

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

AValiação dos custos de capital ligados aos requisitos de flexibilidades em um contexto alternativo à geração hidroelétrica.

MATHEUS BAWDEN SILVERIO DE CASTRO(1);EUGÊNIO LIBÓRIO FEITOSA FORTALEZA(1);CAIO MATEUS CARDOZO RÊGO(1);SABRINA CARVALHO NEVES(1);ALEXANDRE ARAGÃO SOUZA COELHO(1);THIAGO FELÍCIO DE SOUZA(2);BRAYAN FERNANDES BARBOSA(1) FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA(1);FURNAS - CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.(2)

RESUMO

Atualmente no Brasil as usinas hidrelétricas têm a responsabilidade de equilibrar a oferta com a demanda fazendo uso de sua flexibilidade de produção. Este trabalho visa apresentar os primeiros resultados relativos à estimativa do valor agregado deste serviço fornecido pelas hidrelétricas. Para tal, avalia-se os custos de capital para cenários alternativos. Um primeiro cenário sendo energia advinda exclusivamente de termelétricas e o segundo o fornecimento através de termelétricas e tecnologias de armazenamento. Considerando os diferentes tempos de vida das infraestruturas e uma taxa de juros de 5%, obteve-se um custo de capital por MWh flexível da ordem de: US\$2,50/MWh e US\$4/MWh respectivamente.

PALAVRAS-CHAVE

Flexibilidade, Energia Elétrica, Fontes renováveis, Valoração, BATNA.

1.0 Introdução

O mundo está passando por um período de transição nos sistemas de energia elétrica, com um foco significativo na redução da emissão de carbono nas fontes de energia. Embora o Brasil já possua um parque gerador de energia elétrica predominantemente renovável, de baixa emissão de gases do efeito estufa, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) também está passando por essa transição. Um dos principais desafios enfrentados no Brasil, semelhantes aos de outros países, é o aumento da participação de fontes de energia não despacháveis. No caso específico do Sistema Interligado Nacional (SIN), também se destaca a diminuição relativa da participação das usinas hidrelétricas, tecnologia que desempenhou um papel fundamental no desenho do mercado de energia atual, fornecendo vários serviços adicionais além da geração de energia a um custo incremental baixo. [1]

O Brasil é reconhecido internacionalmente como um líder em energias limpas devido ao seu amplo uso de fontes renováveis na geração de eletricidade e à produção crescente de biocombustíveis. Isso resulta em uma baixa emissão de gases poluentes na atmosfera. De acordo com o relatório de [5], as fontes renováveis representam cerca de 83% da capacidade instalada de geração de energia no país, enquanto a média mundial é de apenas 33%. Isso significa que há uma dependência considerável de fontes não renováveis, como petróleo, carvão e usinas nucleares, para suprir os outros 67% da capacidade global de geração de eletricidade.

De acordo com dados sobre a matriz energética brasileira, que engloba não apenas a geração de eletricidade, mas também outras fontes de energia, a participação de fontes renováveis aumentou de 42,4% em 2012 para 43,2% em 2017. Mantendo esse progresso constante, espera-se que essa participação atinja 45% antes de 2030, como compromisso assumido pelo Brasil no Acordo de Paris.

As estimativas do setor hidrelétrico global indicam que, por volta de 2030, mais da metade da capacidade hidrelétrica mundial poderá passar por modernização ou repotenciação de suas instalações. Prevê-se que até 2050, todas as usinas hidrelétricas atualmente em operação devam ter passado por algum tipo de ação nesse sentido. Durante várias décadas, a hidreletricidade tem desempenhado um papel fundamental como a principal fonte de geração de energia no sistema elétrico brasileiro. Isso se deve tanto à sua competitividade econômica quanto à abundância desse recurso energético em nível nacional. [4]

Em maio de 2019, o Brasil possuía mais de 100 GW de usinas hidrelétricas em operação. Dentro desse total, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) considera como conjunto de usinas elegíveis para repotenciação

aquelas com pelo menos 25 anos de operação e uma potência instalada superior a 100 MW, excluindo aquelas que já passaram por melhorias de eficiência que resultaram no recálculo de suas garantias físicas. Estima-se que o potencial de repotenciação no Brasil seja de aproximadamente 50 GW, distribuídos em 51 usinas localizadas em todos os subsistemas do país. [1]

