15 anos

epe
Empresa de Pesquisa Energética

EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas

Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada

Outubro de 2019

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL
GOVERNO FEDERAL

EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas

Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada

GOVERNO FEDERAL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE
Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva do MME
Marisete Fátima Dadald Pereira
Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Reive Barros
Secretário de Energia Elétrica
-
Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renata Beckert Isfer

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Alexandre Vidigal de Oliveira

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: http://www.epe.gov.br
Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Sala 744
CEP: 70.065-900 - Brasília - DF
Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva
Bernardo Folly de Aguiar

Equipe Técnica
Diego Pinheiro de Almeida
Josina Saraiva Ximenes
Luís Paulo Scolaro Cordeiro
Renata de Azevedo Moreira da Silva
Renato Haddad Simoes Machado
Ronaldo Antonio de Souza
Simone Quaresma Brandão
Thiago Correa César
Thiago Ivanoski Teixeira

Nº. EPE-DEE-088/2019-r0
Data: 31 de outubro de 2019

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

epe Empresa de Pesquisa Energética		
Área de Estudo **EXPANSÃO DA GERAÇÃO**		
Estudo **REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS**		
Macro-atividade **Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada**		
Ref. Interna (se aplicável)		
Revisões	*Data de emissão*	*Descrição sucinta*
r0	31/10/2019	Emissão original

APRESENTAÇÃO

Este trabalho é a mais recente contribuição da Empresa de Pesquisa Energética - EPE aos estudos sobre Repotenciação e Modernização do parque hidrelétrico brasileiro. Dentre as contribuições destacam-se:

- Identificação inicial dos efeitos econômicos e energéticos da degradação do maquinário do parque hidrelétrico brasileiro e estimativa do custo acarretado à operação do Sistema Interligado Nacional - SIN;
- Estimativa inicial do montante de energia e de capacidade adicional obteníveis por repotenciação e modernização;
- Estimativa dos investimentos requeridos para repotenciação com escopo de eficiência e capacidade;
- Avaliação econômica dos benefícios de energia e de potência trazidos por repotenciação e modernização;
- Apontamentos de temas regulatórios atinentes para discussão.

SUMÁRIO EXECUTIVO

Estimativas[1] do setor hidrelétrico mundial indicam que por volta de 2030 mais da metade da capacidade hidrelétrica instalada terá passado por repotenciação ou modernização de suas instalações. Em 2050, todas as atuais usinas deverão ter realizado alguma ação do tipo.

No Brasil, verifica-se que investimentos em ações de recondicionamento e melhorias no parque instalado com vistas a ganhos de eficiência na conversão energética e ao incremento da capacidade instalada são esporádicos, o que surpreende dado seu tamanho e idade. Considerando a complexidade envolvida e os potenciais benefícios dessas ações, observa-se a necessidade de discussão que possa contribuir para desencadear tais investimentos.

Em dezembro de 2018, a capacidade instalada das usinas hidráulicas no Brasil alcançou o total de 107.768 MW[2]. Desse montante, este trabalho delimitou para efeito de estudo como conjunto de usinas selecionadas para repotenciação aquelas com potência instalada superior a 100 MW, vida operativa de pelo menos 25 anos e que ainda não tivessem ainda sido eficientizadas. O conjunto perfaz **um total de 49.973 MW de potência passível de repotenciação, distribuídos em 51 usinas em todos os submercados**.

As estimativas dos ganhos energéticos com as repotenciações foram calculadas a partir dos modelos NEWAVE e SUISHI, empregando-se os parâmetros de rendimento meta de 92,4% para o conjunto turbogerador. **As simulações indicaram** um **ganho de energia firme** da ordem **de 441 MWm,** enquanto o **ganho de energia média** computado foi **de 520 MWm**. Adicionalmente foram avaliados cenários operativos com **incremento da capacidade instalada** de 5%, 10% e 20%e os seus respectivos benefícios para atendimento do SIN.

No aspecto energético-econômico, as simulações estáticas demostraram o efeito positivo da repotenciação, visualizado na redução do Custo Marginal de Operação (CMO) no horizonte de estudo[3]. Na configuração simulada em que há situação incremento do rendimento do conjunto gerador das usinas avaliadas **o CMO médio do período de planejamento, passa de R$ 234/MWh** para **R$ 220/MWh**. Os cenários simulados para **diferentes graus de incremento de potência**, de 5%, 10% e 20%, resultaram em **CMO de R$ 210/MWh, R$ 206/MWh e R$ 209/MWh**, respectivamente.

---

[1] https://www.hydropower.org/topics/operations/modernisation
[2] Banco de Informações da Geração ANEEL, consultado em 03/12/2018.
[3] As simulações utilizaram como referência o Caso Base do Leilão de Energia Nova A-4 de 2019.

Considera-se importante resultado deste trabalho a quantificação dos efeitos econômicos da **degradação do rendimento das usinas**. Os resultados mostraram que o SIN incorre em um **CMO de R$ 260/MWh,** *11% superior ao CME do período de estudo (R$ 234/ MWh)*. Portanto, a hipótese de não realização de investimentos em repotenciação no parque hidrelétrico brasileiro embute custos associados e difundidos em todo o SIN, aqui denominados de *custos de degradação.*

A metodologia utilizada para estimativa dos investimentos em repotenciação foi desenvolvida na própria EPE e é de conhecimento público[4]. Os equipamentos tiveram os seus valores estimados por equações paramétricas. Com a estimativa de investimento, o valor econômico do incremental energético foi calculado sob os métodos do Índice Custo-Benefício -ICB e do Valor Presente Líquido – VPL. Os resultados indicam que, considerando exclusivamente os ganhos energéticos de energia firme, para algumas usinas, a repotenciação seria suficientemente atrativa para remunerar os investimentos estimados.

Com relação às simulações sobre o **benefício de aumento de capacidade** para expansão do sistema visando o suprimento de capacidade de potência, os resultados mostraram benefícios econômicos para a expansão, **reduzindo em aproximadamente 6% a necessidade de investimentos** quando comparadas com as demais fontes disponibilizadas dedicadas ao mesmo fim[5].

Por último, foram apontados temas e questões que necessitam de estudos e debates técnicos e regulatórios dirigidos, os quais podem, de certo modo, resultar em medidas que incentivem os investimentos em repotenciação, cujos resultados são de amplo efeito: aumento da capacidade instalada e redução de custos operativos do SIN.

---

[4] Notas. TC 001.843/2013-3 do TCU.

[5] Para essa análise foi utilizado como base o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029), que em seu cenário de referência representa o suprimento de capacidade de potência através de usinas termelétricas a ciclo aberto e/combinado.

Sumário

1. Introdução 9

2. Objetivos e escopo do estudo..... 10

2.1 Expectativa de Resultados: 10

2.2 Terminologia 10

3. A repotenciação no Brasil e no mundo. 12

3.1 Repotenciação no Mundo 12

3.2 Repotenciação no Brasil..... 13

4. Análise das fontes de ganhos de repotenciação..... 15

4.1 Produção de energia em uma usina hidrelétrica. 15

4.2 Degradação natural das máquinas..... 16

4.3 Ganhos de eficiência no conjunto turbogerador (η)..... 17

4.4 Ganhos na queda líquida ($h_{líq}$)..... 17

4.5 Ganhos na vazão turbinada (Q)..... 17

4.6 Ganhos de disponibilidade (f_d). 18

5. O Parque Hidrelétrico Brasileiro: potencial para Repotenciação..... 20

5.1 Usinas Repotenciadas no Brasil..... 24

5.2 Conjunto de usinas de estudo para Repotenciação..... 25

6. Características do parque existente e parâmetros para repotenciação. 28

6.1 Ganhos de Rendimento. 28

6.2 Aumento de Disponibilidade..... 30

6.3 Estimativas de Ganhos de Adicional de Potência. 31

6.3.1 Adicional por Repotenciação. 31

6.3.2 Adicional por Ampliação de Usinas..... 32

7. Simulações: Ganhos Econômicos, Energéticos e de Capacidade. 34

7.1 Ganhos Energéticos para repotenciação por Eficiência do Parque Hidrelétrico. 35

7.2 Efeitos energéticos e econômicos da Repotenciação na operação do SIN. 37

7.2.1 Simulações Energéticas Realizadas. 38

7.2.1.1 Simulação Estática. 38

7.2.1.2 Síntese dos Resultados da Simulação Estática. 40

7.2.1.3 Simulação Estática Ajustada a CMO = CME. 41

7.2.1.4 Síntese dos Resultados Simulação Estática Ajustada a CMO = CME. 42

7.3 Efeitos dos Ganhos de Capacidade por Repotenciação na Expansão do SIN. 42

8. Estimativa de investimentos e avaliação econômica dos ganhos energéticos de repotenciação 46

8.1 Estimativa de investimento 46

8.1.1 Investimento e Níveis de Repotenciação. 47

8.2 Indicadores de Avaliação Econômica 49

8.2.1 Índice Custo Benefício (ICB) 49

8.2.2 Valor Presente Líquido (VPL) 49

8.3 Resultados. 50

8.3.1 Resultados do Índice Custo Benefício - ICB 50

8.3.2 Resultados do Valor Presente Líquido - VPL. 51

9. Considerações finais. 53

10. Referências Bibliográficas 55

1. Introdução

Ao longo do tempo os desgastes do maquinário hidrelétrico acumulam-se e afetam a performance de geração reduzindo sua eficiência e agravando as taxas de indisponibilidade, até o ponto em que a deterioração atinge estágio irrecuperável, interrompendo definitivamente o suprimento energético. A reversão dessa tendência pode ser obtida pelas ações de repotenciação e modernização.

Consciente dessa situação e da forte presença da hidroeletricidade na matriz elétrica nacional, a EPE investiga o assunto e produz dados e estudos sobre o assunto desde sua constituição. Destacando-se a *Nota Técnica DEN 03/08*[6]*- Considerações sobre Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas*, que estimou o montante adicional de energia *de 272* $MW_{médio}$ correspondente a uma potência *de 605 MW*.

Passados dez anos desde a publicação e em uma conjuntura de inúmeras mudanças no setor, em que considerável percentual do parque hidrelétrico apresenta idade elevada e em que se debate o desempenho da geração hidráulica contraposta à expectativa de geração, a EPE reexamina o potencial incremental de energia e potência a partir da repotenciação do parque instalado.

O trabalho recupera relatórios elaborados pela própria EPE[7], recepciona contribuições acadêmicas, estudos realizados por fabricantes e experiências de repotenciação no Brasil para reavaliar a disponibilidade e distribuição do potencial energético e de capacidade adicional do parque hidrelétrico brasileiro.

---

[6] Nota Técnica DEN 03/08. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-311/20081201_1[1].pdf.

[7] Nota Técnica No EPE-DEE-RE-034/2012-r0 e Nota técnica Nº EPE-DEE-RE-112/2012. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-203/EPE-DEE-RE-112-2012-r0.pdf

2. Objetivos e escopo do estudo.

Quantificar e avaliar economicamente, em nível preliminar, os ganhos de energia e de potência, individuais e sistêmicos do parque hidrelétrico brasileiro, obtidos pela recapacitação do conjunto de usinas de estudo.

Dentre as limitações deste estudo citam-se: uso de fontes secundárias e sujeitas a atualização por parte dos detentores de informações atualizadas; que o trabalho não objetiva ser um guia técnico orientativo dos levantamentos necessários para elaboração dos estudos de viabilidade técnico-econômica dos projetos de repotenciação; estudos adicionais, baseados em informações mais acuradas, podem ou não modificar significativamente os resultados deste exercício, de forma que o presente relatório não pode ser utilizado como uma ferramenta decisória única e exclusiva para os concessionários e demais interessados fundamentarem seus investimentos em repotenciação, além de não constituir responsabilidade técnica aos seus autores.

2.1 Expectativa de Resultados:

Dispor informações técnicas para o setor elétrico que possam promover e estimular:

- Uso do potencial incremental da geração hidrelétrica para o SIN;
- Expansão da geração hidrelétrica utilizando os sítios existentes;
- Otimização operativa do suprimento;
- Renovação dos equipamentos;
- Incremento de geração por ganhos de eficiência na energia e de capacidade instalada;
- Aumento da produtibilidade hidrelétrica;
- Elevação dos índices de disponibilidade das unidades geradoras.
- Discussão regulatória para realização da repotenciação de hidrelétricas.

2.2 Terminologia

Neste estudo foram adotadas as seguintes definições:

- **Restauração/Reabilitação/Retrofit** – promoção de intervenções no maquinário no intuito de recuperação da performance original do projeto.

