necessária para chegar onde estou, pelos ensinamentos, aprendizados e carinho irrestrito em todos os momentos da minha vida.

Agradeço ao PECE, pela sólida estrutura do curso de Energias Renováveis e pelos meus colegas de classe e profissão, que de alguma maneira contribuíram para a minha evolução profissional.

Agradeço ao dojo Renbukan e ao Sensei Francisco Santiago, que desde o início da pós graduação, tem me auxiliado no seguimento do verdadeiro karatê e de seu significado, permitindo-me uma percepção de vida disciplinada e compreensiva.

Ao meu orientador, professor Djalma Caselato, pelas conversas, reuniões, comentários e ensinamentos ao longo deste período, enriquecendo assim este estudo com sua experiência e total profissionalismo.

Aos companheiros da BQS – Brazil Quality Services, com quem venho trabalhando desde o início da minha carreira profissional, pela participação e ajuda de dados, colaborando assim com este estudo.

Aos meus clientes da GCPUD, que me permitiram demonstrar meu conhecimento técnico ao auxiliá-los em seus projetos de repotenciação das usinas hidrelétricas, permitindo todo material necessário e aprimorando meu conhecimento na elaboração deste estudo.

O Senhor é o meu rochedo, e o meu lugar forte, e o meu libertador; o meu Deus, a minha fortaleza, em quem confio; o meu escudo, a força da minha salvação, e o meu alto refúgio.

Sl18:2

RESUMO

O Brasil atualmente está em uma nova fase da retomada econômica depois de anos com problemas de investimento em seu governo. Devido aos problemas e a perda de dinheiro resultante desta acomodação financeira, a falta de investimento, especialmente em geração de energia foram colocados de lado, criando assim uma instabilidade no sistema de fornecimento de energia do Sistema Interligado Nacional, causando até o apagão de 2018 no Norte e Nordeste do Brasil, e que atingiu também alguns pontos do Sul e Sudeste. No entanto, com a retomada econômica, uma nova oportunidade se abre para investimentos em infraestrutura energética do nosso país, visando não só a criação de novas e pequenas centrais hidrelétricas PCHs e usinas hidrelétricas UHEs, como também a manutenção e repotenciação das já existentes. O sistema energético hidráulico brasileiro está correndo risco de colapso por motivo do não investimentos na área desde 2014, onde algumas concessionárias sabendo que iam perder a concessão, pararam de investir em manutenção e reabilitação das usinas. Os novos proprietários destas usinas receberam esses empreendimentos em situação ruim, por esse motivo, hoje, se faz necessário e urgente a retomada de investimentos das novas concessionárias, para evitar seu colapso. O Brasil possui mais de 60% da sua base de energia na hidrogeração, mesmo com o aparecimento de novas alternativas de geração de energia, especialmente as renováveis, como no caso a eólica e solar. No entanto, as renováveis ainda não representam uma grande parcela do fornecimento, ficando somadas por volta de 7% do total da matriz energética brasileira. Então, quando o país não se tem muita perspectiva de aumento de receita e limitação para novos projetos, a reabilitação de sua estrutura atual se faz necessária e a repotenciação entra como uma ótima alternativa para aumentar a potência instalada e permite o equilíbrio do Sistema Interligado Nacional.

Palavras-chave: repotenciação, usinas hidrelétricas, modernização, energias renováveis.

ABSTRACT

Brazil is currently in a new phase of economic reform after years of problems with investment in its government. It accepted the problems and the resulting loss of money, many investments in infrastructure, mainly in the area of power generation were placed aside, thus creating an instability in the energy supply system in the National Interconnected System, causing even the blackout that occurred in 2018 in the North and Northeast of Brazil, and which also reached some points in the South and Southeast. With this economic reform, a new opportunity is opened for investments in energy infrastructure in our country, foreseen the creation of new small hydroelectric plants SHPs and hydroelectric power plants (HPPs) as well as the maintenance and refurbishment of the existing ones. Our hydraulic energy system is running a risk of collapse, due to exactly lack of investments since 2014, where some concessionaires knew that would lose the plant's concession, stop all investments in maintenance and rehabilitation of the plants. The new owners of these plants receive them in a bad situation, and because of that, today it is urgent to resume the investments from the new concessionaires, to avoid a new collapse in energy supply. Brazil has more than 60% of its energy base in hydrogeneration, even with new alternatives for energy generation, especially renewable, as the case of wind and solar energy, they still do not represent a large current portion of the energy supply, around 7% combined of the total Brazilian energy matrix. So, when the country does not have much prospect of increasing revenue and limiting of new projects, the rehabilitation of its current structure makes it necessary, and refurbishment comes in this case, as a great alternative to increase stability and also to bring balance to the National Interconnected System.

Keywords: rehabilitation, hydroelectric power plant, modernization, renewable energy

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – População sem acesso a eletricidade, 2017	15
Figura 1.2 – Matriz de geração elétrica mundial, 2017.....	16
Figura 1.3 – Adição anual de capacidade em energias renováveis, 2017	17
Figura 1.4 – Capacidade energética mundial, 2018	17
Figura 1.5 – Matriz de geração elétrica brasileira, 2019.....	18
Figura 1.6 – Comparação da matriz energética brasileira com a mundial, 2018.....	19
Figura 2.1 – UHE Tucuruí – Barragem de Acumulação	24
Figura 2.2 – UHE Santo Antonio – Usina a fio d’água.....	25
Figura 3.1.1 Eficiência Turbina Pelton e Francis ao longo dos anos	355
Figura 3.1.2 Eficiência Turbina Kaplan ao longo dos anos	355
Figura 3.2.1 Curva de Capacidade do Gerador.....	40
Figura 5.2.1 – Critério de estudo de engenharia econômica.....	577
Figura 5.2.2 Representação esquemática do fluxo de caixa de um projeto	5858
Figura 6 – Modelo de análise da viabilidade econômica, regulatória e ambiental.....	64
Figura 7.1.2 – Processo de repotenciação da Turbina de Wanapum.....	6969
Figura 7.1.3 – Processo de repotenciação do gerador de Wanapum	70
Figura 7.2.1 – Turbina de Priest Rapids.....	72
Figura 7.2.2 – Gerador de Priest Rapids.....	74
Figura 7.2.3 – Processo de repotenciação da Turbina de Priest Rapids.....	76
Figura 7.2.4 – Processo de repotenciação do gerador de Priest Rapids	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica – situação em março de 2003	20
Tabela 3.1.1 – Processo de análise da turbina	37
Tabela 3.1.2 – Processo de análise das palhetas diretrizes	Erro! Indicador não definido.
Tabela 3.1.3 – Processo de análise do eixo.....	39
Tabela 3.2.1 – Processo de triagem do gerador	41
Tabela 3.2.2 – Processo de análise do estator	42
Tabela 3.2.3 – Processo de análise do rotor	43
Tabela 3.2.4 – Processo de análise dos mancais	44
Tabela 3.2.5 – Processo de análise do sistema de frenagem	45
Tabela 3.2.6 – Processo de análise do sistema de resfriamento	455
Tabela 3.4.1 – Sistema de classificação de reparo	466
Tabela 4.1 – Empreendimentos em operação em maio de 2020	4949
Tabela 4.2 – Idade de referência.....	500
Tabela 4.3 – Tipologia dos empreendimentos.....	511
Tabela 4.4 – Empreendimentos com idade para repotenciação	511
Tabela 4.5 – Empreendimentos repotenciados ou em fase de repotenciação	533

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRAGE	Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC Hydro	British Columbia Hydro
BIG	Banco de Informações de Geração
BQS	Brazil Quality Services
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
END	Ensaio Não Destrutivo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
GCPUD	Grant County Public Utility District
IEA	International Energy Agency
IHA	International Hydropower Association
IRENA	International Renewable Energy Agency
ONS	Operador Nacional do Setor Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
Ren21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
R&M	Repotenciação e Modernização
SIGA	Sistema de Informações de Geração da Aneel
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

E	energia total gerada na usina ao longo de um ano, ou 8760 horas
FID	Fator de Indisponibilidade
f_d	ganho de disponibilidade da unidade geradora
f_p	fator de permanência
H	altura de queda líquida, correspondente à diferença entre os níveis de montante e de jusante, menos as perdas médias por atrito na tubulação
H_r	altura de queda líquida usada como referência para o projeto da turbina, ou seja, para a qual o rendimento da turbina será máximo
K	constante que depende da aceleração da gravidade e da densidade específica da água
η	rendimento do conjunto turbina-gerador
P	potência natural disponível ou capacidade instantânea de produção de energia elétrica
PI	potência instalada na usina
Q	vazão assegurada
Q_r	vazão total turbinada de referência, ou seja, vazão nominal utilizada como referência para se determinar a potência nominal dos geradores
TIR	Taxa Interna de retorno
TMA	Taxa Mínima de atratividade
VPL	Valor presente líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	144
1.1 Matriz de geração de energia elétrica mundial e brasileira	155
1.2 Objetivos da dissertação	2121
1.3 Estrutura da dissertação	21
2 REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO (R&M)	2323
2.1 Conceito	2323
2.2 Estudos atuais sobre R&M	277
2.3 Análise teórica dos ganhos na repotenciação de usinas hidrelétricas	288
2.4 Avaliação dos ganhos com a repotenciação	3232
3 AVALIAÇÃO DOS COMPONENTES E TECNOLOGIAS A SEREM APLICADAS NA REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS	3434
3.1 Componentes Hidromecânicos	3434
3.2 Componentes Eletromecânicos	399
3.3 Componentes de Controle e sistemas auxiliares mecânicos	466
3.4 Sistema de Classificação de reparo	466
4 USINAS HIDRELÉTRICAS ONDE PODE SER APLICADA A REPOTENCIAÇÃO NO BRASIL.....	499
5 VIABILIDADE ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO.....	555
5.1 Conceituação de viabilidade econômica.....	555
5.2 Métodos econômicos usados em repotenciação	566
5.3 Fundamentos do estudo de substituição.....	Erro! Indicador não definido.9
6 ASPECTOS REGULATÓRIOS, ECONÔMICOS E AMBIENTAIS	611
7 ESTUDOS DE CASO.....	6565
7.1 UHE Wanapum.....	65
7.1.1 Repotenciação da Turbina	6767
7.1.2 Repotenciação do Gerador	67
7.1.3 Processo de fabricação e montagem das unidades reformadas.....	68
7.2 UHE Priest Rapids	700
7.2.1 Repotenciação da Turbina	71
7.2.2 Repotenciação do Gerador	73
7.2.3 Processo de fabricação e montagem das unidades reformadas.....	7575
8 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO	78

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80
---------------------------------	----

1 INTRODUÇÃO

O termo repotenciação vem do conceito de reforma e modernização com adição de potência, muito usado em usinas hidrelétricas já antigas, que precisam de alguma maneira se modernizar. A reforma em si objetiva reabilitar a vida útil por meio da recuperação e atualização dos equipamentos usados na geração. Como também a modernização vem para automatizar os sistemas, equipamentos e auxiliares, trazendo assim uma maior confiabilidade ao sistema.

Repotenciação pode ser usado como uma intervenção na atual estrutura civil e hidromecânica (hidráulica e equipamentos eletromecânicos) de uma usina hidrelétrica.

A repotenciação traz várias vantagens ao sistema elétrico, não sendo necessário a criação de usinas adicionais, podendo ser feito em usinas existentes, diminuindo assim impactos ambientais e custos adicionais referentes a criação de estruturas civis, além de adicionar potência adicional ao SIN.

Além destas vantagens, muito da tecnologia avançou nos últimos anos, principalmente no grupo gerador (gerador e turbina), onde mudanças de materiais, mudança de perfil hidráulico para melhor performance, como mudanças até nos painéis elétricos, trouxeram mais eficiência ao sistema, sendo que o grupo gerador já possui um rendimento superior a 92%.

O caso da repotenciação é aplicado mais em PCHs e CGHs que são mais antigas ou até mesmo desativadas, onde seus projetos já são considerados ultrapassados hoje em dia, muito devido a limitações da época em que foram construídos.

Normalmente a repotenciação é aplicada por meio das seguintes etapas:

- Substituição das máquinas antigas, normalmente com mais de 30 anos (turbinas, geradores e rotores);
- Instalação de máquinas adicionais em poços vazios de usinas existentes (muito casos previstos nos projetos originais);
- Modernização e instalação de sistemas de controle de usinas para adicionar energia firme, reserva de potência e atender à ponta de forma mais barata e ambientalmente melhor.

De acordo com Lemos (2014) sobre poços disponíveis em usinas hidrelétricas existentes para instalar novas unidades geradoras, estimulou um potencial adicional de potência de 5.200 kW.

Outro ponto adicional também visto de acordo com o estudo sobre a expansão da geração do EPE feito em Outubro de 2019, é que se considerar um conjunto de usinas com potência instalada superior a 100 MW e vida operativa de pelo menos 25 anos, haveria um acréscimo potencial adicional de 49.973 MW, distribuídos em 51 usinas, onde avaliando estes cenários, pode haver um incremento da capacidade instalada de 5% até 20%, nos respectivos benefícios para o atendimento do SIN.

1.1 Matriz de geração de energia elétrica mundial e brasileira

É estimado que um total de 1,1 bilhão de pessoas não tenha acesso a eletricidade, um percentual de 14% da população mundial, de acordo com o IEA. Muitos sofrem ainda mais com a deficiente qualidade do fornecimento de energia. Deste total, 84% moram em áreas rurais com difícil acesso a eletricidade, dos quais 95% são pertencentes da Ásia e África subsaariana. Abaixo observa-se o cenário global atual.

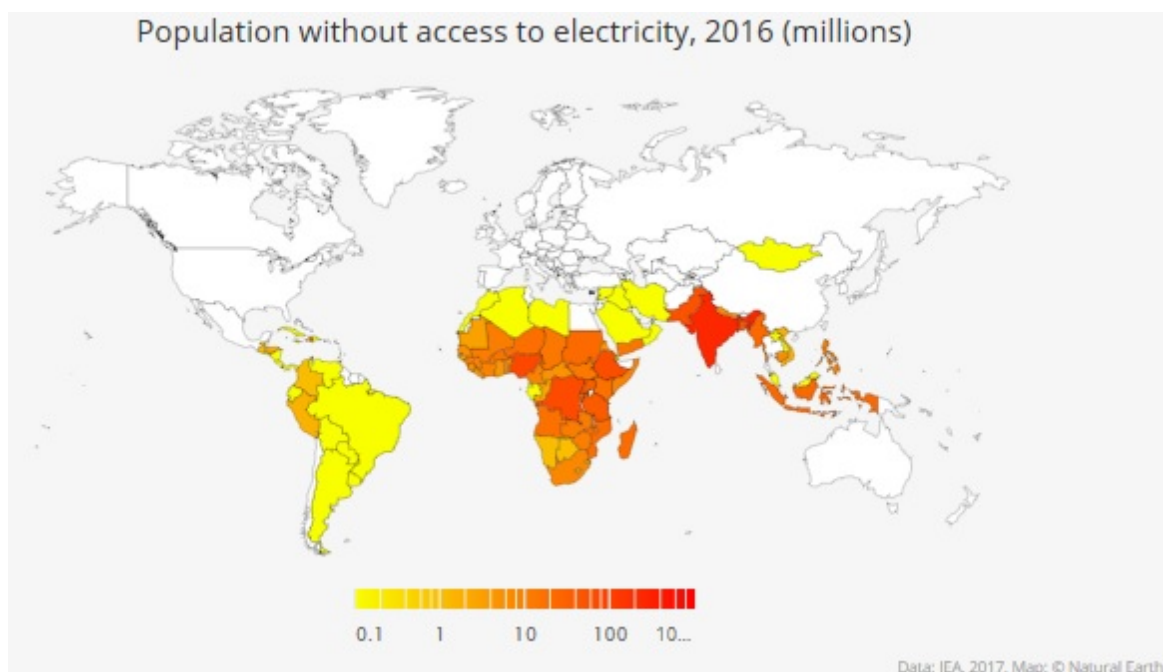


Figura 1.1 – População sem acesso a eletricidade, 2017

Fonte: International Energy Agency (IEA)

Em 2018 foi observada uma relativa estabilidade do mercado de tecnologia de energias renováveis. O total de potência gerada cresceu a um passo consistente comparado com 2017, em que o número de países integrando altas parcelas de energia renovável continuou a crescer. Fontes corporativas de renováveis mais que dobraram comparado com 2017, e as alternativas renováveis também aumentaram significativamente ao redor do mundo.

As energias renováveis se estabeleceram globalmente como fonte importante de geração de eletricidade por muitos anos. A parcela estimada de energias renováveis na eletricidade total global é por volta de 26% até o final de 2018. De acordo com a figura abaixo, podemos verificar como está a matriz energética atual, sendo o período do ano de 2017.

