

O ENVELHECIMENTO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS E O AUMENTO DO ÍNDICE DE INDISPONIBILIDADE NÃO PROGRAMADO¹

THE AGING OF HYDROELECTRIC PLANTS AND THE INCREASE IN THE UNAVAILABILITY INDEX

Autora: Vanila Stelyana Fernandes da Silva²

Coautoria: Dr. Luís Roberto Castro³

RESUMO: O trabalho visa apresentar a quantidade de horas em que os turbogeradores das Usinas Hidrelétricas (UHE) têm a sua operação interrompida em decorrência de paradas não programadas, a partir daí ficará demonstrado a quantidade de energia e receita não recebida devido a essas interrupções. O principal objeto de trabalho da pesquisa será a Taxa Equivalente de indisponibilidade forçada (TEIFa), a partir desse índice é esperado conseguir definir todas as variáveis necessárias para quantificar a energia e a receita que não foram agregadas em decorrência dessas paradas. Usou-se como metodologia o estudo descritivo com técnicas documentais, bibliográficas, estatísticas, coleta de dados, considerando artigos científicos, revistas eletrônicas e sites governamentais para fundamentar os argumentos lançados acerca do objetivo geral desta pesquisa. Os resultados demonstraram que o envelhecimento das UHE propicia o aumento das paradas não programadas levando a uma instabilidade operacional. Como forma de mitigar o problema é proposta a repotenciação.

Palavras-chave: Usinas hidrelétricas; TEIFa; Repotenciação; Turbogeneradores.

ABSTRACT: The work aims to present the number of hours in which the turbogenerators of Hydroelectric Power Plants (UHE) have their operation interrupted because of unscheduled stops. It will also demonstrate the amount of energy and revenue not received due to these interruptions. The main object of research work will be the Equivalent Forced Unavailability Rate (TEIFa), from this index it is expected to be able to define all the variables necessary to quantify the energy and revenue that were not added because of these shutdowns. The methodology used was a descriptive study with documentary, bibliographic, statistical and data collection techniques, considering scientific articles, electronic magazines, and government websites to support the arguments launched about the general objective of this research. The results demonstrated that the aging of HPPs leads to an increase in unscheduled shutdowns, leading to operational instability. To mitigate the problem, repowering is proposed.

Keywords: Hydroelectric plants; TEIFa; Repowering; Turbogenerators.

¹Trabalho Final de Curso da Pós-Graduação *lato sensu* em Eficiência Energética do IFES Campus Vitória.

²Pós Graduação *lato sensu* em Eficiência Energética, IFES Campus Vitória, e-mail: vanila_stelyana@hotmail.com.

³Professor doutor em Engenharia Mecânica, IFES, e-mail: lrcaastro@ifes.edu.br.

1 INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta uma ampla matriz energética, devido a grandiosidade do seu território e suas características climáticas, que favorecem a diversidade de fontes geradoras de eletricidade. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética, EPE (2019), o território brasileiro tem uma das matrizes mais limpas do mundo, sendo que 56,8% da energia elétrica produzida no país é proveniente de recursos hídricos.

Com grande potencial hídrico e uma política energética dos anos cinquenta e sessenta, onde muitas cidades brasileiras tinham sua própria usina de geração de energia elétrica, o número de hidrelétricas abandonadas ou com baixa entrega de potência devido ao desgaste natural vem crescendo ao longo dos anos (EPE, 2019).

O envelhecimento das usinas hidrelétricas sem o planejamento de manutenção adequado e ou plano de reabilitação eficaz pode comprometer a estabilidade do sistema de geração e distribuição de energia. Segundo Faria (2020), 31% das usinas do país que geram eletricidade para o Sistema Interligado Brasileiro (SIN) têm mais de 40 anos de operação, sendo que, de acordo com a literatura técnica a média de vida útil das turbinas e geradores das UHE são de 25 a 35 anos.