- **Repotenciação/Recapacitação/Reprojeto/Recondicionamento** – promoção de intervenções no maquinário das usinas que resultem em aumento de potência instalada e/ou aumento na eficiência das máquinas.
- **Modernização** - promoção de intervenções que resultem em aumento de produtividade e eficiência; podendo trazer aumento de potência instalada, recuperação da capacidade original dos equipamentos, ou exclusivamente, melhorias nos equipamentos de controle e automatização da usina, melhorando os índices de disponibilidade de geração.
- **Ampliação** – compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalação de geração existente ou a adequação dessa instalação visando aumento da capacidade de geração.

3. A repotenciação no Brasil e no mundo.

Nos países onde a geração hidrelétrica é importante fonte de suprimento, a gestão e manutenção do parque hidrelétrico são realizadas no sentido de prolongar a vida útil dos ativos, tornar a conversão energética mais eficiente, incorporando os avanços tecnológicos desenvolvidos, e aproveitar as oportunidades econômicas existentes.

3.1 Repotenciação no Mundo

Considerando a extensão e a importância do assunto, buscou-se investigar como o assunto é tratado nos centros técnico-científicos e nos países onde há significativa presença da hidrogeração.

Em IRENA (2012) e IEA (2012) a matéria é abordada pelo ponto de vista da extensão do ciclo de vida das usinas e pela possibilidade de aumento da capacidade instalada. No aspecto de política energética a IEA destaca que a modernização de usinas é tema de interesse direto dos governos. A *International Hydropower Association – IHA*[8]*(2018),* além de reconhecer os benefícios de melhor performance operativa e aumento de eficiência, supõe que por volta de 2030 mais da metade da capacidade hidrelétrica mundial terá passado por repotenciação ou modernização e que em 2050 todas as usinas instaladas deverão ter realizado alguma ação do tipo. A associação também observa que os investimentos em repotenciação concentram-se nos Estados Unidos e União Europeia, em decorrência da maturidade de seus parques, mas também registra iniciativas de modernização no México e em países da Ásia Central.

Nos Estados Unidos, segundo maior parque hidrelétrico instalado no mundo, a publicação do *U.S. Departament of Energy, Hydropower Market Report (2018)* dispôs um panorama do seu setor. Relata-se que a idade média ponderada de seu parque é de 56 anos e a idade média das usinas recapacitadas é de pelo menos 30 anos. O relatório também reporta que entre 2006 e 2016, 70% do crescimento líquido da capacidade hidrelétrica, 1.435 MW, teve origem na repotenciação de usinas existentes. No período de 2007-2017 as cifras de investimento totalizaram um montante de US$ 8,9 bilhões de dólares.

[8] Associação internacional que inclui organizações envolvidas em políticas, planejamento, licenciamento, financiamento e regulamentação de energia hidrelétrica, desenvolvedores, projetistas, fornecedores, proprietários e operadores.

No Canadá[9], quarta maior capacidade hidrelétrica instalada no mundo, grandes geradoras como Hydro-Quebec, com 36.767 MW (2017), e British Columbia Hydro, com 11.689 MW (2017), executam programa de extensão de vida útil dos ativos e modernização de suas usinas.

A Rússia, com parque hidrelétrico instalado de 48.086 MW, a maior parte desenvolvida nos anos 1950-1960, já considerava[10] no ano de 2012 a repotenciação como medida a ser implantada. A *Rushydro (2017)*, maior geradora hidrelétrica do país, implementa a renovação de seus ativos e executa extenso programa de recondicionamento de suas usinas considerando um horizonte de atividades até o ano de 2025. A repotenciação tem acrescido capacidade e eficiência ao sistema russo.

A França, com aproximadamente 26.000 MW de capacidade instalada, reconhece os benefícios dos ganhos de eficiência e o possível aumento de capacidade com o recondicionamento de seu parque. Atualmente, discute a forma regulatória de promovê-los.

A Noruega[11] possui um parque hidrelétrico com idade média de 46 anos, fator que está impulsionando a modernização das plantas. Grande geradora do país, a *Statkraft* destina recursos para essas atividades.

A Suécia enfrentou os desafios decorrentes da maturidade de seu parque hidrogerador, a maior parte instalada nas décadas de 1950 e 1980, num amplo programa de renovação das concessões durante o período de 1990-2010. Em *Stockholm Environment Institute* (SEI, 2013) anota-se que os ganhos de incremento de eficiência do parque hidrogerador alcançados por ações de modernização foram de 337,14 GWh/ano.

3.2 Repotenciação no Brasil

No Brasil, terceiro maior parque hidráulico do mundo (em 2018), o tema da repotenciação está presente na academia, nas empresas concessionárias de geração, consultorias de engenharia, fabricantes de equipamentos, órgãos do governo e demais agentes do setor, sendo unânime o reconhecimento dos benefícios e oportunidades de repotenciação das usinas nacionais.

---

[9] https://www.hydropower.org/country-profiles/canada, acessado em 21/01/2019
[10] https://www.hydroworld.com/articles/2012/01/russia-s-race-for.html consultado em 21/01/2019
[11] https://www.hydropower.org/country-profiles/norway acessado em 21/01/2019.

O levantamento de ações de repotenciação realizadas nas usinas hidrelétricas pós-marco regulatório de 2004 mostra, contudo, número reduzido de implementação dessas medidas. Poucos concessionários demonstraram interesse prático em recapacitar suas unidades geradoras, o que é compreensível, visto que o montante energético adicional auferível nem sempre compõem remuneração que justifique o investimento. Em algumas condições de concessão, como no regime de cotas, o ganho incremental de energia sequer é integralmente disponibilizado ao concessionário. Com relação ao possível aproveitamento de um aumento de potência tal está condicionado à apresentação de estudos que reavaliem o potencial ótimo do aproveitamento e deve ser aprovado pelo Regulador. Quanto ao valor econômico dessa potência adicional, a mesma ainda não é remunerável pela regulação vigente, o que acaba por travar essa linha de atuação. Somados os detalhes, as iniciativas de repotenciação encontram-se latentes.

Não obstante os entraves, o assunto é objeto de atenção da EPE desde seu Plano Nacional de Energia 2030, que mencionava que o "envelhecimento" do parque hidrelétrico nacional tendia a se converter em uma preocupação nova para o país. À época, entendeu-se que os principais benefícios seriam a recuperação e a manutenção da capacidade instalada.

Assim, a EPE busca renovar a discussão e estimular o debate técnico, regulatório e econômico a fim de avaliar essas medidas como uma possibilidade de assegurar a confiabilidade e eficiência do parque gerador hidrelétrico.

4. Análise das fontes de ganhos de repotenciação.

Neste capítulo serão descritos os parâmetros de projeto modificáveis por ações de repotenciação com vistas ao incremento de energia e da capacidade instalada.

4.1 Produção de energia em uma usina hidrelétrica.

De forma simplificada, a potência disponível em uma usina hidrelétrica é dada pela seguinte expressão:

$$\mathbf{P_i} = \mathrm{K} \cdot \boldsymbol{\eta} \cdot \mathrm{h_{líq}} \cdot \mathrm{Q} \qquad (1)$$

Onde,

P_i = potência instalada ou capacidade de produção de energia elétrica (MW);

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

η= rendimento do conjunto turbina-gerador no ponto nominal de operação*;*

$h_{líq}$ = altura de queda líquida (m) utilizada como referência para o projeto da turbina, correspondente à diferença entre os níveis de montante e de jusante, subtraída das perdas no circuito de adução no ponto nominal de operação; e

Q = vazão total turbinada utilizada para se determinar a potência nominal dos geradores (m^3/s).

É natural que no decorrer da operação a geração disponível possa estar reduzida em razão de indisponibilidade forçada ou programada. A expressão matemática que representa essa limitação é:

$$\boldsymbol{P_d} = f_d \cdot P_i \ (MW) \qquad (2)$$

Onde,

P_d = expectativa de potência ou de capacidade de geração da usina (em MW)*;*

f_d = fator de disponibilidade da usina.

De forma didática e aproximada, a equação de produção anual de energia (**E**) pode ser estimada pelo produto do número de horas do ano, pela potência instalada P_i, pelo fator de disponibilidade da usina e pelo fator de capacidade:

$$\boldsymbol{E} = 8760 \cdot K \cdot \boldsymbol{\eta} \cdot h_{líq} \cdot Q \cdot f_d \cdot f_c \ (MWh) \qquad (3)$$

Onde,

$\mathbf{f_c}$ = fator de capacidade.

4.2 Degradação natural das máquinas.

A Figura 1 ilustra o efeito do desgaste das máquinas sobre a geração de energia ao longo dos anos, os ganhos de geração trazidos pelo progresso tecnológico e os efeitos que ações de restauração e de repotenciação promovem em uma usina hidrelétrica.

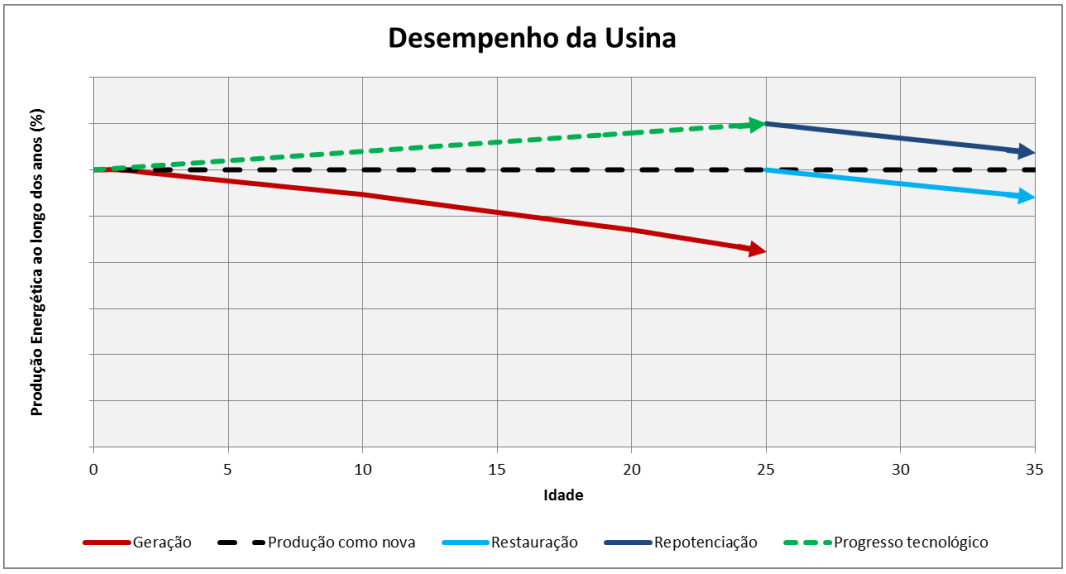

Figura 1 – Ilustração da performance de geração ao longo do tempo.

Segundo estudiosos, a queda da geração decorrente da degradação da eficiência registra taxas de decaimento estimadas de acordo com o EPRI (2000) em 0,05% a 0,08% ao ano; já Goldberg (2011) anota redução de 0,06% ao ano. Portanto, é razoável considerar que a eficiência da conversão decairia de 0,5% a 0,8% por década.

Essa queda de desempenho pode ser recuperada tanto por uma intervenção limitada à restauração das condições de projeto ou por reparos mais profundos, capazes de incorporar o progresso tecnológico desenvolvido. Com relação ao rendimento, as ações de repotenciação produzem, portanto, dois tipos de ganhos; um**, por restauração**, referente à recuperação da performance original do conjunto turbogerador e, o outro, por **incremento de eficiência**, relacionados a um equipamento tecnicamente melhor projetado.

Dessa forma, a expressão (3) se torna a função objetivo que permite identificar quais fatores podem ser modificados para o incremento da geração:

a) Aumento de eficiência do conjunto turbogerador (η);

b) Aumento na queda líquida ($h_{líq}$);

c) Aumento na vazão turbinada (Q);

d) Aumento das taxas de disponibilidade (f_d).

Investigações mais detalhadas também possibilitam avaliar o aproveitamento de folgas ou de capacidade ociosa e aumentar a capacidade de oferta de potência.

A seguir será feita uma breve análise de cada fator de produção energética.

4.3 Ganhos de eficiência no conjunto turbogerador (η).

Decorrem da introdução e incorporação de tecnologias de materiais e de concepção de projeto mais avançadas. Uma modernização desse tipo recupera a performance da usina e provê ganho de eficiência. O ganho líquido dependerá diretamente do valor original de placa.

No aspecto de eficiência das máquinas hidráulicas, o EPRI (2000) indica que o desenvolvimento da engenharia levou as turbinas dos tipos Francis e Kaplan a alcançarem picos de 95% de eficiência, enquanto para as turbinas Pelton de 6 jatos alcança-se 92% de eficiência. Para geradores, relata-se eficiências superiores a 98% (EPRI, 2001).

4.4 Ganhos na queda líquida ($h_{líq}$).

São possíveis por (**i**) aumento do nível de montante; (**ii**) por redução do nível de jusante; (**iii**) por redução das perdas de carga no circuito hidráulico e (**iv**) por reajuste da queda de projeto de referência ao perfil operativo característico.

