Banco Interamericano de Desenvolvimento

Impacto das interrupções na geração hidrelétrica do Brasil

Manoel Fernandes Martins Nogueira
Arturo Alarcón

Divisão de Energia/Setor de Infraestrutura e Energia

NOTAS TÉCNICAS Nº
IDB-TN-01595

Setembro 2019

Impacto das interrupções na geração hidrelétrica do Brasil

Manoel Fernandes Martins Nogueira
Arturo Alarcón

Setembro 2019

BID
Banco Interamericano de Desenvolvimento

Catalogação na fonte fornecida pela
Biblioteca Felipe Herrera do
Banco Interamericano de Desenvolvimento

Nogueira, Manoel Fernandes Martins.
Impacto das interrupções na geração hidrelétrica do Brasil / Manoel Fernandes Martins Nogueira, Arturo D. Alarcón.
p. cm. — (Nota técnica do BID ; 1595)
Inclui referências bibliográficas.
1. Hydroelectric power plants-Brazil. 2. Water-power-Brazil. 3. Electric power production-Brazil. 4. Renewable energy sources-Brazil. I. Alarcón, Arturo. II. Banco Interamericano de Desenvolvimento. Divisão de Energia. III. Título. IV. Série.
IDB-TN-1595

Códigos JEL: O13, L940, Q400, Q410, Q540,Q550
Palavras-chave: geração hidrelétrica, interrupções forçadas, centrais hidrelétricas, energia hidrelétrica, eletricidade.

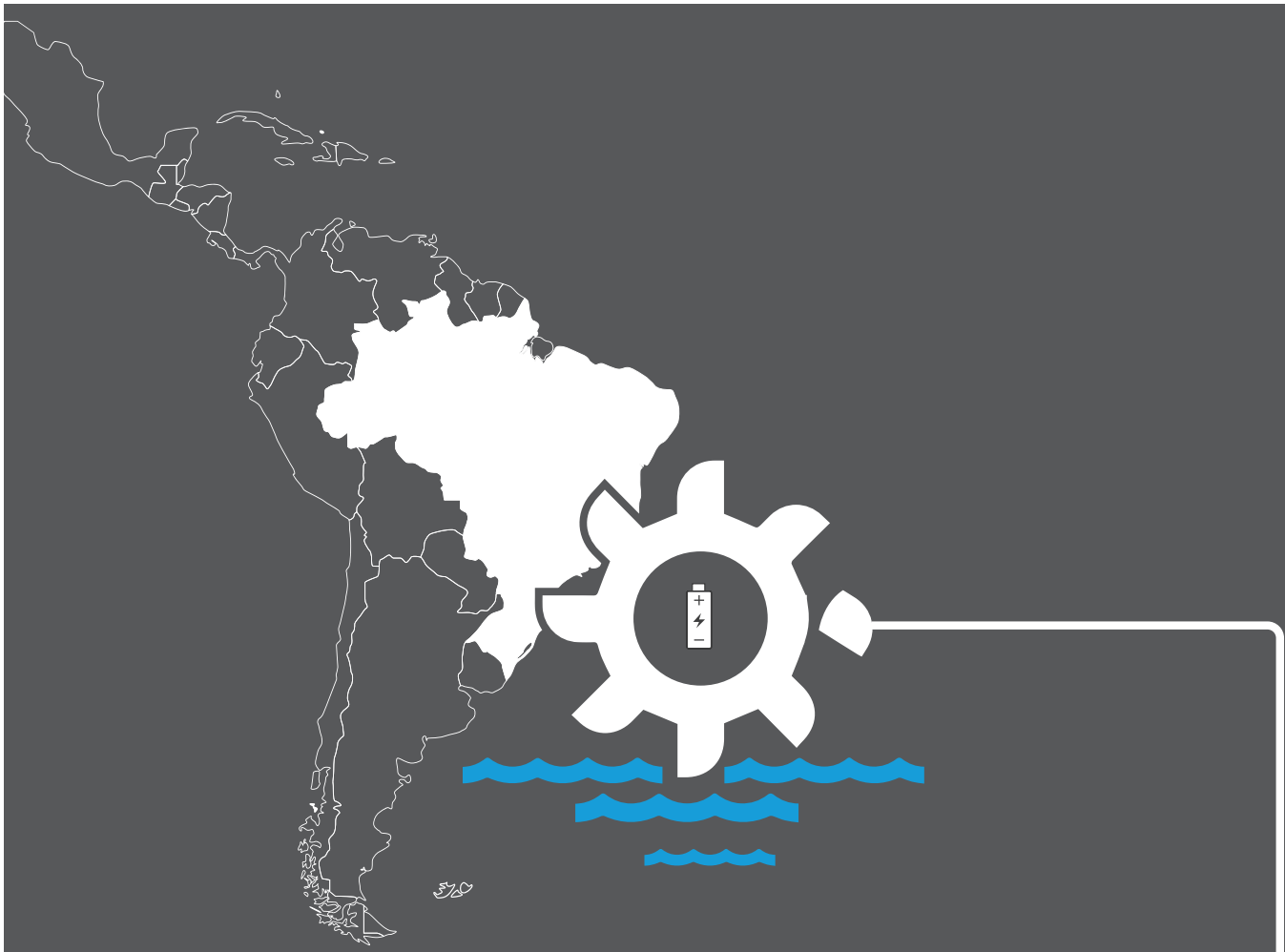
http://www.iadb.org

Copyright © 2019 Banco Interamericano de Desenvolvimento. Esta obra está licenciada sob uma licença Creative Commons IGO 3.0 Atribuição-NãoComercial-SemDerivações (CC BY-NC-ND 3.0 IGO) (http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode) e pode ser reproduzida com atribuição ao BID e para qualquer finalidade não comercial. Nenhum trabalho derivado é permitido.

Qualquer controvérsia relativa à utilização de obras do BID que não possa ser resolvida amigavelmente será submetida à arbitragem em conformidade com as regras da UNCITRAL. O uso do nome do BID para qualquer outra finalidade que não a atribuição, bem como a utilização do logotipo do BID serão objetos de um contrato por escrito de licença separado entre o BID e o usuário e não está autorizado como parte desta licença CC-IGO.

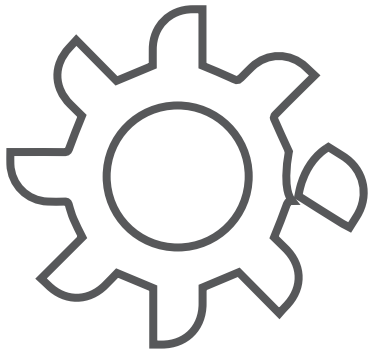
Note-se que o link fornecido acima inclui termos e condições adicionais da licença.

As opiniões expressas nesta publicação são de responsabilidade dos autores e não refletem necessariamente a posição do Banco Interamericano de Desenvolvimento, de sua Diretoria Executiva, ou dos países que eles representam.



IMPACTO DAS INTERRUPÇÕES NA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DO BRASIL

BID



Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID
2019

Sumário Executivo

No Brasil, 147 centrais hidrelétricas com 667 turbogeradores[1] e potência instalada de 94,6 GW respondem pela geração de 60,4% da eletricidade destinada a satisfazer a demanda da população. Equipamentos com mais de 20 anos apresentam defeitos frequentes com interrupção de funcionamento, e no caso de equipamentos com mais de 40 anos, a frequência de desligamentos forçados é de tal ordem, que chega a comprometer a continuidade das operações. Esse problema não é pequeno, uma vez que 31% das hidrelétricas brasileiras têm mais de 40 anos.

O operador do sistema elétrico brasileiro usa dois índices para monitorar o número de horas que os turbogeradores permanecem desligados: TEIFa e TEIP. O primeiro indica o tempo que os turbogeradores permanecem desligados por razões forçadas; e o segundo, o tempo de desligamento por razões programadas. O Ministério de Minas e Energia definiu os limites máximos para esses índices. Ultrapassar esses limites reduz significativamente as receitas do empreendimento, uma vez que altera o valor da energia firme pela qual a usina é remunerada.

Em 2018 havia 29 usinas operando acima desse limite, totalizando 28.165 MW de potência instalada. A reabilitação das sete usinas com maior TEIFa em agosto de 2018 promoveria o acréscimo ao sistema elétrico de 9237 GWh por ano (equivalente a 19% da energia gerada por essas usinas e a 1,9% de toda a energia hidrelétrica gerada em 2017), que teriam um valor de mercado de US$ 785,6 milhões[2]. Esses valores mostram que a energia perdida por desligamentos forçados e seu valor associado representam um volume significativo, que merece a atenção dos agentes. Além disso, a comparação desses valores com as despesas anuais de manutenção mostra que a energia perdida por desligamentos forçados é muito superior aos custos de manutenção.

1 Denomina-se turbogerador o conjunto de turbina e gerador de uma usina hidrelétrica, que constitui a base principal de uma unidade de geração.

2 Embora nas usinas de reservatórios seja possível argumentar que a energia não é perdida, uma vez que é armazenada na forma de água no reservatório, a análise apresentada nesta nota refere-se ao custo de oportunidade da energia. Presumindo-se que o recurso água está disponível, o desligamento forçado indica que a energia teria sido gerada se o desligamento forçado não houvesse ocorrido. Portanto, do ponto de vista do sistema, essa energia deveria ter sido gerada por outro gerador para satisfazer a demanda. Assim, há um custo de oportunidade, calculado com base na energia que deixou de ser gerada pelo desligamento forçado.

O objetivo deste estudo é estimar o custo de oportunidade da energia hidrelétrica perdida no sistema elétrico brasileiro, seja por desligamentos forçados ou desligamentos programados. Para tanto, o estudo propõe uma metodologia para quantificar a energia não gerada a partir dos valores de TEIFa e TEIP publicados mensalmente pelo ONS. Posteriormente, conhecendo essa quantidade de energia, o estudo avalia seu custo a preços de mercado (custo para o sistema) ou a preços de contrato (custo para o operador da usina). Além disso, é possível comparar o custo de oportunidade da energia não gerada com o custo estimado de manutenção, a fim de dar uma indicação do custo de oportunidade da manutenção. Isso permite apresentar uma metodologia para identificar quando uma central hidrelétrica indica que necessita de reabilitação, indicações essas que provêm da porcentagem de tempo de desligamento, do valor da energia não vendida e da comparação desse valor não recebido com o custo de manutenção.

Este estudo identificou que a porcentagem de horas de desligamento forçado está aumentando com o tempo, enquanto a porcentagem de horas de desligamento programado permanece aproximadamente constante. Isso indica que a entrada de novas usinas (com tempos menores de desligamento), em geral não compensa o aumento do desligamento forçado das usinas mais antigas, projetando para o futuro o agravamento desse problema.

O estudo também identificou que em 2017 a energia hidrelétrica não gerada em razão de desligamentos forçados e programados respondeu por 67% da energia perdida pelo sistema elétrico em transmissão e distribuição, seja por motivo técnicos ou comerciais. É importante ressaltar que as perdas do sistema elétrico já atingiram valores preocupantes, causando a criação de programas de contenção pelos reguladores. A energia hidrelétrica perdida por desligamentos forçados tem a mesma magnitude e, portanto, é necessário atribuir-lhe uma importância semelhante.

Este trabalho também compara os custos anuais de manutenção com o valor da energia perdida. Os resultados mostram que em várias usinas, o investimento em reabilitação e manutenção para reduzir a taxa de falhas e aumentar a oferta de energia renovável de custo e impacto ambiental baixos poderia ser economicamente justificado. Aqui mostra-se que, se a TEIFa aumenta a um valor igual à razão entre o custo de manutenção (em US$/MWh) e o valor ao qual a energia pode ser vendida (também em US$/MWh), o valor da energia que não foi vendida é igual ao valor anual de manutenção da usina.

Este documento começa apresentando o setor hidrelétrico brasileiro e como o envelhecimento das hidrelétricas (estruturas e equipamentos) afeta o seu desempenho, seja técnico ou econômico. Em seguida, são apresentados os indicadores de indisponibilidade usados, bem como a metodologia

empregada para converter os indicadores em horas e receita. Subsequentemente, são apresentados os resultados das horas de desligamentos forçados ou programados e sua comparação com a energia gerada por hidrelétricas, com a geração total do sistema interligado, com as perdas do setor elétrico e, finalmente, a comparação entre o custo de manutenção e valor da energia não vendida.

Nota:

"Os autores são gratos a Antonio Geraldo de Paula Oliveira, do CGEE, e a Héctor Baldivieso, Cinthya Pastor e Tomás Serebrisky, do Setor de Infraestrutura e Energia do BID, pela revisão e pelos comentários durante a elaboração deste estudo".

2. Introducción

2.1. O setor hidrelétrico brasileiro

A energia hidrelétrica fornece cerca de 80% da energia consumida no Brasil, sendo a base de sua matriz elétrica. Com mais de 100 Gigawatts (GW) instalados, metade das usinas hidrelétricas da América Latina está localizada no país. A agência reguladora brasileira ANEEL divide a capacidade de geração de energia hidrelétrica do Brasil em três categorias:[3]

Central Geradora Hidrelétrica (CGH), com potência instalada entre 0 e 5 MW;

Pequena Central Hidrelétrica (PCH), com potência instalada entre 5 e 30 MW;

Usina Hidrelétrica (UHE), com potência instalada acima de 30 MW.