Os índices de indisponibilidade, conhecidos como TEIFa e a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP), aumentam significativamente com o envelhecimento das usinas. Esses índices, são utilizados para indicar o tempo em que os turbogeradores permanecem desligados por motivo de manutenção forçada e de manutenção programada. À medida em que os valores do TEIFa são permanentemente maiores que os valores de TEIP, é necessário que intervenções sejam feitas para evitar a desativação da usina (BID, 2019).

Faria (2020) pontua que, entre os períodos de 2007 e 2018, deixaram de ser gerados cerca de 208.963 GWh por paradas forçadas, o equivalente a quase 13 bilhões de dólares cotados pelo valor dos leilões anuais de energia realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Assim, a repotenciação aparece como uma forma de mitigar os problemas enfrentados pelo SIN devolvendo potência ao sistema. Tal medida pode ser definida segundo Oliveira (2012), como "uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de um empreendimento hidrelétrico já construído, com ganho simultâneo de potência e rendimento, conciliados com benefícios econômicos e socioambientais".

1.1 OBJETIVO GERAL

O projeto tem como intuito apresentar uma revisão bibliográfica acerca do trabalho apresentado pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento de 2019 (BID) "Impacto das interrupções na geração hidrelétrica do Brasil" com vistas a utilizar os dados apresentados sobre TEIFa como objeto de pesquisa.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar e avaliar a quantidade de horas em que ocorreu desligamento forçado dos turbogeradores a partir da TEIFa a fim de valorar a quantidade de energia não gerada devido a essas interrupções;
- Identificar e avaliar a partir da quantidade de energia não gerada a receita não recebida devido a essas interrupções.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 CONTEXTO HISTÓRICO

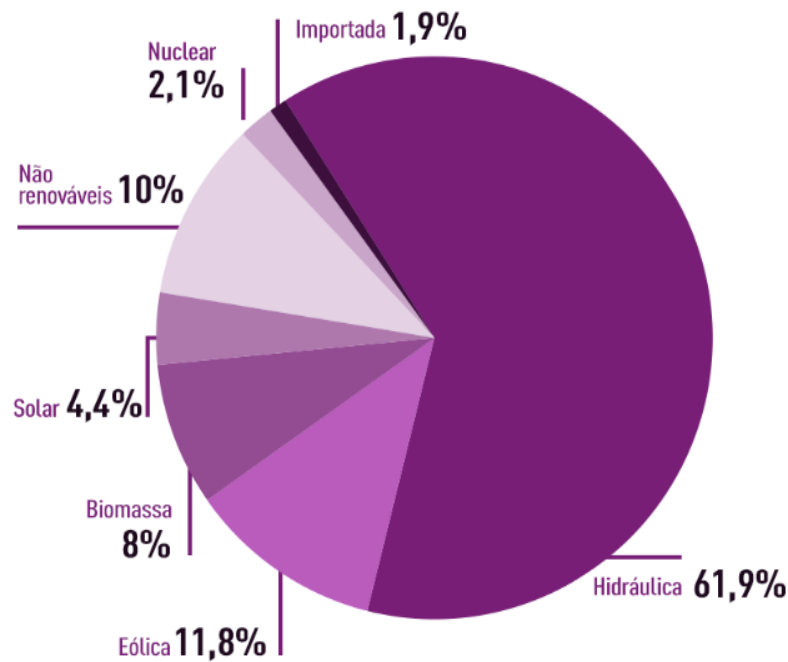
No final do século XIX, nos últimos anos do Brasil Império, principalmente na região sudeste do país, com o advento do desenvolvimento industrial que culminou no crescimento das exportações, foi dado início aos primeiros registros de geração de energia elétrica por intermédio das usinas hidrelétricas.

Ao passo em que o mundo está em desenvolvimento contínuo, a geração de energia elétrica através de recursos hídricos é de suma importância, devido a sua simplicidade e ao grande

potencial hídrico do Brasil. Vale consignar que é um método de geração que adquiriu hegemonia quando se trata de eletricidade no país (EPE, 2019).

A propósito, a Figura 1 utiliza o recurso gráfico para demonstrar em parcelas a composição da matriz elétrica brasileira focada em fontes renováveis. É possível inferir a partir dela a predominância da matriz hidráulica sobre as demais fontes.