O primeiro caso é incomum em virtude dos entraves socioambientais, e, também, da necessária confirmação da capacidade técnica dos equipamentos e obras civis em suportarem a elevação do nível de montante do reservatório. O segundo caso pode ser alcançado por obras de melhoria do escoamento do canal de fuga. Ganhos com a diminuição das perdas no circuito hidráulico (iii) são possíveis, porém envolvem extensas obras civis que, contrapostas aos ganhos energéticos, usualmente resultam em pouca atratividade econômica. A revisão da queda de referência (iv) pode ser uma alternativa viável, já que a adição de novas usinas na cascata a qual a usina faz parte tem a possibilidade de readequar o perfil das quedas operativas.

4.5 Ganhos na vazão turbinada (Q).

Ganhos por aumento de vazão média turbinada podem se dar por: aproveitamento de folgas mecânicas de projeto ou por aproveitamento de uma alteração hidrológica em relação à vazão original natural de dimensionamento da usina, situação que deve ser criteriosamente investigada. Na primeira hipótese, o conjunto gerador deve ser readequado

para aproveitar o excedente de potência oriundo do turbinamento adicional. Esta medida leva ao aumento da oferta da potência usina sem, contudo, necessariamente resultar no incremento líquido de energia gerada, situação que sucede apenas quando confirmada a segunda hipótese: maior oferta hidrológica.

Vale lembrar que se investiga[12] a hipótese de que em alguns rios brasileiros, a vazão natural média de longo termo (MLT) aumentou durante as últimas décadas (como em alguns rios da bacia do Rio Paraná), mas em outros rios e bacias as vazões MLT podem ter diminuído, o que ensejaria um reajuste nos pontos ótimos operativos dessas usinas.

4.6 Ganhos de disponibilidade (f_d).

Nos modelos empregados nos estudos de planejamento da expansão e operação energética do SIN, considera-se que o índice de disponibilidade das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica é calculado pela seguinte expressão:

$$\boldsymbol{f_d} = (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \qquad (4)$$

Onde,

TEIF = taxa equivalente de indisponibilidade forçada, é a porcentagem esperada de tempo que representa o período em que uma usina hidrelétrica mantém-se fora de operação, resultante de falha, interrupção ou restrição em condições não programadas;

IP = é a porcentagem esperada de tempo que representa o período em que uma usina hidrelétrica mantém-se fora de operação, resultante de intervenções ou restrições programadas.

A fim de identificar a possibilidade de aumento da geração via redução dos tempos de indisponibilidade, os índices de TEIF e IP a serem adotados como referência neste trabalho são os dispostos na Portaria MME Nº 484/2014[13], os quais serão confrontados com os registros históricos das usinas.

[12] O subgrupo de hidrologia coordenado pelo ONS investiga as possíveis alterações nos comportamentos e tendências das séries históricas de vazões naturais do SIN.
[13] Com alterações da Portaria MME nº 248, de 2 de junho de 2015.

4.7 Ganhos incrementais de capacidade por aproveitamentos de folgas de projeto e de aperfeiçoamento tecnológico.

São ganhos resultantes do aproveitamento de folgas de projeto, uso de capacidade ociosa ou de aperfeiçoamento tecnológico, resultando no aumento da capacidade nominal de geração. Para o gerador elétrico, cita-se como exemplo de repotenciação com ganhos incrementais de capacidade o estudo do *Institute of Electrical and Electronics Engineers*-IEEE (2005) que referencia que os geradores construídos pré-1960 podem ter sua capacidade de placa elevada em até 15% devido, basicamente, à troca da classe de isolamento. *U.S. Bureau of Reclamation* (2010) considerou que em alguns casos podem-se alcançar incrementos de até 30%. Evidentemente esse incremento deve condizer com o excedente de potência extraível do conjunto hidromecânico.

5. O Parque Hidrelétrico Brasileiro: potencial para Repotenciação.

O Banco de Informações da Geração da ANEEL - BIG[14] contabilizou, em dezembro de 2018 o potencial instalado outorgado de 167.052.141 kW, dos quais 107.768.027 kW, 64%, são de origem hidrelétrica.

Tabela 1 – Empreendimentos em Operação em dezembro de 2018. BIG, (2018).

	Empreendimentos em Operação[15]			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	693	694.130	693.724	0,4
CGU	1	50	50	0
EOL	558	13.765.439	13.742.643	8,5
PCH	428	5.194.029	5.171.384	3,2
UFV	2.265	1.619.578	1.612.778	1
UHE	217	101.879.868	97.673.848	60,7
UTE	2.992	41.909.047	40.051.389	24,9
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,2
Total	**7.156**	**167.052.141**	**160.935.816**	**100**

A literatura técnica menciona a idade como parâmetro inicial para triagem de usinas candidatas a um programa de repotenciação. Contudo, o tempo não é por si o fator definitivo, visto que fatores físicos como abrasão, corrosão, operação frequente em pontos de cavitação, dentre outros, aceleram o desgaste da máquina hidráulica. No caso dos geradores a operação em sobrecarga reduz a vida útil dos seus isoladores. Ressalta-se que esses fatores podem ser mais acentuados em algumas usinas do que em outras.

Outra forma de avaliar a idade das máquinas é tomá-la como indicador do estado da arte da época da fabricação dos turbogeradores, fornecendo, assim, base de comparação com as técnicas mais atuais, facilitando a identificação de pontos de melhorias possíveis de serem implementados. Na Tabela 2 são citados os valores referenciais de idade para repotenciação dispostos na literatura técnica.

[14] http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm; consultado em 03/12/2018.
[15] Os valores percentuais são referentes a Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual à considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Tabela 2 – Idade de referência.

Literatura Técnica	Referência de tempo de vida útil
Santos (1999)	• 20 anos para gerador. • 25 anos para turbina.
EPRI (2000 e 2001)	• 20 anos para gerador • 30-50 anos para turbinas, a depender da potência.
Veiga (2001)	• 20 anos
Santos (2003)	• 25-30 anos para gerador • 30-40 anos para turbina
Bermann (2004), Gyori (2007) e EPE (2008)	• 20 anos
Índia (2011)	• 35 anos
Banco Mundial (2011)	• 35 anos
IRENA (2012)	• 30 anos
IEA (2012)	• 30-40 anos
Gomes (2013)	• 25-40 anos para geradores. • 25-50 anos para turbinas, a depender do tipo.

Reforça-se que nenhuma das referências é taxativa quanto à idade em que a usina deve ser submetida à repotenciação pois outras considerações relacionadas à performance são até mesmo mais decisivas, devendo ser examinadas em detalhes por meio de testes específicos de desempenho. Dada a necessidade de adotar um parâmetro etário e considerando o material técnico consultado, aplicou-se **25 anos** como idade razoável para triagem do conjunto de usinas a serem avaliadas. Tomando por base o ano de 2018, procedeu-se a seleção por tipo de usina com idade igual ou superior a 25 anos, ilustrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Tipologia dos empreendimentos. Fonte: Adaptado de ANEEL (2018)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Idade média
CGH	241	238	59
PCH	35	323,0	65
UHE	104	55.111	53
Total	**380**	**55.6724**	

Realizado o corte temporal, visando estratificar o montante por porte de potência das usinas, dispôs-se na Tabela 4 o potencial acumulado por classe de capacidade instalada.

Tabela 4 - Classes de usinas UHE repotenciáveis (≥ 25 anos).

Classe	Faixa de Potência (MW)	Nº de Usinas	Potência Total (MW)	Potência Acumulada (MW)	Percentual Acumulado (%)
1	P>1.000	18	41.043	41.043	74%
2	100<=P<1.000	38	12.659	53.702	96%
3	30<=P<100	21	1.048	54.750	98%
4	P<30	303	922	55.672	100%
	TOTAL	380	55.672		

A evidência de que 96% do potencial está nas classes 1 e 2 direcionou este estudo a restringir a análise do potencial de modernização às usinas do tipo UHE, com potência igual ou superior a 100 MW, as quais são individualmente apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5– Conjunto inicial de UHEs (≥ 25 anos e ≥ 100 MW).

Usina	Início de Operação	Idade (em 2018)	Potência Outorgada (kW)	Rio
Ilha dos Pombos	1924	94	187.169	Paraíba do Sul
Henry Borden	1926	92	889.000	Pedras
Fontes Nova	1940	78	131.988	Piraí
Nilo Peçanha	1953	65	380.030	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

Usina	Início de Operação	Idade (em 2018)	Potência Outorgada (kW)	Rio
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
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	1969	49	143.100	Tietê
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1969	49	1.050.000	Grande
Ibitinga	1969	49	131.490	Tietê
Jupiá (Eng° Souza Dias)	1969	49	1.551.200	Paraná
Boa Esperança (Antiga Castelo Branco)	1970	48	237.300	Parnaíba
Chavantes	1970	48	414.000	Paranapanema
Funil	1970	48	216.000	Paraíba do Sul
Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	1971	47	260.000	Capivari e Cachoeira
Jaguara	1971	47	424.000	Grande
Paulo Afonso III	1971	47	794.200	São Francisco
Ilha Solteira	1973	45	3.444.000	Paraná
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
Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie)	1977	41	619.000	Paranapanema
Água Vermelha (Antiga José Ermírio de Moraes)	1978	40	1.396.200	Grande
São Simão	1978	40	1.710.000	Paranaíba
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

Usina	Início de Operação	Idade (em 2018)	Potência Outorgada (kW)	Rio
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
Itaipu (Parte Brasileira)	1989	29	7.000.000	Paraná
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
TOTAL de 56 usinas			**53.702.194**	

5.1 Usinas Repotenciadas no Brasil.

Na sequência, para a conhecimento do conjunto de estudo, foi realizado o levantamento das usinas que passaram por repotenciações que resultaram em incremento de eficiência energética e recálculo de garantia física. Intervenções que não resultaram em revisão de garantia física não configuraram fator de exclusão do grupo inicial para repotenciação, pois se considera que há possibilidade para ganhos de eficiência de geração ao se empregar o estado da arte. Na Tabela 6 enumeram-se as UHE repotenciadas que tiveram seu lastro recalculado.

Tabela 6 – Usinas hidrelétricas com revisão de garantia física devido à repotenciação.

Usina	Início de Operação	Ano da Repot.	Idade	P (MW)	Escopo e Resultados
Mascarenhas	1973	2007	34	198	Substituição de rotores e geradores. Aumento da capacidade instalada de 180 MW para 198 MW. Aumento do rendimento de 89,4% para 90,9%, acréscimo de 11,5 MWm de GF.
Chavantes	1970	2013	48	414	Substituição de rotores e geradores. Aumento do rendimento

Usina	Início de Operação	Ano da Repot.	Idade	P (MW)	Escopo e Resultados
					de 89% para 92,6%, acréscimo de 5,7 MWm de GF.
Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie)	1977	2013	36	619	Modernização de rotores e geradores. Aumento do rendimento de 85% para 90%, acréscimo de 15,6 MWm de GF.
Salto Osório	1975	2017	42	1.103,7	Modernização de rotores e geradores. Aumento de 25,67 MW de capacidade e Aumento do rendimento de 90% para 92,4%, acréscimo de 13,9 MWm de GF.
Salto Santiago	1980	2012	32	1.420,0	Substituição de rotores e geradores. Aumento do rendimento de 90% para 94,7%, acréscimo de 32,1 MWm de GF.
Total				3.754,7	

5.2 Conjunto de usinas de estudo para Repotenciação.

Deduzidas as usinas da Tabela 6 do conjunto da Tabela 5, obtém-se o conjunto de usinas para simulação e estudos de repotenciação, Tabela 7.

Tabela 7 – Usinas de estudo para repotenciação.