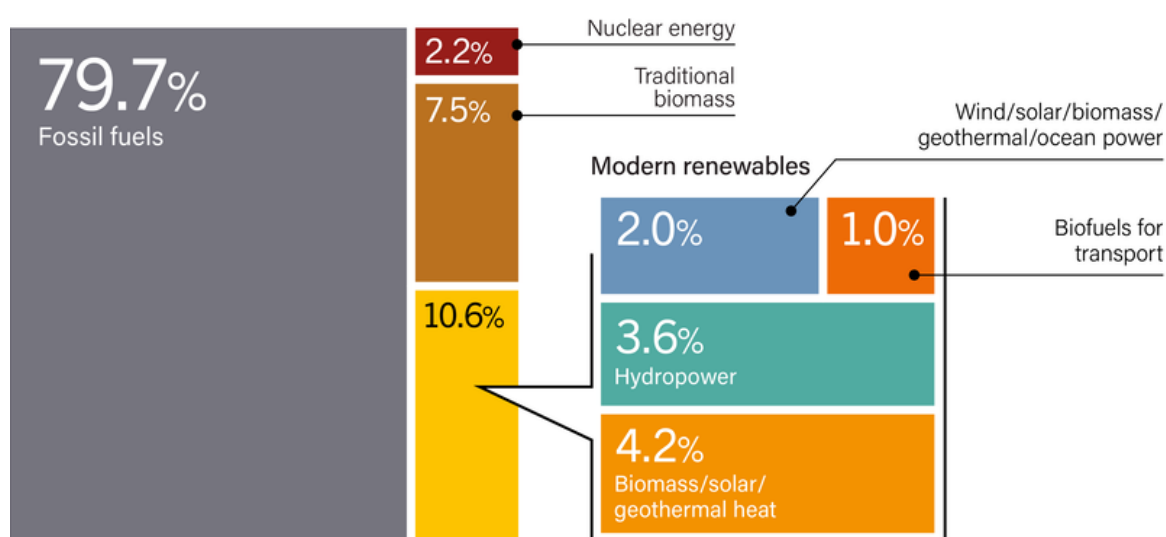


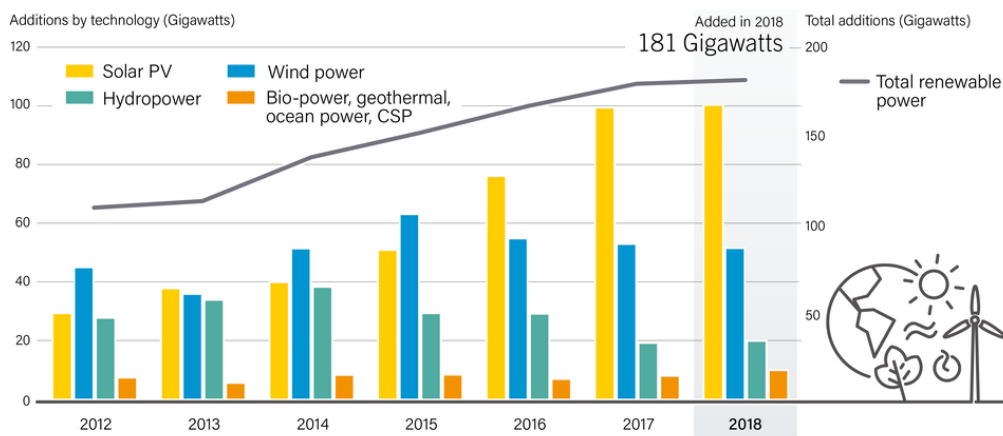
Figura 1.2 – Matriz de geração elétrica mundial, 2017

Fonte: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (Ren21)

Como se pode analisar pela figura 1.2, as energias renováveis modernas tiveram uma porcentagem de 10,6% da matriz de geração elétrica mundial, em comparação com o total de quase 80% dos combustíveis fósseis e com as demais outras fontes de energia não renováveis, como biomassa fóssil e energia nuclear.

Foi estimado cerca de 181 GW de potência instalada no último ano, ou seja, as energias renováveis na geração de energia continuam com um grande passo em 2018, tendo um crescimento de 8% em comparação com 2017.

Annual Additions of Renewable Power Capacity, by Technology and Total, 2012-2018



Note: Solar PV capacity data are provided in direct current (DC).

REN21 RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 1.3 – Adição anual de capacidade em energias renováveis, 2017

Fonte: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (Ren21)

Após anos de crescimento constante, a taxa de novas adições de capacidade se estabilizou durante o ano 2018 e a capacidade global de energia renovável totalizou cerca de 2.378 GW até o final deste ano.

Comparando os anos de 2017 e 2018, houve um pulo gigantesco na utilização de energias renováveis, sendo liderada pela hidráulica e em seguida a eólica. Como se pode ver na figura abaixo, a porcentagem pulou de 10,6% para 26,2%, o que representa um aumento de mais de 15%, sendo a hidráulica com a maior capacidade instalada (total 15,8%), seguida pela eólica (total 5,5%).

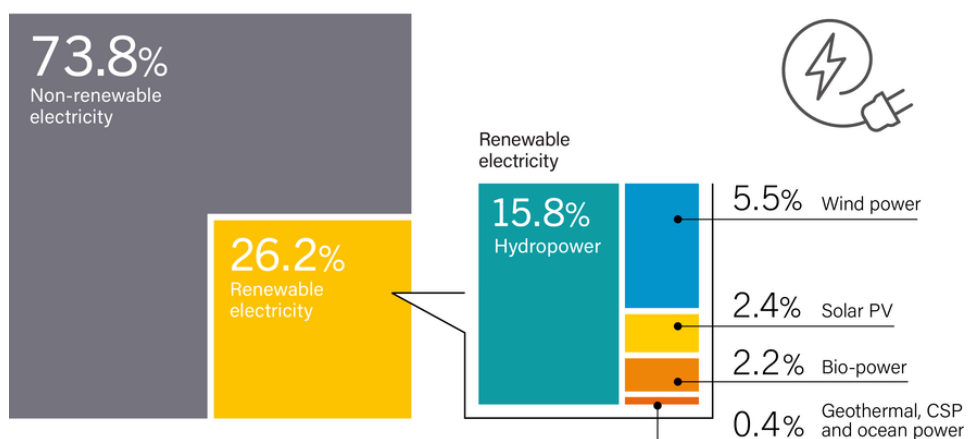


Figura 1.4 – Capacidade energética mundial, 2018

Fonte: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (Ren21)

A energia renovável se estabeleceu em escala global: até o fim de 2018, mais de 90 países instalaram pelo menos 1 GW de capacidade de geração (incluindo hidráulica), enquanto pelo menos 30 países excederam 10 GW de capacidades, sendo esses países a China, Estados Unidos, Brasil, Índia e Alemanha.

A matriz de geração elétrica brasileira em comparação com o resto do mundo é uma das que mais possui energias renováveis sendo utilizadas, sendo a principal a hidráulica (em torno de 60%), seguida pela eólica e solar (em torno de 10%).

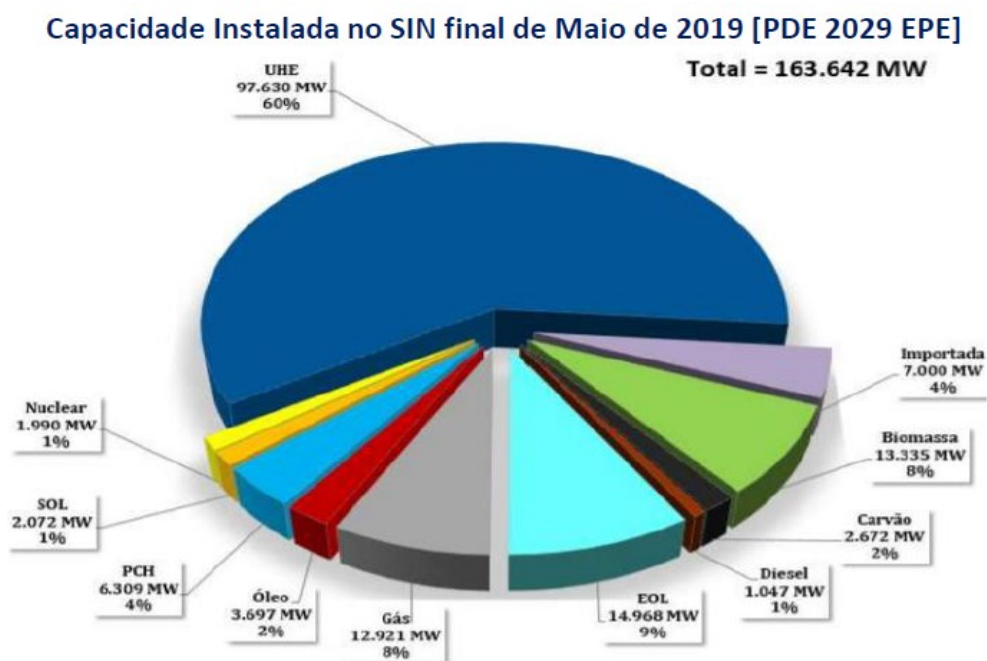


Figura 1.5 – Matriz de geração elétrica brasileira, 2019

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

O fato de nossa matriz ser considerada uma das mais renováveis se deve a que grande parte da energia elétrica gerada no Brasil vem por meio das usinas hidrelétricas.

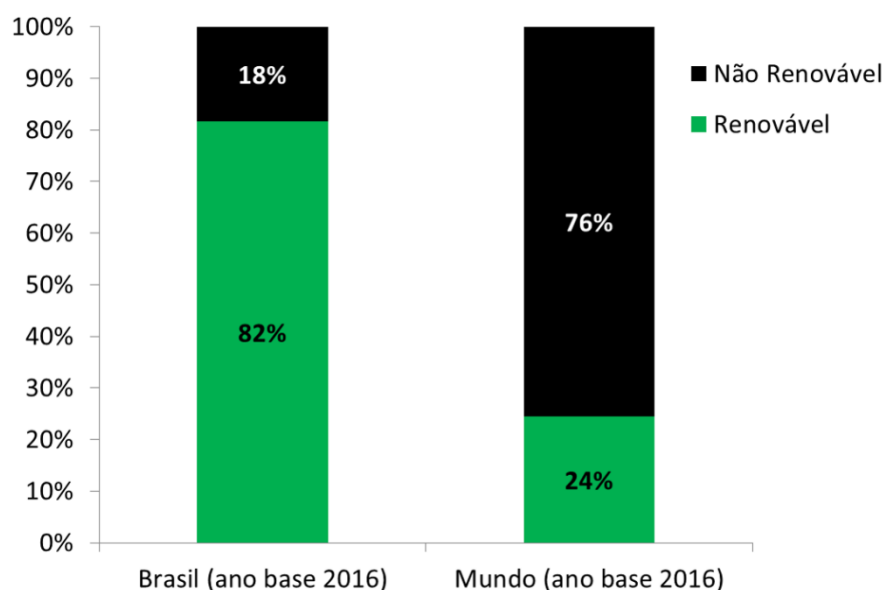


Figura 1.6 – Comparação da matriz energética brasileira com a mundial, 2018

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Atualmente no Brasil, temos por volta de 82% de fontes de energia renovável para geração de eletricidade, comparada com o resto do mundo que é em torno de 24%, o que torna isso ótimo para o país, pois além de possuírem menores custos de operação, a eletricidade é gerada por fontes renováveis que são inesgotáveis e que em geral emitem bem menos gases de efeito estufa.

Mas, entretanto, há complexidades, pois o Brasil ainda depende de combustíveis fósseis para geração de energia, o que representa a maior desvantagem da matriz energética brasileira e alguns obstáculos que impedem a expansão da geração de energia por meio de recursos renováveis. Esses obstáculos vão desde a falta de incentivos fiscais até problemas específicos, como por exemplo, no caso da energia eólica, que só pode ser produzida em locais em que há bastante movimentação de ar. Já a energia solar é produzida somente no período diurno e em locais de grande insolação. Além disso, são necessários investimentos tecnológicos para viabilizar o maior uso destas fontes renováveis.

Outra desvantagem da matriz de geração elétrica brasileira está relacionada à energia hidráulica. Responsável pela maior produção de energia no país, o uso dessa fonte energética pode causar grandes impactos socioambientais. A instalação de usinas hidrelétricas modifica o meio ambiente, altera o ciclo biológico dos rios, bem como a vida das famílias que moram próximas às áreas de instalação. Além disso, há

alteração dos solos e impactos na biodiversidade aquática dos rios que são utilizados para geração de energia. Devido a um problema legislativo, há pelo menos 20 anos que não se pode fazer barragens de hidrelétricas para armazenamento de água, somente trabalhando a fio d'água, como por exemplo Jirau, Santo Antônio, Belo Monte etc.

O potencial de geração hidrelétrica no nosso país está estimado em por volta de 260 mil MW (Eletrobrás, 2003), onde somente até 2008 foram aproveitados por volta de 30%.

Tabela 1.1 - Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica – situação em março de 2003

Bacia	Código	Estimado (MW) [a]		Inventariado (MW) [b]		Total (MW) [a] + [b]	
Bacia do Rio Amazonas	1	64164,49	0,78835433	40883,07	0,230411	105047,6	0,405862
Bacia do Rio Tocantins	2	2018,8	0,024803902	24620,65	0,138758	26639,45	0,102924
Bacia do Atlântico Norte/Nordeste	3	1070,5	0,013152654	2127,85	0,011992	3198,35	0,012357
Bacia do Rio São Francisco	4	1917,28	0,023556581	24299,84	0,13695	26217,12	0,101292
Bacia do Atlântico Leste	5	1779,2	0,021860067	12759,81	0,071912	14539,01	0,056173
Bacia do Rio Paraná	6	7119,29	0,08747086	53783,42	0,303115	60902,71	0,235304
Bacia do Rio Uruguai	7	1151,7	0,014150314	11664,16	0,065737	12815,86	0,049515
Bacia do Atlântico Sudeste	8	2169,16	0,026651294	7296,77	0,041123	9465,93	0,036573
Total	-	81390,42	1	177435,6	1	258826	1

Fonte: Eletrobrás (2003)

O desenvolvimento do potencial remanescente está condicionado devido a impactos socioambientais, sendo que a maior parte do potencial hidrelétrico está localizado em áreas de condições socioambientais delicadas, principalmente no Norte, na área da Amazônia, onde pode ter interferência sobre territórios indígenas.

De acordo com o Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os estudos feitos no EPE 2030, a viabilidade sobre o potencial hidrelétrico brasileiro a longo prazo sustenta a perspectiva de até 2030 ter uma potência instalada de 174 mil MW somente contando a geração hidrelétrica. Apesar de não se ter levado em conta as restrições decorrentes dos impactos ambientais provocados pelo aproveitamento deste potencial, o estudo reconhece que, de fato, são grandes as incertezas que envolvem o aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro a longo prazo, principalmente em relação a região amazônica.

Seguindo esta linha têm surgidos alguns estudos e publicações que apontam a repotenciação de usinas hidrelétricas existentes como uma alternativa promissora

para expansão da energia hidrelétrica no Brasil, com vantagens ambientais e locais, além de atratividade econômica.

Contudo, observa-se que a hidroeletricidade apresenta, desde há muito, uma alta eficiência no processo de conversão da energia potencial gravitacional da água (reservatório), em energia cinética de rotação (turbina) e finalmente em energia elétrica (gerador), vendo que os ganhos de energia assegurada obtidos com a repotenciação geralmente são marginais, salvo raras exceções.

1.2 Objetivos da dissertação

O objetivo dessa dissertação é mostrar que com o crescimento da demanda por energia elétrica no Brasil, associado ao aumento do custo marginal da geração e às restrições ambientais à construção de novas usinas, impõe cada vez mais a necessidade de utilizar com eficiência as fontes de geração existentes. Uma forma racional de uso do parque gerador, é por meio da repotenciação de usinas hidrelétricas. Sendo que com a repotenciação é feita a substituição de máquinas antigas (turbinas e geradores), algumas com mais de 30 anos por novas, instalação de máquinas adicionais em poços vazios de usinas existentes em muitos casos previstos nos projetos originais e pela modernização de instalações e sistemas de controles de usinas para melhorar seu desempenho e adicionar energia firme, reserva de potência e atender à ponta de forma mais barata e ambientalmente melhor.

1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação foi estruturada em partes para se entender todo o processo de reforma e repotenciação. No primeiro capítulo dá-se a introdução sobre energias renováveis e como as usinas hidrelétricas e as fontes hídricas entram nesse contexto, ajudando a entender que ela também faz parte destas energias.

No segundo capítulo apresenta o conceito de repotenciação e modernização de uma usina hidrelétrica, seu funcionamento, os estudos atuais feitos nesta área e os possíveis ganhos com a repotenciação.

No terceiro capítulo é mostrado como é feito a avaliação dos componentes e tecnologias que podem ser aplicadas na repotenciação e modernização, desde a avaliação detalhada dos componentes hidromecânicos, eletromecânicos, de controle

e sistemas auxiliares, até a verificação e classificação do níveis de reparo para cada um destes componentes.

No quarto capítulo é mostrado as principais usinas brasileiras onde podem ser aplicadas a repotenciação, preferencialmente as usinas com mais de 30 anos, como apontado no estudo de outros autores, usados como referência e os dados que foram obtidos nos bancos de dados da Aneel (SIGA), além das usinas repotenciadas atualmente.