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: BEN (2023, p.23).

Apesar da hegemonia das UHE, o envelhecimento dos equipamentos e da estrutura das usinas tem causado preocupação e baixa confiabilidade na entrega de energia elétrica ao SIN (BID, 2019).

2.2 ENVELHECIMENTO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

A ANEEL divide a capacidade de geração de energia hidrelétrica no Brasil em três categorias: Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e UHE. Destas, apenas as UHE têm a sua operação controlada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) a fim de otimizar o SIN (BID, 2019).

A Tabela 1 tem como referência a variação da idade em anos das UHE, sendo possível analisar a quantidade de usinas que estão compreendidas nessa variação e a potência instalada em MW de cada uma delas. Além disso, é apresentado também a porcentagem da quantidade de usinas que estão compreendidas em cada variação de idade.

Tabela 1 – Distribuição das usinas hidrelétricas do SIN por idade.

Idade em anos	Número	%	Potência Instalada [MW]
0 < UHE ≤ 20	73	50	34.408
20 < UHE ≤ 40	26	18	38.488
40 < UHE ≤ 60	38	26	19.163
60 < UHE ≤ 80	8	5	1.487
80 < UHE ≤ 90	0	0	0
90 < UHE ≤ 100	2	1	1.076
TOTAL	147	100	94.622

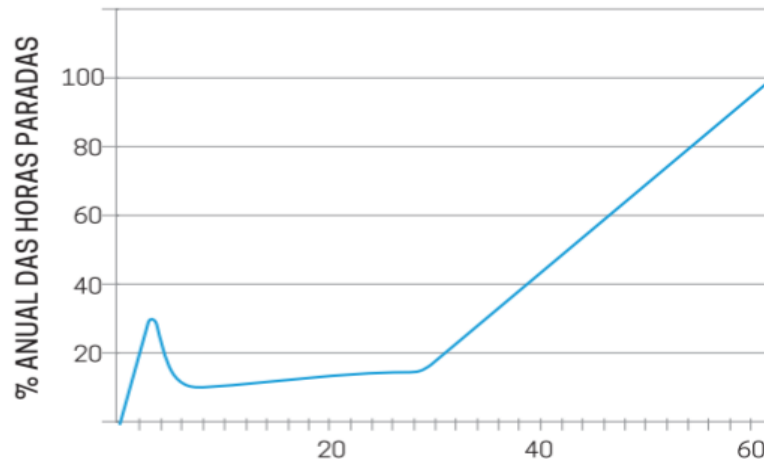
Fonte: BID (2019, p.7).

A partir dos dados apresentados na Tabela 1, é possível observar que 50% das usinas que integravam o SIN em 2019, um total de sessenta e seis, já tinham passado dos seus vinte anos de idade e juntas somavam aproximadamente duas vezes mais potência instalada do que as usinas com menos de vinte anos.

O turbogerador é a base principal de uma unidade de geração, composto por equipamentos que não sofrem desgaste acentuado devido à ausência de contato direto com superfícies sólidas. Contudo, o deterioramento desses elementos é inevitável, devido ao atrito entre a água e as superfícies metálicas do equipamento gerando abrasão por sedimentos, cavitação e altas temperaturas (BID, 2019).

O tempo de manutenção dos equipamentos varia de acordo com a sua capacidade, vida útil e com a exposição imposta. A Figura 2 mostra que nos dois primeiros anos de operação dos turbogeradores, o tempo dispensado para manutenção é maior do que com relação ao período compreendido entre o terceiro e o vigésimo quinto ano de operação da usina. Tudo isso, devido aos ajustes necessários e à montagem dos equipamentos pendentes nos dois primeiros anos de operação da usina. Posterior ao período de estabilização entre 25 e 60 anos, o tempo de manutenção das UHE volta a aumentar de maneira exponencial devido às necessidades constantes de manutenção pelo desgaste natural dos equipamentos ao longo dos anos.

Figura 2 – Comportamento típico da manutenção de turbogeradores.



Fonte: BID (2019, p.10).

O aumento do número de horas em que os turbogeradores estão parados pode ser calculado a partir de dois índices de indisponibilidade, sendo eles, o TEIP e o TEIFa.