Usina	Ano de Operação	Idade	Potência Outorgada (kW)	Rio
Ilha dos Pombos	1924	94	187.169	Paraíba do Sul
Henry Borden	1926	92	889.000	Pedras
Fontes Nova	1940	78	131.988	Piraí
Nilo Peçanha	1953	65	380.030	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
Pereira Passos	1962	56	99.900	Lajes
Jurumirim (Armando Avellanal Laydner)	1962	56	100.956	Paranapanema
Jacuí	1962	56	180.000	Jacuí
Três Marias	1962	56	396.000	São Francisco
Barra Bonita	1963	55	140.760	Tietê

Usina	Ano de Operação	Idade	Potência Outorgada (kW)	Rio
Furnas	1963	55	1.216.000	Grande
Paulo Afonso I	1964	54	180.001	São Francisco
Ibitinga	1969	49	131.490	Tietê
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	1969	49	143.100	Tietê
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1969	49	1.050.000	Grande
Jupiá (Eng° Souza Dias)	1969	49	1.551.200	Paraná
Funil	1970	48	216.000	Paraíba do Sul
Boa Esperança (Antiga Castelo Branco)	1970	48	237.300	Parnaíba
Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	1971	47	260.000	Capivari e Cachoeira
Jaguara	1971	47	424.000	Grande
Paulo Afonso III	1971	47	794.200	São Francisco
Passo Real	1973	45	158.000	Jacuí
Passo Fundo	1973	45	226.000	Passo Fundo
Porto Colômbia	1973	45	320.000	Grande
Ilha Solteira	1973	45	3.444.000	Paraná
Volta Grande	1974	44	380.000	Grande
Promissão (Mário Lopes Leão)	1975	43	264.000	Tietê
Marimbondo	1975	43	1.440.000	Grande
Apolônio Sales (Antiga Moxotó)	1977	41	400.000	São Francisco
Água Vermelha (Antiga José Ermírio de Moraes)	1978	40	1.396.200	Grande
São Simão	1978	40	1.710.000	Paranaíba
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
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	1982	36	347.400	Tietê
Sobradinho	1982	36	1.050.300	São Francisco
Emborcação	1982	36	1.192.000	Paranaíba
Tucuruí	1984	34	8.535.000	Tocantins
Rosana	1987	31	354.000	Paranapanema
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1988	30	1.479.600	São Francisco
Samuel	1989	29	216.750	Jamari
Balbina	1989	29	249.750	Uatumã

Usina	Ano de Operação	Idade	Potência Outorgada (kW)	Rio
Itaipu (Parte Brasileira)	1989	29	7.000.000	Paraná
Taquaruçu (Escola Politécnica)	1992	26	525.000	Paranapanema
Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1992	26	1.260.000	Iguaçu
Três Irmãos	1993	25	807.500	Tietê
Total: 51 usinas			**49.973.194**	

A idade média do conjunto é de 47 anos e sua distribuição geoelétrica por subsistema pode ser visualizada na Tabela 8.

Tabela 8 – Distribuição por subsistema

Subsistema	Qtd	P (kW)	%
SE/CO	34	29.881.243	60%
N	02	8.784.750	17%
NE	08	7.046.801	14%
Sul	07	4.260.400	9%
Total	**51**	**49.973.194**	

6. Características do parque existente e parâmetros para repotenciação.

Conforme exposto no Capítulo 4, há quatro formas de se obter incrementos de ganhos de produção energética: aumento no rendimento do conjunto turbogerador (η); aumento na queda líquida ($h_{líq}$); aumento na vazão turbinada (Q) e aumento nas taxas de disponibilidade (f_d).

Os aumentos da queda líquida por aumento do desnível e as alterações estruturais da vazão devem ser individualmente avaliados, estando fora do escopo deste trabalho. Restam, portanto, para melhorias, os parâmetros técnicos de rendimento e das taxas de disponibilidade das usinas a serem adotados na simulação. O possível adicional de capacidade em razão de reconfiguração das unidades geradoras também será contemplado neste capítulo.

6.1 Ganhos de Rendimento.

Tendo por base as usinas selecionadas neste estudo para repotenciação[16], as informações presentes no Programação Mensal da Operação (PMO[17]) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e os dados BIG-ANEEL foi elaborada a Figura 2, com o potencial instalado por década (desde o início do século XX até 1993) e o rendimento médio dessas usinas utilizado nos programas de planejamento da operação.

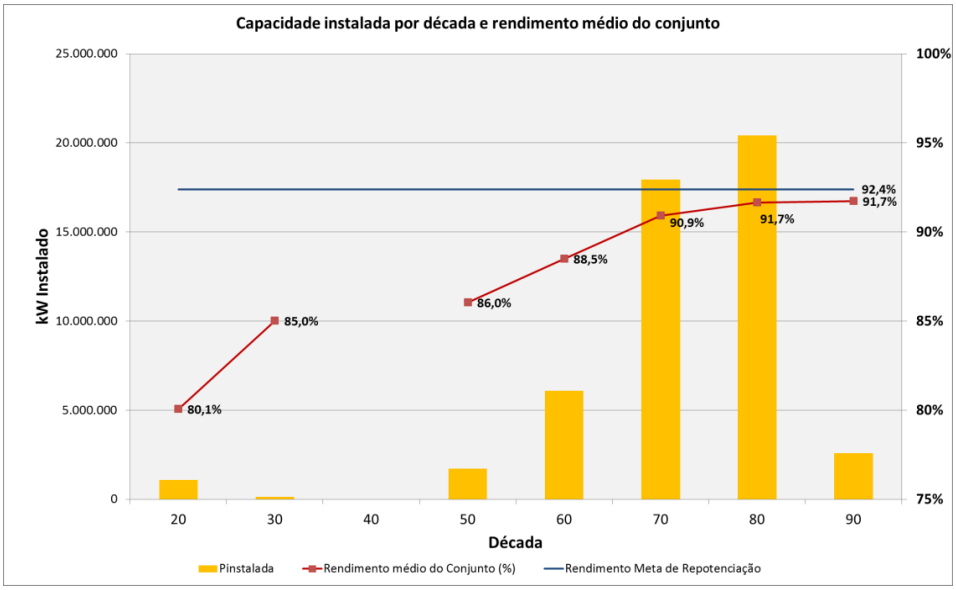

Figura 2 – Potência instalada por década e respectiva eficiência média.

[16] Ver **Tabela 7**.
[17] PMO de março de 2019.

É interessante observar que ao longo das décadas os avanços tecnológicos, de materiais e de concepção de projeto refletiram em crescimento do rendimento nominal médio das usinas instaladas.

Em EPE (2008) os rendimentos aplicados para simulação no NEWAVE e SUISHI-O[18] foram de 93% para turbina e 98% para o gerador, resultando em 91,14% para o conjunto. Entretanto, a experiência de repotenciação no Brasil nos últimos 10 anos, demonstrada na Tabela 9 e Tabela 10, permite adotar valores superiores, tanto para a turbina quanto para o gerador.

Tabela 9 – Rendimentos nominais de turbinas das usinas repotenciadas no Brasil.

UHE	Ano	Rendimento da Turbina
Mascarenhas	2011	93,24%
Salto Santiago	2017	95,70%
Chavantes	2013	94,15%
Capivara	2015	92,30%
Salto Osório	2008	94,15%
Valor Médio		93,9%

Tabela 10 – Rendimentos nominais dos geradores das usinas repotenciadas no Brasil.

UHE	Ano	Rendimento do Gerador
Mascarenhas	2011	97,50%
Salto Santiago	2017	98,96%
Capivara	2015	98,25%
Salto Osório (UG 1 a 4)	2008	98,30%
Salto Osório (UG 5 e 6)	2008	98,70%
Valor Médio		98,3%

Portanto, em razão de dados fáticos que confirmam os valores registrados em literatura, serão adotados o rendimento nominal de turbina de 94% e o rendimento nominal de gerador de 98,3%, totalizando para o conjunto o r**endimento meta de 92,4% para a simulação energética**.

[18] O modelo em suas versões mais recentes foi renomeado para SUISHI, e é utilizado atualmente na determinação da energia firme do SIN.

6.2 Aumento de Disponibilidade

Um dos efeitos do envelhecimento do parque hidrelétrico brasileiro pode ser verificado nos índices de TEIF e IP, que registram o tempo indisponível de geração. Para exame da evolução das taxas de disponibilidade ao longo do tempo, compararam-se os índices médios de disponibilidade apurados das usinas, referente aos anos de 2009, 2013 e 2018[19] com os índices de referência definidos pela Portaria MME 484/2014[20], cujos valores transcritos na Tabela 11, serão utilizados na simulação energética.

Tabela 11 – Índices de Referência.

Faixa	Limites (MW)	TEIF (%)	IP (%)	Índice de Disponibilidade (%)
1	Potência Unitária ≤ 29	2,068	4,66	93,368
2	29 < Potência Unitária ≤ 59	1,982	5,292	92,831
3	59 < Potência Unitária ≤ 199	1,638	6,141	92,322
4	199 < Potência Unitária ≤ 699	2,133	3,688	94,258
5	699 < Potência Unitária ≤ 1.300	3,115	8,263	88,879

A tabulação das disponibilidades médias por faixa de potência limite permitiu inferir que o cenário de altos índices de disponibilidade registrado em EPE (2008) já não persiste. A Tabela 12 mostra a disponibilidade média total apurada por faixa de potência das usinas selecionadas e destacam, em letras vermelhas, os valores inferiores aos de referência – detalhes da evolução podem ser consultados no **Caderno de Apêndices**.

Tabela 12 - Disponibilidade das usinas por faixa de potência.

Faixa	Índice de Disponibilidade			
	Referência	2009 média	2013 média	2018 média
1	93,368%	93,751%	93,348%	94,574%
2	92,831%	93,745%	93,876%	94,479%
3	92,322%	92,590%	89,950%	90,740%
4	94,258%	93,156%	92,953%	90,649%
5	88,879%	91,911%	88,673%	93,725%

A identificação das causas dessa situação deve ser objeto de meticulosa análise, porém, uma hipótese crível para esse comportamento encontra-se na teoria que fundamenta a

[19] A definição do período se deu em razão da continuidade da metodologia de apuração vigente.
[20] Com alterações da Portaria MME n. 248, de 2 de junho de 2015.

repotenciação de usinas hidrelétricas, que associa a queda do fator de disponibilidade da usina ao seu envelhecimento.

6.3 Estimativas de Ganhos de Adicional de Potência.

6.3.1 Adicional por Repotenciação.

Em ações de recapacitação é admissível que se encontrem possibilidades de aproveitamento de folgas ou que se implementem aprimoramentos que resultem em aumento da capacidade nominal instalada. Goldberg (2011) coloca ganho típico de capacidade de 12%, já EPRI (2000) admite ganhos típicos de 5 a 20% na potência instalada.

Caso a intervenção seja somente nos geradores e também se admitindo como premissa a capacidade de geração ociosa na turbina ou folga aproveitável de projeto, o estudo do EPRI (2001) admite que o reenrolamento do estator com uso de novos materiais e aumento da área condutiva pode proporcionar ganhos de 15 a 25%. O guia de procedimentos de reabilitação do IEEE (2005) admite como razoável o incremento de capacidade de 15% para geradores. Em pesquisa aos resultados da engenharia nacional, confirmam-se ganhos percentuais nas faixas dispostas, ver *Box* 1.

Logicamente, a geração está limitada à potência mecânica máxima transmitida para os geradores, portanto, a fim de quantificar o montante de capacidade possível de ser obtido com repotenciação foram elaborados três níveis[21] de adição de capacidade: de 5%, de 10% e de 20%, tendo por base a potência original do conjunto inicial de UHEs[22]. Reforça-se que somente estudos individualizados e aprofundados de viabilidade técnica poderão assegurar o incremental de capacidade possível e economicamente viável.

Tabela 13 – Estimativa de ganho adicional de capacidade.

Potencial Estudado (kW)[23]	Capacidade +5% (kW)	Capacidade +10% (kW)	Capacidade +20% (kW)
53.702.194	2.685.110	5.370.219	10.740.439

[21] Ressalta-se que para algumas usinas, o potencial de incremento de capacidade pode exceder o montante de 20%.

[22] Verifica-se que apesar da existência de um grupo de usinas já ter passado por repotenciação, estas não tiveram incremento de potência, de modo a compor o conjunto passível de repotenciação por ganho de capacidade.

[23] Usinas da Tabela 5.

Destaca-se que, considerando a sinalização do Plano Decenal de Energia 2027 referente à necessidade de contratação complementar de potência, a contribuição das repotenciações de UHE poderia atender parte dessa demanda. Dentre os benefícios trazidos por essa opção está a oferta de potência com uma fonte cujo custo marginal de operação é nulo.

Box 1: Rebobinando os enrolamentos do Gerador

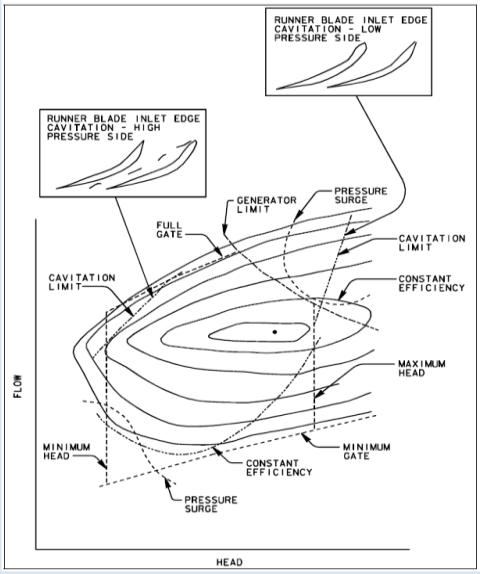

Figura 3. Curva colina típica, de EPRI (2000)

Uma possibilidade de incremento de capacidade instalada é o rebobinamento dos enrolamentos dos estatores dos geradores, substituindo, onde adequado, o isolamento existente pelo isolamento de classe F mais moderno. Essa medida aumenta o limite térmico operativo e permite maior entrega de potência. Essa iniciativa conta com exemplos no Brasil. A usina de Paulo Afonso II teve o isolamento do estator das unidades UG 01 e 02 substituídos da classe B para a classe F. Concluída a recapacitação dos geradores, a potência disponível passou de 69,52 MVA para 83 MVA, aumento nominal de 19%. Ressalta-se que essa medida deve ser criteriosamente avaliada e uma condição necessária é a da existência de disponibilidade de potência mecânica no eixo da turbina a ser transferida para o gerador. É possível que, nas curvas colina das turbinas, a curva limite de geração tenha seu teto dado pelo gerador, como exemplificado na Figura 3. O rebobinamento da máquina elétrica permite o aproveitamento dessa potência mecânica disponível e ociosa.