No relatório da Thymos da consulta pública 083/2021 [9], mostra como os serviços ancilares no Brasil são regulados e suas diferenças com diversos países, como a Suécia, Estados Unidos, França e Alemanha, onde os serviços são remunerados não por tarifas simples mas como um mercado aberto baseado no custo de oportunidade da possível energia não gerada/vendida pelos fornecedores, e devido a essa natureza de ser um mercado sem espaço para negociação livre entre as partes, ocorreu que os reajustes da remuneração da tarifa não acompanharam o valor agregado destes serviços, tornando os serviços ancilares sub remunerados.

Globalmente, a política de implementação de fontes renováveis tem se concentrado principalmente na expansão da capacidade instalada, enquanto questões operacionais, como a necessidade de flexibilidade para manter a estabilidade do sistema, bem como regulamentações e procedimentos de rede atualizados para aprimorar o controle do sistema de energia, foram frequentemente negligenciados. No entanto, atualmente, um número crescente de países está voltando sua atenção para as consequências dos altos níveis de participação de fontes de energia não convencionais no funcionamento adequado do sistema elétrico e nos mecanismos de integração dessas fontes à rede. [7]

As usinas hidrelétricas são muito eficientes em fornecer serviços ancilares à rede elétrica, graças a sua flexibilidade. Especificamente, elas desempenham um papel crucial no controle de potência ativa e da frequência. Além disso, as usinas hidrelétricas com reservatório têm a capacidade de oferecer uma ampla gama de serviços energéticos, como geração de energia de base e de pico, bem como armazenamento de energia. Além disso, essas usinas podem desempenhar um papel importante na regulação de outras fontes de energia, com custos variáveis muito baixos. Por outro lado, as hidrelétricas a fio d'água têm capacidade de armazenamento limitada, frequentemente de apenas algumas horas. Essas usinas possuem baixa flexibilidade em comparação com as usinas com reservatórios, uma vez que sua geração de energia está diretamente ligada ao ciclo hidrológico da bacia hidrográfica e depende fortemente da vazão dos rios onde estão instaladas. [7]

Neste contexto de crescente uso de fontes de energia não despachável, cada vez mais as usinas hidrelétricas vão ser demandadas a fornecer serviços ancilares e de flexibilidade. É de fundamental importância a valoração destes serviços de maneira a incentivar o desenvolvimento de capacidade para os mesmos aumentando a eficiência do uso dos recursos hídricos. Desta maneira o presente trabalho visa contribuir para estimar o valor de tal serviço à sociedade através do cálculo do custo de soluções alternativas seguindo o conceito de BATNA (do inglês: *Best Alternative To a Negotiated Agreement*) introduzido por [8] no método de negociação de Harvard.

A precificação para um serviço de flexibilização da energia elétrica irá seguir o critério BATNA - Best Alternative To Negotiated Agreement [8] - na qual o valor do serviço é dito como o custo da alternativa mais barata em se descartando a opção atual. Nesse contexto, a flexibilização pode ser realizada com dois outros cenários, o primeiro apenas considerando o uso de usinas termelétricas para acompanhar aumentos na demanda de energia. Ou num segundo cenário com uma combinação de termelétricas e sistemas de armazenamento. Com isso em mente, será precificado o custo de capital para instalação do sistema de flexibilização a partir destas soluções.

Visto que o horizonte de tempo não é o mesmo para as diversas opções de precificação, optou-se por obter uma taxa mensal constante para um empréstimo com o valor capital obtido na etapa anterior, conforme a tabela PRICE obtida em [6]. O valor da taxa de juros utilizada foi de 0.4% ao mês, próximo a 5% ao ano.

O restante do artigo é dividido na descrição do método, explicando como foram definidos os valores do presente estudo para se estudar a avaliação dos custos de capital ligados à flexibilidade, em estudo de casos, que menciona os dois casos que o artigo utiliza para estimar o valor do serviço de flexibilidade, e por fim a conclusão.