2.3 INDICADORES DE INDISPONIBILIDADE

O cálculo de indisponibilidade apresentado pela ANEEL é dado a partir da TEIP, que indica o tempo em que o turbogerador ficou desligado para manutenções previstas e, da TEIFa que quantifica o tempo em que o turbogerador ficou desligado para manutenção forçada. Os valores de TEIFa acima de 3% e os valores de TEIP maiores que 6% indicam a necessidade de intervenção na usina em que os fatores foram observados. Sendo que, o somatório geral de TEIFa e TEIP não podem ultrapassar 9%. Assim, valores de TEIFa permanentemente maiores que TEIP indicam uma necessidade de celeridade no processo de intervenção da usina (BID, 2019).

A Tabela 2 apresenta os valores atualizados de TEIFa e TEIP em porcentagem, apresentados pela Portaria 42 do Ministério de Minas e Energia (MME) de 2022, a partir da variação da potência unitária dada em MW a tabela também apresenta a disponibilidade total das UHE em porcentagem dentro da variação citada.

Tabela 2 – Valores de TEIF e TEIP estabelecidos na Portaria MME nº 42/2022.

Limite (MW)	TEIFa (%)	TEIP (%)	Disponibilidade total (%)
Potência Unitária \leq 29MW	1,684	3,796	94,584
29 < Potência Unitária \leq 59MW	1,844	3,641	94,582
59 < Potência Unitária \leq 199MW	1,591	3,707	94,761
199 < Potência Unitária \leq 499MW	2,681	3,478	93,934
499 < Potência Unitária \leq 1300MW	2,107	2,399	95,545

Fonte: MME (2022)

Com o envelhecimento e o desgaste natural dos turbogeradores, os valores dos índices de TEIFa e TEIP tendem a aumentar sendo latente a necessidade de intervenções. Assim, a repotenciação é apresentada como forma de mitigar o processo de envelhecimento das usinas, recuperando a potência perdida com o desgaste temporal dos equipamentos.

2.4 REPOTENCIAÇÃO

O processo de repotenciação trata-se de uma reforma da antiga estrutura de uma usina hidrelétrica por alternativas tecnológicas mais modernas, pois, com o passar dos anos os componentes das usinas apresentam desgaste natural limitando a sua operação fora dos padrões originais de potência e eficiência. Se faz necessário a implantação de novas tecnologias e equipamentos que permitam acompanhar e continuar a desenvolver a usina ao longo do tempo, aprimorando o seu desempenho e tornando-a eficiente de novo (BERMANN; VEIGA, 2002).

Segundo estudos apresentados pelo setor hidrelétrico mundial, em 2030 mais da metade das usinas existentes terá passado por algum tipo de modernização em suas instalações e em 2050 todas as usinas já terão passado por alguma ação de repotenciação (EPE, 2019).

A repotenciação se subdivide em três modalidades, sendo elas: reabilitação, revitalização e ampliação. A melhor modalidade a ser empregada depende de uma avaliação criteriosa acerca dos equipamentos utilizados atualmente e de sua vida útil (OLIVEIRA, 2012).

A idade das UHE, normalmente, costuma ser o ponto de partida na triagem das possíveis candidatas a repotenciação. Outrossim, a operação em sobrecarga também reduz a vida útil dos componentes, embora seja uma análise casuística de cada usina. Nesse ínterim, a análise e

a observação de comparação das técnicas utilizadas facilita a identificação de pontos a melhorar e possíveis métodos para aumentar o rendimento. A Tabela 3 apresenta os valores de referência de idade de vida útil das turbinas e dos geradores conforme alguns autores com maior relevância no assunto.

Tabela 3 – Idade de referência.

AUTOR	ANO	GERADOR (ANOS)	TURBINA (ANOS)
Santos	1999	20	25
EPRI	2000 e 2001	20	30 – 50 (a depender da potência)
Veiga	2001	20	20
Santos	2003	25-30	30-40
Bermann	2004	20	20
Gyori	2007	20	20
EPE	2008	20	20
India	2011	35	35
Banco Mundial	2011	35	35
IRRENA	2012	30	30
IEA	2012	30-40	30-40
Gomes	2013	25-40	25-50 (a depender do tipo)

Fonte: EPE (2019, p.21).