6.3.2 Adicional por Ampliação de Usinas.

O parque hidrelétrico brasileiro também conta com outra oportunidade de rápida disponibilização de oferta de potência. Trata-se da motorização de poços das usinas existentes que foram construídos com vistas à futura utilização. Esse potencial foi mapeado em estudos da EPE de 2012, onde se contabilizou 7.240 MW possíveis de implantação. A tabela abaixo mostra esse potencial por usina.

Nível construtivo	Item	UHE	Acréscimo Previsto		
			QT	Pot. Unitária (MW)	Pot. Total (MW)
A	1	Salto Santiago	2	355,0	710,0
	2	Foz do Areia	2	418,5	837,0
	3	Três Irmãos	3	161,5	484,5
	4	Porto Primavera	4	110,0	440,0
	5	Rosana	1	88,3	88,3
	6	Taquaruçu	1	105,2	105,2
	7	Itaparica	4	246,5	986,0
	TOTAL				**3.651**
B	8	Jaguara	2	106,0	212,0
	9	São Simão	4	285,0	1.140,0
	TOTAL				**1.352,0**
C	10	Xingó	4	500,0	2.000,0
	11	Três Marias	2	66,0	132,0
	12	Cachoeira Dourada	1	105,0	105,0
	TOTAL				**2.237,0**

Tabela 14

Onde:

Nível Construtivo	Descrição
A	Principais estruturas totalmente implantadas para unidades adicionais.
B	Principais estruturas parcialmente implantadas para unidades adicionais.
C	Estruturas a serem implantadas para as unidades adicionais.

Naturalmente, a motorização dessa quantidade de potência deve ser avaliada e estudada em detalhes.

7. Simulações: Ganhos Econômicos, Energéticos e de Capacidade.

Neste capítulo serão apresentados os casos desenhados para simulações no modelo de operação de sistemas hidrotérmicos de longo prazo e os resultados das simulações realizadas. No aspecto de capacidade será avaliada a expansão do parque gerador considerando oferta de potência originária de recapacitação das usinas. Os resultados servirão de insumo para que se avalie os efeitos promovidos por modernização e, também, o que a inação, isto é, a progressiva degradação do parque, é capaz de causar ao SIN. Observa-se que os ganhos podem ter origem tanto no aumento da oferta de energia, devido ao ganho de eficiência quanto de uma maior disponibilidade de potência.

O SIN é operado de forma otimizada visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e aversão a risco definidos. As hidrelétricas, por terem a água como força motriz, têm, conceitualmente, o custo de insumo de valor nulo, contudo, como o sistema é operado em perspectivas de longo prazo e de forma conjugada a outras fontes energéticas, a matriz elétrica deve ser de origem diversificada, inclusive com a adição de fontes despacháveis com CVU[24] diferente de zero. O modelo computacional NEWAVE define a otimização do despacho de longo prazo.

A operação do modelo requer para as usinas hidrelétricas um conjunto de dados de entrada como TEIF, IP, produtibilidade específica, engolimento máximo das turbinas, potência, dentre outros, que são especificamente os parâmetros ajustáveis definidos no capítulo 6 e objetos deste estudo.

Para avaliação dos efeitos energéticos da repotenciação, simulou-se a operação do sistema sob diversas configurações, aqui também denominadas de casos e descritas abaixo.

Tabela 15 – Casos simulados.

Caso	Descrição
0	Parque gerador atualmente instalado, com os dados de rendimento e TEIF-IP referentes ao Caso Base do LEN A-4 2019.
1	Usinas selecionadas são simuladas incorporando a degradação do rendimento, 0,05% por ano operativo até o ano de 2018.
2	Usinas selecionadas repotenciadas com 92,4% de eficiência para o conjunto turbogerador. Os índices TEIF-IP adotadas são os referenciados em portaria.
3	Usinas do conjunto inicial mais adicional de 5% de potência. Os índices TEIF-IP adotadas são os referenciados em portaria

[24] Custo Variável Unitário.

Caso	Descrição
4	Usinas do conjunto inicial mais adicional de 10% de potência. Os índices TEIF-IP adotadas são os referenciados em portaria
5	Usinas do conjunto inicial repotenciadas com ganho de eficiência intermediário, valor médio do rendimento atual e do rendimento meta de 92,4%, para o conjunto turbina-gerador e adicional de 20% de potência. Os índices TEIF-IP adotadas são os referenciados em portaria

A partir das simulações serão computados os efeitos energéticos e econômicos da repotenciação. Também serão quantificados e avaliados os efeitos que a degradação das máquinas traz para o SIN.

Para avaliação do *benefício de potência trazido pela repotenciação para expansão do sistema*, simulou-se o Caso 4, considerado como configuração razoável para o exercício que se projeta. Esse exercício é feito sob a perspectiva do Modelo de Decisão de Investimentos - MDI visando o atendimento de requisito de potência produzido por repotenciação contraposta ao atendimento feito pelas demais fontes.

7.1 Ganhos Energéticos para repotenciação por Eficiência do Parque Hidrelétrico.

O ganho[25] de energia firme para o SIN resultante de ações de repotenciação e de seus efeitos sinérgicos calculado pelo modelo **totaliza 441 MWm**. Quando analisado em maior detalhe, os ganhos no sistema não são exclusivos às usinas repotenciadas. Isso se verifica, porque a simulação a partir do algoritmo do modelo SUISHI, ao buscar o maior mercado a ser atendido sem déficits durante o período crítico, captura os efeitos sinérgicos de uma operação otimizada, seja pela maior geração com a mesma quantidade de água, ou pela maior produtibilidade específica da cascata. Esse apanhado é mostrado na Tabela 16 abaixo.

Tabela 16 - Variação total da energia firme no SIN– Caso 2.

Tipos de Usinas com Ganhos Positivos	Variação de energia firme (MWm)
Usinas Repotenciadas	446
Usinas Não-repotenciadas	4
Todas as usinas simuladas	441[26]

A tabela abaixo estratifica por subsistema os ganhos líquidos das usinas repotenciadas.

[25] Tomando por base de comparação a diferença de Energia entre o Caso 2 e o Caso 0.
[26] A diferença entre a variação de energia firme das usinas repotenciadas de 446 MW médios em relação aos ganhos positivos totais de 441 $MW_{médios}$ é devido ao algoritmo de simulação do SUISHI buscar o maior mercado possível sem a ocorrência de déficits a um dado critério de prioridades. Desse modo algumas usinas podem ter redução na sua geração em detrimento do aumento da geração de outras.

Tabela 17 - Ganhos energéticos de Repotenciação por subsistema – Caso 2.

Subsistema	Ganhos (MWm)	Participação (%)
SE/CO	347	78%
NE	43	10%
NE	43	10%
Sul	13	3%
Total	**446**	

A fim de tornar possível uma avaliação econômica em nível inicial das usinas com maiores ganhos de repotenciação sob a perspectiva individual e sistêmica, foram definidos dois conjuntos de usinas: aquelas que individualmente atingiram incremento de energia firme superior a 3%, e aquelas usinas cujos ganhos somados correspondem a aproximadamente 50% do total dos ganhos energéticos. A repotenciação desse conjunto será economicamente avaliada no capítulo 8.

Tabela 18 - Usinas com ganhos iguais ou maiores a 3% de sua energia firme.

USINA	Simulação do Parque – Energia Firme (MWm)		
	Caso 0	Caso 2	ΔEF
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	56,4	60,2	3,8
Barra Bonita	47,2	49,3	2,1
Cachoeira Dourada	398,1	413,4	15,3
Euclides da Cunha	49,6	53,2	3,7
Emborcação	518,5	537,8	19,3
Funil PB do Sul	100,0	108,0	8,0
Furnas	590,1	624,9	34,8
Henry Borden	112,6	128,4	15,8
Ilha dos Pombos	87,9	99,4	11,5
Jupiá (Eng° Souza Dias)	913,2	947,0	33,8
Marechal Mascarenhas de Moraes (Antiga Peixoto)	289,4	314,3	24,9
Marimbondo	657,7	696,3	38,6
Nilo Peçanha	337,5	349,2	11,7
Porto Colômbia	186,5	193,8	7,3
Pereira Passos	46,3	49,6	3,4
Três Marias	232,8	247,9	15,1

Tabela 19 – Usinas cujos ganhos totalizam ~50% do ganho de energia firme total .

Usina	Simulação do Parque - Energia Firme (MWm)			
	Caso 0	Caso 2	ΔEF	Ganhos acumulados (MWm)
Comp. PAF-MOX (PA I, II, III, IV e Moxotó)	1.819,6	1.848,2	28,6	28,6
Furnas	590,1	624,9	34,8	63,4
Itaipu[27]	7.238,1	7.258,0	19,9	83,3
Itumbiara	925,4	951,4	25,9	109,2
Jupiá (Eng° Souza Dias)	913,2	946,9	33,7	142,9
Marechal Mascarenhas de Moraes (Antiga Peixoto)	289,4	314,3	24,9	167,8
Marimbondo	657,7	696,3	38,6	206,4
Tucuruí	3.998,2	4.040,2	42,0	248,4

Salienta-se que por uma questão de modelo de simulação o resultado para a usina de Itaipu é referente a todas as unidades geradoras. Pontua-se também que esse caso deve ser objeto de mais estudos, ao se considerar que a usina é um empreendimento binacional e tem rito próprio de tratamento.

7.2 Efeitos energéticos e econômicos da Repotenciação na operação do SIN.

Neste tópico será respondido o seguinte questionamento:

Quais seriam os benefícios econômicos de ganhos de eficiência energética e de incremento de capacidade instalada obtido por ações de repotenciação trazidos ao SIN?

Embora seja apenas uma única questão, a resposta reúne uma série de efeitos para a matriz elétrica brasileira.

A mensuração dos benefícios econômicos e energéticos da modernização das usinas foi avaliada tomando por base o Caso 0 por meio da comparação dos resultados da simulação estática e simulação convergida do NEWAVE com os demais casos. De forma simplificada, a análise energética foi mensurada por meio dos parâmetros abaixo relacionados:

[27] A simulação do SUISHI considera Itaipu integralmente. O ganho incremental da parte brasileira deve ser compartilhado com o Paraguai.

Tabela 20 - Parâmetros do NEWAVE

Parâmetro (em MWm)	Definição
C.Crit. – Carga crítica	Mercado de energia em MW médios a ser atendido de forma contínua.
BH – Bloco Hidráulico	Montante de energia de origem hidráulica para atendimento à Carga Crítica.
BT – Bloco Térmico	Montante de energia de origem térmica para atendimento à Carga Crítica.

7.2.1 Simulações Energéticas Realizadas.

7.2.1.1 Simulação Estática.

A Simulação Estática considera uma carga crítica estática para o SIN, isto é, ao longo do período de estudo não há expansão de carga nem de oferta de geração, além da que já está contratada. A simulação teve por base a configuração de usinas do SIN referente ao Caso Base do LEN[28] A-4 2019, sob as seguintes premissas:

- Os cenários consideram a alteração do rendimento do conjunto turbina-gerador e de potência instalada, de acordo com os casos definidos na Tabela 15;
- A geração solar, eólica e oriundas de PCH é abatida da carga original de atendimento do SIN;

Os resultados analisados tiveram como foco a avaliação dos seguintes parâmetros:

- Geração Hidráulica;
- Geração Termelétrica;
- CMO médio para o horizonte de estudo; e
- Estimativa dos custos incorridos pelo SIN devido a degradação do parque hidrelétrico.

A Tabela 21 apresenta os resultados das simulações dos casos.

[28] Caso Base do Leilão de Energia Nova A-4 2019, disponível no site da EPE em http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a-4-2019.

Tabela 21 – Resultados da simulação estática.