2 Método

Para uma efetiva comparação entre as diferentes alternativas para suprir a demanda por flexibilidade de um determinado sistema elétrico, a valoração da função de flexibilidade segue-se pelo método de negociação de Harvard, e a partir deste usa-se a técnica da Melhor Alternativa Para um Acordo Negociado (do inglês BATNA, Best Alternative To a Negotiated Agreement) [8]; essa técnica se define em precificar um serviço através da aferição do custo de substituí-lo por um serviço de terceiros. Sendo o custo definido entre duas margens, o custo da solução caso quem oferece o serviço não esteja envolvido, margem superior, e o custo da solução proposta por aquele que oferece o serviço, margem inferior.

A partir dessa metodologia é buscado estimar parte dos custos ligados ao caso da margem superior. Foram considerados dois casos hipotéticos nos quais a flexibilidade é atingida por meio de dois métodos distintos: no primeiro caso foi-se considerado uma rede na qual apenas usinas termelétricas são usadas como agentes flexíveis, no segundo caso as usinas termelétricas provêm a flexibilidade sazonal enquanto bancos de sistema de armazenamento geram a flexibilidade diária.

Dado um certo perfil de consumo de energia elétrica é possível identificar o consumo médio (CM) e um pico de consumo (PC). Para a solução do primeiro caso, a potência instalada termelétricas somente para fornecer a flexibilidade requerida seria a diferença entre PC e CM. Desta maneira o custo de instalação das termelétricas é dividido em duas partes: a primeira relacionada ao valor médio do consumo e a segunda parte estudada neste artigo, ligada ao requisito de flexibilidade para atender às variações da demanda.

2.1 Cenário somente com termoeletricas

Para achar o valor da potência instalada mínima para garantir o abastecimento de energia a todo momento, dito MW flexível, para o primeiro caso, foi feita a diferença entre o consumo máximo e a média de consumo anual.

Consumo máximo = maior valor de consumo alcançado pela rede.

Média de consumo = média dos valores de consumo horário.

MW flexível = valor médio de potência instalada não sendo utilizada a todo momento.

$$\text{consumo}_{\text{maximo}} - \text{media de consumo} = \text{MW flexível} \quad (1)$$

Com base nesse valor e com o custo de capital associado a termelétricas, é possível estimar o custo de capital associado à construção das termelétricas necessárias para atender a diferença entre o pico de consumo e o seu valor médio.

Custo = custo por MW associado a construção de uma termoeletrica.

MW flexível = valor médio de potência instalada não sendo utilizada.

Custo capital = custo associado à construção da potência instalada necessária para suprir a flexibilidade.

$$\text{custo} * \text{MW flexível} = \text{custo capital} \quad (2)$$

2.2 Cenário com termelétricas e sistema de armazenamento

No segundo cenário, seria utilizado o consumo médio no dia de pico em vez do valor do mesmo e a parcela do dia que ultrapassa a média seria a capacidade de armazenamento através de tecnologias de acumulação de energia instaladas na rede. No segundo caso é necessário levar em conta os custos de armazenamento de energia e a diferença no valor de MW flexíveis.

Consumo máximo = maior média diária.

Média de consumo = média dos valores de consumo horário.

MW flexível = valor médio de potência instalada não sendo utilizada.

$$\text{consumo}_{\text{maximo}} - \text{media de consumo} = \text{MW flexível sistema de armazenamento}$$

Para o cálculo do sistema de armazenamento, o cálculo com o preço anual considerou uma normalização do custo por custo de vida de cada sistema para que no horizonte de 20 anos, sistemas com vida útil que não sejam múltiplos ou precisem ser repostos perto do tempo previsto não sejam penalizados.

$$\text{Custo}_{\text{potencia}} = \text{Energia}_{\text{MW}} \text{Custo}_{\text{KW}} * 1000$$

$$\text{Custo}_{\text{Armazenamento}} = \text{Energia}_{\text{MWH}} \text{Custo}_{\text{KWH}} * 1000$$

Sendo a energia em KW a potência total dado que se deve transferir em um dado momento e a KWh a energia total que se deve armazenar para fornecer em um dado dia. Para uma dada tecnologia, qual custo for o maior, será o selecionado para representar o custo de instalação do tipo de armazenamento, e o sistema de armazenamento que obter o menor custo será o selecionado para o cálculo de custo de capital.