É possível inferir a partir dos dados coletados e comparados na tabela que a média de duração do conjunto turbina gerador varia de 20 a 50 anos de idade, sendo que o tipo de turbina e a potência dos equipamentos podem influenciar na longevidade.

3 METODOLOGIA

A pesquisa realizada teve como metodologia um estudo descritivo com técnicas documentais, bibliográficas e estatísticas, considerando artigos científicos, revistas eletrônicas e sites governamentais para fundamentar os argumentos lançados acerca do objetivo geral desta pesquisa, apresentar a quantidade de energia elétrica que as UHE deixaram de gerar devido desligamento forçado, tendo como resultado a avaliação do custo da receita não recebida devido a essas interrupções.

Para obter os resultados esperados acerca do problema levantado neste trabalho, foi realizada uma pesquisa bibliográfica com coleta de dados e levantamento de informações pertinentes ao tema.

As horas de desligamentos forçados dos turbogeradores foram apresentadas a partir do índice de indisponibilidade, a fim de quantificar a energia não gerada devido a essas interrupções. A TEIFa foi calculada conforme a equação 1, apresentada na resolução normativa nº 614 de 2014 da ANEEL, sendo utilizado como base 60 valores mensais referentes aos meses imediatamente anteriores ao mês atual (BID, 2019).

$$TEIFa = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n Pi \times (HDF+HEDF)ij}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n Pi \times (HDF+HEDF+HS+HDCE+HRD)ij} \quad (1)$$

sendo:

i é o índice da unidade geradora em operação comercial;

n é o número de unidades geradoras em operação comercial;

j é o índice do mês apurado;

P é a potência instalada da unidade geradora;

HDF é o número de horas de desligamento forçado da unidade i no mês j ;

$HEDF$ é o número de horas equivalentes de desligamento forçado da unidade i no mês j ;

HS é o número de horas em serviço da unidade i no mês j ;

HRD é o número de horas de reserva desligada da unidade i no mês j ;

$HDCE$ é o número de horas desligadas por condições externas da unidade i no mês j .

De posse dos valores de TEIFa, é possível quantificar as horas em que os turbogeradores permaneceram desligados forçadamente a partir da equação 2 e calcular a quantidade de horas por mês em que a usina deixou de gerar energia utilizando a equação 3.

$$HDF = TEIFa \times h_{mês} \quad (2)$$

$$h_{mês} = N_{turbo} \times \text{número de horas do mês} \quad (3)$$

sendo:

N_{turbo} é o número de turbogeradores existentes na usina.

Dado a resolução das equações 2 e 3, o número de horas por desligamento forçado ao mês é convertido em energia não gerada a partir da equação 4, apresentada na cartilha BID de 2019.

A soma das HDFs mensais ao longo de 12 meses será multiplicada pela potência média dos turbogeradores e dividida por 1000 para conversão em GWh.

$$Energia\ não\ gerada\ (GWh) = \frac{\sum_1^{12} HDFi \times Pot}{1000} \quad (4)$$

onde:

Pot é a potência média das turbinas.

A partir da aplicação das fórmulas tornou-se possível calcular o valor da receita não recebida. Para determinar os custos da energia que deixou de ser gerada, o valor pôde ser obtido com base nos dados apresentados nos leilões de energia realizados pela ANEEL (BID, 2019).

A Tabela 4 apresenta os valores dos leilões de energia elétrica realizados pela agência entre os anos de 2010 e 2018 em dólar.

Tabela 4 – Valores de venda de eletricidade nos leilões da ANEEL.

ANO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
U\$/MWh	45,25	65,55	47,97	49,06	53,19	49,3	70,94	85,05	49,06

Fonte: Adaptado de BID (2019).