Parâmetro (em MWm)	Casos					
	0	1	2	3	4	5
C.Crit. – Carga crítica	71.908					
BH – Bloco Hidráulico	53.960	53.451	54.358	54.472	54.504	54.448
BT – Bloco Térmico	17.948	18.457	17.549	17.436	17.404	17.460

Os valores de CMO são apresentados a seguir:

Tabela 22 - Valores de CMO para o período de estudo (2024-2028)

CMO - 2024 -2028 – Simulação Estática						
Caso	0	1	2	3	4	5
CMO (R$/MWh)	234,2	260,5	220,1	210,5	206,4	208,9

O caso 0 é o caso de referência e corresponde à situação representada atualmente nos estudos de Garantia Física do parque gerador, sem alterações nos rendimentos e potências das unidades geradoras, e que serve como base de comparação para as demais análises.

O resultado da simulação do **Caso 1** – que representa a **degradação acumulada**, à taxa de 0,05% por ano operativo, até o ano de 2018, das usinas selecionadas, mostra que, para atender a carga crítica, a operação do sistema incorre em piora. A maior geração termelétrica é decorrência da complementação de geração necessária em razão redução da disponibilidade de energia hidráulica. A consequência econômica reflete-se no aumento dos custos de operação do SIN, o **CMO alcança R$ 260/MWh**. Em comparação com o caso de referência, pode-se inferir que os custos econômicos da degradação do parque hidrelétrico representam um montante significativo.

O **Caso 2** mostra os **resultados positivos que a repotenciação** por eficiência pode trazer. Da simulação, verifica-se um aumento da geração hidráulica enquanto a geração térmica é reduzida, refletindo-se em menores custos operativos. Os benefícios com ganhos energéticos para o SIN, no caso de um parque com as usinas selecionadas repotenciadas para o nível meta, resultou em benefícios econômicos da operação, levando o CMO ao valor de **R$ 220/MWh.**

O **Caso 3** (incremento de 5% de potência) inicia a sequência de cenários em que se agrega **aumento de capacidade** às usinas hidrelétricas selecionadas, além do ganho de eficiência. No modelo computacional essa medida implica em aumento do engolimento máximo pelas turbinas, de forma que os resultados fornecidos trazem os ganhos

energéticos de eficiência e proporcionam aumento de potência disponível a ser utilizada para atendimento aos horários de demanda máxima. Os custos operativos indicam que há redução de despesas das contas de geração térmica e outros custos. Os ganhos energéticos para o SIN trazidos por este cenário de simulação totalizam benefícios econômicos, trazendo o CMO para o valor de **R$ 210/MWh**.

A simulação do **Caso 4** (incremento de 10% de potência) segue a mesma tendência de redução dos custos com geração térmica. Os benefícios para o SIN trazidos por este cenário de simulação resultam em um valor médio esperado de CMO de **R$ 206/MWh**.

A simulação do **Caso 5** reproduz para o sistema os efeitos de um parque com rendimento nominal como a média do rendimento do Caso 0 e do rendimento meta de 92,4%, e capacidade instalada ampliada ao máximo - adicional de 20%. O resultado mostra efeitos interessantes, pois a parcela de eficiência sacrificada em prol de uma potência mais elevada gera saldo ainda positivo para o SIN. A conta de geração térmica tem montante aproximado ao do Caso 3. Os benefícios para o SIN trazidos por este cenário de simulação levam o CMO para o valor médio esperado de **R$ 209/MWh**.

7.2.1.2 Síntese dos Resultados da Simulação Estática.

Em síntese:

- A incorporação da degradação do rendimento das unidades geradoras no modelo de simulação captura tendência de redução de geração dessas usinas. Esse diagnóstico implica na necessidade de geração complementar de usinas térmicas para atender a carga do SIN. Essa geração resulta em um custo de operação associado, até então oculto, e que precisa ser melhor mensurado.
- A repotenciação traz ganhos energéticos sinérgicos para todo o SIN.
- Os modelos NEWAVE e SUISHI são modelos hidrotérmicos de base mensal, portanto os ganhos energéticos e de potência deslocam apenas a geração térmica, não sendo possível conhecer os efeitos dessas repotenciações na possível substituição de parte da expansão das fontes eólica e solar ou mesmo de novas formas de operação dos reservatórios de forma a otimizar o aproveitamento da geração renovável não controlável.
- A repotenciação do parque hidrelétrico brasileiro otimiza a geração hidráulica, tanto por redução de perdas, como pelo aumento de eficiência, possibilitando aproveitamento da capacidade de geração ociosa, ampliação da capacidade de geração e maior disponibilidade de potência para atendimento ao requisito de

capacidade de potência. Em todos os casos onde a eficiência foi incrementada, a geração hidrelétrica suplementar substituiu a geração térmica e reduziu as despesas com essa fonte;

- Os investimentos em modernização resultam em incrementos de energia e potência disponíveis para o sistema, a custos de CMO inferiores ao CME nos casos 2 a 5;
- Os benefícios de aumento de potência instalada puderam ser percebidos pela maior geração hidráulica, contudo os benefícios para atendimento da ponta nesta simulação não puderam ser observados em virtude da granularidade mensal dos modelos, o que será apresentado na seção 7.3.

7.2.1.3 Simulação Estática Ajustada a CMO = CME.

A Simulação Estática Ajustada é uma continuidade das simulações anteriores, e busca atender a condição da otimalidade da expansão, que é dada quando o custo marginal de expansão é igual ao custo marginal de operação. O exercício segue a premissa da carga crítica do SIN ser sucessivamente ajustada até que CMO se aproxime do CME adotado para os estudos do cálculo de garantia física de empreendimentos despachados centralizadamente. A Tabela 23 apresenta os resultados de simulação convergida a CMO = CME.

Tabela 23 - Resultados de simulação ajustada a CMO = CME.

Parâmetro (em MWm)	Simulação Ajustada a CMO = CME					
	Casos					
	0	1	2	3	4	5
C.Crit. – Carga crítica	71.908	71.393	72.343	72.543	72.594	72.543
BH – Bloco Hidráulico	53.960	53.121	54.407	54.506	54.515	54.382
BT – Bloco Térmico	17.948	18.272	17.936	18.038	18.079	18.161

Tabela 24 - CMO - 2024 -2028.

PARÂMETRO	0	1	2	3	4	5
CMO (R$/MWh)	234,00 ± 2,00					

O **Caso 1**, referente à degradação dos rendimentos das unidades geradoras das usinas selecionadas, mostra que, para se atingir a igualdade de CMO igual ao CME, a carga crítica é inferior à carga crítica simulada para o Caso 0 no montante aproximado de 515 MW médios. Tal degradação leva a um maior despacho de UTE para compensar a queda de geração das UHE, elevando o custo operativo do sistema ainda que para uma carga inferior.

Os **Casos 2, 3, 4 e 5** retratam o aumento da geração hidráulica para atendimento do incremento de carga. Como esperado, o modelo fornece como resultado o atendimento a um incremento de carga sem a expansão hidrelétrica sobre novos sítios.

7.2.1.4 Síntese dos Resultados Simulação Estática Ajustada a CMO = CME.

Dos resultados das simulações para os cinco casos da simulação estática ajustada tem-se:

- A degradação do rendimento do parque hidrelétrico é uma condição danosa ao SIN, exige geração substituta e resulta em uma menor carga crítica atendida;
- A consideração da degradação das máquinas no modelo de longo prazo pode sinalizar a necessidade de contratação de geração adicional suplementar, tomando-se por base: custos, segurança e confiabilidade no atendimento ao SIN;
- O aumento da eficiência da geração hidrelétrica tem o comportamento de reduzir os impactos dos custos da operação termelétrica do SIN; e
- A repotenciação torna a geração hidrelétrica mais eficiente tanto individual quanto sistemicamente;
- Os ganhos resultantes mostram a expansão da geração hidráulica sem avanço sobre novos sítios.

7.3 Efeitos dos Ganhos de Capacidade por Repotenciação na Expansão do SIN.

Uma vez quantificados os ganhos energéticos das hidrelétricas passíveis de modernização, foi verificada a competitividade do adicional de potência de repotenciação dentro do horizonte de planejamento decenal.

O modelo MDI, que tem como objetivo expandir o sistema para prover o atendimento à demanda pelo menor custo possível, dentre um conjunto de restrições de expansão e operação do sistema, foi utilizado nestas simulações. Após contabilizados os custos de investimento e operação do SIN, o modelo é capaz de fornecer uma condição simplificada de atendimento à demanda por patamar, bem como a verificação do atendimento à demanda máxima do sistema. Para a avaliação do benefício econômico do adicional de potência, o horizonte de estudo foi o utilizado no PDE 2029.

Esta simulação utilizou a configuração do Caso 4, no qual as usinas selecionadas para modernização/repotenciação apresentam o conjunto turbina-gerador com 92,4% de

eficiência e ganho de 10% de potência instalada. Na Tabela 25 estão resumidos os ganhos por subsistema[29].

Tabela 25 - Totalização dos ganhos das usinas modernizadas por subsistema

Subsistema	Energia Firme PDE2029 ($MW_{médio}$)	Energia Firme PDE2029 + Ganho devido à modernização ($MW_{médio}$) do Caso 4:	Ganho de energia (%)	Potência[30] Disponível PDE 2029 (MW)	Caso 4: Oferta de Potência para repotenciação de 10% (MW)
Sudeste	996	1.082	8.70%	2.354	223
Sul	1.762	1.808	2.60%	6.099	792
Nordeste	3.086	3.157	2.30%	5.589	398
Norte	3.998	4.087	2.20%	7.599	1.458
Itaipu	7.238	7.287	0.70%	13.184	1.083
Manaus	130	133	1.80%	159	26
Paraná	8.324	8.639	3.80%	16.320	1.859
Total	**25.534**	**26.193**	**2.60%**	**51.304**	**5.839[31]**

A verificação da competitividade do ganho de capacidade foi feita em relação à expansão projetada sem a presença dos projetos de repotenciação. O portfólio de projetos candidatos, agrupados em 10 conjuntos[32] foi estimado sob o valor de referência de R$ 3.000/kW, cabendo então ao modelo verificar a competitividade frente as demais opções de expansão.

Tal indicação pode ser observada na Tabela 26, que exibe também suas respectivas datas de entrada em operação, as quais foram escolhidas como um plano ótimo de expansão ao se considerar os aspectos de ganho de energia e potência mencionados nesta Nota Técnica. De um total ofertado de 5.370 MW referente à modernização, 4.782 MW se mostraram competitivos logo nos anos de 2024, período inicial à possibilidade de expansão por parte do MDI, e 2025. Este resultado reforça a perspectiva de que a modernização das usinas pode ser atrativa frente às demais opções de expansão.

---

[29] Nesta seção a discretização espacial utilizada por subsistema foi a mesma das simulações para a elaboração do PDE 2029

[30] Média séries hidrológicas.

[31] A diferença entre o ganho de potência disponível de 5.839 MW em relação à capacidade ofertada de 5.370 MW é resultante dos ganhos sinergéticos na otimização da operação do SIN.

[32] Esta opção de agregação foi utilizada para ganho de desempenho computacional. Detalhamentos posteriores serão realizados com projetos individualizados, porém os resultados iniciais já permitem quantificar os benefícios da modernização.

Tabela 26 - Resultados competitividade da modernização de UHEs para o Caso 4

Sistema	Potência (MW)	Entrada (mês/ano)
SUDESTE	228	fev/24
ITAIPU	1.400	out/24
SUL	426	out/24
PARANA	1.622	out/24
NORTE	854	out/24
NORDESTE	253	jan/25

Uma análise comparativa dos resultados da simulação do Caso 4 em relação ao PDE permite verificar alguns efeitos da inclusão da oferta dos conjuntos de hidrelétricas a serem modernizadas. A Tabela 27 resume alguns resultados do parque instalado em 2029 para o PDE e a simulação contendo a modernização do parque hidrelétrico, a qual resultou em uma redução de 930 MW do total de capacidade instalada no ano horizonte do estudo.

A entrada dos 4.782 MW adicionais de hidrelétricas é referente aos projetos de modernização, que agregam tanto energia quanto potência ao sistema. Este acréscimo de capacidade deslocou majoritariamente as usinas termelétricas a gás natural para atendimento à demanda de ponta. Este resultado está alinhado com a premissa de que a modernização traz benefícios mais expressivos nos ganhos de potência em relação aos de energia.