No quinto capítulo refere-se ao estudo realizado para a viabilidade econômica aplicada em projetos de repotenciação, onde é apresentado a sua conceituação, métodos, estudos sobre fundamentos de substituição de equipamentos que seria mais bem aplicado para o campo da repotenciação de usinas hidrelétricas.

No sexto capítulo aponta os principais aspectos regulatórios, econômicos e ambientais referentes aos trabalhos que envolvam repotenciação e modernização das usinas.

No sétimo capítulo somos apresentados aos estudos de caso, onde o critério usado foram os projetos em que o autor trabalhou nos últimos 10 anos. Cada projeto passou por um processo de repotenciação ou modernização diferente. O projeto da UHE Wanapum, com um total de 10 máquinas com 104 MW de potência cada, totalizando uma capacidade instalada de 1263 MW. A UHE Wanapum localiza-se no Rio Columbia, no estado de Washington – Estados Unidos. Esta sofreu a repotenciação com substituição completa de todos os componentes principais da turbina e gerador.

No projeto da UHE Priest Rapids, também localizado no Rio Columbia, no Estado de Washington, com um total de 10 máquinas de 95 MW cada, totalizando uma capacidade instalada de 950 MW. Neste projeto apenas parte dos principais componentes foram substituídos, enquanto outros sofreram reforma.

No oitavo e último capítulo é apresentado a conclusão e recomendação para futuros trabalhos, concluindo assim essa dissertação.

2 REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO (R&M)

2.1 Conceito

Antes de entrarmos no conceito do que é uma repotenciação e modernização, temos que entender o funcionamento de uma usina hidrelétrica, principalmente nos dias atuais.

Uma central hidrelétrica aproveita o desnível de água existente para a geração de energia elétrica. A energia potencial é transformada pelo diferencial do nível do rio a montante e a jusante da casa de força em energia mecânica nas turbinas. Esta energia movimenta os eixos da turbina conectado a um gerador e faz a conversão da energia mecânica em energia elétrica e, por fim, entregando-a a rede elétrica.

Antigamente muitas usinas hidrelétricas possuíam barragens para armazenamento de água, para a regularização da vazão, aproveitando a água armazenada para a época de seca (menor quantidade de chuva). Neste tipo de usina, o funcionamento da máquina se dá pela entrada da água pelo conduto forçado e que vai até a caixa espiral, passando pelas palhetas tanto fixas quanto as pás diretrizes até atingir o rotor da turbina, onde a energia hidráulica se transforma em mecânica. Logo após, a água caminha pelo tubo de sucção e volta ao rio, à jusante. A turbina ao transferir essa energia mecânica ao gerador, permite este de transformar essa energia em elétrica (vide figura 2.1). Nesse tipo de usina, existem três diferentes tipos de turbinas que se aplicam de acordo com a queda entre a montante com a jusante, sendo conhecidas como as turbinas Pelton, Kaplan e Francis.

Nos últimos 20 anos no Brasil já não são mais construídas usinas hidrelétricas com armazenamento de água. Hoje, o conceito usado é de usinas de fio d'água, que tem por definição como usinas que não dispõem de reservatório de água, ou o têm em dimensões menores do que poderiam ter, ou seja, não mantendo estoque de água. As usinas atuais, como Jirau, Santo Antônio e a usina auxiliar de Belo Monte e projetos futuros localizados na Amazônia usam esta tendência, devido a grande planicidade do terreno amazônico. Para usina de baixa queda como as citadas, seu funcionamento se dá pela entrada da água já diretamente na turbina, que neste caso é conhecido como máquina do tipo bulbo (vide figura 2.2). Ela é colocada diretamente no rio, tanto turbina como gerador e posicionada horizontalmente. Existem também

muitas usinas a fio d'água que utilizam de turbinas do tipo Kaplan ou até mesmo Francis, entre elas a usina de Itaipu Binacional.

Uma das desvantagens das usinas a fio d'água, é que se fica refém das condições ambientais, ainda que em menor dependência que as usinas eólicas e solares, principalmente pela falta do reservatório não ser possível viabilizar e regularizar as vazões nos períodos úmidos e secos. Outra desvantagem é que não há a regularização de água. Cheias intensas passam pela barragem e destroem a jusante.

De qualquer maneira se compararmos as hidrelétricas com outras fontes de geração de energia temos algumas vantagens, como: (I) o caráter renovável de sua fonte de energia primária; (II) confiabilidade; (III) vida útil; (IV) flexibilidade; rendimento em torno de 90%.



Figura 2.1 – UHE Tucuruí – Barragem de acumulação

Fonte: <https://ferdinandodesousa.com/2019/06/07/a-impactante-construcao-da-usina-hidreletrica-de-tucuruí/>, acessado em 27/07/2020



Figura 2.2 – UHE – Santo Antonio – Usina a fio d'água

Fonte: <https://amazonia.org.br/2013/04/usina-hidrel%C3%A9trica-santo-ant%C3%B4nio-aciona-12%C2%AA-turbina/>, acessado em 27/07/2020

Segundo Veiga (2001), a definição clássica de repotenciação é a que classifica como um projeto que “corresponde a todas aquelas obras que visem gerar um ganho de potência ou de rendimento da usina”.

Sendo que este ganho de potência e rendimento pode ser definido pelos seguintes parâmetros:

- Avanços tecnológicos e concepções mais modernas do projeto;
- Elevação da potência máxima de operação, devido a folgas de projeto (não incorporando novas tecnologias);

E cada uma destas definições acima está relacionada a uma motivação ou conteúdo distinto, como operar a instalação dentro de padrões mais elevados de produtividade total, com redução de custos operacionais para casos de concepções mais modernas e avanços tecnológicos.

No caso de atender situações de maior rigor de solicitação operacional, em virtude da insuficiência de investimentos na expansão da geração, sendo neste caso,

investimentos em R&M (Repotenciação e Modernização) envolvendo novas tecnologias, não atrativo (utilizando apenas folgas de projeto).

De qualquer maneira, qualquer trabalho referente a repotenciação, exige uma análise técnica a fim de conhecer a eficiência do sistema de geração de energia e o estado atual dos equipamentos, e com estes diagnósticos, podendo ter uma estimativa do tempo residual da usina, introdução de ações corretivas ou intervenções, otimizando a geração e aumentando a confiabilidade.

No caso dos equipamentos eletromecânicos da usina (tópico que será discutido ao longo da dissertação, com os estudos de caso), pode-se fazer as seguintes intervenções com o R&M:

- Substituição do estator e reisolamento dos polos dos geradores, aumentando assim a potência do gerador, devido a utilização de isolantes de menor espessura, melhor condutividade de calor e maior suportabilidade de calor. O isolamento de menor espessura permite aumentar a seção do condutor de cobre;
- Reforma geral da turbina com troca de rotor e otimização do desenho das pás com correspondentes aumentos de potência nominal e rendimento, ou seja, aumento da energia gerada para a mesma quantidade de água turbinada. O ganho em rendimento médio das unidades geradoras pode ser computado diretamente como um ganho de energia assegurada da usina e do sistema.
- Substituição ou reisolamento dos transformadores. O mais usual sendo a troca do equipamento;
- Uma opção mais drástica, seria a reconstrução da usina, com total substituição dos principais componentes e estruturas importantes para otimizar os recursos, sendo esta opção mais aplicada em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs);
- O que é mais aplicada em UHE, seria a reabilitação, que resulta na extensão da vida útil, melhoria no rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação, tendo em alguns casos a inclusão também da repotenciação ou não;
- Por fim, também pode ser realizado a modernização de uma usina, com a utilização de novas tecnologias para automatização da operação da usina, tornando-a até mesmo “desassistida”, através da implantação de sistemas digitais de supervisão, controle e proteção.

Segundo Caselato (2019), a R&M de uma usina é “o estudo técnico para desativação ou reabilitação como sendo uma etapa em que são definidos os parâmetros para se optar por desativar ou reabilitar uma usina hidrelétrica. O potencial hidrelétrico do local do empreendimento é reavaliado, e um levantamento das condições dos equipamentos é executado com o objetivo de diagnosticar a sua situação, um rol de alternativas é analisado, e a que se apresentar como vantajosa técnica e economicamente deve ser escolhida.”

Segundo Lemos (2014), “reformatar unidades geradoras de usinas hidrelétricas objetiva reabilitar sua vida útil por meio da recuperação eletromecânica e atualização de equipamentos. Modernizar é, além de reformatar, automatizar sistemas, equipamentos e serviços auxiliares vinculados às unidades geradoras para lhes conferir maior confiabilidade operacional por meio de atualizações tecnológicas. A repotenciação engloba a reforma, a modernização, e ainda propicia ganho de potência e rendimento, disponibilizando energia nova como resultado deste ganho.”

Em IRENA, a R&M oferece uma maneira de maximizar a energia produzida de uma hidroelétrica e oferecer uma oportunidade menos cara para aumentar a produção de energia. Ganhos entre 5 à 10% se mostraram realistas, em relação a custos objetivos na maioria das hidrelétricas.

2.2 Estudos atuais sobre R&M

Muitos estudos têm sido feitos nos últimos anos apontando os benefícios que uma repotenciação e modernização (R&M) traria para antigas usinas hidrelétricas. Estes estudos mostram vantagens como extensão da vida útil da usina, aumento da confiabilidade, segurança no controle e fornecimento de ponta, redução de custos envolvendo a manutenção, aumento da geração de energia, tratando de aproveitar a estrutura já disponível.

Para a aplicação de uma repotenciação, é feito um estudo levando-se em conta ferramentas de simulação, como por exemplo o sistema SUISHI-O desenvolvido pela CEPEL, que será descrito ao decorrer desta dissertação.

De acordo um estudo montado pela EPE foi verificado que por volta de 2008, usinas com uma potência instalada maior que 30 MW (UHE) e há pelo menos 20 anos de operação, não tinham ganhos de potência efetiva e energia firme do sistema, que agregasse volumes significativos, e no caso de pequenas usinas hidrelétricas (PCHs

e CHGs), com potência instalada menor ou igual 30 MW apresentavam acréscimos percentuais de potência efetiva e energia assegurada até substanciais, em razão principalmente de um subdimensionamento inicial ou de defasagem tecnológica.

Inclusive nesta época ainda era necessário o aperfeiçoamento regulatório, legal e institucional, para incentivar investimentos em ações de R&M, que até a época de 2008, não havia na legislação atual, um reconhecimento financeiro e comercial dos possíveis ganhos energéticos que poderiam ser obtidos com o aumento da potência efetiva.

Sem contar que além do reconhecimento do aumento da energia assegurada da usina, onde são demonstrados os ganhos de rendimento das unidades geradores, e da regulamentação de sua comercialização, outro aperfeiçoamento que poderá estimular mais projetos de R&M é o reconhecimento do aumento de potência efetiva da usina e consequentemente sua contribuição para o aumento de reserva de potência do SIN.

2.3 Análise teórica dos ganhos na repotenciação de usinas hidrelétricas

A produção da energia em uma usina pode ser representada pela potência instantânea natural disponível, pela seguinte expressão:

$$P = K \cdot \eta \cdot H \cdot Q \quad (1)$$

Sendo,

P = potência natural disponível ou capacidade instantânea de produção de energia elétrica (em kW);

K = constante que depende da aceleração da gravidade e da densidade específica da água;

η = rendimento do conjunto turbina-gerador (valor médio sobre todas as unidades);

H = altura de queda líquida, correspondente à diferença entre os níveis de montante e de jusante, menos as perdas médias por atrito na tubulação (em m);

Q = vazão assegurada (em m³/s).

A potência instalada da usina se relaciona através do fator de capacidade da usina, que é o resultado da relação entre a potência média do ano e a potência instalada, e é determinada com base nos critérios de dimensionamento de usinas hidrelétricas, tendo em conta que os valores de H e Q podem variar significativamente com o tempo e com a operação da usina. Assim, de forma simplificada, o cálculo de potência instalada é dado pela seguinte expressão:

$$PI = K \cdot \eta \cdot H_r \cdot Q_r \quad (2)$$

Sendo,

PI = potência instalada na usina (em kW);

H_r = altura de queda líquida usada como referência para o projeto da turbina, ou seja, para a qual o rendimento da turbina será máximo (em m);

Q_r = vazão total turbinada de referência, ou seja, vazão nominal utilizada como referência para se determinar a potência nominal dos geradores (em m³/s).

A capacidade de geração média da usina, estará sempre limitada pela potência efetiva total dos geradores. Além disso, em um instante qualquer, a potência total disponível (P_d) para a geração pode estar reduzida devido às indisponibilidades forçadas e programadas de unidades geradoras. Assim, em média, tem-se:

$$P_d = f_d \cdot PI \quad (3)$$

Para se determinar a produção de energia de uma usina ao longo de um ano, é necessário conhecer a evolução dos parâmetros H e Q ao longo do ano. Entretanto, utilizando valores médios para os parâmetros H e Q , ou seja, admitindo-se uma potência efetiva média constante ao longo do ano, pode-se estimar a quantidade total de energia produzida pela usina hidrelétrica, através da seguinte expressão:

$$E = 8760 \cdot f_p \cdot f_d \cdot PI \quad (4)$$

Sendo,

E = energia total gerada na usina ao longo de um ano, ou 8760 horas (em MWh / ano);

f_p = fator de permanência, que reflete a disponibilidade média anual de vazão e queda líquida na usina, ou seja, do produto $h \cdot Q$, para a produção de energia elétrica;

f_d = ganho de disponibilidade da unidade geradora.

A energia firme (energia média gerada no período crítico do SIN) de uma usina corresponde à sua geração média ao longo do período crítico (correspondendo ao valor de 95% do tempo de permanência) do sistema de referência. Desta forma, utilizando-se a expressão (4), pode-se definir a energia firme (E^*) da seguinte forma:

$$E^* = 8760 \cdot f_p^* \cdot f_d \cdot PI \quad (5)$$

Sendo,

f_p^* = fator de permanência crítico, ou seja, computado ao longo do período crítico do sistema de referência.

A expressão (5) pode ser usada também para se calcular o fator de capacidade (FC) da usina hidrelétrica, definido como:

$$FC = E^* / (8760 \cdot PI) = f_p^* \cdot f_d \quad (6)$$

Substituindo a expressão (2) em (5), tem-se então:

$$E^* = 8760 \cdot f_p^* \cdot f_d \cdot K \cdot p \cdot H_r \cdot Q_r \quad (7)$$

Analisando a expressão (7), pode-se verificar que basicamente são quatro formas de se aumentar a produção de energia da usina, através de ações de repotenciação / modernização que podem proporcionar:

- a) Ganhos de rendimento (η): Decorrendo em geral, da introdução de tecnologias mais modernas nos equipamentos de conversão eletromecânica, principalmente turbinas e geradores, onde o ganho potencial dependerá do rendimento inicial do conjunto turbina gerador;
- b) Ganhos na queda líquida (H_r): Decorrendo do aumento de nível de montante, por diminuição do nível de jusante, ou ainda por redução das perdas por atrito no circuito hidráulico. O aumento no nível de montante não é usual, pois

acarreta muitos problemas no âmbito ambiental, social e econômico. Já a redução do nível da jusante, se obtém por melhoria de fluxos, como o escoamento, principalmente em situações de vertimentos nas quais podem ocorrer elevações indesejadas do nível no canal de fuga;

- c) Ganhos na vazão turbinada (Q_r): O aumento da vazão turbinada, seria o aumento do engolimento máximo da usina, sendo possível somente caso o projeto tenha sido subdimensionado originalmente, ou caso tenha havido uma alteração hidrológica estrutural, aumentando a vazão natural média no local da usina (alteração no fator f_p^*);
- d) Ganho de disponibilidade (f_d): Pode se definir como ganho de disponibilidade de um equipamento, como sendo a capacidade deste equipamento estar em condições de executar certa função, em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinando, levando-se em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade e suporte à manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados.

O fator tempo também pode alterar a capacidade da energia assegurada de uma usina hidrelétrica, desde a época do seu projeto e dimensionamento até o tempo presente. E são três os efeitos principais de uma defasagem temporal:

- a) Deterioração dos equipamentos: Ação natural do tempo que provoca a deterioração dos equipamentos e a redução da sua capacidade nominal ao longo dos anos, a velocidade da deterioração depende do tipo de equipamento, material, regime de operação, manutenção preventiva e corretiva ao longo de sua vida útil;
- b) Obsolescência do dimensionamento da usina: Ocorre em razão da evolução dos parâmetros usados no dimensionamento original da usina, como novos dados de vazão acumulados ao longo de mais de 20 anos da vida da usina, evolução de tecnologia de medição e restituição de afluentes também;
- c) Obsolescência de equipamentos (defasagem tecnológica): A eficiência dos antigos equipamentos instalados na usina poderá ser, em muitos casos, bastante inferior à de novos equipamentos (turbina, gerador, sistemas de controle etc.), caso não tenham sofrido modernizações ao longo do tempo.

2.4 Avaliação dos ganhos com a repotenciação

Uma estimativa rigorosa dos ganhos proporcionados pelas obras de repotenciação das usinas hidrelétricas do SIN, requer um levantamento criterioso do dado básico da usina, análise rigorosa do projeto de reabilitação / modernização, simulação detalhada da operação para se calcular os ganhos de potência efetiva e energia assegurada, e finalmente uma avaliação detalhada do ganho econômico real, para se determinar se aquele projeto é ou não economicamente viável.