2.3 Mensalização do custo de capital

Os dois cenários possuem maquinários com tempo de vida útil diferentes, para fazer a comparação dos investimentos se considerou o custo total dos dois cenários e aplicou o custo do capital necessário a tabela PRICE para alcançar o custo mensal equivalente [6].

$$\frac{\text{custo capital} * \text{taxa de juros}}{(1 - (1 + \text{taxa juros})^{(-\text{num parcelas})})} \quad (3)$$

Para que nos dois casos, o custo de aquisição dos equipamentos estejam no mesmo patamar, tornando uma comparação mais justa e realista.

3.0 Estudo de caso

Para efeito de estudo de caso foram considerados os dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico(ONS) da curva de carga horária brasileira no ano de 2022. Foi identificado o valor máximo, pico de consumo anual, valor médio anual e maior média diária, com base nesses valores se estimou o valor médio de potência instalada que não se manteria em uso para os cenários propostos.

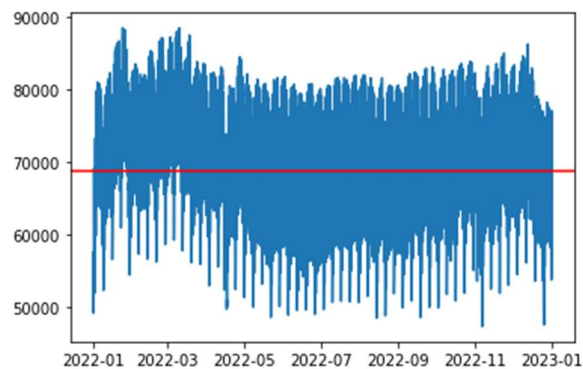
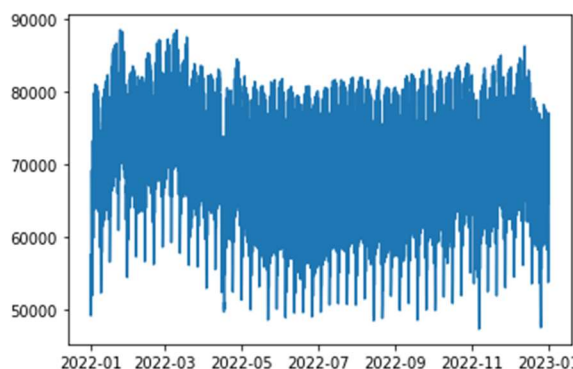


Figura 1 e 2 - Curva de demanda do ano e média do da demanda do ano

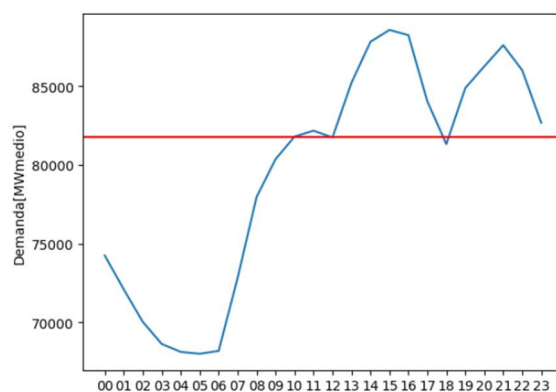
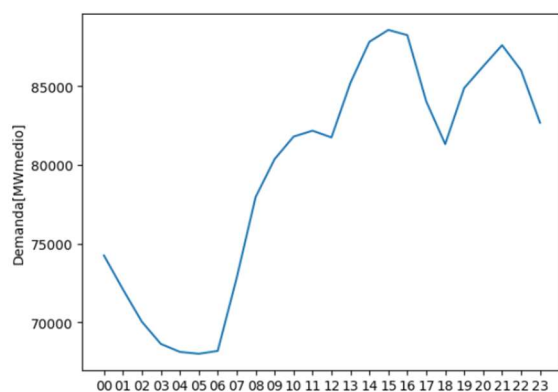