A Tabela 1 mostra o número de usinas hidrelétricas brasileiras em operação em 2018, sua potência instalada e a participação percentual de cada tipo de usina na geração de energia elétrica no Brasil. A capacidade total instalada do Brasil, considerando todas as tecnologias, era de 159.693 MW em 2018.

Somente as UHE têm sua operação controlada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com o fim de otimizar o funcionamento do Sistema Interligado Nacional (as CGH e PCH não são controladas pelo ONS).

Tipo	Número	Potência instalada MW	%
CGH	683	667,1	0,42
PCH	427	5.051,0	3,16
UHE	220	96.406,0	60,40
TOTAL	**1330**	**102.124,1**	**63,98**

Tabela 1 – Potência hidrelétrica das usinas em operação em junho de 2018, classificadas por diferentes tipos de usinas conforme a potência instalada e a participação (%) de cada tipo na matriz energética nacional. ANEEL

3 Fonte: http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao

O Balanço Energético Nacional de 2018[4] informa a quantidade de energia hidrelétrica gerada no Brasil anualmente nos últimos 10 anos, e a quantidade total de energia gerada para atender à demanda da população (DP), que consiste na quantidade de energia gerada para atender à demanda do SIN e dos sistemas isolados (que constituem menos de 5% do total). Esses valores são mostrados na Tabela 2.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidro (GWh)	374.015	369.556	390.988	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906	388.971
Total DP (GWh)	398.011	412.012	409.150	442.803	454.726	474.470	484.673	496.510	484.922	480.361	491.148	500.231
% Hidro	94,0	89,7	95,6	91,1	94,2	87,5	80,7	75,2	74,2	79,3	75,5	77.8

Tabela 2 – Energia gerada anualmente pelas usinas hidrelétricas (hidro) e energia total gerada (DP), em GWh. BEN-EPE 2017.

A Figura 1 mostra a quantidade de energia hidrelétrica gerada entre 2007 e 2018. É possível observar que a energia hidrelétrica fornece entre 75% e 94% do total de energia, dependendo do ano, porcentagem que vem diminuindo à medida que outras fontes alternativas aumentam sua participação no mercado. Também é possível observar que de 2011 a 2015 houve um declínio significativa na quantidade de energia elétrica gerada pelas usinas hidrelétricas (redução de 16%). Esse declínio resultou da estiagem que diminuiu significativamente o volume dos reservatórios das usinas, principalmente nas regiões Sul e Sudeste, forçando a redução do fluxo turbinado, causando, em certos casos, o desligamento de algumas usinas. Os anos 2016 e 2018 já indicam uma recuperação dos reservatórios que, no entanto, ainda não chegam os valores de 2011.

4 Balanço Energético Nacional – ben.epe.gov.br

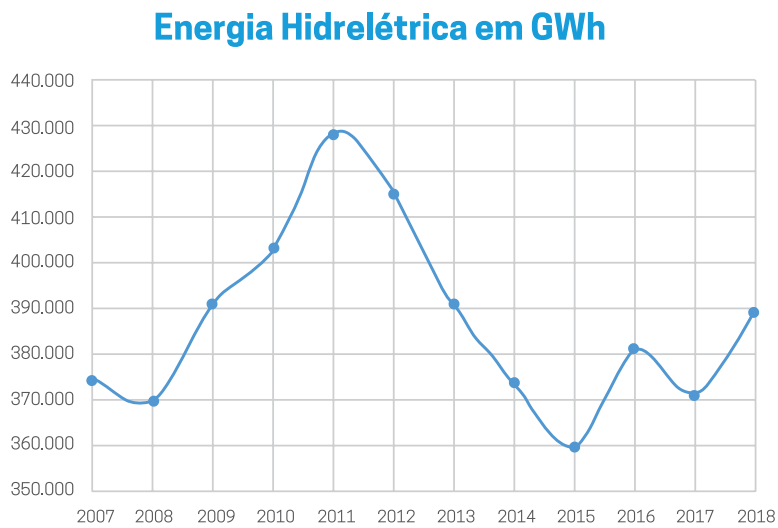


Figura 1- Representação da energia hidrelétrica gerada no Brasil a partir de 2007, em GWh. BEN-EPE 2018.

Em agosto de 2018, o sistema interligado brasileiro contava com 147 usinas hidrelétricas, cujo despacho é controlado pelo ONS. A usina mais antiga é da Ilha dos Pombos (187 MW), com 94,6 anos, e a mais nova é a UHE de São Manoel (700 MW), com 0,7 ano. A distribuição das idades das usinas é apresentada na Tabela 3. É possível observar que 50% das usinas têm mais de 20 anos e 32% já ultrapassaram os 40 anos.

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**

Tabela 3 – Distribuição das UHE do SIN por idade. Agosto de 2018

2.2. Envelhecimento dos equipamentos hidrelétricos

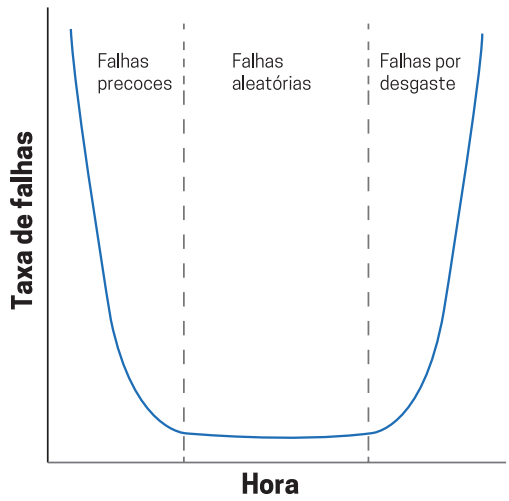
As informações apresentadas na Tabela 3 são muito importantes, pois mostram que os equipamentos de cerca de um terço das usinas[5] já ultrapassaram sua vida útil, o que pode afetar sua operação e os desligamentos programados e forçados (não programados). Essa situação é explicada a seguir.

Os turbogeradores são equipamentos com pequeno número de partes móveis (turbina, eixo e rotor elétrico, principalmente). Essas partes móveis não sofrem desgaste acentuado por não terem contato com superfícies sólidas, exceto os mancais de apoio. Isso faz com que o desgaste desses componentes seja pequeno em condições adequadas de instalação[6], operação e manutenção, o que permite às usinas hidrelétricas operar por longos períodos de tempo sem interrupção.

No entanto, o desgaste desses elementos é inevitável. O desgaste natural que ocorre nos equipamentos ao longo do tempo é devido ao atrito entre a água e as superfícies metálicas, abrasão por sedimentos, cavitação e altas temperaturas no caso do rotor elétrico. Portanto, a manutenção periódica desses elementos é voltada principalmente para: (i) a conservação dos mancais; (ii) a reposição de material erodido por cavitação e/ou abrasão na superfície da turbina; e (iii) a verificação e substituição dos níveis de isolamento do gerador.

O envelhecimento natural dos equipamentos é a causa principal do aumento da frequência e da duração das intervenções de manutenção, seja na forma de desligamentos programados ou desligamentos forçados, por três razões:

(i) O envelhecimento dos equipamentos aumenta a possibilidade de falha, gerando desligamentos forçados mais frequentes. A curva que exemplifica a probabilidade de falha tem a forma de "U" ou "banheira". Inicialmente, uma vez instalados e em operação, os equipamentos apresentam problemas eletromecânicos que provocam seu desligamento e aumentam a taxa de indisponibilidade, exigindo intervenção para colocá-los em condições operacionais adequadas até que o equipamento esteja totalmente operacional. Essas falhas são devidos ao ajuste fino de alguns equipamentos ou a falhas prematuras por defeitos de fabricação.



5 Algumas dessas usinas já foram reabilitadas (ver seção 2.3 e figura 6)

6 Um alinhamento ou balanceamento inadequado durante a instalação da turbina e do gerador tem consequências catastróficas para a operação da usina.

O monitoramento dos parâmetros operacionais do turbogerador é a principal ferramenta para a sua preservação. Esses parâmetros são principalmente a pressão, temperatura e corrente elétrica dos sistemas auxiliares, mancais e gerador, entre outros. Um desligamento forçado é ocasionado pela identificação de um parâmetro de operação fora dos limites de funcionamento (daí a importância do monitoramento), ou diretamente por uma falha que não foi detectada a tempo (por exemplo, curto-circuito no gerador, quebra de um elemento, etc.). A forma de minimizar os desligamentos forçados é a manutenção preditiva (monitoramento de parâmetros) ou preventiva (manutenção programada) periódica. No entanto, mesmo se realizada corretamente, a manutenção programada não impede o fim da vida útil do equipamento, uma vez que os elementos continuarão a sofrer uma deterioração natural.

(i) O envelhecimento dos equipamentos introduz um fator de imprevisibilidade no planejamento da manutenção. Duas máquinas idênticas não envelhecem da mesma maneira. Isso significa que a manutenção se torna mais complexa ao longo do tempo, além de exigir desligamentos mais frequentes, longos e onerosos. Após 20 anos de operação, turbogeradores iguais podem ter um número significativo de intervenções diferentes na manutenção programada, e o número e a duração dessas intervenções podem aumentar com o passar do tempo.

(ii) Soma-se a isso a crescente dificuldade para obter peças de reposição (principalmente em equipamentos cujos fabricantes não mais existem), aumentando o custo e o tempo de intervenções e afetando diretamente o tempo de desligamentos forçados e os custos de manutenção (programada ou forçada).

O tempo dedicado à manutenção, seja por desligamentos programados ou forçados, varia com a vida útil do equipamento. Nos dois primeiros anos após a entrada em operação do novo turbogerador, o tempo gasto em manutenção geralmente aumenta, como pode ser visto na Figura 2. Nesse período são feitos os ajustes de fabricação (uma vez que cada equipamento hidrelétrico é único e projetado sob medida para a usina) e montagem. No terceiro ano, o tempo de manutenção é reduzido drasticamente ao mínimo. Esse mínimo permanece quase constante, mas com um pequeno aumento ao longo dos seus 30 anos de vida útil. Assim, o tempo gasto em manutenção (programada ou forçada) aumenta de forma contínua e irreversível até a quebra dos equipamentos (caso não haja uma reabilitação integral).

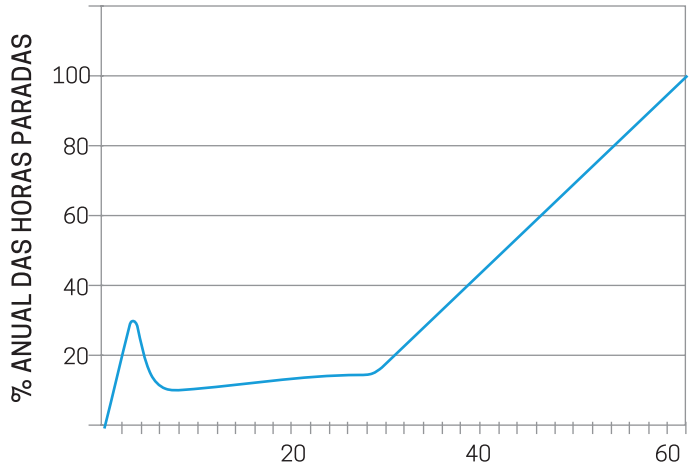


Figura 2 - Comportamento típico do consumo de horas de trabalho na manutenção de turbogeradores ao longo da vida útil do equipamento.

Quando a quantidade de energia fornecida não atende o limite mínimo de disponibilidade definido pela agência reguladora no Brasil, as condições comerciais para a remuneração da geração são alteradas, impondo reduções financeiras que eventualmente levam à falta de recursos para satisfazer as necessidades operacionais, resultando na descontinuidade da operação da usina. Ou seja, se o operador ultrapassar um limite máximo de tempo de desligamento, deve pagar multas e pode perder a potência garantida pela qual é remunerado. É por essa razão que os operadores têm um incentivo de longo prazo para realizar manutenções adequadas e manter o equipamento operando acima dos limites mínimos de disponibilidade estabelecidos. No entanto, na medida em que os desligamentos e os custos manutenção aumentam, os operadores começam a ter um incentivo inverso, e de curto prazo, para incorrer no menor gasto possível nessas intervenções, a fim de maximizar o lucro com a venda de energia. Encontrar o equilíbrio entre as despesas de manutenção para manter os equipamentos em condições ideais e a energia perdida nos desligamentos para manutenção é um elemento-chave na gestão de uma usina hidrelétrica.

A vida útil de um equipamento depende das suas características, da forma e da intensidade com que são usados e até mesmo de fatores ambientais. No caso de usinas hidrelétricas, a vida útil de alguns componentes é de cerca de 15 a 20 anos, enquanto outros componentes, como obras civis, têm uma vida útil de 40 a 50 anos (ver Figura 3). No entanto, no vigésimo ano os equipamentos e as estruturas da usina entram em fase de alerta e, a partir do 30º ano, a maioria dos equipamentos já chegou ao fim da sua vida útil. Manter a usina operando a partir desse período, nas mesmas condições (sem reabilitá-la), resultará em perdas de energia, aumento do risco de acidentes e comprometimento acelerado de equipamentos e estruturas.