Mais adiante, no campo de resultados e discussões do projeto, utilizaremos esses valores para demonstrar quantitativamente o valor deixado de ganhar por interrupções inesperadas de energia elétrica.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 QUANTIDADE DE HORAS DE DESLIGAMENTO FORÇADO

Utilizando a equação 2, é possível quantificar o número de horas em que as usinas hidrelétricas brasileiras tiveram seus turbogeradores desligados por motivos não programados, mensalmente, entre os anos de 2010 e 2018. A Tabela 5 apresenta a quantidade de horas em que os turbogeradores foram desligados, por ano, devido a motivos não programados, bem

como a quantidade de turbogeradores em operação e a porcentagem de horas em que ocorreu desligamento forçado.

Tabela 5 – Número de horas anuais de desligamentos forçados.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HDF	89.668	87.952	97.151	101.700	105.863	122.483	141.153	136.921	136.481
TG	507	549	565	616	628	640	660	664	667
HDF%	2,02	1,83	1,96	1,88	1,92	2,18	2,44	2,35	2,35

Fonte: Adaptado de BID (2019). Legenda: HDF: horas de desligamento forçado; TG: nº de turbogeradores.

É possível observar a partir da Tabela 05 um aumento expressivo do número de horas por paradas forçadas a partir do ano de 2012, esse aumento pode estar relacionado com a quantidade de turbogeradores colocados em operação e com a necessidade frequente de manutenção neste equipamento nos dois primeiros anos de uso. Contudo, a partir do ano de 2015 o HDF continuou subindo, apesar de algumas oscilações, mesmo com a estabilização do número de turbogeradores. Neste caso, pode estar ligado ao envelhecimento das UHE implicando no aumento de TEIFa sobre TEIP.

4.2 QUANTIDADE DE ENERGIA NÃO GERADA POR DESLIGAMENTO FORÇADO

Conhecendo o número anual de horas em que os turbogeradores ficaram desligados por manutenção não programada e a potência instalada de cada usina, foi possível calcular a quantidade de energia não gerada e compará-la com a energia gerada no país. A Tabela 6 mostra os resultados da energia não gerada entre os anos de 2010 e 2018, bem como a energia total gerada por ano e a porcentagem de energia não gerada hidro, os dados foram retirados da cartilha do BID (2019).

Tabela 6 – Diferença anual em porcentagem da quantidade de energia gerada e de energia não gerada por parada forçada.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
NG	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539	25.641
G	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906	388.971
NG	3,3	3,0	3,4	3,8	4,4	5,5	6,6	6,9	6,6
hidro									

Fonte: Adaptado de BID (2019).

Legenda: NG: não gerada; G:gerada.

A partir dos dados apresentados na tabela 6, que foram adaptados para a realidade dessa pesquisa, é possível observar um aumento na quantidade de energia não gerada por parada forçada ao longo dos anos, sendo que esse valor quase dobrou no curto período de 8 anos.

4.3 VALOR EM DÓLAR (US\$) DA ENERGIA NÃO GERADA EM DESLIGAMENTO FORÇADO

Para calcular o valor da energia não gerada foi necessário recapitular os dados calculados nas seções anteriores. Sendo que, a energia não gerada foi dada em GWh e o valor em dólar apresentado nos leilões de energia da ANEEL, anualmente, está em MWh. Assim sendo, após as conversões necessárias dos valores não gerados em dólar de GWh para MWh, a Tabela 6 apresenta, integralmente, os valores da eletricidade em dólar juntamente com a quantidade de energia que não foi aproveitada.

Tabela 7 – Valor, em milhões de dólares (US\$), da venda de energia elétrica.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
NG	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539	25.641
US\$	45,25	65,55	47,97	49,06	53,19	49,30	70,94	85,05	49,06
US\$ milhão	597	836	687	738	871	971	1785	2172	1258

Fonte: Adaptado de BID (2019).

Legenda: G:gerada; US\$: valor em dólar.

Importante observar que, a variação do valor do dólar ao longo dos anos impacta diretamente nos valores/resultados obtidos na Tabela 7, o que precisa ser levado em consideração na hora de avaliar os dados apresentados. Contudo, é importante observar também que, a quantidade de energia não gerada, praticamente, dobrou em um curto período de 2010 a 2018.

5 CONCLUSÕES

O presente projeto buscou explicitar e avaliar a quantidade de energia elétrica que as UHE do SIN deixaram de gerar devido a paradas não programadas, tendo como objeto principal de estudo o índice de indisponibilidade TEIFa. Assim sendo, a partir dos dados obtidos foi possível levantar uma discussão sobre o aumento das paradas não programadas e buscar justificativas para tanto. Sendo que, o envelhecimento das UHE contribui para o aumento expressivo de TEIFa, assim foi proposto a repotenciação para diminuir os impactos causados com o tempo.

Partindo para metodologia do trabalho, buscou-se focar nos desligamentos forçados e na sua implicação geral, a fim de apresentar o tempo em que os turbogeradores permaneceram desligados por motivo forçado. Desta forma, ficou demonstrado, em valor, a energia não gerada devido a essas interrupções e a receita não ganha. Para isso, foram utilizadas equações matemáticas e dados apresentados pela ANEEL conforme descrito na cartilha do BID, 2019.

No decorrer do trabalho, a análise dos resultados e discussões foram focados no índice de TEIFa. Assim sendo, todos os dados levantados estavam ligados a paradas forçadas. O intuito era demonstrar a falta de controle sobre as paradas e a perda de potência. Em conformidade com o que foi explanado, sendo o nosso parque gerador de energia elétrica através das UHE "velho" é latente a necessidade de avaliação e reabilitação das usinas a fim de não comprometer o fornecimento de energia elétrica.

REFEFÊNCIAS

BERMANN, Célio; VEIGA, José. Repotenciação de usinas hidrelétricas: uma avaliação a partir de três estudos de caso. **Revista Brasileira de Energia**, Vol.9, nº 1, 2002. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/158/141>. Acesso em: 10 ago. 2023.

BID. Divisão de Energia/ Setor de Infraestrutura e Energia. **Impacto das interrupções na geração hidrelétrica do Brasil**. Brasília, nº 1595, 2019.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2023**: relatório síntese/ano base 2022. Rio de Janeiro: MME/ EPE, 2023. Disponível em: <https://www.raizen.com.br/blog/matriz-energetica-brasileira>. Acesso em: 06 jul. 2023.

EPE. Expansão da geração: ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada, Brasília. **Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas**: nº 88, 2019.

FARIA. A. Ecologia e ação. **Envelhecimento de hidrelétricas no Brasil reduz geração de energia**. Campo Grande, MS, 2023. Disponível em: <https://ecoa.org.br/envelhecimento-das-usinas-hidreletricas-no-brasil-reduz-capacidade-de-producao-de-energia/>. Acesso em: 02 jul. 2023.

OLIVEIRA, M.A. Ganhos Viabilizados pela Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Conceitos e Definições. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE, 8, 2012, Curitiba. **Anais Energia para o Século XXI: Sociedade e Desenvolvimento**. Curitiba, PR, 2012.

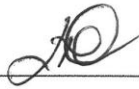
OLIVEIRA, M.A. Repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas: avaliação técnica e econômica. 2012. 171 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2012.

MME. “Revisão dos valores de Referência de Indisponibilidade Forçada – TEIF e Programada – IP de Usinas Hidrelétricas – Revisão 4”. 22 de abril de 2022. Grupo de Trabalho coordenado pelo MME, com a participação da ANEEL, da EPE e do ONS.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Informo que a discente VANILA STELYANA FERNANDES DA SILVA apresentou Trabalho Final de Curso de Pós-Graduação Especialização em Eficiência Energética em 15 de dezembro de 2023, intitulado "O ENVELHECIMENTO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS E O AUMENTO DO ÍNDICE DE INDISPONIBILIDADE NÃO PROGRAMADO" concluiu e entregou a versão final para submissão no repositório do IFES - Campus Vitória, por mim aprovada.

Vitória, 15 de dezembro de 2023.



Prof. Dr. Luís Roberto Castro
Orientador



Prof. Dr. Jorge Luiz Barbarioli
Examinador



Prof. Dr. Marcelo Brunoro
Examinador