Figura 3 e 4 - Curva de demanda do dia de maior demanda e média do dia de maior demanda

Pico de consumo no ano	88.576,12 MW
Média de consumo anual	68.785,90 MW
Valor médio de geração desativada	19.790,22 MW

Tabela 1 - Valores de máximo e média da demanda

3.1 Caso 1 - Cálculo do custo de capital para o primeiro cenário

Como toda a demanda necessita ser suprida, a geração tem que possuir usinas termelétricas suficientes para produzir o requerido. Subtraindo a média da demanda anual com o valor de pico obtemos o valor mínimo necessário em MW flexível, correspondente a 19.790,22 MW.

Para o cálculo do custo utilizam-se os dados da tabela abaixo com as informações de custo de manutenção anual e de instalação de uma termelétrica, advindo do artigo [10].

Custo de Manutenção anual	12.000,00 \$
Custo de Instalação de Termelétricas	815.000,00 \$
Potência de uma termelétrica	450 MW

Tabela 2 - Valores de custo e potência de uma termelétrica de médio/pequeno porte [10]

O número de termelétricas desativadas é dado pela equação e os dados da tabela 1 e 2:

$$N_{TD} = \text{ceil}\left(\frac{P_{\text{pico}} - P_{\text{medio}}}{P_T}\right) \quad (4)$$

Sendo P_{pico} o pico de demanda e P_{medio} a média anual da demanda e P_T a potência de uma termelétrica referencial segundo [8]. Sendo N_{TD} igual a 44 UTE paradas.

A equação 4 calcula a oneração da instalação de termelétricas em excesso com relação a demanda de energia.

$$\text{Custo}_{(ITD)} = \text{Custo}_{(IE)} * N_{(TD)} * P_T \quad (5)$$

Sendo $\text{Custo}_{(ITD)}$ o custo de instalação de termelétricas desativadas, $\text{Custo}_{(IE)}$ o custo de instalação de uma termelétrica segundo [8], $N_{(TD)}$ o número e termelétricas desativadas e P_T a potência instalada de termelétricas desativadas. Sendo o caso 1 com 44 UTE paradas em média.

A equação 5 mostra o custo de manutenção das termelétricas paradas ou desativadas.

$$\text{Custo}_{(MTD)} = \text{Custo}_{(MT)} * N_{(TD)} * P_T \quad (6)$$

Com $\text{Custo}_{(MTD)}$ sendo o custo de manutenção das termelétricas, $\text{Custo}_{(MT)}$ o custo de manutenção de uma termelétrica e $N_{(TD)}$ e P_T os mesmos valores de número de termelétricas desativadas e potência de uma termelétrica desativada.

Aplicando a tabela price para o $\text{Custo}_{(ITD)}$, com taxas de juro de 5% ao ano por 20 anos e somando com o $\text{Custo}_{(MTD)}$ dividido por 12, obtemos valor da parcela mensal na tabela 3:

parcela mensal	106.497.056,45 US\$
custo de manutenção mensal das termelétricas desativadas (manutenção do capital inativo)	19.800.000,00 US\$
custo mensal de capital	126.297.056,45 US\$

Tabela 3 - Custo mensal de capital

Para o cálculo da razão dólar megawatt, se calcula o valor de megawatt hora mês:

$$\text{Energia}_{\text{hora-mes}} = \text{media}_{\text{ano}} * 30 * 24 \quad (7)$$

E se divide o valor total do custo mensal pela tabela price por este valor:

$$\text{Valor}_{\text{dollarMW}} = \frac{\text{Custo}_{\text{operação}}}{\text{Energia}_{\text{hora-mes}}} \quad (8)$$

O custo de flexibilidade neste caso está associado ao fato de ter-se uma capacidade instalada de termelétricas da ordem de 30% superior ao consumo médio anual do país para conseguir suprir as oscilações de demanda ao longo do ano. Neste caso o impacto financeiro do custo de capital desta estratégia para garantir a flexibilidade é da ordem de: 2,50 US \$/MWh considerando as flutuações dos preços e aproximações.

3.2 Caso 2 - Cálculo do custo de capital para o segundo cenário

Nesse caso foi calculado o custo das termelétricas necessárias para suprir a diferença entre a média geral e a média do dia de maior consumo com armazenamento de energia suficiente para que não faltasse energia em nenhum momento desse dia. Os dados de consumo são apresentados na tabela 1.

$$N_{TD-CAS\ 2} = \text{ceil}\left(\frac{P_{\text{dmaxmedia}} - P_{\text{medio}}}{P_T}\right) \quad (9)$$

Sendo $N_{TD-CAS002}$ o número de UTE desativadas no caso 2, $P_{\text{dmaxmedia}}$ a potência média do dia de maior pico.

Assim como no cenário anterior foi utilizado a diferença entre potências requeridas, para o cálculo de usinas termelétricas desativadas, com $P_{\text{dmaxmedia}} = 79.530,15 \text{ MW}$, resultando em $N_{TD} = 24$. Utilizando as equações 5 e 6 se tem o valor da flexibilidade usando termelétricas conforme a tabela 2. Gerando a tabela 3 com o custo mensal de instalação e manutenção de termelétricas no caso 2.

custo mensal de manutenção das termelétricas desativadas (manutenção do capital inativo)	10.800.000,00 US\$
custo de mensal de instalação das termelétricas desativadas	58.089.302,45 US\$

Tabela 4 - Custo mensal de termelétricas caso 2

Para o cálculo da potência máxima que o sistema de armazenamento, doravante chamado (S.A.), forneça, se calculou a média e todos os dias e o pico de cada dia, o máximo desta diferença é o valor máximo de potência instantânea que uma S.A. deve fornecer, para o cálculo da energia armazenada máxima que o sistema de armazenamento deve fornecer foi salvo o valor da integral da energia acima da média de cada dia, e escolhido o maior valor.

Potência do S.A.	86.187,99 MW
Energia armazenada do S.A.	16.194,49 MWh

Tabela 5 - Energia que o S.A. deve comportar

$$P_{MW} = P_{MW} + (P[i]_{dia} - P_{media_{dia}}) \text{ se } P[i]_{dia} > P_{media_{dia}} \text{ para cada dia} \quad (10)$$

$$P_{MWH} = \left(\frac{P_{dmax} - P_{dmaxmedia}}{P_r} \right) \quad (11)$$

Sendo P_{MW} a maior potência máxima do S.A., e o P_{MWH} a máxima energia armazenada máxima do S.A.. Para a precificação do sistema de armazenamento, foi utilizado o artigo [3], que detalha os custos desde o projeto até a instalação de um sistema de armazenamento de energia para diferentes tecnologias, que possui um enfoque de predição de custo futuro e utiliza uma moeda forte do exterior, fornecendo um bom ponto de partida.

Tecnologia	Custo por kiloWatt	Custo por kiloWatt-Hora	Vida Útil (Anos)
Chumbo-Ácido	\$2.194,00	\$549,00	3
Lítio-Íon	\$1.876,00	\$469,00	10
Fluxo de oxidação	\$3.430,00	\$858,00	15
Sódio-Enxofre	\$3.626,00	\$907,00	13,5
Sódio-Metal	\$3.710,00	\$928,00	12,5
Zinco-Catodo Híbrido	\$2.202,00	\$551,00	10
Ultracapacitor	\$930,00	\$75,48	16

Tabela 6 - Custos capitais de projeto conforme [3]

Com estes dados para cada S.A e os dados da tabela 6 se calculou o valor de custo para fornecer a energia e para armazenamento de cada energia.

Custo de cada S.A. é dado pelas equações:

$$Custo_{(PMW)} = Custo_{(KW)} \cdot 1000 \cdot P_{MW} \quad (12)$$

$$Custo_{(PMWH)} = Custo_{(KWH)} \cdot 1000 \cdot P_{MWH} \quad (13)$$

Sendo cada custo colocado na tabela abaixo para a seleção de custo por tecnologia e depois feito escolha do S.A. mais barato. O motivo de escolha da seleção do custo por tecnologia mais caro é para se ter certeza que o sistema dimensionado é capaz de comportar as demandas de carga e armazenamento do sistema elétrico em questão.

S.A	Custo para P_{MW}	Custo para P_{MWh}
Chumbo-Ácido	35.530.717.642,03	47.317.211.725,24
Lítio-Íon	30.380.868.868,02	40.422.171.765,28
Fluxo de oxidação	55.547.110.990,04	73.949.303.570,60
Sódio-Enxofre	58.721.231.618,05	78.172.515.546,08
Sódio-Metal	60.081.569.030,05	79.982.463.535,57
Zinco-Catodo Híbrido	35.660.273.586,03	47.489.587.724,24

Ultracapacitor	15.060.878.490,01	6.505.470.202,22
----------------	-------------------	------------------

Tabela 7 - Custo de cada S.A.

Sendo os valores em verde, o custo para representar cada tecnologia utilizada nesse estudo, e comparando todos entre si se escolheu a S.A. com menor custo sendo ela o Ultracapacitor. Para a parcela mensal do sistema, usou-se a tabela Price com juros de 5% ao ano por 16 anos, o tempo de vida da S.A. escolhida.

Somando o capital mensal de instalação do ultracapacitor capaz de aguentar o sistema mais o custo de instalação das termelétricas desativadas, se utilizou a tabela price para determinar o custo da parcela mensal de instalação do sistema.

Para o cálculo de custo de armazenamento de energia, se fez o levantamento de diversas tecnologias, e a mais barata foi o ultracapacitor, com o custo de instalação/vida útil com a correção de pagamento pela tabela price e considerando a eficiência se obteve um custo de 132.377.467,00 US\$.

Custo mensal dos ultracapacitores	114.113.415,22 US\$
custo de instalação das termelétricas desativadas mensal	58.089.302,45 US\$
custo de manutenção mensal das termelétricas desativadas	10.800.000,00 US\$
custo mensal de capital	183.002.717,68 US\$

Tabela 8 - Custo mensal de capital caso 2

Para este caso a capacidade instalada de termelétricas é da ordem de 15% superior ao consumo médio anual do país. Considerando apenas o custo de capital desta estratégia combinada de termelétricas e sistemas de armazenamento, o impacto financeiro é da ordem de US\$4 /MWh.

4.0 CONCLUSÃO

Em um contexto de busca pela valoração do serviço de flexibilidade fornecido pelas hidrelétricas, o presente trabalho procura determinar os custos de capital da BATNA relativa ao não uso de hidrelétricas para o fornecimento de flexibilidade. Desta maneira, o trabalho apresenta os custos de capital de dois cenários diferentes para o atendimento de requisitos de flexibilidade sem o uso de hidrelétricas.

O primeiro cenário considera toda a flexibilidade alcançada através do uso de termelétrica onde o custo de capital necessário para fornecer flexibilidade seria da ordem de US\$2,50/MWh e um segundo cenário o custo mensal de capital é soma das parcelas price dos custos de instalação das termelétricas e das parcelas price do sistema de armazenamento, por 20 anos e 16 anos respectivamente com juros de 5% ao ano.

Onde a flexibilidade do segundo caso é alcançada pela combinação entre sistemas de armazenamento para flexibilidade de curto prazo e termelétricas para suportar as questões sazonais com um custo de capital da ordem de US\$4,00/MWh. O segundo cenário mostrou um valor de custo de capital 60% superior ao custo de capital caso do caso 1. Ele mostra o desafio com a tecnologia atual de se ter flexibilidade através de sistemas de armazenamento de energia que melhor utilizam a energia de fontes não despacháveis.

Como futuros passos desta pesquisa espera-se calcular os principais custos operacionais de tais cenários tais como o custo de combustível adicional das termelétricas devido às paradas, adicional de desgaste de equipamento e manutenção devido a geração intermitente, custo de geração de energia suplementar em virtude das perdas energéticas no sistema de armazenamento entre outros. Tendo como objetivo final poder contabilizar todos os custos associados às alternativas para o uso da flexibilidade das usinas hidrelétricas.