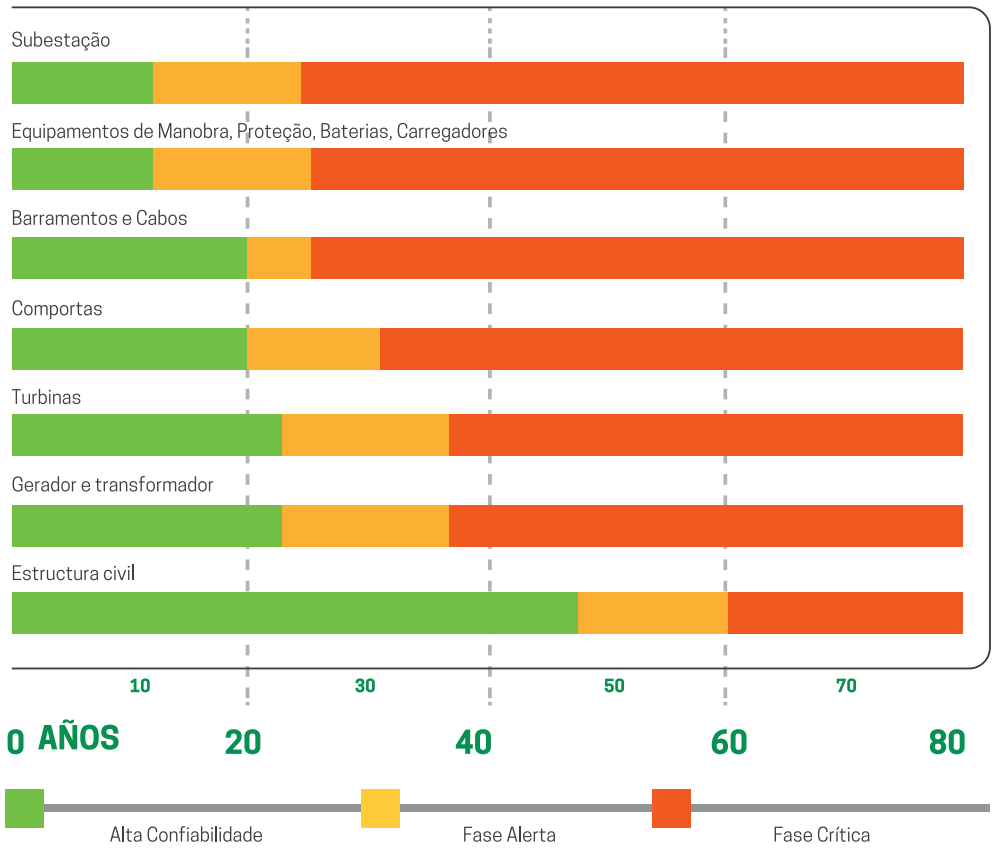


Figura 3 - Vida útil de equipamentos e estruturas de usinas hidrelétricas. Fonte: Voith, Siemens, Alstom, GE, Andritz, Bardella, IMPSA.

Os sistemas que mais sofrem impactos com a operação contínua ao longo dos anos e seus ganhos com a evolução tecnológica nos últimos anos são descritos a seguir. Esses equipamentos não podem ser facilmente substituídos[7], por exigirem desligamento por longos períodos de tempo – superiores a um ano - e um investimento substancial:

Turbogerador: O tempo provoca erosão nos anéis de desgaste, nas buchas do mecanismo de distribuição, na capa e no anel inferior, na vedação do eixo, nas palhetas diretrizes, nos servomotores e nos mancais. O rotor da turbina sofre o efeito de cavitação, que torna a superfície porosa, prejudicando o fluxo. Como consequência, a eficiência da turbina é reduzida, comprometendo a quantidade anual de energia gerada. A manutenção desses elementos é um serviço de grande porte e raramente é executado em planos de manutenção, sendo postergado para uma reabilitação.

7 Sua substituição é geralmente feita na reabilitação da usina, quando ocorre um longo período de desligamento para a troca e a renovação de vários equipamentos. No caso do Brasil, essa substituição deve ser autorizada pelo Operador do Sistema e pelo órgão regulador.

No caso do gerador, em meados do século XX o estator e o rotor do gerador eram construídos com isolamento Classe B, enquanto os novos sistemas têm isolamento Classe H. O isolamento Classe H suporta temperaturas mais altas do que o isolamento Classe B (180˚C contra 130˚C), o que permite ao gerador trabalhar com temperaturas mais altas, prolongando a vida útil do isolamento e reduzindo a taxa de falhas, com a possibilidade de trabalho em sobrecarga quando necessário.

O sistema de excitação do gerador adotado até o final do século XX era do tipo rotativo, composto por um motor de indução acoplado a uma máquina de corrente contínua. Esse equipamento está sujeito à de geração de faíscas que atacam a superfície de cobre das chaves, causando desgaste e produção de pó de carvão. Isso implica uma alta frequência de manutenção com a máquina desligada. O sistema de excitação usado atualmente é do tipo estático, baseado em eletrônica de potência, que elimina faíscas e correntes e acrescenta uma velocidade de resposta muito maior com menor consumo de energia, resultando em redução de custos e aumento de disponibilidade

Figura 5 - Rotor do turbogerador de Furnas. À esquerda, antes da reabilitação e à direita, após a reabilitação. Observe as cavidades nas pás do rotor antigo causadas por cavitação, responsável pela queda no desempenho, e o novo rotor com pás lisas.

Sistema de regulação de velocidade e potência: No século XX, os reguladores de velocidade eram de acionamento hidromecânico. Esses sistemas são lentos no acionamento do distribuidor, afetando a qualidade da energia gerada (flutuação da frequência da eletricidade), e requerem uma manutenção complexa que implica o desligamento do turbogerador. Da mesma forma, esses reguladores têm menor precisão no ajuste, afetando a eficiência da turbina. Os novos controladores digitais são compatíveis com o sistema de controle, além de serem mais precisos, mais confiáveis, mais versáteis e de parametrização mais fácil e mais rápida. Permitem trabalhar com diferentes parâmetros de controle e, aliados ao sistema de sincronização automática, permitem sincronizar a unidade geradora automaticamente e garantem a continuidade da operação do turbogerador sem ultrapassar seus limites, com ganhos em termos

de segurança e redução nos tempos de ligamento e desligamento das unidades geradoras. A precisão adicional fornecida pelos sistemas digitais também permite aumentar a eficiência dos turbogeradores.

Sistema de supervisão e controle: Nos anos 1990 esse sistema era analógico. Atualmente é de tecnologia digital. Os sistemas de controle digital apresentam alta precisão e confiabilidade, permitindo que o equipamento trabalhe mais próximo dos seus limites, mas com menor risco. Isso evita alarmes e apagões desnecessários, aumentando a disponibilidade das unidades geradoras. Essa característica se traduz em um enorme ganho e em segurança operacional, uma vez que elimina a interface humana e possibilita a operação remota, reduzindo custos operacionais. Também permite monitorar em tempo real a vibração e, por meio do plano de manutenção preditiva, fazer um diagnóstico das condições da máquina e prever a necessidade e a data da manutenção.

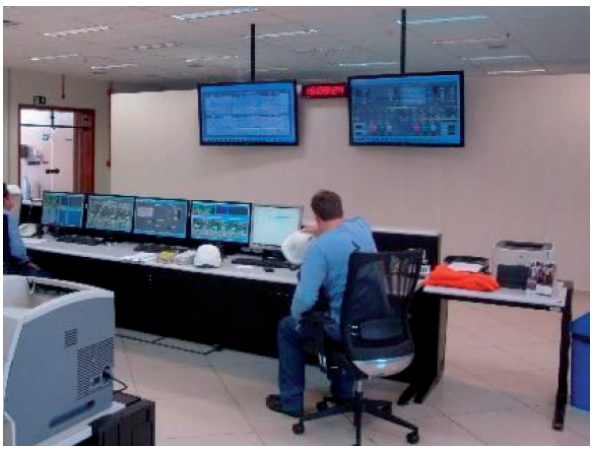


Figura 4 - À direita, a sala de controle da UHE de Furnas antes da reabilitação e, à esquerda, após a reabilitação.

Sistema de Comportas de entrada e saída de água: Ao longo dos anos, os problemas se acumulam com a operação das comportas de adução e sucção. Falhas típicas são a falta de estanqueidade e a inoperância do acionamento das comportas. Esses problemas dificultam a manutenção dos turbogeradores (parte úmida) e aumentam o risco de eventos catastróficos. As técnicas atuais de operação de comportas apresentam redundância de equipamentos, permitindo que um equipamento assume a função de outro em caso de falha, e que a manutenção seja feita enquanto o outro equipamento responde pela operação. Além disso, permitem operação remota.

Relés de proteção: No final do século XX, os relés usados eram eletromecânicos analógicos. Atualmente, usam-se relés de proteção digital multifuncionais, que reúnem várias funções de proteção na mesma unidade. Esse tipo de relé é de alta precisão e confiabilidade, oferecendo facilidade para ajustes seletivos,

além de ocupar muito menos espaço. Devido à sua alta precisão, permitem ajustes próximos aos limites dos equipamentos, possibilitando o uso de todo o seu potencial sem aumentar o risco de danos.

Subestações: No passado, o sistema de proteção ficava nas casas de máquinas. Hoje está localizado na subestação, em um edifício próprio. O sistema é composto por relés digitais multifunção, com novos tipos de disjuntores, seccionadores, transformadores de corrente, transformadores de potencial e para-raios.

Sistemas auxiliares: A operação de turbogeradores requer a regulação correta dos sistemas auxiliares, também denominados sistemas ancilares, tais como o sistema hidráulico para acionar as palhetas do distribuidor, lubrificar os mancais, ar comprimido e energia elétrica em corrente contínua e alternada, entre outros. Desligar um dos sistemas auxiliares implica desligar o turbogerador, pois envolve a eventual ocorrência de um evento catastrófico. Ao longo dos anos, os componentes dos sistemas auxiliares precisam ser substituídos devido ao seu desgaste, mas está ficando cada vez mais difícil obtê-los, devido à descontinuidade da sua fabricação e/ou do seu fornecimento. A consequência natural é o reaproveitamento do equipamento, seja com a fabricação especial e por solicitação de componentes descontinuados, ou a aplicação de outras soluções paliativas (frequentemente realizadas pelo pessoal de manutenção em campo). Em ambos os casos, o rendimento e a confiabilidade dos turbogeradores podem ser afetados, por não serem equipamentos originais e com garantia.

2.3. Indicadores de Indisponibilidade

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) indica que a indisponibilidade será calculada com base nos índices denominados Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) e Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa). O primeiro indicador, TEIP, quantifica a porcentagem de horas que o turbogerador ficou desligado para a realização de manutenções previstas. O segundo, TEIFa, quantifica a porcentagem de horas que o equipamento ficou desligado por um motivo não programado, aqui chamado de desligamento forçado.

O Ministério de Minas e Energia emitiu a Portaria nº 484/2014 com os limites de TEIFa e TEIP por turbogerador, que são apresentados na Tabela 4. Valores de TEIFa acima de 2% são preocupantes, e acima de 3% requerem intervenção. Em geral, a soma da TEIFa e da TEIP não deve exceder 9%.

O envelhecimento dos equipamentos das usinas hidrelétricas aumenta o valor da TEIP e da TEIFa. A manutenção dos valores calculados acima de 6% para a TEIP e de 3% para a TEIFa é uma primeira indicação de que a usina deve ser considerada para reabilitação. Quando os valores da TEIFa são superiores aos da TEIP, em caráter permanente, essa usina deve ser reabilitada com a maior brevidade possível.

Limite (MW)	TEIFa (%)	TEIP (%)	TEIF+TEIP (%)
Potência Unitária <= 29 MW	2,068	4,660	6,728
29 < Potência Unitária <= 59 MW	1,982	5,292	7,274
59 < Potência Unitária <= 199 MW	1,638	6,141	7,779
199 < Potência Unitária <= 699 MW	2,133	3,688	5,821
699 < Potência Unitária <= 1300 MW	3,115	8,263	11,378

Tabela 4 - Valores de TEIFa e TEIP estabelecidos na Portaria MME n° 484/2014.

Das 147 usinas controladas pelo ONS, 74 estão em operação há mais de 20 anos (50,4%) e 48 há mais de 40 anos (32,7%), conforme mencionado anteriormente. Nesse grupo há usinas que já foram reabilitadas e/ou modernizadas. Uma maneira de visualizar essas usinas com relação ao tempo de desligamentos forçadas é montar um gráfico da TEIFa de agosto 2018 para cada uma dessas usinas, com base no tempo de operação de cada uma, como mostra a Figura 6.

Uma vez que uma TEIFa de mais de 3% é uma indicação da necessidade de reabilitação da usina, a Figura 6 mostra que há 29 usinas operando com uma TEIFa acima desse valor (totalizando 28.165 MW de potência instalada). Esse mesmo gráfico indica que há 16 usinas operando com uma TEIFa superior a 6% (MW 18.087) e seis usinas operando com uma TEIFa acima de 9% (3600 MW). Trata-se de uma quantidade significativa de energia, com um alto custo de oportunidade para o sistema.

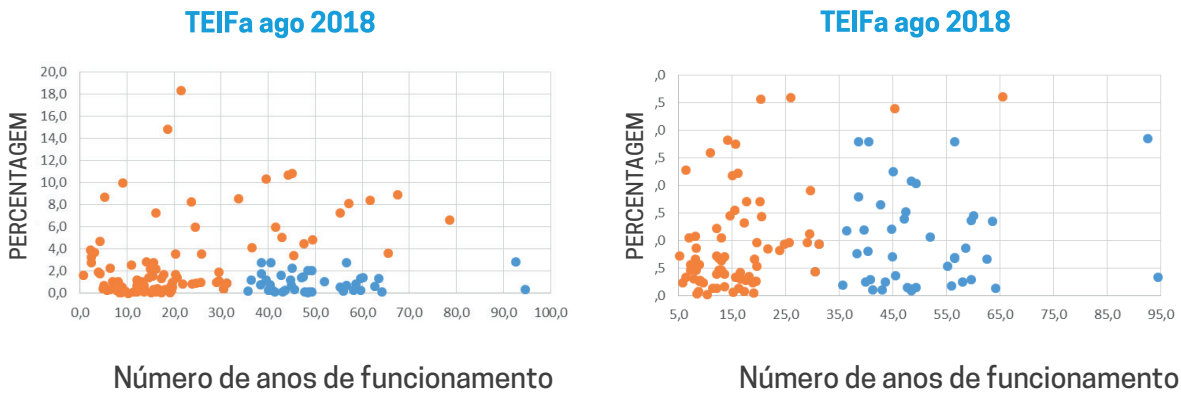


Figura 6 – Distribuição da TEIFa de agosto 2018 com base no tempo de operação de cada usina hidrelétrica do SIN.

O gráfico da direita é a ampliação do da esquerda, para que se entenda a distribuição das usinas com TEIFa inferior a 4% e, em particular, abaixo de 2%. O gráfico indica que, nessa condição, a maioria dessas usinas tem menos de 25 anos de operação. Há 42 usinas com mais de 35 anos de operação e TEIFa inferior a 3% (usinas em azul na Figura 6). Certamente, essas usinas já foram modernizadas, tendo recuperado sua capacidade de geração. Esse gráfico exemplifica a necessidade de avaliar a reabilitação de usinas hidrelétricas, com vistas à obtenção de energia nova a um custo menor e com um mínimo de impacto ambiental.

3. Objetivo do Estudo

O objetivo deste estudo é estimar o custo de oportunidade da energia hidrelétrica que deixou de ser gerada no sistema elétrico brasileiro, seja por desligamentos forçados ou desligamentos programados. O primeiro passo é quantificar a energia não gerada[8]. Posteriormente, conhecendo-se essa quantidade de energia, é possível avaliar seu custo de oportunidade a preços de mercado (custo de oportunidade para o sistema) ou a preços de contrato (custo de oportunidade para o operador da usina). Também é possível comparar o custo de oportunidade da energia não gerada com o custo estimado de manutenção, para que se tenha uma indicação do custo de oportunidade da manutenção.

Para quantificar a energia não gerada, é preciso primeiro calcular o número de horas que cada equipamento ficou desligado por causas forçadas ou programadas. Para tanto, este trabalho propõe uma nova metodologia que, com base nos valores oficiais publicados pelo ONS para a TEIFa e a TEIP, calcula as horas mensais de manutenção dos equipamentos. Com a metodologia proposta, é possível quantificar o número de horas que cada uma das unidades das usinas ficou indisponível por desligamentos forçados ou programados em cada mês - o exercício nesse caso é para o período de 2007 a 2018. Conhecendo-se o número anual de horas não operadas e a potência instalada de cada usina, é possível calcular a quantidade total de energia não gerada.

A intenção aqui é apresentar uma metodologia que permita identificar quando uma usina hidrelétrica está indicando que necessita de reabilitação. Essas indicações decorrem da porcentagem do tempo de desligamento, do valor da energia não vendida e da comparação entre esse valor não recebido e o custo de manutenção.

8 Como mencionado no início deste documento, pode-se argumentar que, no caso de usinas com reservatório, essa energia não é perdida, pois fica armazenada na forma de água. No entanto, o objetivo da análise apresentada neste documento é quantificar o custo de oportunidade da energia não gerada.

4. Metodologia, suposições e dados

O Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) é responsável pela coordenação e pelo controle de operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Entre a atividades do ONS está a publicação mensal dos indicadores de desempenho das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente.

A base de dados usada neste trabalho é composta por todas as UHE com indicadores de desempenho publicados pelo ONS, constituída por 147 usinas (66% das usinas hidrelétricas existentes), com potência instalada de 94622 MW (98% da potência hidráulica instalada das UHE), correspondendo também a 92,6% da potência hidrelétrica total e a 59,3% da potência total das centrais elétricas instaladas no Brasil.

A Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) definiu os procedimentos para o cálculo da indisponibilidade de usinas hidrelétricas. Essa resolução indica que a indisponibilidade será calculada com base em 60 (sessenta) valores mensais apurados, relativos aos meses imediatamente anteriores ao mês vigente, conforme os procedimentos descritos nas equações (1) e (2).

$$TEIP = \frac{\sum_{j=1}^{60}\sum_{i=1}^{n} P_i \times (HDP+HEDP)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60}\sum_{i=1}^{n} P_i \times (HP)_{ij}} \qquad (1)$$

e

$$TEIFa = \frac{\sum_{j=1}^{60}\sum_{i=1}^{n} P_i \times (HDF+HEDF)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60}\sum_{i=1}^{n} P_i \times (HDF+HEDF+HS+HDCE+HRD)_{ij}} \qquad (2)$$

onde:

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;

HDP é o número de horas de desligamento programado da unidade i no mês j;

HEDP é o número de horas equivalentes de desligamento programado da unidade i no mês j (a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada);

HP é o número de horas do período de apuração considerado no mês j para a unidade i;

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 (a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada);

HS é o número de horas em serviço da unidade i no mês j (número de horas equivalentes em serviço somado ao número de horas em que a unidade opera sincronizada ao sistema, sem restrição de potência);

HRD é o número de horas de reserva desligada da unidade i no mês j (a unidade não está em serviço por interesse sistêmico, apesar de disponível para operação); e

HDCE é o número de horas desligada por condições externas da unidade i no mês j (a unidade não está em serviço por condições externas às suas instalações).

É importante ressaltar que essa metodologia foi implementada em outubro de 2014. De 2007 até essa data, o ONS efetuava e divulgava os resultados dos cálculos da TEIFa e da TEIP mensalmente e sem a ponderação da potência instalada da unidade geradora, ou seja, considerava apenas as horas do mês em análise e não as horas dos 60 meses anteriores, usando as equações (3) e (4). Em resumo, a metodologia foi alterada, passando do cálculo das horas apenas do mês de análise para o cálculo das horas dos últimos 60 meses.

$$TEIFa = \frac{HDF+HEDF}{HS+HDF+HRD+HDCE} \qquad (3)$$

e

$$TEIP = \frac{HDP+HEDP}{HP} \qquad (4)$$

Como resultado da mudança de metodologia, o valor mensal atualmente divulgado pelo ONS para cada usina é uma média ponderada dos últimos 60 meses de operação. Isso reduz o impacto de eventos pontuais nos índices da usina e preserva problemas crônicos. A Tabela 5 apresenta a comparação das duas metodologias de cálculo da TEIFa para a Usina de Luiz Carlos Barreto de Carvalho (LCBC). Em outubro de 2014, a LCBC havia concluído a reabilitação de todos os turbogeradores no período 2010-2013. Os valores da TEIFa no mês para essa usina aparecem na Tabela 5 como “Central” e a média ponderada dos últimos 60 meses como “ONS”. Note-se que o valor do ONS é maior do que o valor mensal da usina, pois reflete o período de reabilitação, mas diminui pelo fato de o indicador mensal ser menor.

UHE	Fonte	Out 14	Nov 14	Dez 14
LCBC	ONS	5,02	4,94	4,82
	Central	0,00	0,00	0,06

Tabela 5 - Valores da TEIFa para a usina LCBC, calculado e publicado pelo ONS como média ponderada dos últimos 60 meses e o mensal informado pela usina (Central).

Uma vez que a metodologia para a obtenção dos índices mudou em julho de 2014 - abandonando o uso do tempo mensal e adotando a contabilização dos eventos ocorridos nos últimos 60 meses, ponderados pela potência de cada turbogerador – é preciso verificar como essa mudança afeta os indicadores e se é possível compará-los.

A adoção da nova metodologia para calcular os eventos ocorridos nos últimos 60 meses atenua a variação dos índices de mês para mês, ou seja, não ocorrem mudanças abruptas nos índices de um mês para outro. Por outro lado, a ponderação com a potência de cada turbogerador causa um aumento nos índices, particularmente no caso de usinas com turbogeradores de potências diferentes.

Para ver o impacto causado pela mudança de metodologia de cálculo dos índices, foi construído o gráfico da variação da TEIFa e da TEIP para quatro usinas escolhidas aleatoriamente entre aquelas que estavam em operação em 2007: Água Vermelha, Caconde, Funil Grande e Tucuruí. Os gráficos são mostrados na Figura 7.

A metodologia antiga foi aplicada de janeiro de 2007 a julho de 2011, e a atual de outubro de 2014 a dezembro de 2018 e ainda continua. Nota-se nos gráficos que os resultados são compatíveis entre si, e a atenuação temporal não altera o entendimento dos eventos que estão ocorrendo na usina.

Espera-se que os valores da TEIP (em torno de 5%) sejam maiores que os da TEIFa (que deve ficar em torno de 2%). A extrapolação desses valores e até mesmo a inversão no posicionamento das curvas são indicativos de usinas propensas a serem reabilitadas ou modernizadas. No caso da UHE Água Vermelha, a curva da TEIFa após a mudança na metodologia de cálculo é mais suave - o que também ocorre com a curva da TEIP - e ambas continuam instáveis, mas abaixo de 5%, indicando boas condições de operação. Em Caconde, a curva da TEIP após a mudança é mais suave, e o mesmo se aplica à TEIFa. Essa situação se repete para Funil Grande. Já em Tucuruí, a curva da TEIFa está acima da curva da TEIP, indicando uma

situação problemática, que aparece nos cálculos tanto anteriores como posteriores às mudanças de metodologia.

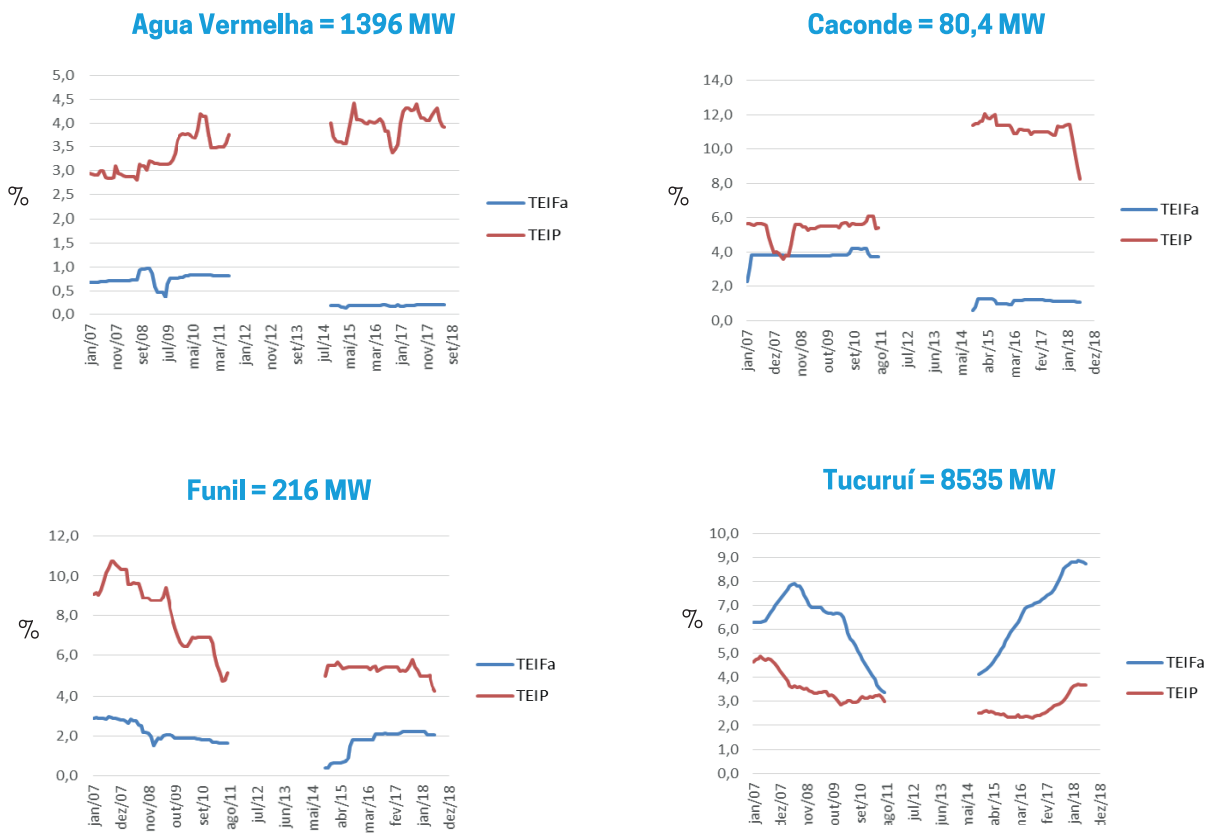


Figura 7 - Valores de TEIFa e TEIP, em %, por mês, de 2007 a 2018, para as UHE Água Vermelha, Caconde, Funil Grande e Tucuruí. Os valores entre agosto de 2011 e setembro de 2014 foram omitidos para os fins de comparação.

Nesse sentido, parece-nos aceitável usar os dados provenientes de ambas as metodologias para identificar usinas como candidatas potenciais à modernização.

4.1. Quantificação das horas de desligamentos forçados e da energia perdida

Pretende-se aqui quantificar as horas de desligamento forçado (HDF na notação do setor elétrico) de uma usina hidrelétrica, a partir dos valores publicados pelo ONS para a TEIFa (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada) e a TEIP (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada).

Inicia-se com o valor da TEIFa obtido do ONS e a suposição de que não há horas em que os turbogeradores trabalhem com potência inferior à nominal devido a uma condição forçada do equipamento (HEDP = 0). Essa suposição é válida, pois na maioria dos casos esse valor é zero ou próximo de zero.

A seguir, isola-se o valor de HDF na equação (3), tendo em conta que o denominador dessa equação é o número de horas totais existentes no período de avaliação (hmês), obtido da equação (5). Considera-se que o período de avaliação da TEIFa varia conforme a metodologia entre 1 mês ou 60 meses. Neste trabalho, o número de horas de desligamento será sempre no mês de avaliação. Isso atenuará o valor das horas de desligamento, evitando o aparecimento de picos nas curvas, mas preservando sua tendência ao longo do tempo.

$$HDF = TEIF_a \times h_{mês} \tag{5}$$

onde

$$h_{mês} = N_{turbo} \times \textit{número de horas do mês} \tag{6}$$

N_{turbo} é o número de turbogeradores existentes na usina. Como se deseja saber o número de horas por mês que os geradores ficaram desligados, os tempos individuais de cada equipamento devem ser somados para que se obtenha o total de horas de desligamento no mês, o que supera o número de horas existentes num mês no caso de usinas com mais de um turbogerador. O N_{turbo} foi extraído do sistema Sindat do ONS (sindat.ons.org.br), identificando-se o número de turbogeradores com base no diagrama unifilar da usina.

Um teste da metodologia foi realizado com os valores para as usinas de Furnas e LCBC. Furnas tem oito turbogeradores e, portanto, possui capacidade operacional anual máxima de 70.080 horas (=8* 8760). A LCBC tem seis turbogeradores e, portanto, capacidade operacional anual máxima de 52.560 (=6*8760). Os resultados obtidos estão na Figura 8, onde os gráficos superiores são a TEIFa, porcentagem do tempo de desligamento forçado das turbinas, enquanto os dois gráficos inferiores são o resultado do cálculo do número de horas, por ano, que as máquinas da usina ficaram desligadas. Furnas teve suas oito máquinas reabilitadas no período de 2005 a 2015, enquanto as seis máquinas da LCBC foram reabilitadas no período de 2007 a 2012. A descontinuidade nos gráficos entre setembro e outubro de 2014 decorrem da mudança da metodologia de cálculo dos índices.

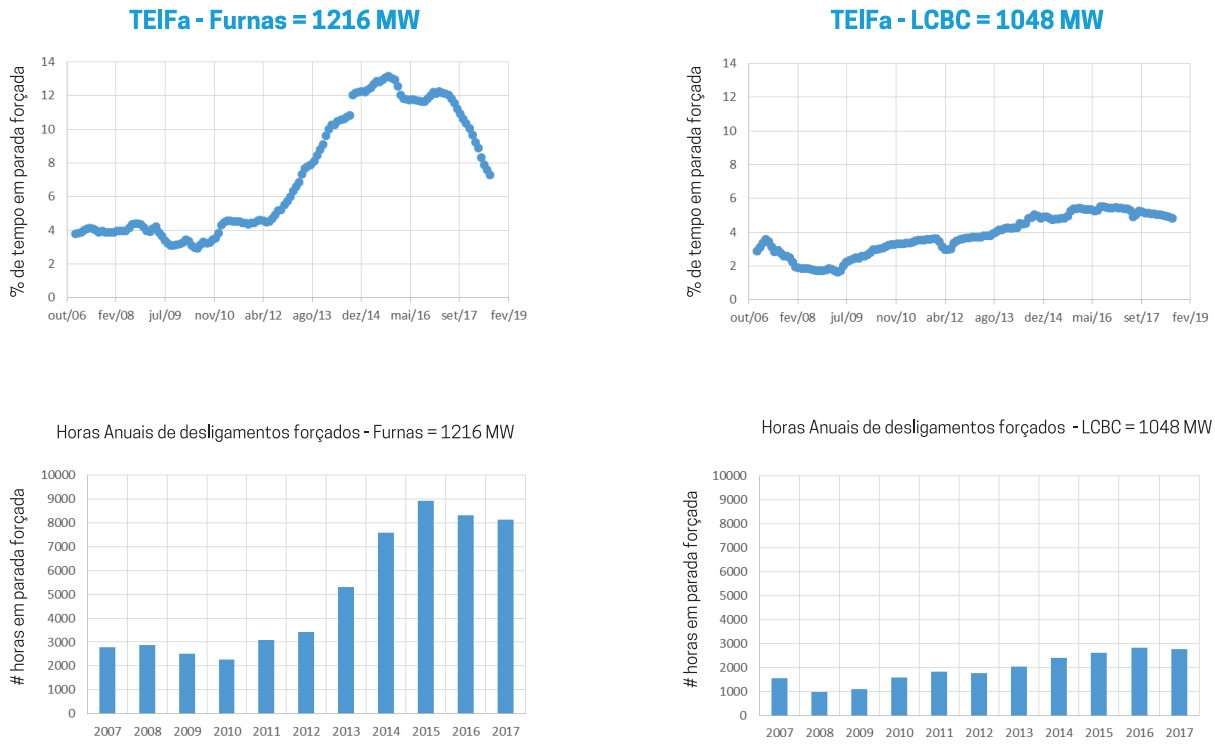


Figura 8 - Resultado do cálculo da % anual das horas de desligamento forçado para as usinas de Furnas e Luís Carlos Barreto de Carvalho (LCBC), por mês, de 2007 a 2018

Agora deseja-se converter as horas de desligamento forçado em energia não gerada. Para tanto, a soma das HDFs mensais ao longo de um ano será multiplicada pela potência média dos turbogeradores e dividida por 1.000 para a conversão em GWh. Caso a usina possua turbogeradores com potências diferentes, um valor médio será atribuído a cada máquina (soma das potências dividida pelo número de turbinas).

$$Energia\ não\ gerada\ (GWh) = \frac{\sum_{1}^{12} HDF_i \times Pot}{1000} \qquad (7)$$

onde “Pot” é a potência média das turbinas. O resultado final é apresentado na Tabela 6.

Potência (MW)	Número de TG	Energia (GWh) não gerada por desligamentos forçados												
		Nome da Usina	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1216,0	8	FURNAS	421	440	381	347	471	520	808	1153	1357	1262	1237	839
1048,0	6	L.C.BARRETO	273	169	194	278	319	310	357	421	456	496	483	444

Tabela 6 - Resultado do modelo do cálculo da quantidade de energia não gerada anualmente por desligamentos não programados nas usinas de Furnas e LCBC, em GWh, de 2007 a 2018, com base na metodologia descrita acima.

Note-se que a metodologia proposta permite identificar, em cada uma das 147 usinas brasileiras, a quantidade de energia que não foi gerada devido a desligamentos não programados dos turbogeradores. Além disso, se necessário, é possível obter a energia total não gerada desde 2007, somando-se todos os valores anuais. Com base nas observações das figuras e tabelas, conclui-se que os resultados são consistentes.

4.2.Quantificação das horas de desligamentos programados

Usando-se a equação 4 e supondo-se que o HEDP - número de horas equivalentes de desligamento programado do turbogerador (a unidade opera com uma potência nominal limitada, associada a uma condição programada) seja igual a zero, obtém-se a equação 8. Na maioria dos casos, esse valor de HEDP é zero ou próximo de zero e, portanto, essa suposição é válida.

$$HDP = TEIP \times h_{mês} \tag{8}$$

onde

$$h_{mês} = N_{turbo} \times número\ de\ horas\ do\ mês \tag{9}$$

A TEIP, o N_{turbo} e o número de horas do mês são obtidos conforme descrito no item 3.2 deste texto. De maneira semelhante à realizada para a TEIFa, essa metodologia foi aplicada para Furnas e LCBC. A Figura 9 mostra os resultados.

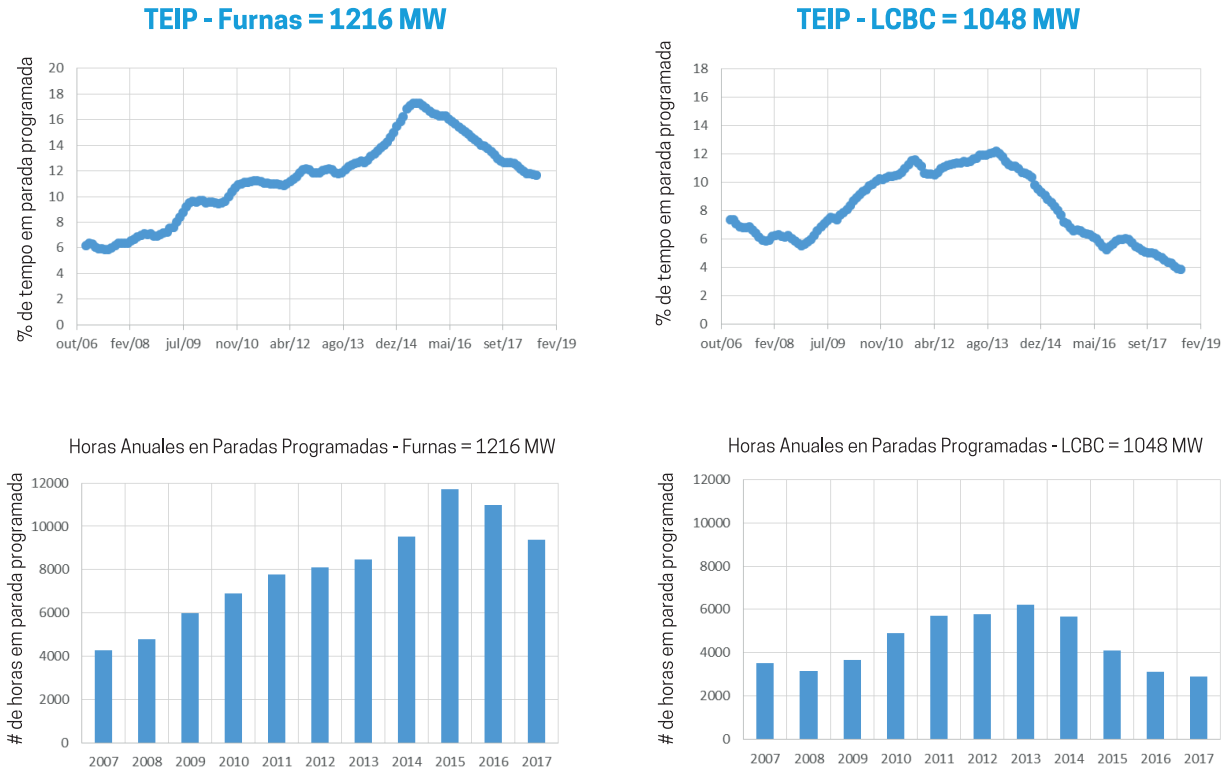


Figura 9- Resultado do cálculo da % anual das horas de desligamento programado para as usinas de Furnas e Luís Carlos Barreto de Carvalho (LCBC), por mês, de 2007 a 2018.

Agora deseja-se converter as horas de desligamento programado em energia não gerada. Para tanto, a soma dos HDP mensais ao longo de um ano será multiplicada pela potência média dos turbogeradores e dividida por 1.000 para a conversão em GWh.

$$Energia\ não\ gerada\ (GWh) = \frac{\sum_{1}^{12} HDP_i \times Pot}{1000} \qquad (10)$$

onde "Pot" é a potência média das turbinas. O resultado final é apresentado na Tabela 7.

Potência (MW)	Número de TG	Energia não gerada por desligamentos programados em GWh												
		Nome da Usina	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1216,0	8	FURNAS	652	727	908	1051	1182	1233	1289	1445	1780	1669	1427	1256
1048,0	6	L.C.BARRETO	612	551	642	859	1000	1007	1084	989	719	545	504	369

Tabela 7 - Resultado do modelo do cálculo da quantidade de energia não gerada por desligamentos programados anualmente nas usinas de Furnas e LCBC, em GWh, de 2007 a 20182.

Essa metodologia permite identificar, em cada uma das 147 usinas brasileiras, a quantidade de energia que não foi gerada devido a desligamentos programados dos turbogeradores. Também é possível, se necessário, obter o total de energia não gerada desde 2007. Com base nas observações das figuras e tabelas, conclui-se que os resultados são consistentes.

4.3.Quantificação da receita perdida devido a desligamentos não programados

O custo de oportunidade da energia não gerada é calculado multiplicando-se a energia não gerada anualmente, extraída da Tabela 6, pelo valor da energia em US$/MWh.

Há duas formas para determinar o custo de oportunidade da energia. A primeira seria o custo para o operador da usina. Esse valor pode ser obtido a partir dos dados dos Leilões de Energia, nos quais é contratada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração de energia elétrica existentes. Esses leilões são realizados pela Aneel (http://www.aneel.gov.br/geracao4). Nesses leilões, a energia elétrica gerada pelas hidrelétricas foi vendida às distribuidoras pelos valores apresentados na Tabela 8. O valor adotado para a conversão de reais em dólares foi o valor do câmbio oficial do dólar comercial praticado no dia 1° de julho de cada ano.

Ano	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
R$/MWh	134,97	98,98	144,00	81,18	102,00	95,31	109,40	121,00	154,99	229,28	281,00	188,55
US$/MWh	70,48	61,75	74,69	45,25	65,55	47,97	49,06	53,19	49,30	70,94	85,05	49,06

Tabela 8 - Valor de venda de eletricidade nos leilões da Aneel.

A segunda forma para avaliar o custo da energia não gerada é adotando o preço de liquidação das diferenças, determinado pela CCEE com base na disponibilidade do fornecimento de energia elétrica nas diferentes sub-regiões do Brasil. Esse valor refletiria o custo de oportunidade para o mercado de eletricidade. Neste estudo, adotou-se o preço médio mensal envolvendo as quatro regiões do Brasil. A Tabela 9 apresenta esses valores e sua conversão em dólares norte-americanos à taxa de conversão semelhante à da Tabela 8.

Ano	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
R$/MWh	94,06	135,33	36,98	74,76	28,83	164,89	259,92	673,72	293,80	119,96	325,51	270,86
US$/MWh	49,12	84,43	19,18	41,67	18,53	82,99	116,56	296,16	93,45	37,12	98,52	70,48

Tabela 9 - Valor de venda de eletricidade pelo preço de liquidação das diferenças.

4.Aspectos que afetam esse cálculo

Os cálculos realizados neste trabalho usam como ponto de partida os valores das TEIFa e TEIP divulgados pelo ONS, calculados em conformidade com a Resolução Aneel nº 614, de junho de 2014. Essa mesma resolução, em seu Anexo I, apresenta uma sequência de eventos que, apesar do desligamento dos equipamentos, não devem ser empregados nos cálculos desses índices, ou seja, são tempos de desligamento excluídos dos cálculos. Em resumo, para as usinas hidrelétricas, os tempos que não são considerados como "desligamento" são os seguintes:

a) Ocorrências ou intervenções declaradas pelos agentes relativas ao início de operação comercial de unidade geradora nova, limitadas a 960 (novecentas e sessenta) horas nos primeiros 24 (vinte quatro meses) após a liberação para operação comercial;

b) Intervenções declaradas pelos agentes relativas à modernização ou reforma que tragam ganhos operacionais para o sistema elétrico, limitadas a 12 (doze) meses para cada unidade geradora durante a vigência de sua outorga ou da respectiva renovação, e ocorridas nos 120 (cento e vinte) meses posteriores à liberação para operação comercial;

c) Desligamentos para intervenções relacionadas com limpeza, em função da proliferação do mexilhão dourado e plantas aquáticas, respeitado o limite acumulado de 360 (trezentas e sessenta) horas por unidade geradora nos primeiros 60 (sessenta) meses de operação comercial;

d) Intervenção para limpeza de grades, devido à descida de mergulhadores de unidades adjacentes ou em tomadas d'água;

e) Intervenções para a instalação de sistemas e equipamentos por determinação do ONS, CCEE ou Aneel, tais como: implantação do Sistema de Medição para Faturamento - SMF, Sinocon e sistemas para prestação de serviços ancilares;

f) Intervenções necessárias a ensaios nos sistemas de auto-restabelecimento da central geradora;

g) Restrição de potência em razão de queda útil;

h) Restrição parcial de disponibilidade de unidade geradora, até uma tolerância de 5% ou 5 MW, o que for menor;

i) Restrição hidráulica conjuntural em função de usos múltiplos;

j) Restrição elétrica conjuntural imposta por outros sistemas de transmissão, pelo sistema de distribuição ou outras origens que não caracterizem responsabilidade do empreendimento de geração;

k) Restrição devida ao meio ambiente, que não caracterize responsabilidade do agente, tais como: vazamento de material tóxico ou poluente por parte de terceiros, que limite a geração da usina de forma a evitar agravamento da situação e redução de geração para captura ou salvamento de animais.

Os itens "g" e "i" excluem do cálculo da TEIFa e da TEIP as horas de desligamento dos turbogeradores devido a restrições hidrológicas, bem como a redução de potência. Também são eliminadas as horas de operação com restrição de potência devido à restrição hidrológica, típica da situação existente no Brasil no período de 2011 a 2015, conforme descrito no item 4 desta análise. O tempo gasto na modernização e instalação de equipamentos e outros serviços específicos de manutenção (com restrições de duração) e eventos ambientais também é eliminado do cálculo dos índices.

O elemento "j" também permite excluir do cálculo desligamentos por necessidade operacional do sistema, ou seja, quando o ONS não autoriza a conexão do turbogerador ao sistema interligado por interesses operacionais do sistema.

Essas exclusões fazem com que os índices TEIFa e TEIP expressem unicamente os eventos para os quais foram criados, ou seja, quantificar o número de horas de desligamento dos equipamentos em relação ao número de horas que o equipamento deveria estar em condições de operar, excluindo o tempo de eventos externos e o de responsabilidade de operação ou aqueles que melhorem o desempenho operacional do equipamento em termos de aumento da eficiência e redução dos tempos de desligamento.

A principal deficiência da metodologia proposta neste estudo reside na suposição de que a usina não enfrenta restrições externas para operar e de que é possível converter todas as horas de desligamento em energia elétrica. Isso é particularmente importante nos períodos de seca, quando o turbogerador está em condições operacionais, mas não há água para movê-lo. O indicador (TEIP/TEIFa) está protegido desse fenômeno, mas o cálculo da quantidade de energia que poderia ser gerada com a redução dos desligamentos, não. Ou seja, uma porcentagem dos desligamentos (forçados ou para manutenção) não poderia ser efetivamente convertida em energia, devido a restrições como falta de água ou despacho do operador. A consequência é que a estimativa da quantidade de energia que poderia ser gerada poderia estar sendo superestimada (até 16%) quando se compara a energia efetivamente gerada pela usina nesse ano.

Outra deficiência desse cálculo é considerar que os turbogeradores nunca funcionam com potência inferior à nominal devido a uma combinação forçada do equipamento (HEDF = 0). Isso seria uma restrição substancial no caso de limitações no regime hídrico por secas prolongadas, mas essa condição é excluída do cálculo dos índices, deixando apenas a redução da potência devida a problemas de equipamentos que permitem a geração, mas não da potência nominal. Embora essa situação exista para algumas usinas, o procedimento normal é eliminar essa restrição no menor tempo possível.

Finalmente, outra deficiência é o fato de que os desligamentos programados ocorrem precisamente nos momentos de baixa hidrologia, ou quando nem o despacho nem o proprietário da usina exigem que esta minimize os custos de desligamento do sistema. Ao contrário dos desligamentos forçados, que ocorrem de forma inesperada e intempestiva, os desligamentos programados são planejados, controláveis em termos de seu tempo e, muitas vezes, de sua duração. Portanto, nesse caso, na avaliação do custo de oportunidade da energia perdida por desligamentos programados pode-se considerar um limite superior como uma primeira aproximação, que deverá ser ajustada por algum fator para a obtenção do seu valor real.

É importante ter em mente que os valores mensais após 2014 são médias ponderadas dos últimos 60 meses. Isso faz com que as falhas ocorridas em um único mês sejam atenuadas, mas a permanência nos meses seguintes causará um aumento acentuado nos valores dos índices.

5. Resultados e Discussão

5.1 Número de horas de desligamento forçado na geração hidrelétrica

Utilizando a metodologia descrita no item 3, é possível quantificar o número de horas que cada uma das usinas hidrelétricas brasileiras teve seus turbogeradores desligados por causas forçadas ou programáveis em cada mês, de 2007 a 2018.

Em janeiro de 2007, o banco de dados continha 106 usinas com 477 turbogeradores. Em dezembro de 2018, esse mesmo banco de dados apresentava 147 usinas com 667 turbogeradores e capacidade para operar até 5.816.640 horas por ano. Trata-se de um acréscimo de 41 usinas em 10 anos. A Tabela 10 mostra, por ano, a evolução das horas desligadas por causas forçadas, bem como o número de turbogeradores em operação em dezembro de cada ano e a porcentagem de horas de desligamento forçado no total de horas anuais de geração (% de HDF anual).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HDF anual	68.888	77.270	86.213	89.668	87.952	97.151	101.700	105.863	122.483	141.153	136.921	136.481
Número de TG	477	474	493	507	549	565	616	628	640	660	664	667
% HDF anual	1,64	1,86	2,00	2,02	1,83	1,96	1,88	1,92	2,18	2,44	2,35	2,35

Tabela 10 – Número de horas anuais não trabalhadas devido a desligamentos forçados (HDF anual), número de turbogeradores (TG) e % das horas de desligamento forçado no total de horas anuais possíveis de operação (%HDF anual).

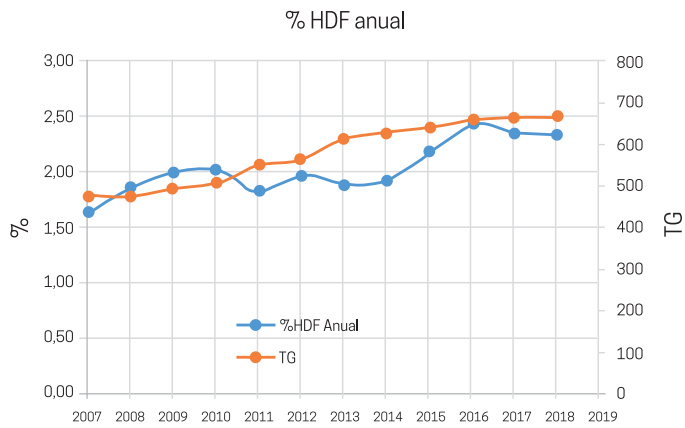


Figura 10 – Representação da % de HDF mostrada na Tabela 10.

Observe na Tabela 10 que o número de horas de desligamento forçado aumenta com o tempo. Isso é uma consequência da entrada de mais máquinas em operação, mas não deve implicar num aumento da porcentagem dessas horas no total anual disponível (% de HDF anual). Em princípio, a "% de HDF anual" não deve aumentar, pois aumenta tanto o numerador (HDF) quanto o denominador (o número de horas operacionais no ano). No entanto, na Figura 10 observa-se que a "% de HDF anual" aumenta ao longo dos anos, mostrando que o envelhecimento das usinas hidrelétricas brasileiras está causando um aumento real no número de horas de desligamento forçado no ano.

O envelhecimento dos equipamentos das usinas hidrelétricas deve aumentar o tempo da TEIP e da TEIFa. Se os valores calculados se mantiverem acima de 6% para a TEIP e de 3% para a TEIFa, esse é um primeiro indicador de que a usina tende a ser reabilitada. Quando a TEIFa assume valores acima dos da TEIP, em caráter permanente, como é o caso da UHE de Tucuruí na Figura 7, essa usina precisa ser reabilitada o mais rápido possível.

5.2.Quantidade de energia não gerada por desligamentos forçados

Conhecendo-se o número anual de horas não operadas e a potência instalada de cada usina, é possível calcular a quantidade de energia não gerada e compará-la com a energia hídrica gerada no país. A Tabela 11 e a Figura 9 mostram o resultado desses cálculos. A Tabela 11 apresenta novamente, para fins de comparação, a energia anual gerada no país por usinas hidrelétricas publicadas no BEN-EPE e apresentadas na Tabela 2.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia não gerada forçada	12.874	13.706	14.642	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539	25.641
Energia gerada hidro	374.015	369.556	390.988	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906	388.971
% não gerada hidro	3,4	3,7	3,7	3,3	3,0	3,4	3,8	4,4	5,5	6,6	6,9	6,6
Energia gerada DP	398.011	412.012	409.150	442.803	454.726	474.470	484.673	496.510	484.922	480.361	491.148	500.231
% não gerada de DP	3,2	3,3	3,6	3,0	2,8	3,0	3,1	3,3	4,1	5,2	5,2	5,1

Tabela 11 – Quantidade de energia anual, em GWh, não gerada devido aos desligamentos forçados calculados na base de dados deste trabalho.

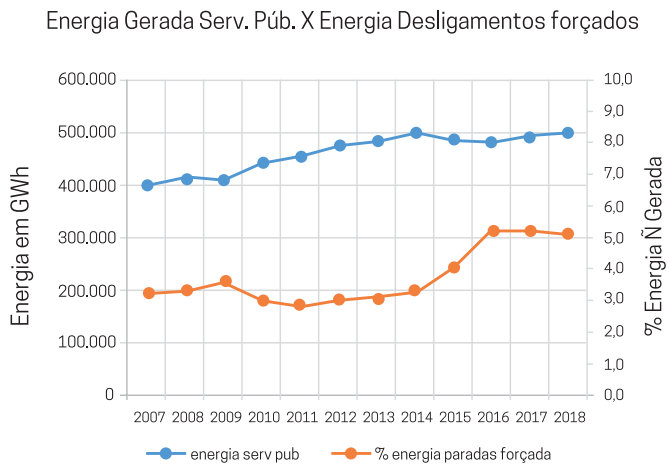


Figura 11- Representação da % da energia não gerada por desligamentos forçados e energia hidrelétrica gerada mostradas na tabela 11.

Na Figura 11 observa-se que a eletricidade gerada pela demanda pública no Brasil vem aumentando ao longo dos anos. Observa-se também que a quantidade de energia elétrica não gerada devido a desligamentos forçados de turbogeradores cresce mais rapidamente. Isso mostra que, apesar da entrada de novas usinas, que têm TEIFa baixa, o aumento da TEIFa das usinas antigas é maior do que o efeito da redução das taxas decorrente das novas usinas, resultando em um aumento da TEIFa geral ao longo do tempo.

A base de dados permite identificar as usinas que mais contribuíram para o total de energia não gerada. Em agosto de 2018, havia 24 usinas com TEIFa acima de 3%. Dessas 24 usinas, as sete com maior potência instalada (não reabilitadas e com mais de cinco anos de operação) estão na Tabela 12. Uma verificação da quantidade de energia perdida mostra que Tucuruí é a usina que mais contribuiu para a quantidade de energia não gerada por desligamentos forçados.

Usina	Potência (MW)	Nº TG	Potência de cada turbo - generador. (MW)	Anos de Operação	TEIFa Ago 2018	Energia não gerada em 2018 (GWh)
US. TUCURUI	8535,0	16	533,5	33,7	8,57	6480
USINA XINGO	3162,0	6	527,0	23,7	8,24	2299
P. AFONSO IV	2462,4	6	410,4	39,6	10,35	2229
MARIMBONDO	1440,0	8	180,0	42,8	5,03	639
UHE S.DA MESA	1275,0	3	425,0	20,3	3,56	399
NEY BRAGA	1260,0	4	315,0	25,9	3,58	407
EMBORCACAO	1192,0	4	298,0	36,5	4,12	436

Tabela 12 – As sete usinas hidrelétricas mais potentes do SIN com TEIFa acima de 3% em agosto de 2018.

5.3.Valor em dólares dos EUA (US$) da energia não gerada em desligamentos forçados

Como mencionado, o custo de oportunidade da energia pode ser avaliado de duas maneiras: pelo preço vendido nos leilões de energia ou pelo preço líquido das diferenças de energia consumida pelas distribuidoras de eletricidade. Inicialmente, a análise será realizada com base nos valores dos leilões. Os valores da eletricidade em dólares dos EUA, apresentados na Tabela 8, foram transportados, juntamente com a quantidade de energia, para a Tabela 13.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia não gerada GWh	12.874	13.706	14.642	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539	25.641
US$/MWh	70,48	61,75	74,69	45,25	65,55	47,97	49,06	53,19	49,30	70,94	85,05	49,06
Valor em US$ milhão	907	846	1094	597	836	687	738	871	971	1785	2172	1258

Tabela 13 – Valor, em milhões de dólares dos EUA (US$), da venda de energia elétrica pelo valor de venda nos leilões anuais de energia existente.

A Tabela 14 mantém a energia não gerada da Tabela 12 e inclui o valor médio anual da energia negociada no mercado de diferenças.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia não gerada GWh	12.874	13.706	14.642	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539	25.641
US$/MWh	49,12	84,43	19,18	41,67	18,53	82,99	116,56	296,16	93,45	37,12	98,52	70,48
Valor em US$ milhão	632	1157	281	550	236	1189	1754	4851	1841	934	2516	1807

Tabela 14 – Valor, em milhões de dólares dos EUA (US$), da venda de energia elétrica pelo valor de venda nas liquidações das diferenças anuais de energia existente.

As tabelas 13 e 14 mostram que, de fato, o custo de oportunidade da energia não gerada é substancial, tendo ultrapassado US$ 2000 milhões em 2017.

5.4.Número de horas de desligamento programado na geração hidrelétrica

Usando-se a mesma metodologia adotada para a TEIFa, mas agora aplicada à TEIP, é possível quantificar o número de horas em que cada uma das usinas hidrelétricas brasileiras teve seus turbogeradores desligados por causas programadas em cada mês, de 2007 a 2018.

Relembrando, em dezembro de 2018 a base de dados continha 148 usinas com 667 turbogeradores capazes de operar até 5.816.640 horas por ano. A Tabela 15 e a Figura 12 mostram a evolução das horas desligadas por causas programadas, bem como o número de turbogeradores em operação em dezembro de cada ano.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HDP anual	249.220	245.411	249.966	257.836	263.936	277.546	295.205	312.034	325.884	321.548	299.928	268.819
Número de TG	477	474	493	507	549	565	616	628	640	660	664	667
% HDP anual	5,96	5,91	5,79	5,81	5,49	5,61	5,47	5,67	5,81	5,56	5,16	4,60

Tabela 15 – Número de horas anuais não trabalhadas devido aos desligamentos programados calculados na base de dados deste trabalho.

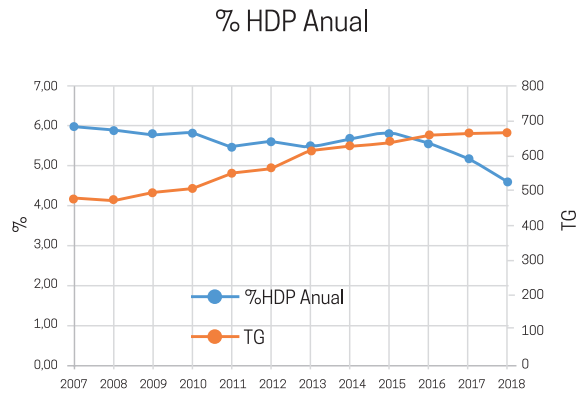


Figura 12 – Representação da % de HDP mostrada na Tabela 13.

Os limites máximos admissíveis para a TEIP são apresentados na Tabela 4. A Figura 12 compara a evolução do número de turbogeradores e a porcentagem de horas anuais de desligamentos programados ao longo dos anos. O número de TG aumenta, mas o número de horas programadas permanece estável, com uma pequena tendência de redução. Esse é o quadro desejável, ao contrário da TEIFa (Figura 11), que apresenta crescimento. Isso mostra que o envelhecimento do parque gerador hídrico do Brasil está afetando mais as horas de desligamento forçado do que as horas de desligamento programado. No entanto, uma outra interpretação para essa situação é que, apesar do envelhecimento do parque gerador, não há aumento no tempo dedicado à manutenção programada, o que resulta em um aumento de desligamentos forçados.

5.5 Quantidade de energia não gerada por desligamentos programados[9]

A Tabela 16 mostra a comparação entre a quantidade de energia não gerada devido a desligamentos programados e a energia gerada pelo setor hidrelétrico e sob o regime de serviço público, em pontos percentuais. Como a energia fornecida sob o regime de serviço público é principalmente hidrelétrica, os valores percentuais de comparação resultam em valores próximos.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia não gerada	37.932	36.791	38.169	41.312	37.630	38.157	39.487	40.187	40.874	41.517	39.679	37.040
Energia gerada hidro	374.015	369.556	390.988	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906	388.971
% não gerada de hidro	10,1	10,0	9,8	10,2	8,8	9,2	10,1	10,8	11,4	10,9	10,7	9,5
Energia gerada DP	398.011	412.012	409.150	442.803	454.726	474.470	484.673	496.510	484.922	480.361	491.148	500.231
% não gerada de DP	9,5	8,9	9,3	9,3	8,3	8,0	8,1	8,1	8,4	8,6	8,1	7,4

Tabela 16 – Quantidade de energia anual, em GWh, não gerada devido aos desligamentos programados calculados na base de dados deste trabalho.

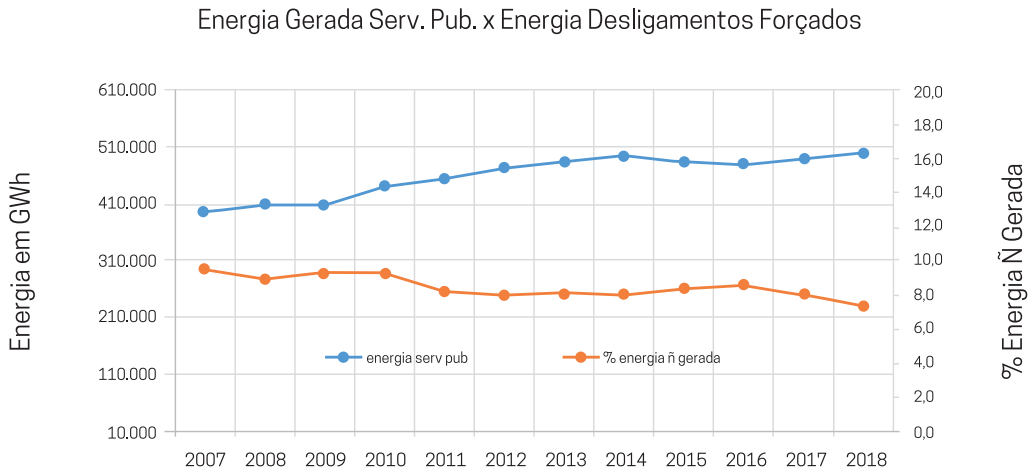


Figura 13 – Representação da % de energia não gerada por desligamentos programados e da energia gerada mostrados na Tabela 17

9.Conforme mencionado na seção 3, neste caso o valor da energia calculado e seu custo associado devem ser considerados como um limite superior, uma vez que os desligamentos programados geralmente são otimizados pelo operador do sistema, em épocas de seca, ou quando as usinas não são obrigadas a fazê-lo por exigência do sistema.

A quantidade de eletricidade entregue anualmente está aumentando, e a quantidade de energia não gerada devido a desligamentos programados é muito maior do que a quantidade de energia não gerada devido a desligamentos forçados, o que é esperado. O que chama a atenção é a estabilidade desse índice, que mostra que o envelhecimento das usinas não tem um efeito direto nesse índice. Isso pode indicar que, apesar do envelhecimento do parque gerador, não houve aumento de desligamentos programados, o que pode repercutir no número e na duração de desligamentos forçados.

O banco de dados permite identificar as usinas de energia que mais contribuíram para o total de energia não gerada devido a desligamentos programados. Em agosto de 2018 foram identificadas 33 usinas com TEIP média acima de 6%. Dessas 33 usinas, as sete com maior potência instalada (não reabilitadas e com mais de 5 anos de operação) estão na Tabela 17. A análise da quantidade de energia perdida mostra que Paulo Afonso IV é a usina que mais contribuiu para a quantidade de energia não gerada devido a desligamentos programados (além de estar na lista de usinas com os maiores números de desligamentos forçados).

Usina	Potência (MW)	Nº de TG	Potência de cada turbogenerador (MW)	Anos de Operação	TEIP Ago 2018	Energia não gerada em 2018 (GWh)
PAULO AFONSO IV	2462,4	6	410,4	39,6	13,672	2923
SÃO SIMÃO -US	1710,0	6	285,0	40,6	6,570	962
TRÊS IRMÃOS	811,5	5	162,3	24,8	6,695	439
P. AFONSO III	794,2	4	198,6	47,2	6,161	447
CACHOEIRA. DOURADA	658,0	10	65,8	59,6	6,016	332
ITAÚBA	500,4	4	125,1	39,6	6,179	266
PAULO AFONSO II	443,0	6	73,8	57,2	27,878	1049

Tabela 17 - As sete usinas hidrelétricas mais potentes do SIN com TEIP acima de 6% em agosto de 2018.

5.6.Valor em dólares dos EUA (US$) da energia não gerada devido a desligamentos programados

De maneira semelhante à adotada para avaliar o custo de oportunidade da energia não gerada devido a desligamentos forçados, a energia não gerada devido a desligamentos programados será avaliada aqui de duas formas: pelo valor vendido nos leilões de energia ou pelo preço líquido das diferenças de energia consumida pelas distribuidoras de eletricidade. Inicialmente, a análise será realizada com base nos valores dos leilões.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia não gerada. GWh	37.932	36.791	38.169	41.312	37.630	38.157	39.487	40.187	40.874	41.517	39.679	37.040
US$/MWh	70,48	61,75	74,69	45,25	65,55	47,97	49,06	53,19	49,30	70,94	85,05	49,06
Valor em US$ milhão	2673	2272	2851	1869	2467	1830	1937	2138	2015	2945	3375	1817

Tabela 18 – Valor, em milhões de dólares dos EUA (US$), da venda de energia elétrica pelo valor de venda nos leilões de energia existente.

A Tabela 19 manteve a energia não gerada da Tabela 18 e incluiu o valor médio anual da energia negociada pelo preço de liquidação das diferenças de cada ano.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia não gerada. GWh	37.932	36.791	38.169	41.312	37.630	38.157	39.487	40.187	40.874	41.517	39.679	37.040
US$/MWh	49,12	84,43	19,18	41,67	18,53	82,99	116,56	296,16	93,45	37,12	98,52	70,48
Valor em US$ milhão	1863	3106	732	1721	697	3167	4603	11902	3820	1541	3909	2611

Tabela 19 – Valor, em milhões de dólares dos EUA (US$), da venda de energia elétrica pelo valor de venda nas liquidações das diferenças anuais de energia existente.

Seja qual for a metodologia adotada, os valores encontrados são muito significativos, chegando perto de 4 bilhões de dólares em 2017.

5.7.Comparação entre a eletricidade não gerada devido a desligamentos forçados e desligamentos programados e perdas do SIN

A Tabela 20 compara a quantidade de energia não gerada, seja devido a desligamentos forçados ou desligamentos programados, com as perdas de energia existente no SIN em transmissão e distribuição, seja perda técnica ou perda comercial. Isso para que se tenha uma ideia da ordem de magnitude. A comparação mostra que a energia não gerada devido a desligamentos das usinas hidrelétricas tem a mesma ordem de magnitude das perdas de energia por transmissão e distribuição.

As perdas de energia do SIN aumentam junto com o aumento da geração, em valor absoluto. Da mesma forma, como visto anteriormente o aumento da geração implica também o aumento da energia não gerada por desligamentos forçados, enquanto a energia não gerada por desligamentos programados permanece aproximadamente constante. Essas relações são observadas na Tabela 20.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia não gerada - forçados	12.874	13.706	14.642	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539	25.641
Energia não gerada - programados	37.932	36.791	38.169	41.312	37.630	38.157	39.487	40.187	40.874	41.517	39.679	37.040
TOTAL de energia não gerada	**50.806**	**50.497**	**52.811**	**54.508**	**50.383**	**52.481**	**54.537**	**56.567**	**60.576**	**66.672**	**65.218**	**62.681**
Perdas do sector eléctrico	71.850	77.082	79.795	85.748	86.676	94.367	94.995	89.157	91.067	99.663	98.100	100.973
% forzada/pérdidas	**17,9**	**17,8**	**18,3**	**15,4**	**14,7**	**15,2**	**15,8**	**18,4**	**21,6**	**25,2**	**26,0**	**25,4**
%(forçados + programados) /perdas	70,7	65,5	66,2	63,6	58,1	55,6	57,4	63,4	66,5	66,9	66,5	62,1

Tabela 20 – Comparação entre a eletricidade não gerada por desligamentos forçados e programados e perdas do SIN em GWh.

A Tabela 20 mostra que no período 2007-2017 a energia perdida devido a desligamentos forçados praticamente dobrou (98%), enquanto as perdas do SIN no mesmo período aumentaram 37%. Por outro lado, a relação entre a energia não gerada (total) e as perdas no SIN permanece relativamente constante ao longo dos anos (última linha da tabela). Portanto, é possível concluir que a taxa de aumento da energia perdida por desligamentos forçados + programados é semelhante à taxa de aumento das perdas do SIN. Isso pode ser visto na última linha da Tabela 20.

5.8.Comparação entre o custo da energia não vendida e o custo de manutenção

Dada a estreita relação entre manutenção e desligamentos forçados, é interessante avaliar quando o valor da energia não gerada iguala o custo de manutenção anual da usina. Ou, em outras palavras, qual é o valor dos desligamentos forçados justificado para realizar uma manutenção, em vista de um custo de oportunidade para a energia.

O custo da energia não gerada é obtido pela equação (11). O custo de manutenção é obtido pela equação (12)

$$C_{energia} = \Delta TEIFa * Pot_{usina} * \$_{energia} * 8760 \quad (11)$$

$$C_{manut} = Pot_{usina} * \$_{manut} * 8760 \quad (12)$$

Igualando as equações (11) e (12) e simplificando, tem-se

$$\Delta TEIFa = \frac{\$_{manut}}{\$_{energia}} \quad (13)$$

A equação (13) informa que se conhecendo o custo anual de manutenção em US$/MWh e o valor ao qual a energia pode ser vendida (também em US$/MWh), cada vez que a TEIFa aumentar de ΔTEIFa, o valor da energia não vendida é igual ao valor anual de manutenção.

Por exemplo, um valor típico para o custo de manutenção anual é US$ 1,15/MWh (ANEEL), e usando-se o valor médio de venda de energia da Tabela 4, obtém-se US$ 85.00/MWh. Aplicando-se a equação (13), se a TEIFa sobe 1,35%, o valor da não venda de energia é o mesmo da manutenção anual da usina.

Em valores absolutos, em agosto 2018 Tucuruí teve uma TEIFa de 8,57% e a quantidade de energia não gerada por causas forçadas em 2017 de 6016 GWh. Por orientação do MME, o limite máximo aceitável da TEIFa para a potência dos turbogeradores de Tucuruí é 2,133% (Tabela 4). A redução da taxa de 8,26% para 2,0% (um pouco abaixo do limite) resultaria na geração em 2017 de 4612 GWh de energia nova. A venda da energia nova (a que não foi gerada) pelo preço de leilões em 2017 (85.05 US$/MWh) geraria uma receita anual de US$ 392,3 milhões. O relatório de mercado da CCEE de 2017 (InfoMercado Dados Individuais 2017) informa que a empresa operadora de Tucuruí, a Eletronorte, comercializou naquele ano 27.130 GWh, de modo que o gasto com manutenção pode ser estimado em US$ 31,2 milhões. O mesmo procedimento pode ser realizado para todas as usinas relacionadas na Tabela 12. O resultado do cálculo é apresentado na Tabela 21.

Esses resultados mostram que o valor da energia não gerada está bem acima dos custos anuais de manutenção, e seriam até mesmo suficientes para custear a execução de serviços de reabilitação mais complexos (com um custo estimado de US$ 500 a US$ 1000 por kW) em um curto período de tempo.[10]

Soma-se a isso o fato de que essa energia nova seria oferecida sem os impactos ambientais da construção de uma nova usina em um prazo muito menor, além de os serviços em cada turbogerador serem executados de forma a permitir que a usina continue operando as outras máquinas regularmente.

Usina	Potência (MW)	Potência de cada turbogene-rador (MW)	Anos de operação	TEIFa Ago 2018	Energia nova (GWh)	Energia gerada em 2017 (GWh)	Valor da energia nova (US$ milhão)	Valor anual de manutenção (US$ milhão)
US. TUCURUÍ	8535,0	533,5	33,7	8,57	4612	27130	392,3	31,2
USINA XINGO	3162,0	527,0	23,7	8,24	1738	5272	147,8	6,1
P. AFONSO IV	2462,4	410,4	39,6	10,35	1810	2933	153,9	3,4
MARIMBONDO	1440,0	180,0	42,8	5,03	469	4556	39,9	5,2
UHE S.DA MESA	1275,0	425,0	20,3	3,56	185	2157	15,7	2,5
NEY BRAGA	1260,0	315,0	25,9	3,58	189	6261	16,1	7,2
EMBORCACAO	1192,0	298,0	36,5	4,12	234	2008	19,9	2,3
TOTAL	**19326**				**9237**		**785,6**	

Tabela 21 – Comparação entre os custos anuais de manutenção das usinas relacionadas na Tabela 12 com as eventuais receitas da venda da energia se a TEIFa da usina estivesse dentro dos limites definidos pelo MME.

10.Como exemplo, o custo total da reabilitação das usinas de Furnas (1216 MW) e Luiz Carlos Barreto (1050 MW) foi de aproximadamente US$ 600 milhões. Esse investimento permitiu reduzir a TEIFa de 3,53% para 1,16% (Furnas) e 2,61% (LCBC) e aTEIP de 6,57% para 1,93% (Furnas) e 2,04% (LCBC). A taxa de retorno desses investimentos foi superior a 12% (ver PCR Programa de Reabilitação das Hidrelétricas de Furnas e Luiz Carlos Barreto de Carvalho (BR-L1278/2549/OC-BR).

6. Conclusão

Este estudo apresentou uma metodologia que permite quantificar o número de horas de desligamento dos turbogeradores, seja por motivos forçados ou programados, usando como ponto de partida os valores publicados da TEIFa e da TEIP publicados pela ONS. Uma vez calculadas essas horas, é possível avaliar o custo de oportunidade da energia, com base nos custos de energia publicados regularmente. A metodologia apresentada aqui também pode ser usada para identificar as usinas que precisam ser reabilitadas e até mesmo priorizá-las.

O cenário de operação de uma usina hidrelétrica com manutenção realizada regularmente é de uma TEIFa inicialmente baixa (após ajustes da montagem inicial do turbogerador) e um valor mais alto da TEIP. Ao longo dos anos, a TEIFa tende a aumentar, chegando, em alguns casos, a ultrapassar a TEIP.

Aqui, identificou-se que o envelhecimento dos equipamentos brasileiros tem um impacto maior na TEIFa, fazendo com que esta taxa esteja sempre aumentando, enquanto a TEIP tende a permanecer constante ou a aumentar ligeiramente. Isso indica o envelhecimento do parque gerador brasileiro. Da mesma forma, a falta de aumento da TEIP indica que, apesar desse envelhecimento, não acontece um aumento nos planos de manutenção programada, o que se traduz em um aumento dos desligamentos forçados. A quantidade de energia perdida devido a desligamentos forçados dobrou nos últimos 10 anos.

Isso indica que as entradas de novas usinas (com baixa taxa de falhas) não compensam, em geral, o aumento dos desligamentos forçados das usinas mais antigas, projetando para o futuro o agravamento desse problema. Também foi identificado que, em 2017, a energia não gerada por razões forçadas e programadas já atinge 67% da energia perdida pelo sistema elétrico de transmissão e distribuição, seja por motivos técnicos ou comerciais. É importante ressaltar que as perdas do sistema elétrico já atingiram níveis preocupantes, causando a criação de programas de contenção pelos agentes reguladores.

Quanto à comparação entre o valor da energia não gerada e o valor da manutenção anual da usina, este estudo mostra que quando o aumento da TEIFa é igual à razão do custo de manutenção e o custo de venda da energia, ambos por MWh e em base anual, o valor da energia não gerada é equivalente ao custo de manutenção da usina. Essa comparação pode fornecer uma indicação da magnitude do valor da energia perdida, em comparação aos custos de manutenção.

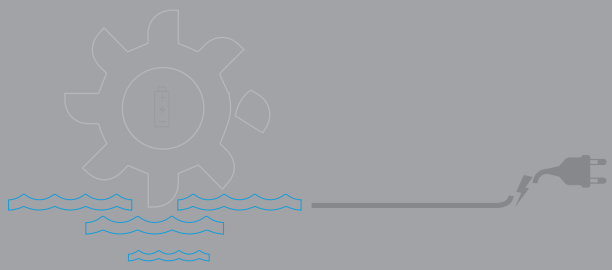
O desligamento temporário ou permanente das usinas hidrelétricas por falhas requer sua substituição por outras usinas para fornecer energia ao sistema, seja consumindo combustíveis fósseis (com emissões e um custo de operação maiores) ou com a instalação de novas usinas de energia renovável (hídrica, eólica, solar), com um custo de instalação (US$/MW) superior ao custo de reabilitação de uma usina hidrelétrica. É então evidente que a reabilitação de usinas hidrelétricas oferece uma nova energia renovável ao sistema, com um mínimo de impacto ambiental e a um custo menor do que o da construção de novas usinas.

Também foi demonstrado que o valor recebido pela energia nova, aquela que será gerada decorrente da redução do tempo dos desligamentos forçados, é significativo e capaz, inclusive, de amortizar os investimentos da reabilitação em um número de anos compatível com a nova vida útil que os equipamentos terão. Além disso, comparando esses valores com os gastos anuais de manutenção, vê-se que o valor da energia perdida por desligamentos forçados é muito superior aos gastos com manutenção.

Os equipamentos hidrelétricos mecânicos com mais de 30 anos têm seu desempenho comprometido, a ponto de levar à interrupção permanente da sua operação. Além disso, 31% das usinas brasileiras (46 usinas) que geram eletricidade para o sistema interligado nacional têm mais de 40 anos de operação. Definitivamente esta é uma situação que merece a atenção dos operadores do sistema brasileiro.

Embora algumas usinas já tenham modernizado ou estejam modernizando as suas instalações, em 2018 havia 29 usinas (28.165 MW de potência instalada) operando com indicador de tempo de desligamento forçado acima do recomendado pela regulação, o que significa que é preciso avaliar se essas usinas necessitam de modernização, a fim de evitar seu desligamento.

A metodologia apresentada nesta nota propõe uma avaliação inicial aplicável a um número grande de usinas, com vistas à priorização daquelas que potencialmente necessitam de reabilitação. Como segundo passo para as usinas identificadas, recomenda-se a avaliação detalhada com dados precisos de desligamentos forçados e programados, hidrologia, estado dos equipamentos, seu impacto na geração, custo de oportunidade e outros dados que possam ser obtidos em campo para elaborar um plano de reabilitação.



IMPACTO DAS INTERRUPÇÕES NA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DO BRASIL

BID