Atualmente a realização de certos estudos sobre os equipamentos de suporte do planejamento, já não é mais prejudicada pela falta de dados confiáveis e abrangentes sobre empreendimentos, sendo que hoje em dia podem ser considerados confiáveis, principalmente usando-se a Aneel e os estudos da EPE, como base na obtenção de dados sobre a parte energética, vazão, entre outros.

No caso dos estudos para avaliação dos ganhos com a repotenciação de usinas hidrelétricas é possível a aplicação de uma abordagem mais simples, de baixo custo, que possibilitem obter, ainda que de forma aproximada estimativas conservadoras, porém confiáveis do seu benefício energético potencial. A ideia consiste em hierarquizar esta análise, aumentando-se gradativamente a precisão (e o custo) das avaliações técnico-econômicas dos ganhos com a repotenciação. Dependendo dos resultados obtidos em um nível, passa-se (ou não) para o nível seguinte.

De acordo com a International Hydropower Association (IHA), além de reconhecer os benefícios da R&M, adicionando uma melhor performance operativa e de eficiência, também supõe que até 2050, 100% das usinas instaladas no mundo deverão ter feito algum tipo de ação de R&M.

Outro ponto observado nos ganhos de repotenciação é o relatório publicado pela US Department of Energy, que dispôs um panorama do setor hidrelétrico americano, e demonstra que a média de idade de seu parque é de 56 anos, e que com ações de repotenciação entre o período de 2006 até 2016 foi observado um crescimento líquido de aproximadamente 1435 MW, todos graças a repotenciação.

No Canadá, grandes geradoras como a Hydro Québec e a BC Hydro (British Columbia Hydro), executam programas de R&M em suas usinas, assim como em outros países do mundo.

No Brasil por outro lado, as ações com R&M pós marco regulatório de 2004, mostra um número reduzido destas medidas, o que se torna compreensível, vendo que poucas concessionárias demonstraram interesse, devido ao montante energético adicional auferível nem sempre compõem remuneração que justifique o investimento.

3 AVALIAÇÃO DOS COMPONENTES E TECNOLOGIAS A SEREM APLICADAS NA REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Como todo equipamento, os componentes eletromecânicos de uma usina hidrelétrica também sofrem o efeito do desgaste ao longo dos anos, eis que aí entra a realização da R&M, com uma intervenção para recuperação da performance original do conjunto turbina-gerador, e, o outro, por incremento de eficiência, relacionado a equipamentos tecnicamente melhores projetados, além de principalmente com o passar dos anos, os ganhos de geração trazidos pelo progresso tecnológico que podem ser promovidos em uma usina hidrelétrica.

Desta forma, podemos observar que as ações de R&M podem trazer ganhos nos conjuntos abaixo, que seriam os ganhos de eficiência no conjunto do turbina-gerador, ganhos na queda líquida, ganhos na vazão turbinada, ganhos de disponibilidade e ganhos de capacidade por folga de projeto e aperfeiçoamento tecnológico. Neste capítulo veremos os principais componentes onde são aplicadas as ações de R&M, principais problemas que são detectados e as ações que são feitas para o aumento da eficiência.

3.1 Componentes Hidromecânicos

Em estudos já realizados na área, como apontado por EPRI (2000), indica que o desenvolvimento da engenharia levou as turbinas dos tipos Francis e Kaplan a alcançarem picos de 95% de eficiência, enquanto as turbinas do tipo Pelton alcançarem 92% de eficiência e os geradores eficiências superiores a 98%.

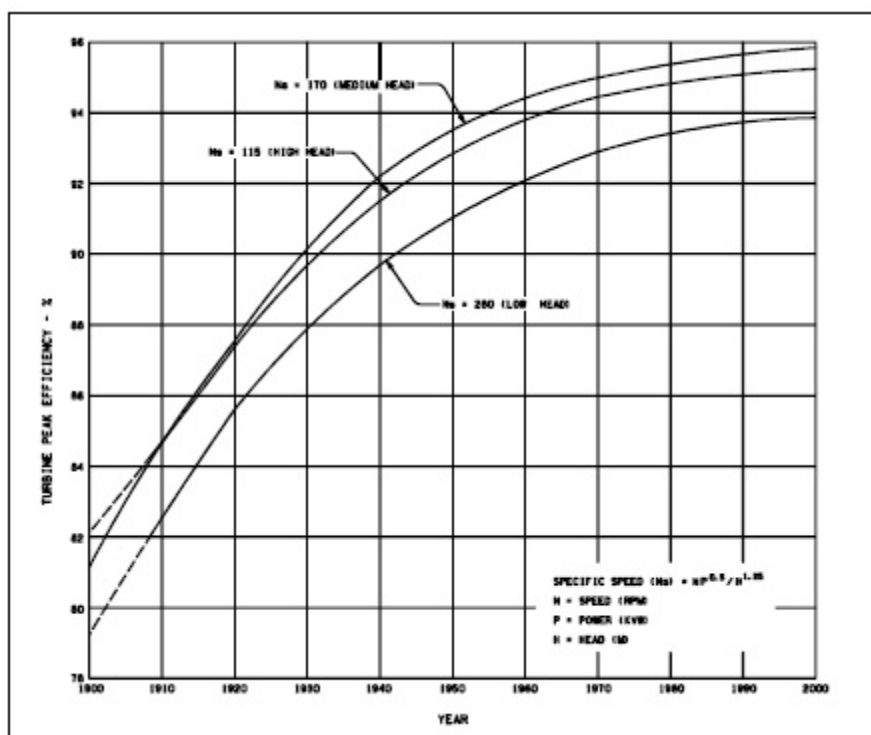


Figura 3.1.1 Eficiência Turbina Pelton e Francis ao longo dos anos

Fonte: EPRI, volume 2 – Hydromechanical Equipment, 2000

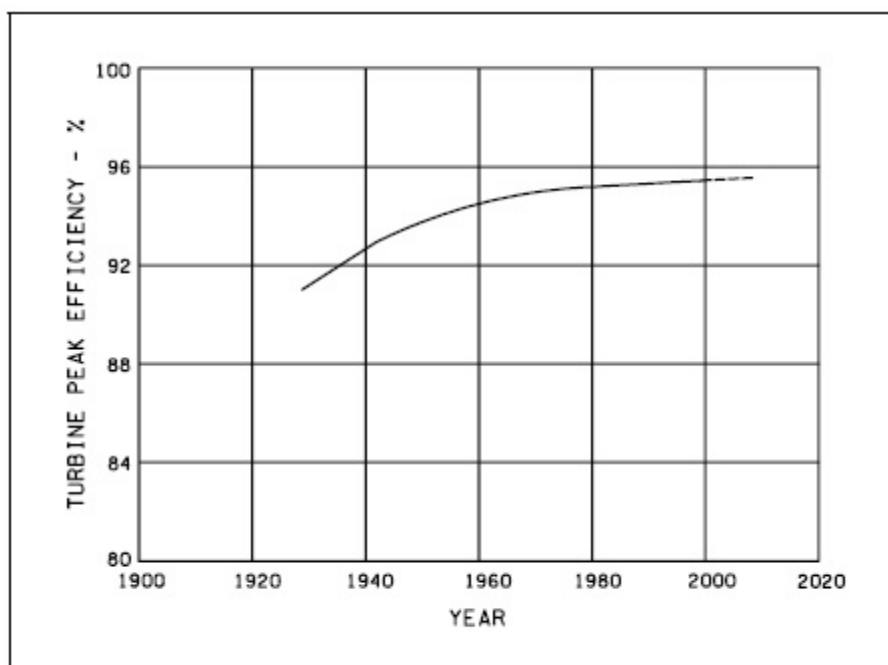


Figura 3.1.2 Eficiência Turbina Kaplan ao longo dos anos

Fonte: EPRI, volume 2 – Hydromechanical Equipment, 2000

O que podemos observar abaixo, são as principais mudanças tanto no perfil hidráulico das turbinas, como na mudança dos materiais dos geradores, que foram incrementando avanços tecnológicos ao decorrer dos anos, recuperando a performance como ganhos de eficiência. Abaixo será demonstrado como cada componente da turbina-gerador interfere nos ganhos de eficiência e quais foram as suas modernizações e avanços tecnológicos ao longo dos anos.

Turbina – A turbina normalmente é o primeiro equipamento escolhido para modernização para melhorar a sua performance e confiabilidade. A turbina é o componente mais significativo para se considerar a modernização, baseado nos custos e melhoria de potencial. Turbinas modernas e atuais tem vantagens preponderantes sobre turbinas antigas, principalmente pelo avanço da tecnologia, sendo possível junto com programas de computação, principalmente na concepção do perfil hidráulico, novos materiais, novos testes e ensaios de durabilidade, permitiram melhorias em todos os aspectos. Enquanto turbinas antigas estarem deterioradas com o tempo de operação, e seus designs por serem mais antigos não tem os benefícios das técnicas modernas de computação, materiais ultrapassados, entre outros aspectos. Com a modernização da turbina, podemos obter aumento da potência e aumento da energia por máquina, aumentando assim a potência da usina, e sendo um aspecto crítico em qualquer plano de R&M.

Mas para este plano de R&M ser realizado, é necessário fazer uma análise, para avaliar se há viabilidade em atualizar a turbina ou não. Para executar esse processo de análise, é feito um sistema de levantamento e classificação de pontos, incluindo testes de funcionamento. Este levantamento deve levar em consideração os seguintes pontos, de acordo com a tabela 3.1.1.

Tabela 3.1.1 – Processo de análise da turbina

Informações Necessárias	Idade; Tipo de turbina (Francis, Kaplan etc.); Dimensões; Material; Peso.
Parâmetros de avaliação geral	Nível de cavitação, erosão e danos por corrosão; Nível de trincas; Nível de vibração; Tempo de interrupção anual; Custos de Manutenção; Eficiência atual x Eficiência Original.
Parâmetros especiais de avaliação Turbina Kaplan	Condição do mecanismo das pás; Condição do servo motor da pá; Pressão do servo motor; Nível de vazamento do servo motor.
Parâmetros especiais de avaliação Turbina Pelton	Erosão / corrosão da superfície das conchas; Espessura mínima da parede das conchas; Trincas na área da raiz das conchas.
Ações a Serem tomadas	Troca de toda a turbina; Reabilitação de toda a turbina para o nível original; Re-pintura / re-isolação; Soldagem; Troca ou reparo dos anéis de vedação (Francis, Kaplan e Bulbo); Troca do aro câmara (Kaplan e Propeller)

Fonte: Dados primários da pesquisa

Palhetas Diretrizes – A função da palheta é de regular o fluxo da água para a turbina. Nos planos de R&M se modernizarmos o design das palhetas em conjunto com a turbina, é possível obter melhores resultados da performance hidráulica do conjunto.

Mas para este plano de R&M ser efetivado, é necessário realizar uma triagem para avaliar se há viabilidade em atualizar as palhetas ou não. Sendo que para este processo de análise, é feito um sistema de levantamento e classificação de pontos, incluindo testes de funcionamento. Este levantamento deve levar em consideração os seguintes pontos, de acordo com a tabela 3.1.2.

Tabela 3.1.2 – Processo de análise das palhetas diretrizes

Informações Necessárias	Idade; Tipo de buchas; Vedação; Dimensões; Material; Condição da superfície.
Parâmetros de avaliação geral	Vazamentos entre palhetas; Condição final da superfície; Nível de trincas; Outros defeitos estruturais; Condições das buchas; Condição da vedação; Custos de manutenção.
Ações a Serem tomadas	Reforma ou troca (fundir novas peças); Troca das buchas; Troca das vedações devido ao vazamento excessivo; Pintura ou soldagem para melhorar a condição da superfície; Troca ou reforma dos servo motores.

Fonte: Dados primários da pesquisa

Eixo da Turbina / Gerador – O eixo da turbina faz a ligação entre a turbina e o gerador, o importante neste componente é verificar o desgaste que ele teve durante a vida útil da máquina. Se a questão dimensional não for alterada, este componente pode passar por testes de funcionamento e se aprovado, pode ser utilizado novamente, porém em outros casos, ele é trocado durante o processo de R&M. Na tabela 3.1.3 o processo de análise que é feito no eixo.

Tabela 3.1.3 – Processo de análise do eixo da turbina/gerador

Informações Necessárias	Diâmetro; Material; Acabamento da superfície; Acabamento da vedação.
Parâmetros de avaliação geral	Circularidade; Desgaste da superfície do munhão; Desgaste da vedação; Trincas e outros defeitos.
Ações a Serem tomadas	Re-usinagem do munhão; Re-alinhamento; Reparo da vedação do eixo; Troca da vedação do eixo; Troca do eixo por um novo, devido a novo design.

Fonte: Dados primários da pesquisa

Ainda assim, existem outros componentes como o mancal guia da turbina, defletores, mecanismos de operação, válvula interna da turbina, onde é necessário também fazer uma avaliação quanto ao histórico de manutenção, tempo de operação, entre outros aspectos para definir se é necessário a troca ou apenas uma atualização para continuar o uso.

3.2 Componentes Eletromecânicos

Outros componentes que são avaliados nas ações de R&M são os eletromecânicos, principalmente os que compõe o gerador. O gerador com o passar

dos anos, não sofreu tantas mudanças quanto a design, mas sim em relação a materiais utilizados, foi trazido mais eficiência ao conjunto e também maior durabilidade.

A figura 3.2 ilustra uma curva de capacidade simplificada para um gerador hidrelétrico típico. O objetivo é a melhoria do desempenho econômico do gerador, restaurando ou melhorando a capacidade do gerador, referindo-se frequentemente a esta curva de capacidade simplificada, mantendo o foco na oportunidade de aumentar a potência real e / ou reativa.

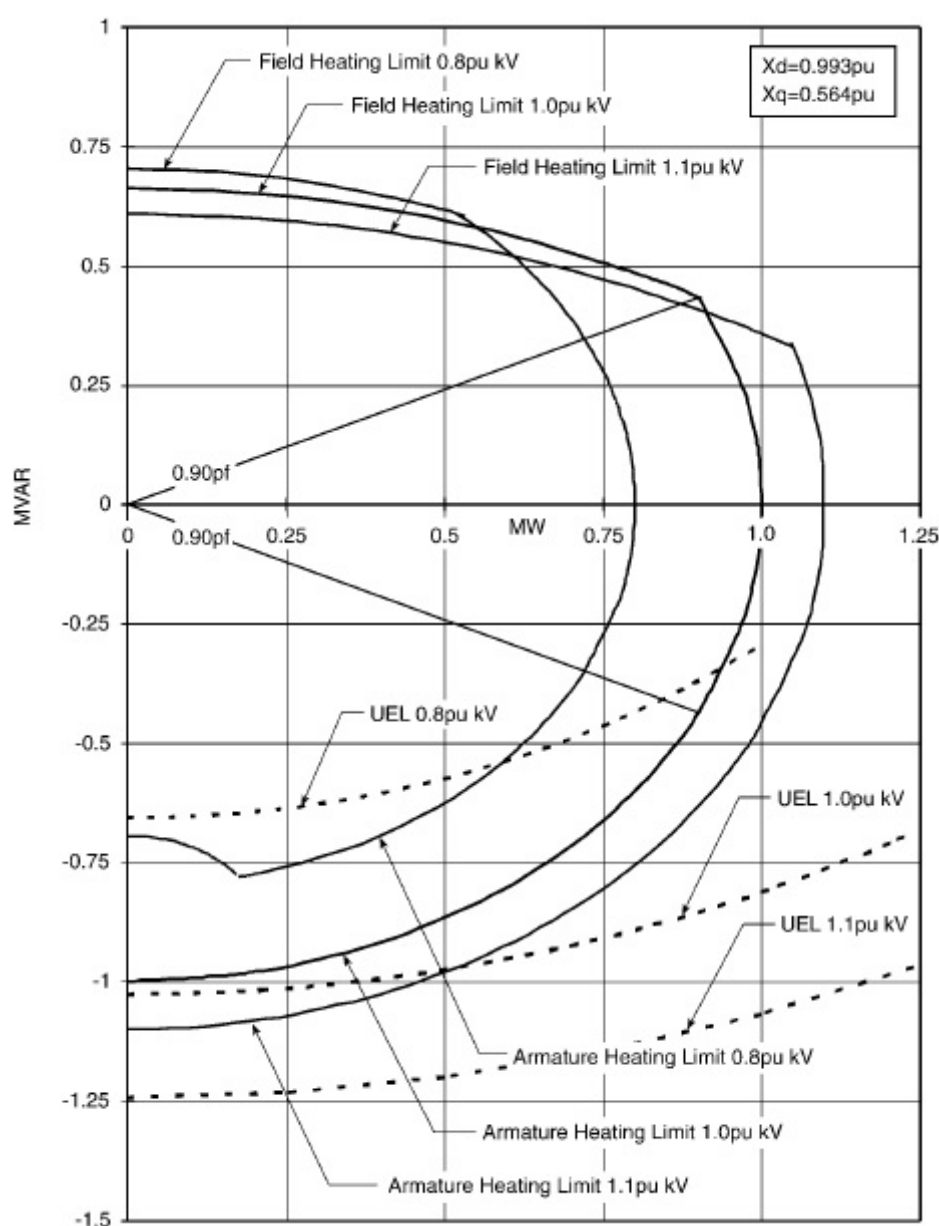


Figura 3.2.1 Curva de Capacidade do Gerador

Fonte: EPRI, volume 3 – Electromechanical Equipment, 2000

Gerador – O gerador permite a conversão da energia mecânica que vem da turbina, para a transformação em energia elétrica por meio do estator e rotor que criam o campo magnético. A existência do campo magnético permite transformar a energia mecânica imposta pela turbina em energia elétrica que é obtida pela indução no enrolamento do estator do gerador.

Além da turbina, o gerador é um dos itens primordiais para a eficiência do conjunto, e precisa ser feito um estudo de R&M para verificar a sua viabilidade em estar atualizando ou não, existem casos, onde apenas é feita a repotenciação no gerador e não na turbina, como vice e versa, ou em ambos. Como mostrado anteriormente na turbina, o gerador e seus principais componentes também passam por um processo de análise, conforme tabela 3.2.1.

Tabela 3.2.1 – Processo de triagem do gerador

Informações Necessárias	Idade/tempo de operação; Tipo; Fabricante; Potência e fator de potência nominal; Tensão e corrente nominal; Velocidade do gerador; Eficiência do gerador.
Parâmetros de avaliação geral	Condição da pintura; Vibração; Contaminação por poeira/óleo; Aplicação do freio; Terra múltipla do freio; Medição da curva de saturação em circuito aberto, curto-circuito e excitado; Corrente de campo na tensão nominal; Corrente para vários fatores de potência; Níveis de ozônio.
Ações a Serem tomadas	Limpeza e repintura; Rebalancear; Limpeza e retificação de sistemas;

	Redução da velocidade de aplicação do freio (até 25%); Isolar e retificar temporariamente; Substituição por um novo gerador.
--	--

Fonte: Dados primários da pesquisa

Estatôr – O estatôr é a parte fixa do gerador, onde é feita toda a instalação das barras estatóricas e todo chapeamento do núcleo. Abaixo temos os principais pontos que devem ser observados para se considerar a R&M do estatôr.

Tabela 3.2.2 – Processo de análise do estatôr

Informações Necessárias	Idade/tempo de operação; Carcaça; Fabricante; Núcleo; Dados sobre o teste de temperatura anterior; Enrolamento: <ul style="list-style-type: none"> - Classe de temperatura; - Tipo (Volta ou onda); - Barra ou bobina; - Material (como mica ou epóxi)
Parâmetros de avaliação geral	Testes de temperatura do enrolamento e do núcleo; Perdas no núcleo; Níveis de vibração; Sobreaquecimento dos pacotes do núcleo; Distorção térmica; Perda de torque das laminações e tirantes; Falhas elétricas; Integridade do anel de circuito e conexões; Defeitos nas cunhas; Ensaio de tensão e absorção.
Ações a Serem tomadas	Limpeza, repintura, reisolamento do estatôr e das barras;

	Rebalanceamento; Aperto do torque dos tirantes e laminações; Mitigação e reparo da coroa; Troca de barras /bobinas ou enrolamento; Recunhar; Reparar ou trocar pacotes.
--	--

Fonte: Dados primários da pesquisa

Rotor – O rotor é a parte rotativa do gerador e ele é responsável pela criação do campo magnético que permitirá a conversão da energia mecânica em energia elétrica.

Tabela 3.2.3 – Processo de análise do rotor

Informações Necessárias	Tensão nominal; Corrente nominal; Número de polos; Voltas por polo; Anéis deslizantes; Projeto do fluxo de ar;
Parâmetros de avaliação geral	Nível de vibração; Concentricidade entre Rotor-estator; Integridade do aro do rotor; Teste de queda do polo; Teste de Fluxo; Superaquecimento dos polos; Ensaio elétrico.
Ações a Serem tomadas	Rebalanceamento; Trocar enrolamentos afetados dos polos; Reisolar os polos afetados; Recentralizar o rotor-estator; Trocar os polos; Trocar guia do aro do rotor.

Fonte: Dados primários da pesquisa

Mancais

Tabela 3.2.4 – Processo de análise dos mancais

Informações Necessárias	Tipo; Nível de vibração; Tipo de sistema de lubrificação; Tipo de sistema de refrigeração; Tipo de sistema da bomba de elevação.
Parâmetros de avaliação geral	Manutenção; Temperatura do metal e óleo; Pressão e resistência do óleo; Resistência da isolação; Análise do óleo; Run-out do eixo; Condição das sapatas; Contaminação.
Ações a Serem tomadas	Verificar design (fluxo de óleo); Ajustar folga; Redesenhar o resfriamento; Substituição das almofadas de pressão; Substituição do rolamento; Instalação de um novo sistema de vácuo; Substituição do sistema da bomba de elevação.

Fonte: Dados primários da pesquisa

Sistema de frenagem

Tabela 3.2.5 – Processo de análise do sistema de frenagem

Informações Necessárias	Tipo; Aplicação da velocidade do freio.
Parâmetros de avaliação geral	Confiabilidade do sistema de frenagem.
Ações a Serem tomadas	Redução da aplicação do freio (baixar para 25%); Substituição das almofadas de amianto por almofadas de fibra de vidro; Instalação da coleta de poeira do sistema de frenagem.

Fonte: Dados primários da pesquisa

Sistema de resfriamento

Tabela 3.2.6 – Processo de análise do sistema de resfriamento

Informações Necessárias	Design Taxa de vazão
Parâmetros de avaliação geral	Otimização da vazão Nível de corrosão Número de vazamentos Problemas de condensação.
Ações a Serem tomadas	Reparo dos resfriadores Reparar ou substituir a tubulação Reparação do revestimento protetor da tubulação Melhorar a eficiência e reduzir a ciclagem térmica, instalando válvulas de controle moduladoras Reavaliação do sistema de resfriamento, e modificar se necessário.

Fonte: Dados primários da pesquisa

Há também outros pontos para serem verificados como o sistema de excitação, cabeamento, disjuntores etc. Necessitando avaliar o histórico de manutenção, tempo

de operação, entre outros aspectos, para definir se é necessário a troca ou apenas uma atualização para continuar o uso.

3.3 Componentes de Controle e sistemas auxiliares mecânicos

Os componentes de controle e sistemas auxiliares mecânicos, normalmente são controles para prevenção, manutenção e segurança da operação das máquinas, como por exemplo a lubrificação dos mancais, sistema de resfriamentos de água, sistemas de compressão de ar, sistema de proteção contra incêndios, entre outros.

Neste caso a avaliação é feita por meio da verificação do seu funcionamento e se os parâmetros de projeto estão sendo seguidos, e sua condição. Além de todo o histórico de manutenção estar em dia, e dados sobre todo o histórico dos componentes e sistemas são importantes, se caso tenham detectados problemas durante sua vida útil, que possam ser sanados caso sejam trocados.

3.4 Sistema de Classificação de reparo

Após realizada a análise de todos os componentes da usina, é realizada a avaliação quanto a sua durabilidade e necessidade em relação ao nível de intervenção.

Neste caso a BC Hydro, elaborou uma tabela que serve de referência como avaliação para as medidas necessárias na troca, ou manutenção do componente.

Tabela 3.4.1 – Sistema de classificação de reparo

Avaliação do componente	Características de Reparo
Boa	<p>Complexidade técnica: - Fácil;</p> <p>Testes: Testes extensivos ou investigações não são necessárias;</p> <p>Troca de componentes: Disponíveis imediatamente e o reparo não necessita de troca de qualquer grande/importante componente;</p> <p>Custo: Custo das peças e mão de obra é facilmente justificável pela restauração da performance do equipamento e evita custos mais altos com a troca;</p> <p>Tempo de parada: Não afeta o tempo total de parada programado da usina, não acarretando impacto econômico;</p>

	<p>Deficiências: O reparo deve resolver completamente ou mitigar qualquer deficiência na condição ou performance do componente por alguns anos;</p> <p>Operação: Não há futuras limitações na operação, como resultado do reparo;</p> <p>Acesso: Componentes facilmente acessíveis ou reparo pode ser feito na própria usina.</p>
Moderada	<p>Complexidade técnica: - Moderada;</p> <p>Testes: Testes extensivos ou investigações não são necessárias, porém alguma engenharia é requerida;</p> <p>Troca de componentes: Disponíveis e o reparo não necessita de troca de componentes importantes;</p> <p>Custo: Custo das peças e mão de obra é moderado, mas o custo pelos próximos anos pode ser justificado para se evitar custos mais altos com a troca de componentes;</p> <p>Tempo de parada: O tempo total de parada programado da usina é afetado, porém pouco, não acarretando impacto econômico;</p> <p>Deficiências: O reparo deve resolver completamente ou mitigar qualquer deficiência na condição ou performance do componente por alguns anos;</p> <p>Operação: Não há futuras limitações na operação, como resultado do reparo;</p> <p>Acesso: Componentes acessíveis ou reparo pode ser feito na própria usina.</p>
Difícil	<p>Complexidade Técnica: - Difícil;</p> <p>Testes: Extensivos, investigação e engenharia necessária;</p> <p>Troca de componentes: Disponível, porém caro, ou obsoleto, mas que pode ser feito customizado;</p> <p>Custo: Alto, tanto em peças como em mão de obra, porém a troca ainda é mais cara. A justificativa da economia do reparo é difícil, mas acaba sendo a única alternativa ao invés da troca;</p> <p>Tempo de parada: Alto devido aos requisitos do processo de reparo, ou até mesmo uma pequena extensão do tempo de parada signifique perdas econômicas;</p> <p>Deficiências: Reparos somente em parte ou temporariamente resolveriam / mitigariam a deficiência de performance ou condição dos componentes. Aumentando os reparos com o passar dos anos, e assim os custos para se evitar a troca;</p> <p>Operação: Novas restrições na operação devido as deficiências dos componentes apenas parcialmente reparados;</p> <p>Acesso: Componentes com difícil acesso e que devem ser removidos para reparo (exemplo: turbina que tem que ser removida para realizar tratamento térmico).</p>

Não reparável	<p>Complexidade técnica: Por razões técnicas, o equipamento não pode ser reparado (exemplo: turbina que possua um material não soldável, como ferro fundido);</p> <p>Troca de componentes: Não disponível (obsoleto) e não pode ser fabricado;</p> <p>Deficiências: As deficiências não podem ser solucionadas ou mitigadas.</p>
----------------------	--

Fonte: BC Hydro (2000)

Após a análise feita em cima deste sistema de classificação, que se é tomada a decisão sobre a troca ou reparo dos equipamentos que compõe a usina, e se nesse caso a repotenciação se torna viável.

Como nos estudos de caso a seguir, um dos exemplos que é a Usina Wanapum que possui 1.185 MW, localizada no rio Columbia no estado de Washington, a troca de todos os componentes se tornou fundamental, pois os custos com a manutenção não se justificavam mais, sendo que saíram de linha e, portanto, dificultando a substituição.

Contudo quando se chega neste estágio, abre-se oportunidade para a introdução de nova tecnologia, melhorando, aumentando o desempenho da usina como um todo.

4 USINAS HIDRELÉTRICAS ONDE PODE SER APLICADA A REPOTENCIAÇÃO NO BRASIL

Atualmente no Brasil, o potencial instalado outorgado pela Aneel é de 174.128.262 kW, sendo que para origem hídrica temos o total de 109.115.907 kW (fonte: Aneel, 2020). Dentro dos quais muitas destas usinas outorgadas estão dentro da idade para passar uma repotenciação e ter tanto aumento na sua potência como na sua garantia física. Em outras literaturas, como a de Santos, Veiga, Bermann, entre outros usam a idade como parâmetro inicial, porém como visto no capítulo anterior desta dissertação, temos muitos outros parâmetros para avaliarmos a necessidade da repotenciação ou não (demonstrado na tabela 4.2), como descrito nas tabelas dos componentes eletromecânicos, hidromecânicos, sistemas de controle etc. Tendo elas como parâmetro e usando a tabela do sistema de classificação de reparo, conseguiremos obter a real necessidade da aplicabilidade de operações de R&M ou não, principalmente ressaltando que esses fatores podem ser mais acentuados em algumas usinas do que em outras.

Tabela 4.1 – Empreendimentos em operação em maio de 2020

Fontes utilizadas no Brasil em Operação				
Origem	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
Fóssil	2482	29.353.006	27.771.793	16,86
Biomassa	571	15.138.684	15.031.027	8,69
Nuclear	2	1.990.000	1.990.000	1,14
Hídrica	1364	109.115.907	109.092.015	62,66
Eólica	637	15.590.254	15.519.283	8,95
Solar	3895	2.940.360	2.927.974	1,69
Undi-Elétrica	1	50	50	0
Total	8952	174.128.262	172.332.143	100

Fonte: BIG - Aneel

Tabela 4.2 – Idade de referência

Literatura Técnica	Referência de tempo de vida útil
Santos (1999)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 20 anos para gerador ➤ 25 anos para turbina
EPRI (2000 e 2001)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 20 anos para gerador ➤ 30-50 anos para turbinas, a depender da potência
Veiga (2001)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 20 anos
Santos (2003)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 25-30 anos para gerador ➤ 30-40 anos para turbina
Bermann (2004, Gyori (2007)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 20 anos
Índia (2011)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 35 anos
Banco Mundial (2011)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 35 anos
IRENA (2012)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 30 anos
IEA (2012)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 30-40 anos
Gomes (2013)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 25-40 anos para gerador ➤ 25-50 anos para turbinas, a depender do tipo
EPE (2019)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 25 anos

Fonte: EPE (2019)

Apesar de os vários autores citados terem indicações diferentes de uso para poder ser realizada a repotenciação, ficou-se estipulado pela EPE neste estudo, dando-se a necessidade de adotar-se um parâmetro etário, a idade de 25 anos como razoável para triagem do conjunto de usinas a serem avaliadas. Para esta avaliação, tomou-se como base o ano de 2018, sendo ilustrado na tabela 4.3. Também para efeito de análise das usinas para passar por repotenciação, foi-se considerado o mesmo na EPE, sendo usinas com mais de 25 anos e potencial igual ou acima de 100 MW, sendo apresentadas na tabela 4.4.

Tabela 4.3 – Tipologia dos empreendimentos

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Idade média
CHG	241	238	59
PCH	35	323	65
UHE	104	55.111	53
Total	380	55.672	

Fonte: Adaptado da Aneel (2018)

Tabela 4.4 – Empreendimentos com idade para repotenciação

Usina	Início de Operação	Idade (em 2018)	Potência Outorgada (kW)	Rio
Henry Borden	1926	92	889.000	Pedras
Fontes Nova	1940	78	131.988	Piraí
Salto Grande	1956	62	102.000	Santo Antônio/ Guanhães
Marechal Mascarenhas de Moraes (Antiga Peixoto)	1957	61	476.000	Grande
Cachoeira Dourada	1959	59	658.000	Paranaíba
Euclides da Cunha	1960	58	108.800	Pardo
Paulo Afonso II	1961	57	443.000	São Francisco
Jacuí	1962	56	180.000	Jacuí
Jurumirim (Armando Avellanal Laydner)	1962	56	100.956	Paranapanema
Pereira Passos	1962	56	99.900	Lajes
Três Marias	1962	56	396.000	São Francisco
Barra Bonita	1963	55	140.760	Tietê
Furnas	1963	55	1.216.000	Grande
Paulo Afonso I	1964	54	180.001	São Francisco
Ibitinga	1969	49	131.490	Tietê
Boa Esperança	1970	48	237.300	Parnaíba

(Antiga Castelo Branco)				
Chavantes	1970	48	414.000	Paranapanema
Funil	1970	48	216.000	Paraíba do Sul
Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Cativari/Cachoeira)	1971	47	260.000	Cativari e Cachoeira
Jaguara	1971	47	424.000	Grande
Paulo Afonso III	1971	47	794.200	São Francisco
Mascarenhas	1973	45	198.000	Doce
Passo Fundo	1973	45	226.000	Passo Fundo
Passo Real	1973	45	158.000	Jacuí
Porto Colômbia	1973	45	320.000	Grande
Volta Grande	1974	44	380.000	Grande
Marimbondo	1975	43	1.440.000	Grande
Promissão (Mário Lopes Leão)	1975	43	264.000	Tietê
Salto Osório	1975	43	1.078.000	Iguaçu
Apolônio Sales (Antiga Moxotó)	1977	41	400.000	São Francisco
Cativara (Escola de Engenharia Mackenzie)	1977	41	619.000	Paranapanema
Itaúba	1979	39	500.400	Jacuí
Paulo Afonso IV	1979	39	2.462.400	São Francisco
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1980	38	1.676.000	Iguaçu
Itumbiara	1980	38	2.082.000	Paranaíba
Salto Santiago	1980	38	1.420.000	Iguaçu
Emborcação	1982	36	1.192.000	Paranaíba
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	1982	36	347.400	Tietê
Sobradinho	1982	36	1.050.300	São Francisco

Tucuruí	1984	34	8.535.000	Tocantins
Rosana	1987	31	354.000	Paranapanema
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1988	30	1.479.600	São Francisco
Balbina	1989	29	249.750	Uatumã
Samuel	1989	29	216.750	Jamari
Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1992	26	1.260.000	Iguaçu
Taquaruçu (Escola Politécnica)	1992	26	525.000	Paranapanema
Três Irmãos	1993	25	807.500	Tietê
48 usinas no total			36.840.495	

Fonte: Adaptado do EPE (2020)

Pelo que se pode ver, o potencial que o Brasil possui é de aproximadamente 36 GW com a repotenciação destas usinas citadas na tabela 4.4, porém além disto, é necessário realizar a um recálculo da garantia física pelo menos como estipulado a cada 5 anos, ou seja, a última revisão da garantia física no Brasil foi feita em 2017, sendo necessário uma próxima no máximo em 2022.

Na tabela 4.5 é mostrado outras usinas que atualmente estão passando ou passaram por repotenciação recentemente, adicionado um total próximo de 17 GW de potência.

Tabela 4.5 – Empreendimentos repotenciados ou em fase de repotenciação

Usina	Início de Operação	Idade (em 2020)	Potência Outorgada (kW)	Rio
Ilha dos Pombos	1924	96	187.169	Paraíba do Sul
Nilo Peçanha	1953	67	380.030	Piraí
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	1969	51	143.100	Tietê
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1969	51	1.050.000	Grande

Jupia (Engº Souza Dias)	1969	51	1.551.200	Paraná
Ilha Solteira	1973	47	3.444.000	Paraná
Água Vermelha	1978	42	1.396.200	Grande
São Simão	1978	42	1.710.000	Paranaíba
Itaipu (Parte Brasileira)	1989	31	7.000.000	Paraná
09 usinas no total			16.861.699	

Fonte: Adaptado pelo autor da dissertação (2020)

5 VIABILIDADE ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO

5.1 Conceituação de viabilidade econômica

A análise da viabilidade econômica é feita para se estimar os custos envolvidos, onde elabora-se o diagrama do fluxo de caixa do empreendimento, onde teremos as respectivas receitas e despesas, analisando o horizonte projetado. Os métodos mais utilizados, são:

- VPL = Valor presente líquido;
- TIR = Taxa interna de retorno;
- TMA = Taxa mínima de atratividade;
- Payback simples;
- Payback descontado.

Segundo Copeland et al (2002), há quatro argumentos da superioridade da avaliação de empresas com base no fluxo de caixa:

- Retorno para o acionista mais ligado as expectativas do que ao desempenho absoluto;
- Os níveis de avaliação estão ligados ao capital investido e ao crescimento;
- O interesse do mercado não está somente sobre os lucros e concentra-se nos resultados econômicos subjacentes;
- O mercado atribui grande importância aos resultados de longo prazo e não só o desempenho de curto prazo.

Para a repotenciação, devem ser excluídos os custos de intervenções, equipamentos, entre outras questões que não estão ligados ao processo dele, bem como incluímos somente a receita obtida com a energia incremental advinda da repotenciação.

Outro ponto além da receita incremental, também soma-se o aporte dos recursos com a comercialização de créditos de carbono, já que podemos considerar a energia hidrelétrica como uma fonte de energia limpa e renovável ao sistema elétrico, possibilitando a substituição de termelétricas que são nocivas ao meio ambiente devido a queima de combustíveis fósseis na atmosfera.

5.2 Métodos econômicos usados em repotenciação

Para se realizar uma repotenciação, o investimento tem que valer a pena e para isso é usado estudos de engenharia econômica que fundamentalmente formula, estima e avalia os resultados econômicos em comparação com as alternativas para realizar ou não um determinado propósito, como por exemplo, no caso da repotenciação, se é mais econômico trocar um equipamento ou apenas fazer o seu reparo.

Existe um procedimento importante que é seguido para tratar do desenvolvimento e da escolha de alternativas, este procedimento tem as etapas abaixo:

- Entender o problema e definir o objetivo (necessidade ou não de repotenciação);
- Coletar dados relevantes (auxílio da triagem dos equipamentos);
- Definir as soluções alternativas viáveis e fazer estimativas realistas (verificar os custos entre reparo ou troca);
- Identificar os critérios para a tomada de decisões usando um ou mais atributos;
- Avaliar cada alternativa por meio da análise de sensibilidade para melhorar a avaliação;
- Selecionar e implementar a melhor alternativa (repotenciar ou não);
- Monitorar os resultados.

Com base neste procedimento e na análise mostrada na figura 5.2.1 pode-se chegar a uma decisão referente a escolha de uma repotenciação ou não de uma PCH / UHE.

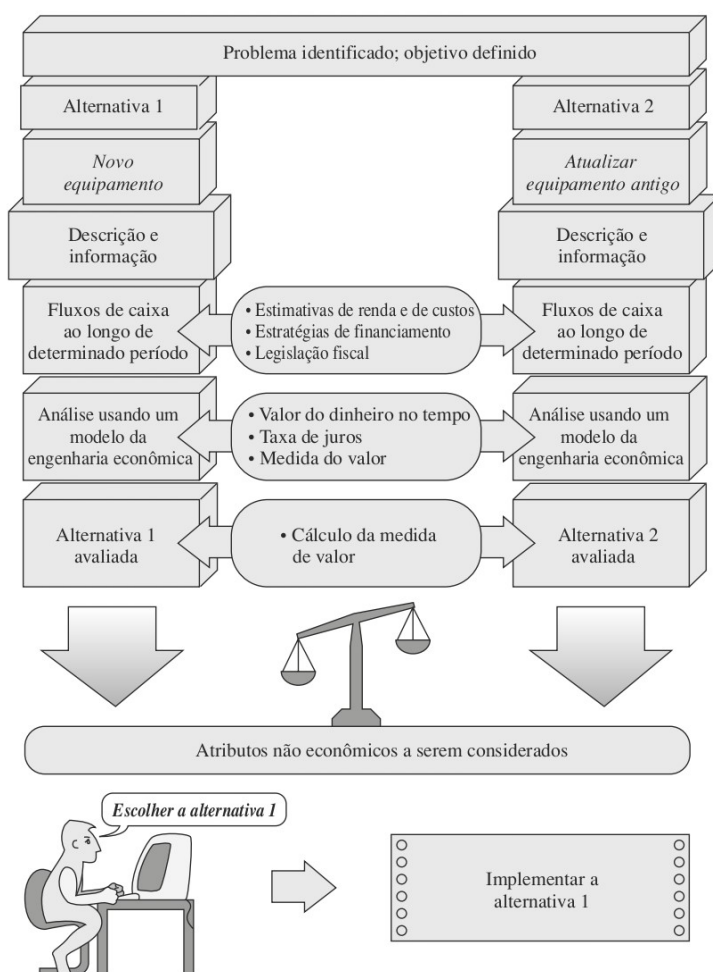


Figura 5.2.1 – Critério de estudo de engenharia econômica

Fonte: Blank; Tarquin (2011)

Tomada esta decisão de realizar a repotenciação, é analisado outros pontos de como esse projeto se tornará viável. Primeiramente vendo se o capital investido será privado ou público, e com isso se é montado o fluxo de caixa, e verificado os juros e a taxa de retorno do investimento.

De acordo com Oliveira (2012), A figura 5.2.2 demonstra um fluxo de caixa genérico de um projeto de repotenciação, porém é importante ressaltar que, neste caso, os períodos de pré-repotenciação e pós-repotenciação, referem-se ao período anterior e posterior ao incremento de energia respectivamente.



Figura 5.2.2 Representação esquemática do fluxo de caixa de um projeto

Fonte: Oliveira (2012)

Caso a opção escolhida seja a repotenciação, um estudo de substituição precisa ser feito e desenvolvido a partir de diversas fontes, como a seguir:

- Desempenho reduzido. Devido à deterioração física, a capacidade de ter um desempenho ao nível esperado de confiabilidade (estar disponível e funcionar corretamente quando necessário) ou produtividade (ter um desempenho de acordo com determinado nível de qualidade e quantidade) pode não estar presente. Sendo assim, geralmente, resulta em aumentados custos de operação, maior nível de sucata e custos de retrabalho, perda de vendas, qualidade reduzida, menos segurança e maiores dispêndios de manutenção.
- Alteração das necessidades. Novos requisitos de precisão, velocidade ou outras especificações podem não ser cumpridas pelo equipamento ou sistema existentes. Frequentemente, a escolha é entre a substituição completa ou a melhoria, por meio de remodelação (retrofitting) ou ampliação.

Quando se chega neste estágio, onde precisa-se tomar uma decisão referente a troca ou não do equipamento da usina para a sua repotenciação, é usado o termo defensora e desafiante. Sendo a defensora o equipamento que está instalado e a desafiante o novo equipamento.

Um estudo de substituição compara essas duas alternativas. A desafiante é a “melhor” desafiante, porque foi selecionada entre outras para possivelmente substituir a defensora.

O custo de aquisição da desafiante é o investimento inicial estimado, necessário para adquiri-la e instalá-la. Às vezes, o analista, ou o gerente, tentará

aumentar o custo de aquisição em um valor igual ao restante do capital não recuperado da defensora, como mostram os registros contábeis referentes ao ativo. Isso é observado com mais frequência quando a defensora está em bom funcionamento e nas primeiras etapas de seu ciclo de vida, mas a obsolescência tecnológica, ou alguma outra razão, forçou a consideração de uma substituição.

Essa quantia de capital não recuperado é chamada de custo irreversível ou custo irrecuperável (sunk cost). Um custo irreversível não deve ser adicionado ao custo de aquisição da desafiante, porque fará com que pareça mais cara do que realmente é.

5.3 Fundamentos do estudo de substituição

Estudos de substituição são realizados de duas maneiras: sem um período de estudo especificado ou com um período de estudo definido, além de determinar quando uma alternativa desafiante substitui a defensora existente. O estudo completo se finda caso a desafiante seja selecionada para substituir a defensora imediatamente. Entretanto, se a defensora é mantida, o estudo pode estender-se ao longo de uma série de anos, equivalentes ao ciclo de vida da defensora, depois dos quais a desafiante substitui a defensora.

Há diversos aspectos adicionais de uma análise da substituição que podem ser considerados. Três deles são, aqui, identificados e discutidos.

- Decisões sobre substituição em um ano futuro, no momento do estudo inicial da substituição.
- Custo de oportunidade versus critérios de fluxo de caixa, para comparação de alternativas.
- Antecipação de desafiante futuras, aperfeiçoadas.

Na maior parte dos casos, quando a administração inicia um estudo de substituição, em que tempo essa troca deve acontecer, “substituir agora, daqui a um ano, daqui a dois anos ou em outro tempo?”. O procedimento, anteriormente apresentado, responde a essa pergunta, desde que as estimativas para desafiante e defensora não se alterem no decorrer de cada ano. Somente quando as estimativas se alteram ao longo do tempo é que a decisão de manter a defensora pode ser revertida em favor da, então, melhor desafiante, ou seja, antes de n_D anos.

Uma premissa básica de um estudo de substituição é que alguma desafiante substituirá a defensora em um tempo futuro, desde que o serviço continue a ser necessário e uma desafiante valiosa esteja disponível. A expectativa de haver alternativas desafiantes, progressivamente melhores, pode proporcionar um forte encorajamento para manter a defensora, até que alguns elementos situacionais – tecnologia, custos, flutuações de mercado, negociações de contratos etc. – se estabilizem.

O estudo de substituição não é suficiente para prever a disponibilidade da desafiante. É importante entender as tendências, os novos avanços e as pressões competitivas que possam complementar o resultado econômico. Frequentemente, é melhor comparar uma desafiante com uma defensora melhorada no estudo de substituição. Acrescentar recursos necessários a uma defensora, atualmente instalada, pode prolongar sua vida útil e a produtividade, até que as opções desafiantes se tornem mais atraentes.

6 ASPECTOS REGULATÓRIOS, ECONÔMICOS E AMBIENTAIS

Os aspectos institucionais, legais e regulatórios, são muitas vezes tão ou mais importantes que os aspectos técnicos-econômicos quando se trata de viabilizar os investimentos em obras de modernização / repotenciação de uma usina. Há vários entraves institucionais, legais e regulatórios que deprimem ou até mesmo impedem investimentos em algumas atividades. Nos casos de projetos de R&M, é preciso reconhecer a conveniência de se identificar, remover ou mitigar estes entraves a fim de viabilizar um número maior de obras.

Neste caso, umas das questões recorrentes têm sido colocadas como entrave institucional e legal relevante, é que não existe na atual legislação um reconhecimento financeiro e comercial dos possíveis ganhos energéticos, obtidos de um eventual aumento da potência efetiva sem aumento do rendimento da usina.

Porém, mesmo nos casos de repotenciação com aumento de rendimento, há dificuldades que precisam ser superadas na medida em que a revisão da energia assegurada da usina e a homologação junto a ANEEL, não sejam, por assim dizer, imediatas, podendo prejudicar a comercialização. Para que as empresas efetivem modificações que levem a uma repotenciação, é necessário estabelecer uma forma de compensação pelos investimentos realizados.

Uma ideia seria o aumento da reserva de potência, gerado pela modernização das máquinas da usina, onde a ONS poderia solicitar um estudo sobre a repotenciação e, se aprovado, o agente seria recompensado pela potência adicional disponibilizada para o SIN.

O que acontece é que não existe uma regulamentação específica capaz de reconhecer completamente os ganhos energéticos advindos de obras de repotenciação de modo a ressarcir os agentes de geração.

Por outro lado, hoje, o ganho de potência alcançado resulta ainda em um aumento dos encargos setoriais, posto que estes incidem sobre a potência instalada da usina. Consequentemente, a repotenciação pode ser vista como uma penalização (ao invés de incentivo) para o empreendedor, no qual, em certos casos, a penalização chega a ser maior que o benefício advindo do reconhecimento do ganho de energia assegurada, inviabilizando financeiramente a repotenciação.

Porém, alguns avanços já foram feitos na legislação, como por exemplo, uma resolução, emitida pela ANEEL, que expurga o “tempo de máquina parada” do cálculo do fator de indisponibilidade (FID), o qual afeta a contabilização mensal da energia gerada, de acordo com as regras de mercado. Essas mesmas regras de mercado são um dos maiores empecilhos a realização das obras de R&M, pois impedem, na prática, a paralisação das unidades para a realização das obras.

No aspecto econômico, é importante ter em posse os resultados dos levantamentos, testes e estudos complementares, e conhecimento criterioso do estado atual dos equipamentos e da vida útil residual dos mesmos para definir-se o tipo de R&M que será realizado (reabilitação, revitalização ou ampliação).

De acordo com Oliveira (2012), as bases para estes dados são compostas de:

- Estudo hidrológico atualizado;
- Confirmação da planialtimétrica local do empreendimento;
- Curvas características dos grupos geradores (rendimento x vazão; rendimento x potência; potência x vazão), obtidas nos ensaios de comportamento;
- Grandezas geométricas, características e parâmetros originais das unidades geradoras (projeto executivo, dados de placa etc.);
- Perdas hidráulicas no circuito de adução;
- Dados históricos da usina (geração, níveis operativos, fator de disponibilidade, manutenções, comissionamentos etc.).

Com estes dados, introduz-se as restrições técnicas impostas pelas particularidades do empreendimento, definindo-se as alternativas técnicas para a R&M da usina, e assim obter o melhor custo-benefício.

Através do estudo ambiental, fundamentado pelas avaliações especializadas e pelos levantamentos de campo e atendendo também aos critérios legais dos respectivos órgãos ambientais, são definidas as compensações e mitigações dos impactos negativos e potencialização dos impactos positivos. O que permite mensurar também os custos e benefícios socioambientais.

Pode-se afirmar que a variável que mais influencia na tomada de decisão quanto a viabilidade ou não de um projeto de repotenciação, é a econômica, ao passo que as restrições ambientais - na maioria dos casos - são mínimas. Por outro lado, as barreiras ambientais configuram-se no principal obstáculo para se obter o licenciamento para a construção de uma usina nova. Consequentemente, os entraves

ambientais é a variável que pode inviabilizar facilmente os empreendimentos energéticos.

Se os resultados confirmarem a viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação, o próximo passo, conforme legislação vigente, é fazer o requerimento de autorização da ANEEL para ampliação, modificação ou recapacitação assinado pelo representante legal da empresa, com apresentação do respectivo estudo ou projeto básico (quando couber). Obtida a referida autorização da ANEEL deve-se proceder com o licenciamento ambiental.

Caso não se verifique a viabilidade técnica e econômica para repotenciação, obviamente, restarão as opções gerenciais: Manutenção e Prosseguimento operacional ou Desativação.

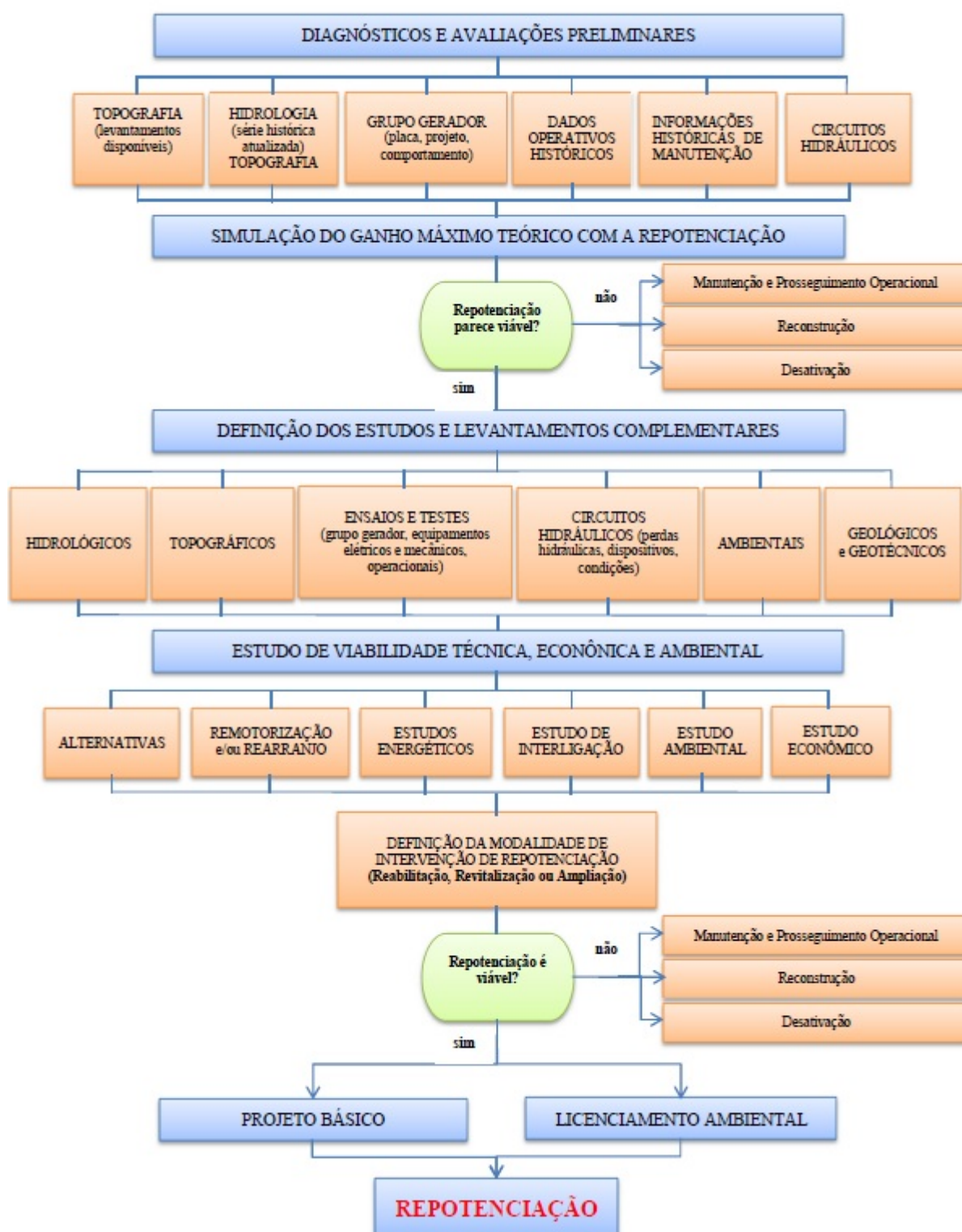


Figura 6 – Modelo de análise da viabilidade econômica, regulatória e ambiental

Fonte: Oliveira (2012)

7 ESTUDOS DE CASO

Neste capítulo final da dissertação, serão expostos os estudos de caso que foram trabalhados durante a carreira do autor na área de geração de energia junto a BQS – Brazil Quality Services.

O acompanhamento deste trabalho de R&M foi desde sua concepção até a finalização e operação da máquina. As usinas que foram escolhidas para esta dissertação como alvo de estudo de caso foram, UHE Wanapum, localizada nos Estados Unidos, no Estado de Washington, sendo uma das usinas do Rio Columbia. A UHE Wanapum possui potência total de 10 máquinas com aproximadamente 104 MW de potência cada e uma capacidade instalada de 1263 MW (pós R&M), onde toda a fabricação dos novos componentes das 10 turbinas e dos geradores foram finalizados, porém a montagem ainda está em processo, previsto para finalizar a última máquina em meados de Outubro de 2020.

Similarmente localizada no Rio Columbia, no Estado de Washington, nos Estados Unidos, a UHE Priest Rapids é segunda usina que está atualmente passando pelo processo de R&M, tanto da turbina, quanto do gerador. Seus trabalhos de R&M, consistem na fabricação dos novos componentes das 10 turbinas enquanto novas peças dos geradores estão em processo de fabricação. Na montagem das novas máquinas repotenciadas, as unidades 1 à 4 estão sendo trabalhadas no momento. Atualmente, a potência de cada unidade é por volta de 95 MW, com uma capacidade instalada de 950 MW.

O intuito deste capítulo final é passar pelos diferentes estágios da repotenciação demonstrados no decorrer deste trabalho, além de ser possível verificar as diferenças entre usinas, design de equipamentos etc. A história e processos de repotenciação de cada usina será explicada em ordem cronológica, a seguir.

7.1 UHE Wanapum

A Usina Hidrelétrica de Wanapum é um projeto hidrelétrico localizado no Rio Columbia, a jusante de Vantage, Washington, onde a Interstate 90 cruza a Columbia do Condado de Grant para o Condado de Kittitas. É de propriedade do Grant County Public Utility District (GCPUD). Seu reservatório é chamado Lake Wanapum.

A barragem e seu lago recebem o nome dos índios Wanapum. A UHE tem sua capacidade nominal de 1.185 megawatts (antes da repotenciação), gerando anualmente mais de 4 milhões de megawatt-hora por ano.

A Usina Hidrelétrica de Wanapum foi originalmente licenciada em 1955 por um período de 50 anos. A construção foi iniciada em 1959, com operação inicial em 1963. A licença inicial expirou em 2005, após este período a GCPUD do Condado de Grant operou a barragem em extensões de licença anuais enquanto as negociações para a extensão da licença prosseguiram.

A Comissão Federal de Regulamentação de Energia aprovou uma extensão de licença de 44 anos para as UHE de Wanapum e Priest Rapids a jusante em 17 de abril de 2008.

A extensão da licença foi condicionada a programas para atingir os seguintes objetivos:

- Modernizar a capacidade de geração de energia da central elétrica;
- Monitorar a qualidade da água;
- Melhorar o habitat da vida selvagem;
- Proteger cerca de 700 sítios arqueológicos da tribo Wanapum nas proximidades;
- Melhorar a recreação com novos acampamentos, áreas para piquenique e trilhas

O projeto de repotenciação de Wanapum teve seu início em 1993, com o design do que seria este projeto, sendo que após 9 anos de estudo, a fabricação das novas turbinas e geradores foram iniciadas. A empresa que ficou responsável pelo projeto das turbinas foi a Voith Hydro, enquanto a dos geradores foi a Alstom Hydro. O projeto consistiu na troca de todas as 10 unidades de Wanapum, tendo iniciado a instalação da nova primeira máquina em 2004. A completa repotenciação e início do funcionamento da última unidade será agora em 2020, com data prevista para julho. Porém, esta previsão talvez seja postergada devido a pandemia mundial do Covid-19, mas uma nova data ainda não foi divulgada. Estima-se que com a UHE Wanapum repotenciada, a sua potência nominal passe de 1185 MW para 1263 MW.

Este projeto de Wanapum consistiu na troca completa da turbina original e repotenciação do gerador, ambos próximos de seu ciclo de vida útil. O novo equipamento, foi projetado para ser mais eficiente em cada uma das unidades, ou

seja, trazendo uma eficiência final superior as unidades originais. O projeto teve um custo aproximado de 300 milhões de dólares.

7.1.1 Repotenciação da Turbina

O processo de R&M da turbina de Wanapum, foi uma grande mudança, pois neste projeto, toda a turbina foi trocada, pois além da troca de tecnologia, foi necessário um trabalho na parte civil do projeto, onde o diâmetro final da máquina foi aumentado.

Uma característica nessa mudança, foi também o aumento das palhetas diretrizes, que de 20 foram pra 32, potencializando a turbina.

Outros componentes adotados como críticos também tiveram que ser trocados por novos, incluindo o material, que no caso todos os componentes de aço carbono foram trocados por aço inox, pois devido a um estudo feito sobre a viabilidade econômica entre manter os componentes atuais ou fabricar novos componentes, a substituição se mostrou mais atrativa, com isso os custos com manutenção diminuiriam drasticamente.

Outros pontos também levantados na escolha da repotenciação foi o aspecto ambiental, que devido a uma alta mortandade dos peixes da região, o design hidráulico foi alterado para se ter uma suavização da superfície, colocando os cantos mais arredondados e eliminando os cantos vivos, além de outras melhorias para o percurso dos peixes durante a piracema.

Os principais componentes trocados durante o processo de R&M foram a turbina completa, eixo, pré-distribuidor, palhetas diretrizes, anel de operação, servo motor, tampa externa, tampa intermediária, tampa interna, mecanismo de operação, anel inferior, aro câmara, vedação do eixo, guia do mancal, tubulação de óleo e a válvula de vácuo.

7.1.2 Repotenciação do Gerador

Igualmente ao processo de troca de componentes da turbina, a repotenciação do gerador de Wanapum foi total. Muito por causa da tecnologia que já estava obsoleta, além do alto custo de manutenção, tornando assim a repotenciação viável.

Os principais componentes trocados no gerador, foram a carcaça do estator, núcleo do estator, enrolamento, sistema de excitação, sistema de resfriamento, sistema de ventilação, suportes, rolamentos, mancais, eixo, cruzeta, aro do rotor e os polos.

Outro principal ponto levado em consideração na substituição dos componentes, além do custo envolvido foi a troca de tecnologia, pois as máquinas já estavam próximas de 50 anos de operação, e toda a parte de tecnologia do sistema de controle havia evoluído desde essa época.

O processo de montagem da turbina foi finalizado no início de 2020, porém, nem todas as máquinas ainda estão operando, já que, como mencionado anteriormente, a última unidade de gerador está sendo montada em campo, com previsão de término em julho de 2020. Após esse período, será feito o comissionamento, permitindo a UHE Wanapum funcionar com potência total.

7.1.3 Processo de fabricação e montagem das unidades reformadas

No que tange ao fornecedor, durante o processo de R&M, foi feita uma análise do projeto, incluindo a análise de fadiga de cada componente principal utilizado, conforme as especificações técnicas do time de engenharia do cliente em conjunto com o fabricante, para determinar a adequação da extensão de vida de alguns componentes reformados para 50 anos.

Toda esta análise foi feita em cima do histórico operacional, onde todas as informações referentes a manutenção e operação da máquina estavam disponíveis. Com isso foi possível verificar os níveis de stress e limites de fadiga dos componentes, onde foram determinados os limites críticos e assim trabalhados os elementos principais para que os componentes atingissem a especificação necessária.

Fora isso, durante todo o processo de R&M, foram realizadas inúmeras inspeções de qualidade, desde o acompanhamento de fabricação dos novos até a reforma dos equipamentos mais antigos, com a intenção do melhor desempenho possível do equipamento.



Figura 7.1.2 – Processo de repotenciação da Turbina de Wanapum

Fonte: Foto tirada pelo autor da dissertação

As inspeções de qualidade em Wanapum, tiveram como objetivo trazer o máximo de confiabilidade, segurança, aumento da vida útil, além de assegurar o menor custo possível para a GCPUD, tanto na fabricação quanto na instalação dos

equipamentos na usina. Abaixo, estão algumas fotos do processo de fabricação e montagem da UHE Wanapum.



Figura 7.1.3 – Processo de repotenciação do gerador de Wanapum

Fonte: Foto tirada pelo autor da dissertação

7.2 UHE Priest Rapids

A UHE Priest Rapids possui barragem hidrelétrica de gravidade em concreto. Localiza-se no Rio Columbia, entre o Campo de Tiro de Yakima e a Reserva Nuclear de Hanford e as Pontes de Yakima e Grant, no estado americano de Washington. A barragem fica ao sul da Cidade de Vantage e a noroeste da Cidade de Richland.

A licença inicial expirou em 2005. Após essa data, a GCPUD passou a operar a barragem em extensões de licença anuais, enquanto as negociações para a extensão da licença prosseguiram. A Comissão Federal de Regulamentação de

Energia aprovou uma extensão de licença de 44 anos para esta UHE em 17 de abril de 2008, condicionada a programas para:

- Modernizar a capacidade de geração de energia da central elétrica;
- Monitorar a qualidade da água;
- Melhorar o habitat da vida selvagem;
- Proteger cerca de 700 sítios arqueológicos da Tribo Wanapum nas proximidades;
- Melhorar a recreação com novos acampamentos, áreas para piquenique e trilhas

O projeto de R&M de Priest Rapids teve seu início em 2014. A potência de cada unidade é por volta de 95 MW, com uma capacidade instalada de 950 MW. Com as novas mudanças no projeto, estima-se subir a potência de cada unidade para 98 MW, chegando a uma capacidade instalada próxima de 1.000 MW. A empresa que ficou responsável pelo projeto das turbinas foi a Voith Hydro, enquanto a dos geradores foi a Alstom Hydro. O projeto consistiu na troca das 10 unidades de Priest Rapids, com início de instalação da nova primeira máquina em 2018. A completa repotenciação e início do funcionamento da última unidade está prevista para 2026.

O projeto de Priest Rapids consistiu na troca parcial de alguns componentes da turbina original e repotenciação do gerador, ambos próximos de seu ciclo de vida útil. O novo equipamento foi projetado para uma eficiência 3% maior em cada uma das unidades, ou seja, trazendo uma eficiência final de 30% superior as unidades originais.

7.2.1 Repotenciação da Turbina

O processo de repotenciação da turbina da UHE Priest Rapids foi mais suave, pois muitos componentes foram reaproveitados, sem a necessidade de troca, por apresentarem boas condições de uso, necessitando apenas de uma reforma para aumentar sua vida útil.

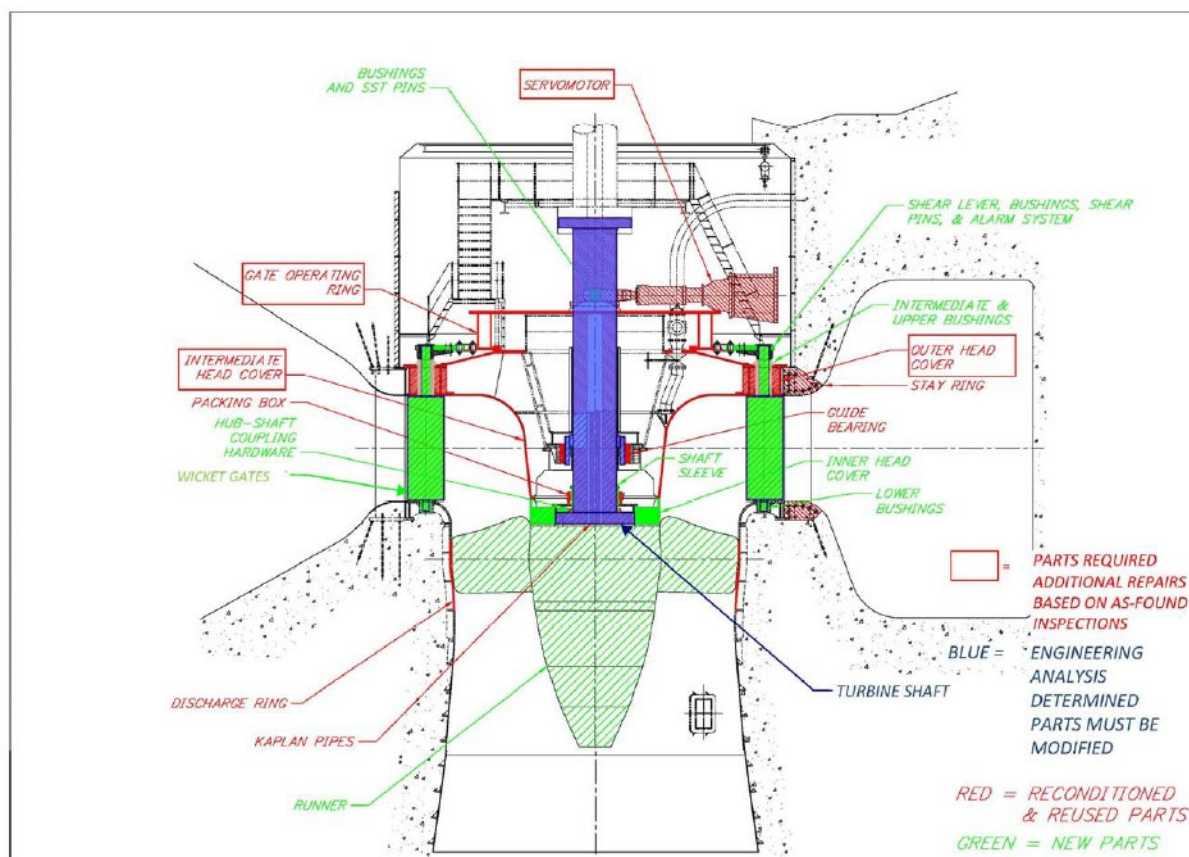


Figura 7.2.1 – Turbina de Priest Rapids

Fonte: Voith Hydro / GCPUD (2014)

De acordo com a figura 7.2.1 é possível ver o esquema de trabalho realizado na turbina da UHE Priest Rapids, no qual é indicado os principais componentes trocados (em verde) e os reconicionados (em vermelho). Para determinar o que seria trocado e o que seria reconicionado foi conduzido um estudo de viabilidade econômica, analisando cada componente em particular.

Toda esta análise foi feita em cima do histórico operacional, onde todas as informações referentes a manutenção e operação da máquina estavam disponíveis. Com isso foi possível verificar os níveis de stress e limites de fadiga dos componentes, onde foram determinados os limites críticos e assim trabalhados os elementos principais para que os componentes atingissem a especificação necessária.

Os componentes que necessitaram substituição na turbina da UHE Priest foram as turbinas das 10 unidades, palhetas das 10 unidades, anel de operação da unidade 2, tampa externa da unidade 2, tampa intermediária da unidade 2, tampa interna da

unidade 2, mecanismo de operação de todas as unidades, vedação do eixo das unidades 3 à 10, tubulação de óleo e válvula de vácuo de todas as unidades.

Os componentes reconicionados foram os eixos de todas as unidades, pré-distribuidor de todas as unidades, anel de operação de todas as unidades, exceto da 2, servo motor de todas as unidades, tampa externa e intermediária de todas as unidades, menos da 2, anel inferior de todas as unidades, vedação do eixo da unidade 1 e 2, aro câmara de todas as unidades e guia do mancal de todas as unidades.

Como visto, muitos componentes estão sendo reaproveitados, e alguns serão novos, porém há casos, como na unidade 2 de Priest Rapids, que apresentam diferenças em relação a outras unidades, muito devido a desgastes e até mesmo comportamentos diferentes em relação a durabilidade do material, o que mostra a necessidade de troca dos componentes, ao invés de fazer a reforma, pois os custos se justificariam, nestes casos isolados.

7.2.2 Repotenciação do Gerador

Do mesmo modo que na turbina, na repotenciação do gerador da UHE Priest Rapids, foram reaproveitados muitos componentes, sem necessidade de troca por apresentaram boas condições de uso, necessitando apenas de uma reforma para aumentar sua vida útil.

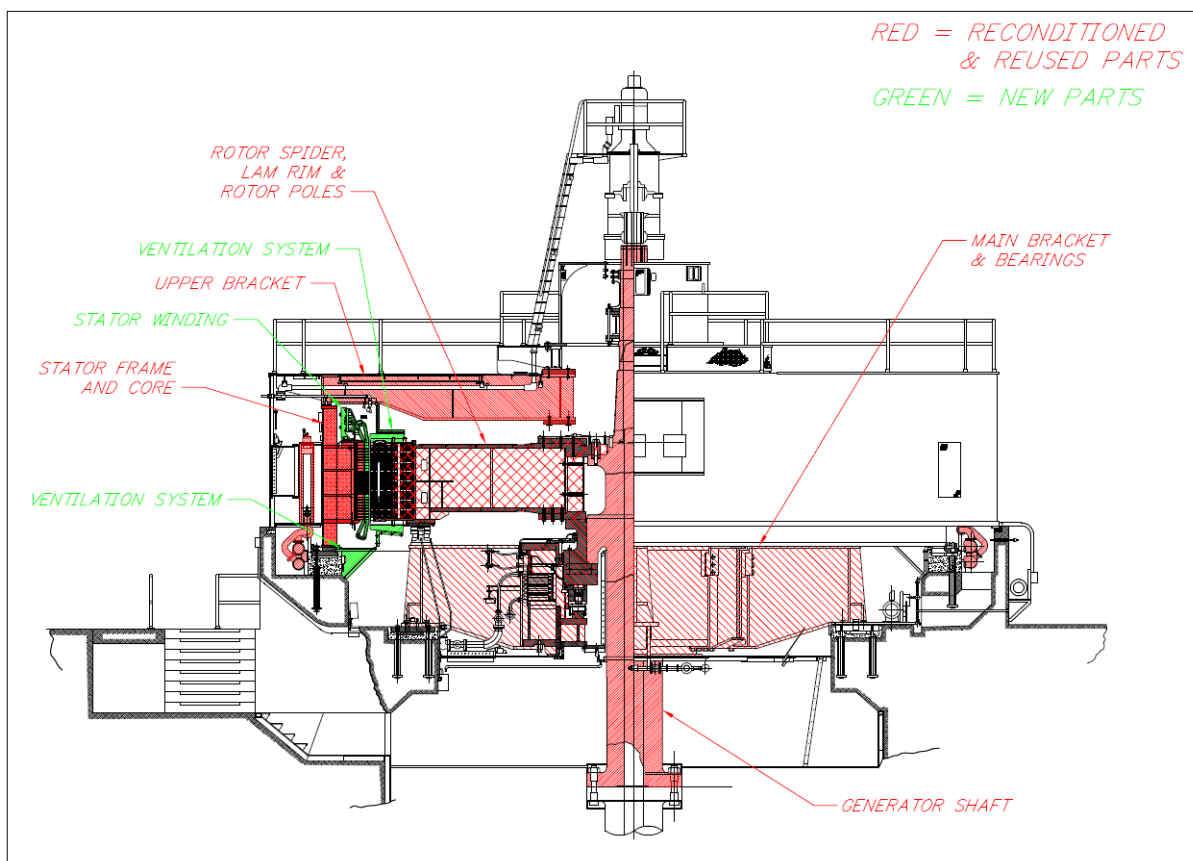


Figura 7.2.2 – Gerador de Priest Rapids

Fonte: GCPUD (2014)

De acordo com a figura 7.2.2 é possível ver o esquema de trabalho realizado no gerador da UHE Priest Rapids, onde é indicado os principais componentes que serão trocados (em verde) e os que serão recondicionados (em vermelho). Para se determinar o que seria trocado e o que seria recondicionado foi conduzido um estudo de viabilidade econômica analisando cada componente em particular.

Toda esta análise foi feita em cima do histórico operacional, onde todas as informações referentes a manutenção e operação da máquina estavam disponíveis. Com isso, foi possível verificar os níveis de estresse e limites de fadiga dos componentes como determinantes dos limites críticos, assim foram trabalhados os elementos principais para que os componentes atingissem a especificação necessária.

Os componentes que necessitaram substituição no gerador da UHE Priest foram os enrolamentos do estator, o sistema de excitação, os sistemas de ventilação, os rolamentos, os polos e os enrolamentos do rotor de todas as 10 unidades.

Os componentes reconicionados foram as carcaças do estator, os núcleos do estator, os sistemas de resfriamento, os suportes, os mancais guias, os eixos, as cruzetas e os aros das 10 unidades.

7.2.3 Processo de fabricação e montagem das unidades reformadas

No que tange ao fornecedor, durante o processo de R&M, foi analisado o projeto, incluindo a análise de fadiga de cada componente principal utilizado, conforme as especificações técnicas do time de engenharia do cliente em conjunto com o fabricante, para determinar a adequação da extensão de vida de alguns componentes reformados para 50 anos.

Toda essa análise foi feita conforme o histórico operacional, mediante todas as informações referentes a manutenção e operação da máquina. Com isso, foi possível verificar os níveis de estress e limites de fadiga dos componentes. Determinados os limites críticos, foram trabalhados os elementos principais para que os componentes atingissem a especificação necessária.

Fora isso, durante todo o processo de R&M, diversas inspeções de qualidade foram realizadas no acompanhamento da fabricação dos equipamentos novos e nos reformados, para melhor desempenho possível.





Figura 7.2.3 – Processo de repotenciação da Turbina de Priest Rapids

Fonte: Foto tirada pelo autor da dissertação

As inspeções de qualidade em Priest Rapids, tiveram como objetivo trazer o máximo de confiabilidade, segurança, aumento da vida útil, assegurando o menor custo possível para a GCPUD, tanto na fabricação bem como na instalação dos equipamentos. Abaixo, fotos da fabricação e montagem durante o processo de repotenciação de Priest Rapids.

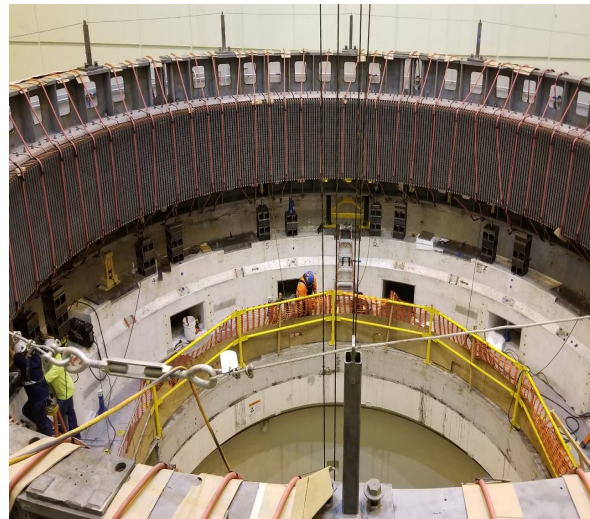




Figura 7.2.4 – Processo de repotenciação do gerador de Priest Rapids

Fonte: Foto tirada pelo autor da dissertação

8 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

As ações de R&M são fundamentais para assegurar a longo prazo a preservação do potencial hidrelétrico. Essas ações tem como principais benefícios a extensão da vida útil das usinas, aumento da confiabilidade, segurança no controle e no fornecimento de ponta, além da redução dos custos de manutenção e um eventual aumento da energia assegurada da usina.

Nos países industrializados, há muitos anos com alto índice de aproveitamento de seus potenciais hidrelétricos, a questão de modernização e repotenciação de suas antigas usinas é tratada como rotineira de gerenciamento de ativos, visando principalmente a manutenção da capacidade de produção destas instalações.

Para confirmar a viabilidade de obras de antigas usinas, estudos são necessários, tanto técnico quanto econômico, aprofundando na análise dos custos e benefícios obtidos com as obras.

No caso de PCHs e CGHs, com potência instalada menor ou igual a 30 MW, existe um grande número de usinas que podem e devem sofrer obras de R&M, podendo até ser reconstruídas. Com isso, em razão principalmente de um subdimensionamento inicial ou defasagem tecnológica, obtém-se acréscimos percentuais de potência efetiva e energia assegurada substanciais.

Além do reconhecimento do aumento de energia assegurada para casos em que se demonstre o aumento do rendimento das unidades geradoras e regulamentação de sua comercialização, um outro aperfeiçoamento seria o aumento da potência efetiva e o aumento de sua contribuição para o aumento da reserva de potência.

Também deve-se levar em consideração a importância da manutenção da base de dados da usina, constando a real condição dos equipamentos para o planejamento da expansão e operação do sistema. Deve-se referir ao rendimento do conjunto turbina-gerador, perdas na tubulação e taxas de indisponibilidades, tanto forçadas quanto programadas.

O trabalho mostra a evolução que foi feita nos últimos anos não só na área hídrica, como nas outras fontes renováveis, especialmente a evolução da geração distribuída por meio da energia solar, como os parques eólicos para complementarem a matriz de geração brasileira.

Os estudos feitos nesta dissertação podem servir de apoio para estudos posteriores, tanto por partes de órgãos governamentais como a Empresa de Pesquisa Energética e instituições acadêmicas, pelas mudanças que terão no futuro com o aumento do uso das fontes renováveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATLAS DA ENERGIA HIDRÁULICA. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_3.htm>. Acesso em: 16/05/2020.

BLANK, Leland.; TARQUIN, Anthony. – **“Engenharia Econômica – sexta edição”**. São Paulo. Ed. McGrawHill, 2011.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030** / Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME: EPE, 2007. 12 v. v. 3. Geração hidrelétrica.

BRASIL. Nota Técnica DEN 03/08 EPE: **Repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas.**

BRASIL. Nota Técnica EPE **Revisão Ordinária da Garantia Física de Usinas Hidrelétricas** – UHEs despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN

BRASIL. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020

CASELATO, Djalma., - **“Modernização e reabilitação de usinas hidrelétricas”**, São Paulo. Ed. Cajiúna, 2019.

CBR. **Priest Rapids Dam - Hydroelectric Project Information.** Disponível em: <<http://www.cbr.washington.edu/hydro/priestrapids>>. 16/05/2020.

COPELAND, T., KOLLER, T., MURRIN, J., - **“Avaliação de Empresas - Valuation: Calculando e gerenciando o valor das empresas”**. Sao Paulo-SP. 3a ed., Makron Books, 2002.

EPE-DEE-088-2019: **Repotenciação de Usinas Hidrelétricas.**

FWEE. **Priest Rapids:** Columbia River, WA FWEE Member. Disponível em: <<https://fwee.org/priest-rapids-hydroelectric-project/>>. 16/05/2020.

G1. **Falha humana provocou apagão nas regiões Norte e Nordeste em março**, diz ONS. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/falha-humana-provocou-apagao-no-norte-e-nordeste-diz-ons.ghtml>>. 16/05/2020.

GOMES, Elisa de Podestá. **Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização.** Campinas. 2013.

GRANT PUD. **Generation**. Disponível em: <<https://www.grantpud.org/generation>>. 16/05/2020.

GRANT PUD. **History**. Disponível em: <<https://www.grantpud.org/history>>. 16/05/2020.

HYDRO REVIEW. **Hydro Life Extension Modernization Guide**, Volume 3: Electromechanical Equipment, EPRI, Palo Alto, CA: 2001. TR-112350-V3.

HYDRO REVIEW. **Hydro Life Extension Modernization Guides**: Volume 2 Hydromechanical Equipment, EPRI, Palo Alto, CA: 2000. TR-112350-V2.

HYDRO REVIEW. **Real-world Research at Wanapum Dam**. Disponível em: <<https://www.hydroreview.com/2016/05/01/real-world-research-at-wanapum-dam/#gref>>. 16/05/2020.

HYDRO REVIEW. **Rehab Reports**. Disponível em: <<https://www.hydroreview.com/2017/03/01/rehab-reports/#gref>>. 16/05/2020.

LEMOS, Hermann Friedenberg. **Estudos de Repotenciação de Usinas Hidrelétricas por meio da motorização de poços vazios existentes**. Campinas. 2014.

OLIVEIRA, Marcos André. **Repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas: Avaliação Técnica e econômica**. Itajubá. 2012.

PIRES, Adriano. **A repotenciação das hidrelétricas**. – Jornal o Estado de São Paulo, 30/05/2012.

PUBLIC POWER. **Grant PUD GM details benefits of dam rehabilitation project**. Disponível em: <<https://www.publicpower.org/periodical/article/grant-pud-gm-details-benefits-dam-rehabilitation-project>>. Acesso em: 16/05/2020.

REN21: Renewables 2019 – Global Status Report.

SANTOS, Cícero Mariano P., - “**Reflexões sobre a Modernização do Parque Hidrogerador diante dos Avanços Tecnológicos e dos Instrumentos Regulatórios**”, XVII SNPTEE – Grupo I, 19 a 24 Outubro de 2003, Uberlândia - Minas Gerais.

SANTOS, Cícero Mariano P.; Coelho, Jorge; Dias, Acires, - “**Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras**”, XV SNPTEE - Grupo I, p. 1-6, 17 a 22 de Outubro de 1999, Foz de Iguaçu – Paraná.

SOLETANCHE BACHY. Disponível em: <<https://www.soletanche-bachy.com/en/news/nicholson-et-grant-county-public-utility-a-nouveau-reunis-sur-un>>

projet-de-remise-en-etat-du-systeme-de-drainage-des-fondations-des-barrages-de-wanapum-et-de-priest-rapids>. Acesso em: 16/05/2020.

STANTEC. **Wanapum Dam Turbine Rehabilitation**. Disponível em: <<https://www.stantec.com/en/projects/united-states-projects/w/wanapum-dam-turbine-rehabilitation>>. 16/05/2020.

VEIGA, José Roberto Campos. **Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas**: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais. São Paulo. 2001.

VEIGA, José Roberto Campos; BERMANN, Celio. **Repotenciação de usinas hidrelétricas**: Uma avaliação a partir de três estudos de caso. São Paulo. 2001.

VOITH. **Down-to-earth**. Disponível em: <http://www.voith.com/corp-en/press__press-releases-99_70634.html>. Acesso em: 16/05/2020.

WATER POWER & DAM CONSTRUCTION. **Voith to rehab turbines at Priest Rapids Dam**, US. Disponível em: <<https://www.waterpowermagazine.com/news/newsvoith-to-rehab-turbines-at-priest-rapids-dam-us-4376059>>. Acesso em: 16/05/2020.

WATER POWER MAGAZINE. **Voith wins deal on Priest Rapids dam rehab**, US. Disponível em: <<https://www.waterpowermagazine.com/news/newsvoith-wins-deal-on-priest-rapids-dam-rehab-us-4947571>>. Acesso em: 16/05/2020.