5.0 Referências

- [1]. Ministério de Minas e Energia - MME e Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília. 2020.
- [2]. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico da Operação: Geração de Energia. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 20/04/2023.
- [3]. Mongird, K.; Viswanathan, V.; Balducci, P.; Alam, J.; Fotedar, V.; Koritarov, V.; Hadjerioua, B. An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics. *Energies* 2020, 13, 3307
- [4]. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Página inicial. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt>. Acesso em: 15/06/2023.
- [5]. Ipea. (2019). CADERNOS ODS 7: Assegurar o Acesso Confiável, Sustentável, Moderno e a Preço Acessível à Energia Para Todos. Recuperado de https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/9205/1/Cadernos_ODS_Objeto_7.pdf
- [6]. Price, R. (1771). Observations on reversionary payments on schemes for providing annuities for widows, and for persons in old age; on the method of calculating the values of assurances on lives. London: T. Cadell.
- [7]. Tomalsquim, M. (2017). Principais mecanismos de viabilização das fontes intermitentes no sistema elétrico latino-americano: Medidas operacionais e Geração flexível (report). Caracas: CAF. Retrieved from <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1227>
- [8]. Fisher, R., Ury, W. L., & Patton, B. (2011). Getting to YES: Negotiating Agreement Without Giving In (3rd ed.). New York: Penguin Books.
- [9]. Thymos Energia. (2022). REVISÃO DA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 697/2015 PRESTAÇÃO E REMUNERAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES NO SIN. São Paulo: Thymos Energia.
- [10] Mendes, L. G. (2007). Análise da Viabilidade Econômica de uma Usina Termelétrica Usando Modelagem Estocástica e Teoria de Opções Reais (Projeto de Graduação). Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.



(1) MATHEUS BAWDEN SILVERIO DE CASTRO

Sou Matheus Bawden, engenheiro de controle e automação formado pela universidade de Brasília, cursando mestrado em controle pela universidade de Brasília, estagiei na Redecomep Gigacandanga, empresa de instituição de ciência e tecnologia. Atualmente liderando o time de pesquisa e desenvolvimento de programação da pesquisa: valoração do uso da flexibilidade das hidrelétricas através da análise de custos de soluções alternativas. Fluente em inglês e espanhol avançado, francês

básico. Participei do projeto de pesquisa de petróleo envolvendo a otimização da produção de petróleo.

(2) EUGÊNIO LIBÓRIO FEITOSA FORTALEZA

Professor Associado da Universidade de Brasília. Doutor em Matemática e Controle pela - Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris. Mestre em Engenharia de Controle e Automação pela- École Supérieure d'Ingénieurs d'Annecy e Engenheiro de Controle e Automação pela Universidade Estadual de Campinas. Sua linha de pesquisa é o controle/otimização de sistemas. Tendo suas principais aplicações, ligadas ao setor energia.

(3) CAIO MATEUS CARDOZO RÊGO

Sou Caio Mateus Cardozo Rêgo, estou cursando Engenharia Mecatrônica na UnB estou no 3° semestre, programo em Python e sou fluente em Inglês.

(4) SABRINA CARVALHO NEVES

Estudante de Engenharia Mecatrônica pela Universidade de Brasília. Sua linha de pesquisa atual envolve simulação e valoração de flexibilidade de Usinas hidrelétricas.

(5) ALEXANDRE ARAGÃO SOUZA COELHO

Aluno de mestrado formado em engenharia de controle e automação na Universidade de Brasília. Ex-aluno do Colégio Militar de Brasília.

(6) THIAGO FELÍCIO DE SOUZA

Engenheiro de Eletrobras Furnas, desde 2012 atuando na área de comercialização de energia. Mestrando em Economia e Finanças pela FGV. Engenheiro Eletricista com ênfase em Sistemas de Apoio à Decisão pela PUC-Rio.

(7) BRAYAN FERNANDES BARBOSA

Estudante em Engenharia de Controle e Automação na Universidade de Brasília. Possui interesse na área de Controle de Processos, Programação e Geração de Energia Elétrica. Participa de pesquisa relacionada a geração de energia elétrica por hidrelétrica.