Tabela 27 - Comparação com PDE2029

Fonte/Tecnologia	PDE 2029	PDE2029+ Repotenciação de UHEs	ΔP
UHEs	1.674	6.456	4.782
PCH	2.100	2.100	0
Biomassa	1.860	1.860	0
Carvão Nacional	293	0	-293
Eólica - Nordeste	16.800	16.342	-458
Eólica - Offshore	0	0	0
Eólica - Sul	4.200	4.085	-115
Fotovoltaica	7.000	7.000	0
Gás Flexível CA	10.414	5.718	-4.696
Gás Flexível CC	9.292	9.143	-149
Gás Inflexível	0	0	0
Term Int	6.787	6.787	0
GN Pré-sal	1.000	1.000	0
Total Geral	61.419	60.491	-928

Também houve uma redução da expansão de cerca de 458 MW de eólicas na região Nordeste, de 115 MW de eólicas na região Sul, e de quase 300 MW de termelétricas a carvão. Estas alterações podem ter sido motivadas, em especial, devido ao pequeno acréscimo da contribuição de energia por parte da modernização de hidrelétricas. Porém, devido a ordem de grandeza dessas variações, quando comparadas com a expansão total, percebe-se que o montante não afeta a composição do sistema para o suprimento de energia. Para as demais tecnologias ofertadas ao MDI como candidatas à expansão, os resultados permaneceram inalterados em relação ao PDE2029.

Ao avaliar os custos e benefícios sistêmicos, incluindo as demais fontes, e considerando o potencial de cada região dos blocos de projetos hidrelétricos candidatos à modernização, o MDI incluiu no plano ótimo de expansão a oferta de potência apresentados na Tabela 26. **A inclusão destes conjuntos de projetos de modernização refletiu em uma redução de aproximadamente 6%o custo global do SIN, incluindo os custos de investimento e de operação até o ano de 2029 em relação ao valor estimado no PDE2029**.

Como o modelo de expansão realiza uma operação com significativo grau de simplificação, é importante validar estas conclusões em modelos com enfoque na operação energética e no atendimento à demanda máxima do sistema. Entretanto, do ponto de vista de competividade técnico-econômica, as usinas de estudo para modernização/repotenciação com 92,4% de eficiência do conjunto turbina-gerador e adicional de 10% de potência mostraram-se como opções atrativas para a composição da matriz elétrica dentro do horizonte decenal.

Avalições posteriores podem verificar a competitividade das demais possibilidades de ganhos energéticos e dos incrementos de potência de 5% e 20%, como os descritos na Tabela 15. Assim como a desagregação dos projetos permitiria um melhor detalhamento do ano de entrada de operação para cada um dos empreendimentos selecionados para a expansão.

8. Estimativa de investimentos e avaliação econômica dos ganhos energéticos de repotenciação

Para estimar a atratividade dos ganhos energéticos das ações de repotenciação e modernização é necessário proceder com a avaliação econômica frente aos investimentos requeridos. Essa aferição baseou-se nos ganhos de energia firme das simulações do Caso 2, que corresponde ao ganho de eficiência do conjunto turbina-gerador sem a necessidade de aumento de potência. Os ganhos energéticos calculados para os casos 3, 4 e 5 requerem reformulação do método de remuneração pois, atualmente, a regulação não premia o aumento de capacidade, fator que se considera essencial para promoção de intervenções nesse intuito. Os indicadores utilizados na avaliação econômica foram o Índice Custo Benefício (ICB) e o Valor Presente Líquido (VPL). As premissas e os parâmetros de entrada para essas avaliações, bem como as análises de sensibilidade, serão descritos a seguir.

8.1 Estimativa de investimento

As estimativas de investimentos para repotenciação seguem o padrão tradicional do setor elétrico, via Orçamento Padrão Eletrobrás (OPE), porém, limitadas às contas .13 *Turbinas e Geradores*, .14 *Equipamento Elétrico Acessório e* .17 *Custos Indiretos*[33]. O modelo de orçamento formulado pode ser visualizado no caderno de Apêndices.

As estimativas da conta .13 foram feitas a partir das curvas paramétricas desenvolvidas e expostas na metodologia do Relatório Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR[34], com a devida atualização para data base de dezembro de 2018. A prática é adotada por USBR e EPRI. A elaboração do orçamento dos equipamentos eletromecânicos de geração, turbinas e geradores, considerou as características técnicas[35], potência em kW da turbina, potência em kVA do gerador e velocidade em rpm das unidades em operação.

É importante ressaltar que as estimativas geradas para estas análises são apenas aproximações, baseadas em dados históricos e curvas paramétricas, e que diante de informações mais acuradas detidas pelos agentes, concessionários e fabricantes, devem ser tomadas como contas passíveis de aperfeiçoamento. Salienta-se que os cálculos apresentados estão sujeitos a variações e condições particulares de projeto.

---

[33] Para essa conta apenas o item relativo a *Engenharia e Administração do Proprietário* foi considerado, visto que os demais itens da conta estão relacionados a atividades associadas à construção da usina.
[34] Relatório Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica, Metodologia, Critérios e Premissas Básicas, nº EPE-DEE-RE-092/2012-r1.
[35] Obtidas em consulta de material público de engenharia.

8.1.1 Investimento e Níveis de Repotenciação.

Segundo EPRI (2001), caso sejam trocadas apenas as partes não concretadas da turbina, o custo envolvido em relação ao custo de uma turbina nova é de cerca de 60%, para turbinas do tipo Francis, 70% para turbinas do tipo Kaplan e 85% para turbinas do tipo Pelton. Caso a intervenção restrinja-se a uma extensão da vida útil da turbina, a mesma referência estima percentuais de 10 a 20% em relação ao valor de uma turbina nova. Em relação ao gerador, as estimativas de custos são mais complexas, sendo função da quantidade de polos das máquinas e dos valores de potência e tensão de isolamento.

No trabalho desenvolvido pelo Banco Mundial Goldberg (2011), ressaltando sempre os aspectos únicos de cada projeto, estimou que os custos com a *extensão da vida útil dos equipamentos* – entendida como recuperação próxima ao desempenho original de projeto - seriam de aproximadamente 60% dos custos dos equipamentos novos, enquanto os custos de *upgrade*– entendidos como processo capaz de incorporar ganhos tecnológicos – seriam de aproximadamente 90% dos custos de novos equipamentos.

Em IRENA (2012), revalidam-se os índices apresentados pelo estudo do Banco Mundial, e referenciam a faixa de investimento em repotenciação de US$ 500-1000 por kW (2012).

Os níveis de repotenciação variam entre os empreendimentos, visto que as ações que visam o aumento de eficiência podem envolver apenas trocas ou reparos de algumas peças do maquinário. Dentre as avaliações de níveis de repotenciação e investimento associado, buscou-se perfilar o nível de investimentos em proporção à estimativa de custos de uma substituição integral do conjunto turbogerador e demais equipamentos associados ao seu funcionamento.

Custos de Repotenciação: a experiência brasileira e valores de referência.

As informações de investimentos e de escopo dos projetos de repotenciação brasileiros revelaram que os custos das intervenções variaram aproximadamente de 15% a 60% do montante necessário para a substituição integral dos equipamentos. Considerando a potência total instalada e data base de dez/18, verificou-se uma faixa de variação de R$ 122/kW a R$ 634/kW.

As repotenciações, que resultaram em ganhos de eficiência, e em alguns casos de potência, tiveram por escopo os serviços de recondicionamento ou de substituição de equipamentos, como o rotor da turbina. Os serviços nos geradores foram menos frequentes.

A partir das considerações de diversos fatores envolvidos no escopo de projeto de repotenciação e modernização, definiram-se três níveis de investimento para estudos econômicos.

Tabela 28 - Níveis de investimento

Nível	Proporção do investimento em relação a uma substituição completa dos equipamentos	Descrição
I	25%	Intervenção baixa no conjunto turbogerador.
II	50%	Intervenção média no conjunto turbogerador.
III	100%	Substituição integral de todos os equipamentos do conjunto turbogerador.

8.1.2 Estimativas de investimento em repotenciação com ganho de eficiência.

Apresentado o método de levantamento do montante de investimentos necessários – a partir das considerações dos diferentes graus de intervenção – a Tabela 29 lista os valores de investimento sob os três graus de intervenção assumidos para as usinas[36] das Tabelas 18 e 19.

Tabela 29 - Valores de investimento por usina.

Nome da Usina	Custo da Repotenciação (R$ 10^3)		
	Nível III	Nível II	Nível I
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	276.971,0	138.485,5	69.242,7
Barra Bonita	277.031,0	138.515,5	69.257,7
Cachoeira Dourada	1.132.003,1	566.001,6	283.000,8
Emborcação	946.487,7	473.243,8	236.621,9
Euclides da Cunha	309.576,5	154.788,3	77.394,1
Funil	329.561,4	164.780,7	82.390,3
Furnas	1.269.301,7	634.650,9	317.325,4
Itaipu (Parte Brasileira)	5.893.362,7	2.946.681,3	1.473.340,7
Itumbiara	1.982.226,0	991.113,0	495.556,5
Jupiá	3.002.661,2	1.501.330,6	750.665,3
Marechal Mascarenhas de Moraes (Antiga Peixoto)	952.479,3	476.239,6	238.119,8
Marimbondo	1.545.156,9	772.578,4	386.289,2
Porto Colômbia	613.263,7	306.631,9	153.315,9
Três Marias	587.300,8	293.650,4	146.825,2

[36] As usinas de Nilo Peçanha, Henry Borden, Ilha dos Pombos e Pereira Passos não foram estudadas em virtude da ausência de informações necessária para estimativas de investimento.

Nome da Usina	Custo da Repotenciação (R$ 10^3)		
	Nível III	Nível II	Nível I
Tucuruí	8.199.762,7	4.099.881,4	2.049.940,7
Comp PAF-MOX (PA I, II, III, IV e Moxotó)	4.540.526,1	2.270.263,1	1.135.131,5

8.1.3 Estimativas de investimento em repotenciação com ganho de eficiência e de capacidade.

O CAPEX adotado nestes estudos foi o mesmo consolidado e utilizado no PDE 2029, R$ 3.000/kW. Deve ser aplicado sobre toda capacidade repotenciada. Ressalta-se que se trata de valor inicial fundamentado nos projetos do parque brasileiro e fontes internacionais. Guarda-se expectativa de que em um certame de contratação competitiva do suprimento de potência os valores sejam significativamente inferiores.

8.2 Indicadores de Avaliação Econômica

8.2.1 Índice Custo Benefício (ICB)

O ICB[37], índice utilizado nos estudos de inventário e viabilidade de UHE, é um parâmetro apropriado para caracterizar a competitividade econômica de um projeto de geração e até mesmo hierarquizá-lo em relação a outros projetos, já que compara o custo de produzir e entregar à rede o mesmo benefício de 1 MWh, ou seja, o seu custo médio de geração. Basicamente, o ICB corresponde à relação entre os custos associados ao projeto e o seu benefício de energia firme, sendo que aos custos associados estão incluídos o investimento em fornecimento, aquisição e montagem de equipamentos, além do custo de operação, manutenção e monitoramento (O&M).

8.2.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é uma métrica comumente utilizada em análises de viabilidade que representa o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. Para o seu cálculo, além dos fluxos de caixa do empreendimento é necessário definir uma taxa de desconto.

$$VPL = \sum_{0}^{n} \frac{Fluxo\ de\ caixa\ no\ mês\ ou\ ano\ n}{(1+j)^n}$$

[37] Metodologia de cálculo é apresentada no Apêndice D.

Onde:

- n é mês ou ano, começando do mês/ano 0; e
- j é a taxa de desconto mensal, em R$.

Neste estudo foi considerado que o desembolso do investimento ocorreria ao longo de 3 anos e a primeira máquina repotenciada entraria em operação no meio do segundo ano do período considerado, de 35 anos, já sendo possível auferir ganhos a partir desta data. As máquinas seguintes entrariam gradualmente em operação de modo que em até 6 anos todas as modernizações estariam completas, a depender do número de máquinas, e 100% dos ganhos com modernização poderiam ser auferidos no máximo a partir do 7º ano. Os parâmetros básicos adotados para a estimativa do VPL neste trabalho estão representados na Tabela 30, a metodologia, premissas e parâmetros detalhados estão descritos no Caderno de Apêndices.

Tabela 30 - Parâmetros básicos adotados no cálculo do VPL.

Descrição	Valor
Taxa de Desconto	8%[38]
Custo de Operação e Manutenção	R$ 8,00/MWh
Preço da energia	R$ 235,00
Vida econômica útil das usinas	35 anos
Período de desembolso do investimento	Varia com o número de máquinas

8.3 Resultados

A seguir são apresentadas as avaliações econômicas dos ganhos energéticos do Caso 2, tomando os orçamentos graduados nos três níveis de investimento.

8.3.1 Resultados do Índice Custo Benefício - ICB

Tabela 31 -ICB das repotenciações valoradas ao ganho de energia firme.

Nome da Usina	ICB_{NIII}	ICB_{NII}	ICB_{NI}
Furnas	364,91	186,46	97,23
Mascarenhas de Moraes	382,42	195,21	101,61
Três Marias	388,54	198,27	103,13
Marimbondo	400,43	204,22	106,11
Funil PB SUL	414,24	211,12	109,56

[38] Índice adotado no PDE 2027.

Nome da Usina	ICB_{NIII}	ICB_{NII}	ICB_{NI}
Emborcação	490,22	249,11	128,56
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	725,70	366,85	187,42
Cachoeira Dourada	732,18	370,09	189,04
Itumbiara	757,15	382,57	195,29
Porto Colômbia	825,82	416,91	212,45
Euclides da Cunha	833,78	420,89	214,45
Jupiá	878,94	443,47	225,73
Barra Bonita	1.292,19	650,09	329,05
Comp. PAF-MOX	1.562,49	785,25	396,62
Tucuruí	1.920,28	964,14	486,07
Itaipu	5.807,74	2.907,87	1.457,94

É importante ressaltar que a possibilidade de investimentos no Nível III, embora possível, não guarda expectativa de realidade, dado que não se registra ação de repotenciação no país que tenha envolvido tal nível de dispêndio. Os Níveis I e II *de investimento* são mais prováveis.

8.3.2 Resultados do Valor Presente Líquido - VPL

A Tabela 32 mostra o Valor Presente Líquido (VPL) estimado para as usinas selecionadas.

Tabela 32 - Valor Presente Líquido (VPL) em R$ mil estimado para as usinas selecionadas.

Nome da Usina	$VPL_{100\%}$	$VPL_{50\%}$	$VPL_{25\%}$
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	-167.166,66	-46.444,20	13.917,03
Barra Bonita	-197.255,50	-78.289,67	-18.806,75
Cachoeira Dourada	-655.663,69	-188.371,65	45.274,36
Comp PAF-MOX	-3.131.730,57	-1.316.925,55	-409.523,05
Euclides da Cunha	-195.196,25	-62.254,33	4.216,63
Emborcação	-442813,06	-36.362,06	166.863,75
Funil PB do Sul	-131.148,22	12.496,66	84.319,10
Furnas	-410.601,22	103.979,49	361.269,85
Itaipu (Parte Brasileira)	-4.684.258,53	-2.251.472,39	-1.035.079,33
Itumbiara	-1.174.556,96	-347.738,96	65.670,04
Jupiá (Eng° Souza Dias)	-1.830.667,51	-616.655,95	-9.650,16
Marechal Mascarenhas de Moraes (Antiga Peixoto)	-332.455,99	60.728,43	257.320,63

Nome da Usina	$VPL_{100\%}$	$VPL_{50\%}$	$VPL_{25\%}$
Marimbondo	-567.996,61	58.417,05	371.623,88
Porto Colômbia	-385.315,08	-121.960,33	9.717,05
Três Marias	-210.505,34	34.467,16	156.953,41
Tucuruí	-5.828.862,65	-2.548.507,77	-908.330,33

O VPL positivo indica que o investimento trará ganhos financeiros. Por outro lado, o VPL negativo indica perdas financeiras. Vale ressaltar que apesar do VPL negativo, ocorre investimento evitado futuramente em decorrência da depreciação de máquinas que se tornarão obsoletas.

Observa-se que algumas usinas apresentam VPL positivo para investimentos equivalentes a 50% do custo total e apenas cinco apresentam VPL negativo para investimentos de 25% do valor total. Dessas cinco, três constituem grandes grupos, podendo haver vantagens caso se avalie apenas o desmembramento dessas. O investimento em modernização no intuito exclusivo de capturarem a energia incremental parece ser inviável *per se* caso os custos equivalham a 100% dos custos com máquinas novas. Considerando as incertezas associadas ao estudo, recomenda-se avaliação mais detalhada por parte dos interessados.

.

9. Considerações finais.

Os estudos puderam apontar:

- **Custos de degradação** - A modelagem da degradação das máquinas indica perdas na geração hidrelétrica, que se refletem nos custos operativos do sistema. Não incentivar ou não dotar a regulação de medidas que estimulem os agentes a modernizar seus ativos pode implicar em elevação dos custos operativos (elevação de 15% no CMO, na simulação estática) e ineficiência do uso dos recursos hídricos, tendo por efeito o incremento da geração térmica e por consequência, seus efeitos econômicos;
- **Ganhos energéticos de eficiência -** A operação de usinas com maiores índices de eficiência se traduz em maior produtibilidade, tornando o SIN mais eficiente.
- **Otimização da geração hidrelétrica -** As simulações evidenciam que a recapacitação das usinas otimiza o uso do recurso hídrico com aumento da geração.
- **Redução do CMO -** A repotenciação como um todo reduz o CMO médio do período de estudos em até 11%, quando comparado ao caso base.
- **Ganhos de adicional de capacidade -** Possibilidade técnica de dispor de aproximadamente 11.000 MW de capacidade instalada adicional sem a necessidade da expansão hidrelétrica para novos sítios ao SIN. Contudo é preciso evoluir a atual forma de remuneração reconhecendo os atributos das hidrelétricas, como a capacidade, sendo que estes poderiam compor uma nova forma de remuneração dos empreendimentos, estimulando esse processo de modernização.

Dentre os temas correlatos à questão da repotenciação, destacam-se:

- **Disponibilidade de Reserva operativa e suprimento de capacidade de potência -** O possível adicional de capacidade trazido pela repotenciação trará ao SIN mais recursos de potência para atendimento à demanda de potência, quanto poderão ser utilizados para reserva de potência operativa em face da expansão de fontes menos controláveis. .
- **Atratividade da repotenciação e atributos de remuneração -** A avaliação econômica da energia firme incremental mostra que para algumas usinas a repotenciação é viável por si. Entretanto, tendo em vista que outra parcela de usinas pode ter sua modernização inviabilizada caso lastreada apenas nesse incremental, é fundamental evoluir na forma de remuneração, visando o pagamento efetivo pelo

serviço prestado, assunto que vem sendo discutido no âmbito da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro. Ainda assim, seria importante estudar a oportunidade de realização do recondicionamento no momento de renovação, ou relicitação, dessas concessões. .

- **Mercado de água –** em caso de cobrança pelo uso da água, tal monetização implicará em busca da maior eficiência produtiva das hidrelétricas, contribuindo para medidas de modernização das usinas.

Em suma, o trabalho detalhou os ganhos de energia e de capacidade para o SIN considerando o conjunto de usinas selecionadas[39]. As simulações tomando somente o parâmetro de energia firme acumularam um ganho de 441 MWm, enquanto o ganho visualizado para a energia média foi 520 MWm. A expansão de capacidade para atendimento ao requisito de potência demonstrou a competitividade da repotenciação já em 2024, com a entrada de 4.530 MW, e em 2025, com 253 MW.

Salienta-se que o potencial brasileiro de repotenciação, que pode ser maior que a seleção deste estudo, é ainda um campo extenso para ganhos de eficiência, de capacidade e de confiabilidade para o sistema, além da possibilidade de investimentos que movimentem toda a indústria hidrelétrica brasileira. A regulação adequada, o modelo de negócio, os contratos de concessão legados, a remuneração por capacidade, dentre outros, são os ingredientes que comporão futuro mecanismo que normatize os investimentos em repotenciação.

[39] O conjunto de usinas ofertantes pode ser maior, a depender da atratividade.

10. Referências Bibliográficas

1. Bermann, C. et al. A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental, WWF-Brasil, 2004. Disponível em: Acesso em: 18 nov. 2004.
2. 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.
3. Cícero M. P. Dos Santos; Jorge Coelho; Acires Dias. Uma contribuição metodológica para a modernização de unidades hidrogeradoras. SNPTEE 1999.
4. Cícero Mariano P. dos Santos. Reflexões sobre a modernização do parque hidrogerador diante dos avanços tecnológicos e dos instrumentos regulatórios. SNPTEE. 2003.
5. E.M. Reis; E.G. Costa. A experiência da CHESF na repotenciação das unidades geradoras da hidrelétrica Paulo Afonso II. SNPTEE XXIII - 2015. GGH.
6. EPE- Empresa de Pesquisa Energética. Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2018. Nota Técnica, 2018. Disponível em:
7. France. ASSEMBLÉE NATIONALE. Compte rendu. Commission des affaires économiques. Communication de Mme Marie-Noëlle Battistel sur les conclusions du groupe de travail relatif aux concessions hydroélectriques. 2018.
8. Goldberg, Joseph, Espeseth Lier, Oeyvind. Rehabilitation of hydropower: an introduction to economic and technical issues. 2011.
9. GYORI, D. F. S. Análise de Viabilidade Técnica-Econômica de Repotenciação de PCHs com Inserção de Benefícios Ambientais: Estudo de Caso. 2007. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.
10. Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 3: Electromechanical Equipment, EPRI, Palo Alto, CA: 2001. TR-112350-V3.
11. Hydro Life Extension Modernization Guides: Volume 2 Hydromechanical Equipment, EPRI, Palo Alto, CA: 2000. TR-112350-V2.
12. IEA. Technology Roadmap: Hydropower. 2012

13. IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants," in IEEE Std 1147-2005 (Revision of IEEE Std 1147-1991) , vol., no., pp.0_1-51, 2006 doi: 10.1109/IEEE-STD.2006.99379.

14. International Hydropower Report. 2018 Hydropower status report. Sector trendings and insights. 2018. Em: https://www.hydropower.org.org

15. IRENA. Renewable Energy Cost Analysis - Hydropower. 2012

16. Ministry of New and Renewable Energy Govt. of India. AHEC/MNRE/SHP Standards/E&M Works – Guidelines for Modernisation, Renovation and Uprating of SHP. 2011.

17. Peter M. Rudberg, Stockholm Environment Institute. Sweden's Evolving Hydropower Sector: Renovation, Restoration and Concession Change.2013.

18. RusHydro. ANNUAL REPORT. 2017.

19. Santos, Cícero Mariano Pires dos. Um Modelo para o Aumento de Produtividade do Conjunto Turbina-Gerador em Instalações Hidrelétricas' 01/12/1999 258 f. Doutorado em Engenharia Elétrica Instituição de Ensino: Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis Biblioteca Depositária: Biblioteca Universitária - BU/UFSC.

20. U.S. Bureau of Reclamation (Reclamation) e MWH AMERICAS, INC., 2010. Assessment of Potential Capacity Increases at Existing Hydropower Plants.

21. U.S. Department of the Interior, U.S. Department of the Army and U.S. Department of Energy. 2007. Potential Hydroelectric Development at Existing Federal Facilities for Section 1834 of the Energy Policy Act of 2005.

22. Uría-Martínez, R., P.W. O'Connor, and M. M. Johnson. 2018. 2017 Hydropower Market Report. Washington, DC: U.S. Department of Energy's Water Power Technologies Office, U.S. Department of Energy.

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

24. Main Brazilian Dams Design, Construction and Performance. 2009. ISBN 978-85-62967-01-6

25. Main Brazilian Dams I Design, Construction and Performance. 1982.

26. Main Brazilian Dams II Design, Construction and Performance. 2000.

27. Orlei Marinho; Álvaro José Noé Fogaça. ESTUDO PARA A REPOTÊNCIAÇÃO DOS GERADORES DA USINA GOV. PARIGOT DE SOUZA. SNPTEE XIV. 1997.

28. Serafim Castro Da Rocha; Luiz Augusto C. Del Castilho; José De Amorim Pinto; Márcio Monteleone; Ricardo Gonçalves Mota. MODERNIZAÇÃO E REPROJETO DO GERADOR B DA USINA DE FONTES NOVA. SNPTEE XIV. 1997.

29. SPEC – Planejamento Engenharia Consultoria/Energias do Brasil – USINA HIDRELÉTRICA MASCARENHAS, REPOTENCIAÇÃO / MODERNIZAÇÃO /REABILITAÇÃO – REV.1 PROPOSTA DE AUMENTO DE GERAÇÃO SC-302-D-RE-G00-003/07.

30. Tractebel Energia/ GDF Suez – Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago. 2015

31. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 403/2012-SGH/ANEEL. Análise da Solicitação de Revisão Extraordinária da Garantia Física da UHE Chavantes. 2012.

32. Concorrência COPEL SGT150088. Licitação na modalidade Concorrência para contratação de serviços de engenharia para modernização das turbinas da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto – UHE GBM.

33. Nota técnica Nº EPE-DEE-RE-112/2012: Estudos de Ampliação de Usinas Hidrelétricas, Restrições Operativas e Viabilidade Técnica e Econômica.

34. EPE-DEE-RE-034/2012-r0: UHE EM OPERAÇÃO Ampliação de Capacidade Instalada

35. Darryl W. Davis; John J. Buckley. Plants Potential for Increasing the Output of Existing Hydroelectric Plants. US Army Corps of Engineers. 1981.

36. GOMES, ELISA DE PODESTA. Potencial de Repotenciação de Usinas Hidrelétricas no Brasil e sua Viabilização' 26/08/2013 110 f. Mestrado em PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS Instituição de Ensino: UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS