

# Consequences of the Preventive Measures Adopted against COVID-19 on the Load of the National Interconnected System (SIN) in Brazil in 2020

Rodrigo A. Flores Escalante, *Aluno, UNILA*, Jorge J. Gimenez Ledesma, *Professor, UNILA*

**Abstract**—The medium-term planning model NEWAVE uses a strategy for determining optimal operational policy, associated with Equivalent Energy Reservoirs. Its main result can be represented by the formulation of the Future Cost Function, essential for determining water values and the use of stored energy. In March 2020, restrictive measures to combat the pandemic began in Brazil, with impacts on the profile of the load curve. In this paper, an example will be presented of these impacts, based on the results of the NEWAVE model, analyzing two monthly reviews of the Monthly Operation Program (PMO) in 2020 and also, a new case using the PMO January 2022 to review the impacts on the load. The results of the analyzed PMO cases indicated a reduction in the expectation of growth in the load of the National Interconnected System, which corresponds to approximately 5,000 MWmed over the study horizon. This load reduction had an impact on the hydroelectric and thermal dispatch indicated by the model. The hydroelectric reduction was 4.654,74 MWmed and for the thermal was 973,54 MWmed. After almost two years of the pandemic the reduction on the load it remains, the load just gains 83 MWmed after the restrictive measures taken. In 2021 the National Interconnected System was affected by water shortages; the levels of the reservoirs were inferior and it had to take emergencies measures, more thermal production to keep the system security. The ITAIPU hydroelectric dam reduced the power generation with values smaller than those obtained by the PMO cases.

**Index Terms**—CMO, COVID-19, NEWAVE, PMO, SIN-BR.

## I. INTRODUÇÃO

O Brasil é um país que possui um sistema de geração elétrica que predominantemente utiliza seus recursos de origem hídrica. As usinas hidroelétricas se encontram dispostas em cascata, como consequência a operação de uma usina afeta as usinas que estejam a jusante, criando um sistema interdependente [1].

Existe uma necessidade que a operação do sistema seja coordenada e cuidadosa para que o sistema seja eletricamente seguro e os recursos sejam aproveitados de forma eficiente.

Planejar significa procurar as melhores alternativas para atender a demanda. No setor energético, o planejamento energético busca propor soluções na geração, transmissão e

distribuição de energia [2].

O planejamento do setor energético é fundamental para assegurar o abastecimento de energia com um menor custo e com os menores impactos ambientais e socioeconômicos possíveis [2]. O planejamento pode-se dividir em horizontes de estudo: longo prazo, médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo.

No Brasil, o planejamento de longo prazo é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com horizontes de até 30 anos. Já o planejamento de médio prazo, com um horizonte de até 5 anos, é feito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com as informações recebidas pela EPE e dos agentes que são parte do setor elétrico, utilizando o modelo NEWAVE. O planejamento de curto prazo, da próxima semana até normalmente o próximo mês, também é feito pelo NOS com ajuda do DECOMP. O curtíssimo prazo corresponde à programação do próximo dia com apoio do modelo DESSEM, responsabilidade da ONS [1]. A Figura 1 mostra os horizontes de estudo no planejamento energético no Brasil e o modelo computacional utilizado.

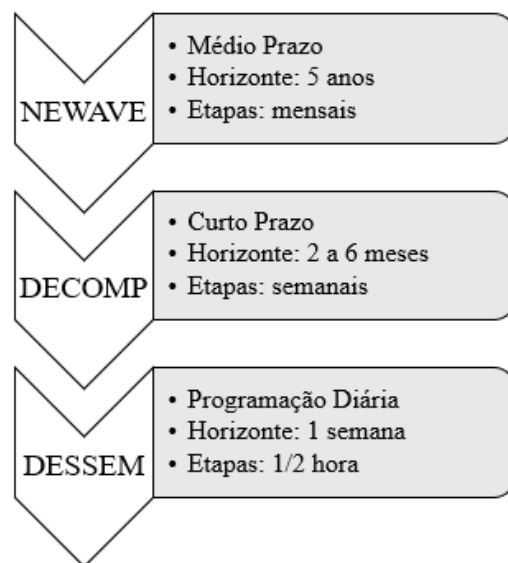


Fig. 1. Modelos computacionais usados no planejamento energético. Nota: Adaptado de [1].

As diversas etapas analisadas no planejamento energético devem estar interligadas, de forma que a estratégia da operação no curtíssimo prazo atenda e respeita às diretrizes do curto

Rodrigo A. Flores Escalante, Federal University of Latin American Integration (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná, 85867-970, Brazil (e-mail: rodrigo.escalante@aluno.unila.edu.br).

Jorge J. Gimenez Ledesma, Federal University of Latin American Integration (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná, 85867-970, Brazil (e-mail: jorge.ledesma@unila.edu.br).

prazo, e assim sucessivamente [1].

O objetivo principal do planejamento da operação do sistema é minimizar o Custo Total em todo o horizonte de estudo. O Custo Total é a soma dos custos variáveis de todos os recursos utilizados. A estratégia é gerenciar as decisões dos usos das usinas hidroelétricas e térmicas, de intercâmbio de energia entre as diversas regiões do sistema interligado e de corte de carga [1].

A pandemia do COVID-19 gerou um cenário de incertezas no planejamento energético, consequência das medidas preventivas adotadas. Mesmo em um cenário de incertezas, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030) apontava expectativa de que a economia mundial teria uma recuperação rápida a partir de 2021. O cenário foi completamente alterado e em meados de março de 2020 iniciou-se o estado de quarentena no Brasil como uma medida de redução da propagação da doença no país. A medida adotada gerou o efeito de alterar o perfil da curva da carga horária pela paralisação de diversos estabelecimento nos setores comerciais e industriais [3]. É importante destacar que todo trabalho que analisa o planejamento a médio prazo é bastante desafiador dado o alto grau de incertezas.

Devido às incertezas que foram geradas pela pandemia do COVID-19 e que o mundo ainda enfrenta a complexidade da pandemia, não era possível determinar o impacto das consequências no futuro próximo pelas medidas adotadas em 2020 no planejamento energético do Brasil, nem ter conhecimento sobre a duração delas. Além disso, existem poucos estudos e referências bibliográficas que analisam os impactos do COVID-19 no sistema a partir dos Planos Mensais de Operação disponibilizados pelo ONS utilizando o NEWAVE. Por estes motivos, o trabalho apresenta as consequências das medidas adotadas para poder analisar a alteração na carga do sistema, a geração hidroelétrica, a geração térmica, a energia armazenada, o custo marginal de operação.

O objetivo principal do trabalho é avaliar e analisar o impacto das medidas adotadas durante a pandemia do COVID-19 na carga do Sistema Interligado Nacional em 2020, além da geração hidroelétrica do sistema, a geração térmica, a energia armazenada e o custo marginal de operação por subsistema. A análise foi feita usando os resultados do modelo de planejamento NEWAVE do PMO março 2020, referente ao mês que se iniciou o estado de quarentena, e do PMO setembro 2020, seis meses após o começo da pandemia e no qual eram mais visíveis as consequências das medidas adotadas. Além disso, se avaliou mais um caso usando o PMO janeiro 2022 para analisar a carga do sistema e verificar se os impactos se encontravam presentes após quase dois anos do início da pandemia.

## II. ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO

O Custo Total é composto pela soma de duas parcelas: o Custo Futuro, associado às decisões que serão tomadas no futuro, e o Custo Imediato, referente às decisões que estão sendo tomadas no momento. Como o sistema energético do Brasil possui predominância da hidroeletricidade, o custo futuro é influenciado pelas decisões tomadas no presente já que existe uma interdependência no tempo [1].

A explicação de como pode ser construída a estratégia de minimização do Custo Total será apresentada analisando duas hipóteses de decisão: a primeira hipótese considera que a demanda será atendida com o uso da água que se encontra armazenada em um reservatório. No final do mês, o reservatório terminaria vazio, a operação nesta decisão não teria custo devido que a água já se encontrava no reservatório da usina e por tanto, o Custo Imediato é nulo [1].

Enquanto, na segunda hipótese, considera-se que a demanda será atendida pelo uso das usinas termoeletricas, armazenando toda a água no reservatório. Nesta decisão, o Custo Imediato é alto pelo consumo de combustível nas usinas termoeletricas [1].

Desta forma, pode-se traçar a curva do Custo Imediato, em função do nível de armazenamento do reservatório ao final do mês, Figura 2.

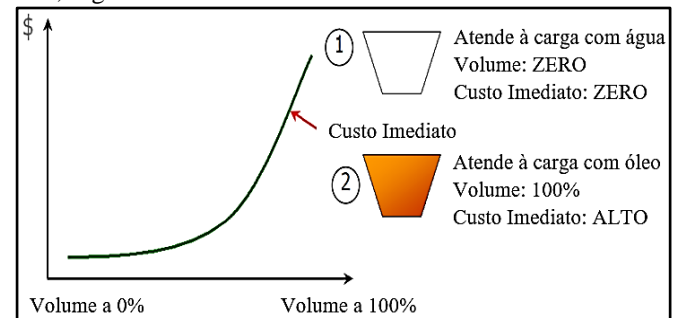


Fig. 2. Diagrama da curva de Custo Imediato em relação ao nível de armazenamento ao final do mês [1].

As consequências das decisões tomadas na primeira hipótese (utilizar a água do reservatório), faz com que no começo do mês seguinte o reservatório esteja completamente vazio e não haja água disponível, levando a necessidade de utilizar as usinas termoeletricas e um Custo Futuro elevado. Já na segunda hipótese, ao se utilizar as usinas termoeletricas no presente faz com que no mês seguinte o reservatório possua água disponível para atender a demanda e o Custo Futuro seja baixo [1]. A Figura 3 apresenta as curvas de Custo Futuro e Custo Imediato, em função do nível de armazenamento ao final do mês.

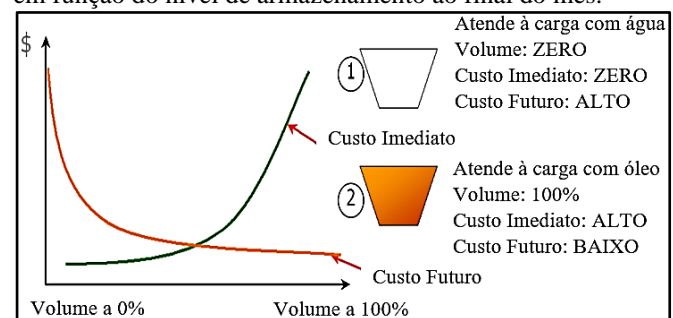


Fig. 3. Diagrama das curvas de Custo Futuro e Custo Imediato em relação ao nível de armazenamento ao final do mês [1].

Portanto, o Custo Total é a soma do Custo Imediato com o Custo Futuro, representado na Figura 4. A curva de Custo Futuro é também chamada de Função de Custo Futuro (FCF), a inclinação (derivada) desta curva indica a variação do Custo Futuro em relação ao Volume Armazenado e pode ser entendida como o “Valor da Água”. Enquanto que a inclinação da curva de Custo Imediato pode ser compreendida como o custo de

geração das usinas térmicas e de déficit (acionamento de energia). Desta forma, o despacho mais econômico pode ser encontrado ao equilibrar a geração das usinas hidroelétricas e termoeletricas, de forma a igualar o Valor da Água ao custo de geração da usina térmica mais cara que estiver sendo acionada [1].

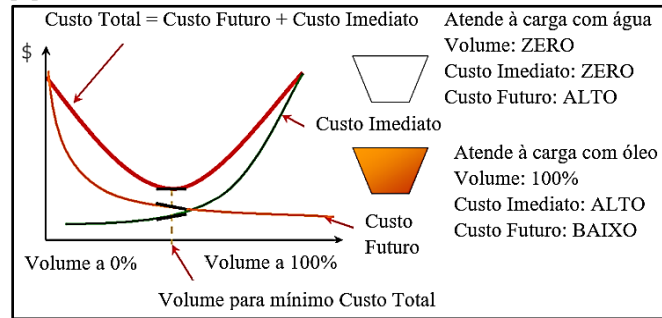


Fig. 4. Diagrama da curva de Custo Total em relação ao nível de armazenamento ao final do mês [1].

O Custo Futuro depende das vazões futuras que irão acontecer nos rios em que estão instaladas as usinas hidroelétricas, estas vazões tem alto grau de incerteza. Para ter uma indicação do custo futuro é necessário estudar o comportamento estatístico das afluições. O estudo histórico de afluições conhecido e consolidado foi feito desde o ano 1931 e se obteve a média, desvio padrão, correlação temporal e espacial [1].

O modelo selecionado foi o PAR(p), que é a sigla para "Autorregressivo periódico de ordem p", neste modelo as afluições dependem das afluições que irão ocorrer nos mesmos locais em até p meses anteriores. As afluições em meses no início do período chuvoso dependem de 1 ou 2 meses anteriores. Enquanto as afluições em meses no início do período seco dependem do que ocorreu em vários meses do período úmido anterior [1].

Conhecendo-se o modelo estocástico que representa às afluições, é possível sortear um número enorme de hipóteses de afluições, traçar trajetórias e acompanhar sua evolução, e calcular o custo médio de todas as hipóteses (Custo Futuro Médio), Figura 5.

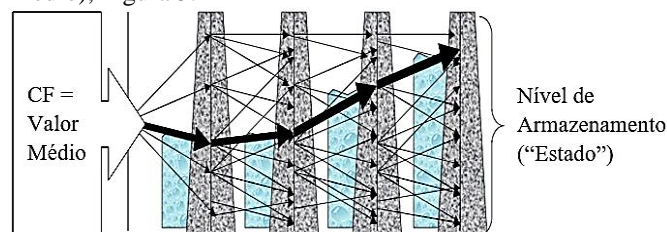


Fig. 5. Diagrama do Custo Futuro Médio em diferentes etapas [1].

A programação Dinâmica Estocástica permite analisar e estudar a evolução do sistema e trazer informações do futuro para o presente. Os resultados da programação são o Custo Futuro Médio para o Estado de partida e os Custos Futuros a partir de qualquer outro estado de qualquer etapa. Além disso, garante-se que o Custo Futuro calculado seja o ótimo [1]. A Figura 6 apresenta o esquema da programação dinâmica estocástica.

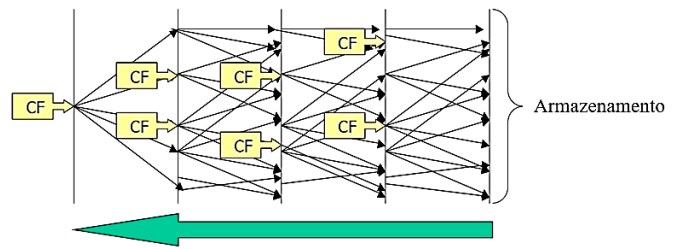


Fig. 6. Diagrama da Programação Dinâmica Estocástica [1].

Porém, o sistema brasileiro se constitui de múltiplos reservatórios de várias usinas, impedindo o uso da Programação Dinâmica Estocástica já que aumenta a ordem do problema, por exemplo, para três reservatórios seriam 1.000.000 estados. A solução da dimensionalidade do problema surgiu pelo pesquisador Mário Veiga, a partir do princípio enunciado em 1962 pelo matemático Jacques F. Benders, técnica conhecida como Programação Dinâmica Dual Estocástica. A técnica calcula o Custo Futuro apenas para alguns poucos estados e também a Taxa de Variação do Custo Futuro nas vizinhanças do estado em que foi calculada [1].

Em um gráfico de Custo Futuro em relação ao nível de armazenamento, é possível representar o Custo Futuro de um ponto A e um ponto B. Também é possível traçar as derivadas que passam por estes pontos. Com isso, facilita-se a determinação do Custo Futuro em qualquer outro Estado, considerando a envoltória superior das retas que representam as derivadas [1]. A Figura 7 mostra o Custo Futuro para um Estado V entre os pontos A e B.

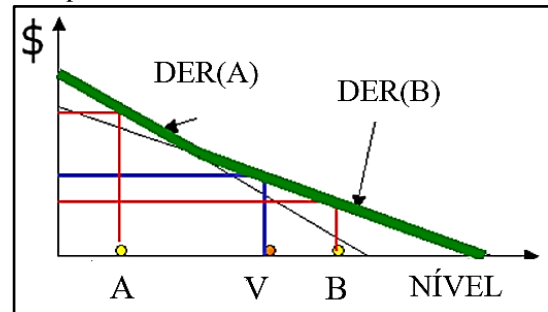


Fig. 7. Determinação do Custo Futuro de um Estado V [1].

O conjunto das seguintes inequações de reta visualizadas na Figura 7 é conhecido como Função de Custo Futuro:

$$\begin{cases} \text{Minimizar } CF(V) \text{ tal que} \\ CF(V) \geq CF(B) + (V - B) * DER(B) \\ CF(V) \geq CF(A) + (V - A) * DER(A) \end{cases} \quad (1)$$

### III. NEWAVE

O NEWAVE é o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistema Equivalente Interligados de médio prazo (até 5 anos) com uma discretização mensal. O NEWAVE utiliza a técnica da Programação Dinâmica Estocástica Dual, conhecida como PDDE para poder determinar a estratégia ótima de operação, essencial para determinar o valor da água e os impactos da utilização da água armazenada nos reservatórios. A estratégia é associada ao conceito de

Reservatórios Equivalentes de Energia (REE). Os REEs estão sujeitos a vazões estocásticas, que representam de forma equivalente os 4 subsistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional do Brasil [4].

O objetivo principal do modelo NEWAVE é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica a cada etapa, com a finalidade de atender a demanda da carga e minimizar o valor esperado do custo de operação para todo o horizonte de estudo. O resultado mais importante é a formulação da Função de Custo Futuro de energia [5].

O modelo é composto por quatro modelos computacionais e a relação entre eles é apresentada na Figura 8 [4].

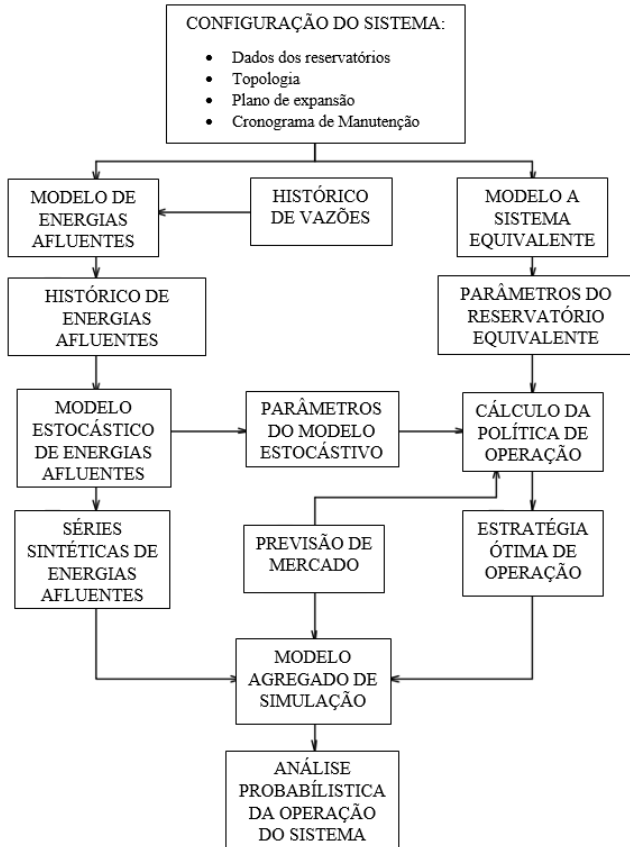


Fig. 8. Esquema de relacionamento entre os módulos.  
Nota: Adaptado de [4].

#### A. Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente:

Este módulo é encarregado de calcular os subsistemas equivalentes de energia (energias armazenáveis máximas, séries históricas de energia controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável, perdas por limite de turbinamento, geração hidráulica máxima) [4].

#### B. Módulo de Energias Afluentes:

O objetivo do módulo é estimar os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação

da operação [4].

#### C. Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente:

O módulo se encarrega de determinar a política de operação de menor custo para os subsistemas equivalentes, tomando em consideração as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos [4].

#### D. Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente:

Este módulo é encarregado de calcular os subsistemas equivalentes de energia (energias armazenáveis máximas, séries históricas de energia controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável, perdas por limite de turbinamento, geração hidráulica máxima) [4].

Para um horizonte de médio prazo é conveniente tratar o sistema de forma simplificada. A simplificação adotada para o NEWAVE é a agregação de todos os reservatórios de cada região em um único REE. A Energia Armazenada (EAR) é a energia que pode ser gerada com o deplecionamento dos níveis dos reservatórios do sistema [1].

A vazão que aflui aos reservatórios de todas as usinas de uma mesma região é conhecida como Energia Afluente Controlável devido a que o operador possui o controle e a decisão de utilizar esta água ou de estocar. Porém, algumas usinas não possuem reservatórios com a possibilidade de regularizar a vazão por um período mensal, as vazões que chegam nestas usinas são transformadas em energia chamada de Energia fio D'água Bruta. A vazão que chega nas usinas que não possuem um reservatório só pode ser gerada ou vertida. A energia fio d'água "líquida" representa a máxima quantidade de energia que pode ser turbinada; o restante é denominado como Energia Vertida Não Turbinável. A soma da Energia Fio D'água Bruta com a Energia Controlável de uma região é chamada de Energia Natural Afluente (ENA). Além da energia afluente, são também transformadas em energia a vazão mínima, conhecida como a restrição hidráulica, e o Desvio de água e a Evaporação [1].

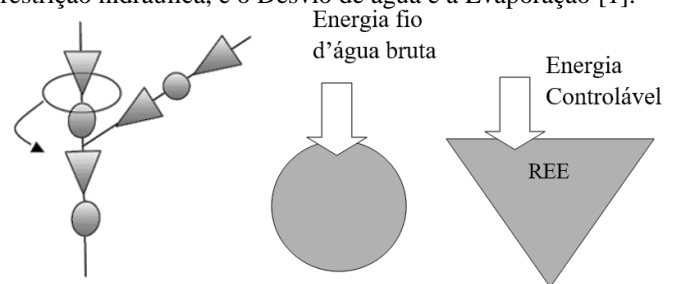


Fig. 9. Esquema de Energias afluentes nos REEs.  
Nota: Adaptado de [1].

Os subsistemas considerados no modelo NEWAVE correspondem às regiões brasileiras: Nordeste, Norte, Sul, o Centro-Oeste e o Sudeste são representados em um único subsistema (SE/CO). A Figura 10 mostra os 4 subsistemas do Brasil no NEWAVE. Os principais troncos de transmissão entre estes subsistemas são considerados [1].

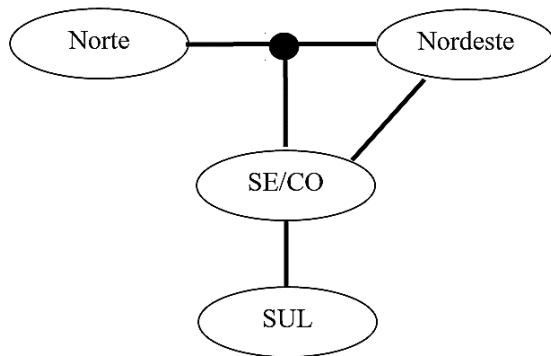


Fig. 10. Acoplamento dos subsistemas brasileiros no NEWAVE.  
Nota: Adaptado de [1].

O NEWAVE apresenta as seguintes características [4]:

- Múltiplos subsistemas interligados;
- Modelo equivalente de energia com produtividade variável;
- Configuração estática ou dinâmica;
- Energias afluentes modeladas por um processo autorregressivo periódico de ordem PAR(p) com amostragem seletiva;
- Acoplamento hidráulico entre REEs;
- Múltiplos REEs por subsistema;
- Mecanismos de aversão a risco.

Os dados de entrada a serem utilizados no NEWAVE podem ser obtidos do “DECK” referente ao mês que se deseja rodar. O “DECK” é um conjunto de arquivos disponibilizados pelo ONS após a reunião do Plano Mensal de Operação (PMO) com toda a configuração do sistema, como: as características das usinas hidroelétricas e térmicas, período de simulação, estados de armazenamento, energias afluentes, dados de expansão do parque hidroelétrico e termoelétrico com as entradas em operação, dados dos submercados, limites de intercâmbio, entre outros dados.

Após rodar o NEWAVE, o modelo fornece a política ótima para operação definida através da FCF. Uma vez calculada a FCF, a função pode usada: na análise da operação supondo a repetição do histórico conhecido, na análise de caráter estatístico com 2000 séries de afluições, no acoplamento com o modelo DECOMP, como consulta pelo modelo SUIISHI [1]. Além disso, o modelo gera dados de saída que fornecem um relatório de acompanhamento do programa, um relatório de séries sintéticas e um conjunto de dados para posterior operação.

#### IV. HISTÓRICO DA PANDEMIA DO COVID-19 NO BRASIL

No dia 31 de dezembro de 2019, a Organização Mundial de Saúde (OMS) foi alertada sobre casos de pneumonia na cidade de Wuhan, na República Popular da China. Após alguns estudos foi identificado um novo tipo de coronavírus, SARS-CoV-2, que para esse momento não havia sido identificado antes em humanos, sendo COVID-19 a doença causada por ele [6]. Desde então, os casos de coronavírus foram se propagando rapidamente pelo mundo. Em fevereiro de 2020, a transmissão do coronavírus espalhou-se em outros países como: Coreia do

Sul, Itália e Irã [7]. Em 26 de fevereiro foi identificado o primeiro caso de COVID-19 na cidade de São Paulo, Brasil. O caso confirmado era de um homem de 61 anos com histórico de viagem à Itália [8].

A OMS declarou a doença como uma pandemia no dia 11 de março de 2020. Em 11 de março de 2020 foi confirmada a primeira morte pelo COVID-19 no Brasil e no dia 20 o Ministério de Saúde do Brasil declarou a transmissão comunitária, o que impossibilitava localizar a origem da infecção, quando o Brasil registrava mais de 900 casos e 11 óbitos. No dia 3 de maio, apenas 67 dias após a confirmação do primeiro caso, o Brasil ultrapassava 100 mil casos de coronavírus e em 16 de maio o país registrava mais de 15 mil mortes pela doença [8].

O instituto Butantan importou as primeiras 6 milhões de doses de vacina CoronaVac em uma colaboração com a empresa chinesa Sinovac Biotech [9], e no dia 17 de janeiro de 2021, a Agência Nacional de Vigilância Sanitária (ANVISA) aprovou o uso emergencial da vacina no Brasil [10]. Enquanto a Fiocruz desenvolveu parceria com a Universidade de Oxford e com a farmacêutica Astrazeneca para a produção local da vacina [11]. A ANVISA aprovou o uso definitivo da vacina contra o coronavírus desenvolvida pelo laboratório Pfizer no dia 23 de fevereiro de 2021 e foi a primeira vacina que obteve o registro definitivo no Brasil [12], e no dia 12 de março de 2021, deu o registro definitivo da vacina Oxford/AstraZeneca [13].

A Figura 11 mostra a evolução dos casos novos de coronavírus por data de notificação no Brasil. O país teve o recorde de casos confirmados em 3 de fevereiro de 2022, com um valor de 298.408 novos casos em 24 horas [14]. Pode-se observar que no início de 2022 o Brasil teve mais uma onda de contágios de COVID-19, porém com uma redução dos casos confirmados.

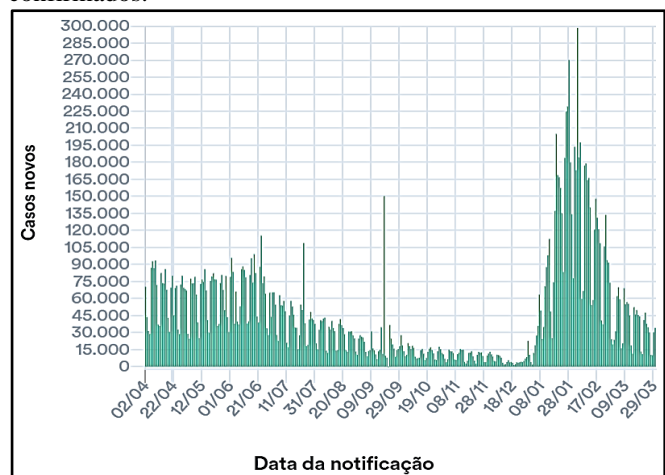


Fig. 11. Casos novos de COVID-19 por data de notificação no Brasil [14].

Enquanto a Figura 12 apresenta a evolução dos óbitos confirmados pelo COVID-19 por data de notificação. No dia 8 de abril o Brasil teve a maior quantidade de óbitos acumulados, foram registradas 4.249 mortes [14]. Com o aumento da população vacinada nos últimos meses a quantidade de mortes no País se reduz. Porém houve um aumento nos óbitos no

começo de 2022 pelo aumento de casos confirmados.

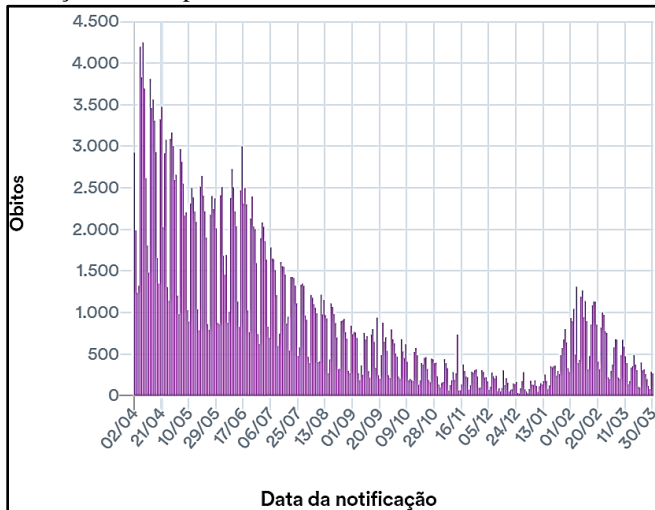


Fig. 12. Óbitos de COVID-19 por data de notificação no Brasil [14].

Os dados até o dia 19 de março de 2022 apontavam o Brasil

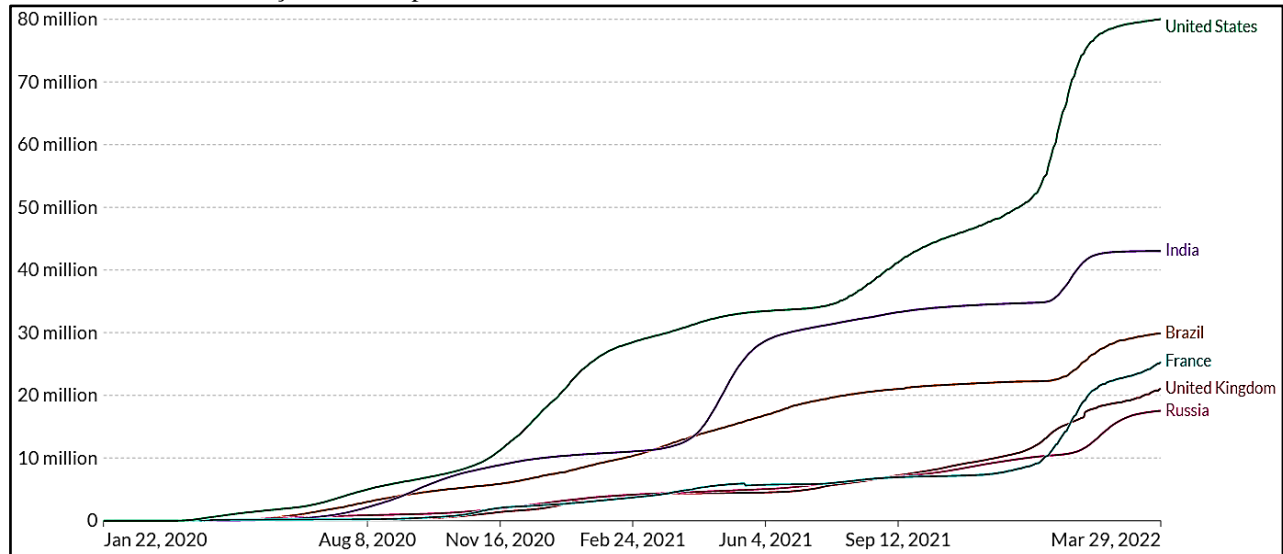


Fig. 13. Casos de COVID-19 confirmados acumulados por país [15].

## V. RESULTADOS

A seguir são apresentados os resultados obtidos pelo modelo NEWAVE referente ao PMO de março de 2020, mês que começaram a serem adotadas as medidas restritivas contra a pandemia, e do PMO de setembro de 2020, seis meses após o início da pandemia e cujas consequências eram mais evidentes [16]. Além disso, se analisou a carga do SIN-BR no ano de 2022 utilizando o PMO de janeiro de 2022 para poder determinar se os impactos ainda se encontravam presentes na carga do sistema. Cabe ressaltar que os valores anteriores ao mês do PMO rodado não estão mostrados nos gráficos, visto que o modelo apresenta sempre resultados para os meses posteriores.

Os resultados analisados foram:

- Geração Hidroelétrica do REE ITAIPU;
- Geração comparativa da ITAIPU em 2020;
- Geração comparativa da ITAIPU em 2021;
- Geração Hidroelétrica do SIN-BR;
- Geração Hidroelétrica do SIN por subsistemas;
- Geração Térmica do SIN-BR;
- Custo Marginal de Operação (CMO).

### A. Carga do Sistema Interligado Nacional do Brasil

A evolução da carga do SIN-BR, para o horizonte de estudo é apresentada na Figura 14. Os resultados do PMO de março de 2020 são mostrados pela curva azul, enquanto que os resultados do PMO de setembro de 2020 são mostrados pela curva vermelha. A carga do Sistema Interligado Nacional foi afetada pelas medidas adotadas durante a pandemia do COVID-19, os resultados apontaram uma redução ao longo do horizonte de estudo que corresponde a aproximadamente 5.000 MWmed, quando a tendência da carga do sistema era incrementar nos próximos anos [16].

como terceiro país em termos de número total de casos acumulados de coronavírus, com 29,62 milhões de casos confirmados desde que se registrou o primeiro caso no país, uma quantidade de casos confirmados superada só pelos Estados Unidos e a Índia. Além disso, os dados apontaram o Brasil como o segundo em termos de números de óbitos acumulados [15], conforme apresentado na Tabela 1 e Figura 13.

TABELA I

TOTAL DE CASOS CONFIRMADOS E ÓBITOS ACUMULADOS POR LOCAÇÃO [15]

País	Casos Acumulados	Óbitos Acumulados <sup>a</sup>
Estados Unidos	79,73 milhões	970.087
Índia	43,01 milhões	516.479
Brasil	29,62 milhões	657.389
França	24,11 milhões	140.972
Reino Unido	20,15 milhões	163.658
Rússia	17,30 milhões	356.812

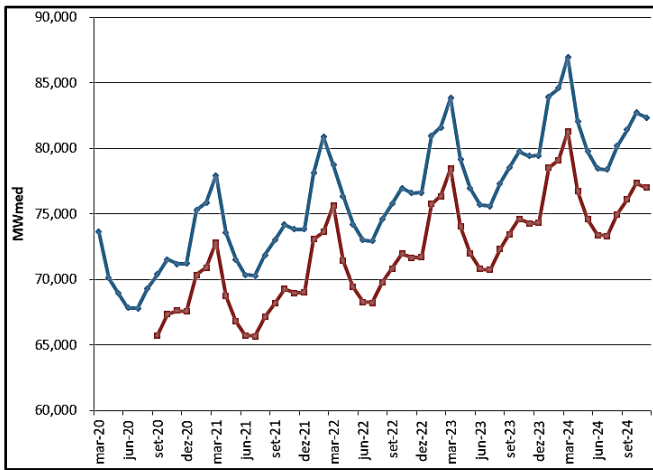


Fig. 14. Carga do Sistema Interligado Nacional do Brasil [16].



Fig. 15. Carga do Sistema Interligado Nacional do Brasil em 2022.  
Nota: Autoria própria.

### B. Carga do Sistema Interligado Nacional do Brasil em 2022

Para a análise da Figura 15, se utilizaram os resultados obtidos pelo PMO março 2020 apresentados pela curva azul, pelo PMO setembro 2020 apresentados pela curva vermelha e os resultados da carga esperada pelo PMO de janeiro de 2022, que são mostrados pela curva verde. Após quase dois anos de pandemia os resultados mostram que os efeitos da redução de carga ainda se encontram presentes no resultado do PMO janeiro 2022. A carga média para o ano 2022 do PMO março 2020 era de 76.233 MWmed, do PMO setembro era de 71.313 MWmed e a carga média esperada do PMO janeiro 2020 era 71.396 MWmed. A redução apontada pelo PMO janeiro 2022 ainda é aproximadamente de 5.000 MWmed. Porém, com uma melhoria de 83 MWmed comparado com os resultados do PMO setembro 2020.

### C. Energia Armazenada

Os valores de energia armazenada dos subsistemas são apresentados como percentual da Energia Armazenada Máxima (EARMáx), em todos os casos a usina hidroelétrica ITAIPU é representada como uma usina a fio d'água, logo sua energia armazenada é zero. A Figura 16 mostra a evolução da energia armazenada por subsistema, a curva azul apresenta os resultados do modelo para o PMO março 2020 e a curva vermelha os resultados do PMO setembro 2020. Na maioria dos meses de estudo para os próximos anos, os resultados apontaram um incremento no nível de armazenamento, com destaque para o Nordeste e Norte, com valores superiores a partir dos últimos meses de 2021 [16].

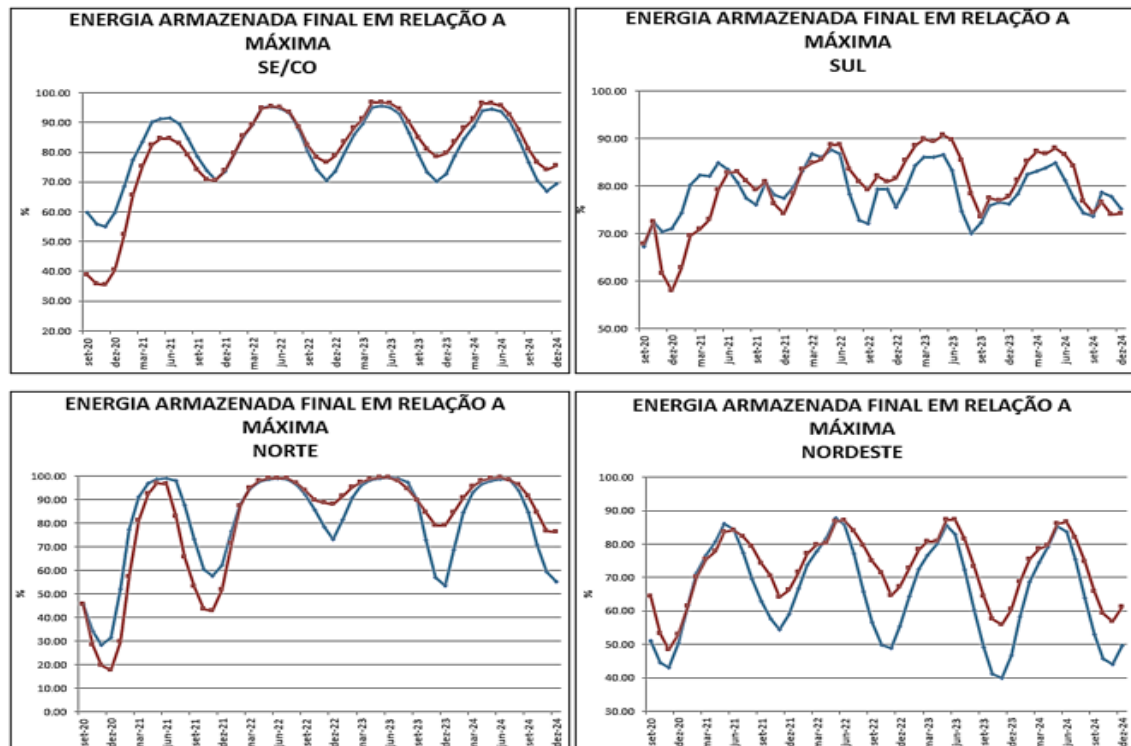


Fig. 16. Energia Armazenada Final em relação à máxima do Sistema Interligado Nacional por subsistema [16].

#### D. Armazenamento no subsistema SE/CO

O subsistema Sudeste/Centro Oeste representa aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento do SIN-BR, sua evolução é um indicativo da segurança energética do Brasil. Um efeito indesejado de uma menor geração térmica e baixo CMO foi observado em 2020, o planejamento da operação indicou uma maior geração hidroelétrica para atender a carga do sistema. O sistema acabou atingindo no final da estação seca (em novembro) níveis de armazenamento extremamente baixos, entre os menores dos últimos 20 anos. Além disso, houve um atraso no início da estação chuvosa do período 2020-2021. Esta combinação de fatores teve contribuição para a crise hídrica observada em 2021 [16]. Na Figura 17 pode-se observar a evolução no armazenamento do subsistema SE/CO em 2020 e os dados do Máximo (curva azul), Mínimo (curva vermelha) e Média Histórica (curva verde) desde o ano 2000 até o 2020, a curva verde mais clara apresenta os valores realizados durante o ano 2020 no armazenamento do subsistema SE/CO.

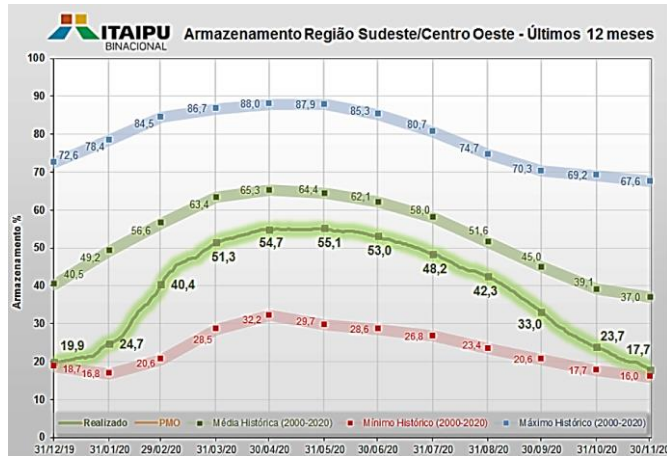


Fig. 17. Evolução do Armazenamento do subsistema SE/CO até novembro de 2020 [16].

#### E. Geração Hidroelétrica do Reservatório Equivalente de Energia ITAIPU

Um dos conceitos que utiliza o modelo NEWAVE é o de Reservatórios Equivalentes de Energias, que agrega as usinas que compõe bacias com comportamento hidrometeorológico semelhante. A usina hidroelétrica ITAIPU possui representação no modelo de maneira individualizada, sendo o REE #5, tornando possível comparar de forma direta os valores de geração indicados pelos PMOs [16].

O REE ITAIPU, segundo os resultados do PMO setembro 2020 (curva vermelha) apontaram uma geração hidroelétrica inferior à do PMO março 2020 (curva azul) e mais variáveis, conforme apresentado na Figura 18. O primeiro mês, setembro de 2020 podia-se observar uma redução de 2.719 MWmed e no mês de outubro 2020 a redução era de 2.490 MWmed [16]. A geração média esperada antes de serem adotadas as medidas era de 8.871,63 MWmed e a geração média apontada pelo PMO setembro 2020 era de 7.985,83 MWmed, uma redução média total de 885,80 MWmed, consequência da redução da carga do sistema interligado nacional.

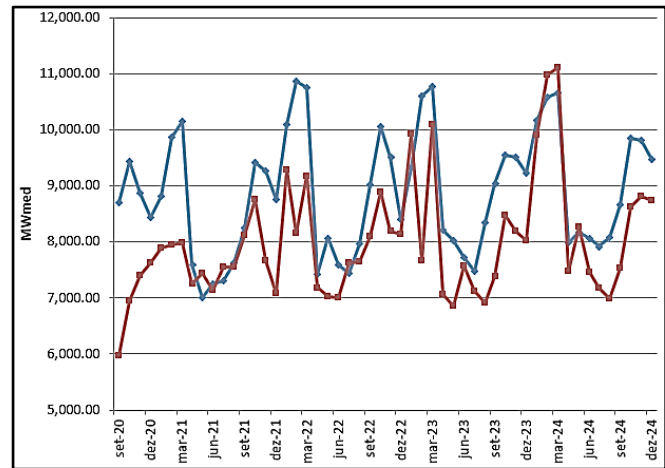


Fig. 18. Geração Hidroelétrica do Reservatório Equivalente de Energia ITAIPU [16].

#### F. Geração Comparativa da ITAIPU em 2020

A Figura 19 mostra um comparativo entra a geração realizada pela usina em 2020 com as indicadas pelos PMOs avaliados. A geração de ITAIPU em 2020 é apresentada pela curva verde e na maioria dos meses continuou sendo superior à curva azul de geração esperada pelo PMO março 2020. Porém, para os últimos meses de 2020, a curva vermelha do PMO setembro 2020 apontava uma geração bem inferior já que a carga era baixa, mas o valor realizado pela usina acabou sendo superior ao previsto pelo PMO setembro 2020 [16].

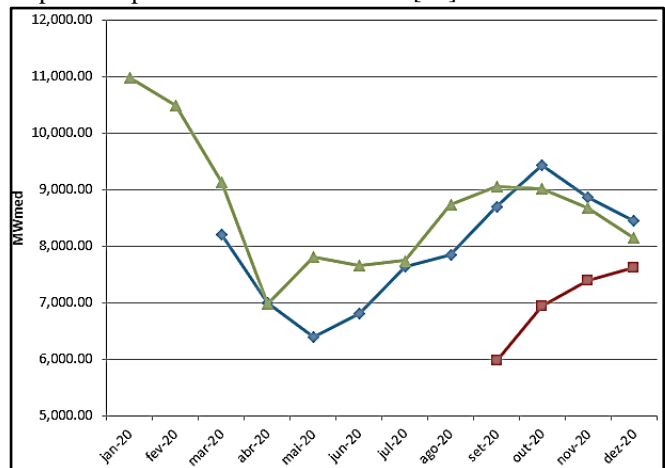


Fig. 19. Geração Hidroelétrica do Reservatório Equivalente de Energia ITAIPU em 2020 [16].

#### G. Geração Comparativa da ITAIPU em 2021

No ano 2021, a geração realizada (curva verde) pela usina apresentou valores inferiores aos esperados pelo PMO setembro 2020 (curva vermelha), que já era uma geração inferior aos resultados do PMO março 2020 (curva azul) pelas medidas adotadas contra o COVID-19. Na metade do ano a geração foi inferior devido à crise hídrica observada no país em 2021 e os baixos níveis nos reservatórios., ver Figura 20. A geração média pelo PMO março 2020 era de 8.442,93 MWmed, pelo PMO setembro 2020 era de 7.701,43 MWmed. A geração realizada teve uma redução de 844 MWmed e 102 MWmed com os PMOs avaliados.



Fig. 20. Geração Hidroelétrica do Reservatório Equivalente de Energia ITAIPU em 2021.  
Nota: Autoria própria.

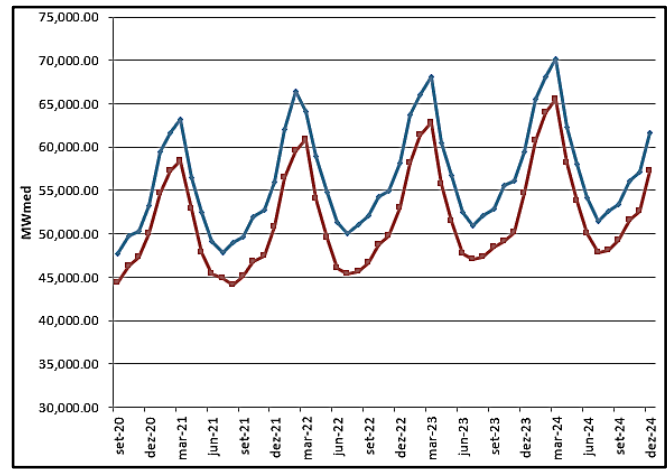


Fig. 21. Geração Hidroelétrica do Sistema Interligado Nacional do Brasil [16].

#### H. Geração Hidroelétrica do Sistema Interligado Nacional do Brasil

A consequência da redução da carga a ser atendida no sistema foi uma geração hidroelétrica inferior do SIN-BR. A geração hidroelétrica média do sistema no PMO setembro 2020 foi inferior ao previsto antes do início da pandemia, no mês de setembro houve uma diferença na geração esperada de 3.414 MWmed [16]. A tendência da curva vermelha dos resultados do PMO setembro 2020 é similar à curva azul dos resultados do PMO março 2020, Figura 21.

#### I. Geração Hidroelétrica do Sistema Interligado Nacional do Brasil por subsistema

A Figura 22 apresenta a geração hidroelétrica do SIN por subsistema. Em todos os subsistemas, os resultados do PMO março 2020 são mostrados pela curva azul, enquanto os resultados do PMO setembro 2020 são mostrados pela curva vermelha. A curva para o subsistema SE/CO apresenta uma tendência similar à curva de geração total do SIN já que este subsistema possui aproximadamente o 70% da energia armazenada no SIN. Os resultados apontados pelo PMO setembro 2020 foram inferiores aos esperados pelo PMO março 2020.

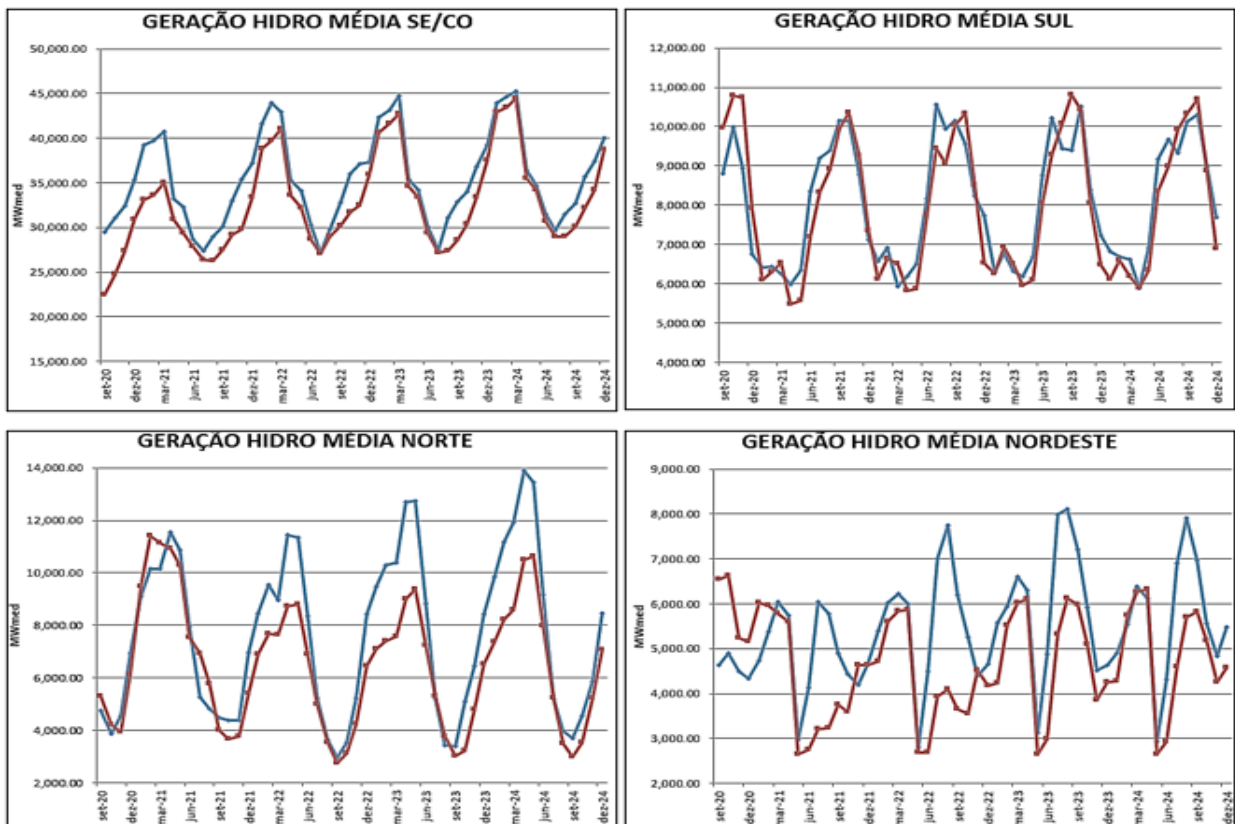


Fig. 22. Geração Hidroelétrica do Sistema Interligado Nacional por subsistema.  
Nota: Autoria própria.

### J. Geração Térmica do Sistema Interligado Nacional do Brasil

A geração térmica total do SIN-BR também foi afetada pela pandemia do coronavírus e as medidas que foram adotadas para combater a doença. A redução da carga levou a uma geração térmica inferior para atender a demanda do sistema. O modelo NEWAVE indicou um cenário mais favorável de atendimento à carga futura indicando um despacho térmico menor. A Figura 23 mostra a evolução da geração indicada pelo modelo do PMO março na curva azul e do PMO setembro na curva vermelha [16]. A geração média indicada pelo PMO março 2020 foi de 6.496,60 MWmed e a geração média indicada pelo PMO setembro 2020 foi 5.523,06 MWmed. A diferença média da geração térmica foi de 973,54 MWmed para o horizonte de estudo. Porém, devido à crise hídrica do ano 2021, uma das medidas adotadas foi acionar e gerar mais com as térmicas.

### K. Custo Marginal de Operação (CMO)

A Figura 24 apresenta a evolução do CMO para os PMOs de março 2020 (curva azul) e setembro 2020 (curva vermelha), rodados. O CMO representa o custo adicional que seria causado

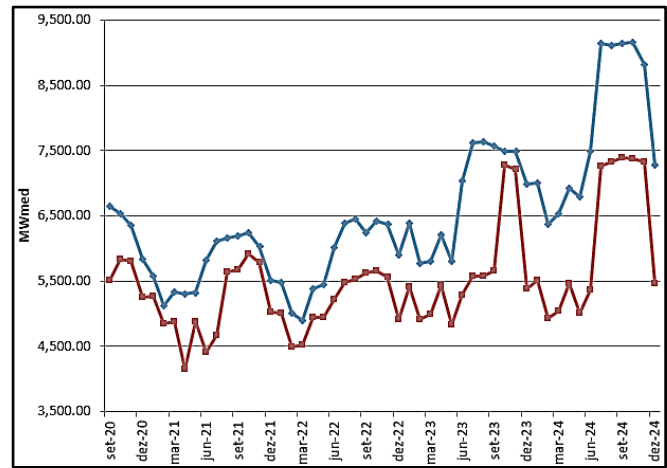


Fig. 23. Geração Térmica do Sistema Interligado Nacional [16].

pelos atendimentos de um incremento da carga em cada região. Nas duas revisões mensais do PMO, o CMO apontado pelo modelo foi inferior a R\$ 150,00/MWh em todos os subsistemas [16].

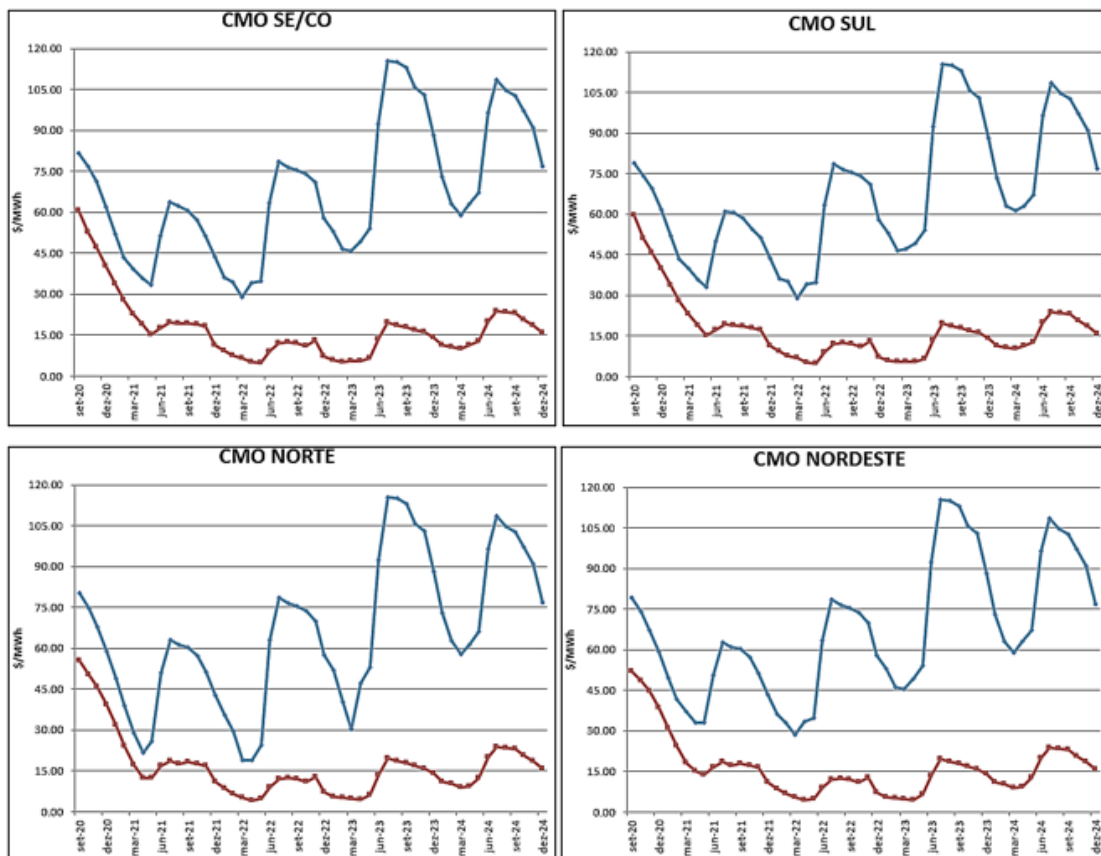


Fig. 24. Custo Marginal de Operação por subsistema [16].

## VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Organização Mundial de Saúde (OMS) foi alertada em 31 de dezembro de 2019 sobre vários casos de pneumonia na cidade de Wuhan, na República Popular da China, sendo o

COVID-19 a doença. Em fevereiro de 2020, no dia 26 foi identificado o primeiro caso do Brasil, um homem de 61 anos com histórico de viagem à Itália e no dia 17 de março de 2020 foi confirmado o primeiro óbito pelo coronavírus. Até 19 de março de 2022, o Brasil acumulava 29,62 milhões de casos

acumulados de COVID-19.

Na maioria dos países se adotaram medidas para combater a propagação do COVID-19. O Brasil adotou o estado de quarentena em meados de março de 2020 como medida de redução da disseminação do COVID-19. A medida adotada gerou o efeito de alterar o perfil da curva da carga horária devido à paralisação de diversos estabelecimentos do setor comercial e industrial.

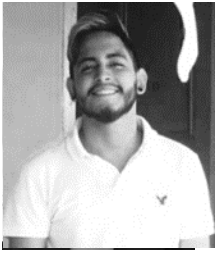
Os resultados dos casos de PMO analisados indicaram uma redução na evolução da carga do sistema que corresponde à aproximadamente 5.000 MWmed ao longo do horizonte analisado. Além disso, há quase dois anos do início da pandemia, o PMO de janeiro de 2022 indicou que houve um aumento na carga esperada para 2022 de apenas 83 MWmed. A redução observada na carga impactou no despacho hidroelétrico e térmico indicado pelo modelo NEWAVE e provocou a diminuição do CMO.

O SIN indicou uma menor geração térmica e um baixo CMO em 2020, efeito indesejado já que o sistema explorou mais a geração hidroelétrica para atender a carga do país. Essas medidas junto com o atraso que houve na estação chuvosa contribuíram na crise hídrica de 2021, já que o sistema iniciou com níveis baixos no reservatório, entre os menores dos últimos 20 anos.

Em 2021, devido à crise hídrica o ONS teve que adotar medidas alternas para atender a carga do SIN. Algumas dessas medidas adotadas foram o acionamento de usinas termoelétricas, importação de energia da Argentina e Uruguai, incentivos para a redução da carga, reajustes nas bandeiras tarifárias. Devido à sazonalidade das afluições e do tempo, as medidas adotadas e a redução da carga que houve pela pandemia de aproximadamente 5.000 MWmed ajudaram que crise hídrica não tivesse maiores consequências no SIN.

## REFERÊNCIAS

- [1] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Treinamento NEWAVE – DECOMP: O SIN e os Modelos para o Planejamento da Operação Energética”. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. [Online]. Available: <https://es.scribd.com/document/319551707/Apostila-Treinamento-Modelos-NEWAVE-e-DECOMP>, Accessed on: Mar. 19, 2022.
- [2] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Aspectos Fundamentais de Planejamento Energético”. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/abcedenergia/planejamento-energetico-e-a-epe>, Accessed on: Mar. 19, 2022.
- [3] Ministério de Minas e Energia – MME, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2030”. Brasília, Brazil. 2020. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>, Accessed on: Aug. 14, 2020.
- [4] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL, “Manual de Referência Modelo NEWAVE”. Rio de Janeiro, Brazil. 2018. [Online]. Available: [https://simsee.org/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia\\_Newave\\_comentado.pdf](https://simsee.org/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia_Newave_comentado.pdf), Accessed on: Mar. 20, 2022.
- [5] R. J. de Andrade, “Manual de processos da área de programação / OPSP.DT – Execução do NEWAVE e DECOMP”. ITAIPU Binacional, Foz do Iguaçu, PR, Brazil. RAM 044, Jan. 2018.
- [6] Organização Pan Americana de Saúde – OPAS, “Histórico da pandemia de COVID-19”. Brazil. 2020. [Online]. Available: <https://www.paho.org/pt/covid19/historico-da-pandemia-covid-19>, Accessed on: Jan. 5, 2022.
- [7] BBC News, “Coronavirus en mapas y gráficos: una guía visual para comprender el alcance de propagación del COVID-19”. 2020. [Online]. Available: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-51669082>, Accessed on: Jan. 5, 2022.
- [8] Sanar, “Linha do tempo do Coronavirus no Brasil”. Brazil. 2021. [Online]. Available: <https://www.sanarmed.com/linha-do-tempo-do-coronavirus-no-brasil>, Accessed on: Jan. 5, 2022.
- [9] G1, “Anvisa libera importação de 6 milhões de doses da CoronaVac, vacina contra a Covid que está na 3ra fase de testes”. Brazil. 2020. [Online]. Available: <https://g1.globo.com/bemestar/vacina/noticia/2020/10/23/anvisa-libera-importacao-de-6-milhoes-de-doses-da-coronavac-vacina-do-butantan.ghtml>, Accessed on: Jan. 5, 2022.
- [10] Governo do Brasil, “Anvisa aprova por unanimidade uso emergencial das vacinas”. Brazil. 2021. [Online]. Available: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/saude-e-vigilancia-sanitaria/2021/01/anvisa-aprova-por-unanimidade-uso-emergencial-das-vacinas>, Accessed on: Jan. 5, 2022.
- [11] Fundação Oswaldo Cruz – FIOCRUZ, “Fiocruz e AstraZeneca alinham detalhes para produção de vacina para COVID-19”. Brazil. 2020. [Online]. Available: <https://portal.fiocruz.br/noticia/fiocruz-e-astrazeneca-alinham-detalhes-para-producao-de-vacina-para-covid-19>, Accessed on: Jan. 5, 2022.
- [12] G1, “Vacina da Pfizer é a 1ra contra a Covid a obter registro definitivo no país”. Brazil. 2021. [Online]. Available: <https://g1.globo.com/bemestar/vacina/noticia/2021/02/23/anvisa-concede-registro-definitivo-a-vacina-da-pfizer.ghtml>, Accessed on: Jan. 5, 2022.
- [13] L. Modelli, “Anvisa libera Remdesivir para tratar COVID e dá registro definitivo para vacina de Oxford”. Brazil. 2021. [Online]. Available: <https://g1.globo.com/bemestar/coronavirus/noticia/2021/03/12/anvisa-informa-registro-do-primeiro-medicamento-para-tratamento-da-covid-19.ghtml>, Accessed on: Jan. 5, 2022.
- [14] Ministério da Saúde, “Painel Coronavírus”. Brazil. 2022. [Online]. Available: <https://covid.saude.gov.br>, Accessed on: Mar. 19, 2022.
- [15] University of Oxford, “Coronavirus (COVID-19) Vaccinations”. USA. 2022. [Online]. Available: [https://ourworldindata.org/covid-vaccinations?country=OWID\\_WRL](https://ourworldindata.org/covid-vaccinations?country=OWID_WRL), Accessed on: Mar. 19, 2022.
- [16] R. A. Flores Escalante, D. V. López Maldonado, R. J. de Andrade, “Impacto das Medidas Restritivas de Combate ao COVID-19 na carga do Sistema Interligado Nacional em 2020” presented at the 15<sup>th</sup> SEPOPE, Foz do Iguaçu, Brazil, Mar. 15-18, 2022.
- [17] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – Estudo prospectivo Agosto a Novembro de 2021”. Rio de Janeiro, Brazil. 2021. [Online]. Available: [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DGL%200093-2021%20-%20Estudo%20Prospectivo%20Agosto-Novembro\\_VF%20%281%29.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DGL%200093-2021%20-%20Estudo%20Prospectivo%20Agosto-Novembro_VF%20%281%29.pdf), Accessed on: Mar. 21, 2022.
- [18] Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, “Ata da 236a Reunião (extraordinária)”. Brazil. 2021. [Online]. Available: [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2020/41-cmse\\_ata-da-236a-reuniao-extraordinaria-16-10-2020.pdf/@download/file/41%20-%20CMSE\\_At%20da%20236%20AA%20Reuni%C3%A3o%20\(E%20extraodin%C3%A1ria\)%20\(16-10-2020\).pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2020/41-cmse_ata-da-236a-reuniao-extraordinaria-16-10-2020.pdf/@download/file/41%20-%20CMSE_At%20da%20236%20AA%20Reuni%C3%A3o%20(E%20extraodin%C3%A1ria)%20(16-10-2020).pdf), Accessed on: Mar. 21, 2022.
- [19] Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG, “CREG determina a implementação de Programa de Resposta Voluntária da Demanda para os consumidores cativos e de Bandeira tarifária – Escassez Hídrica”. Brazil. 2021. [Online]. Available: [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/ata/anexo-1-release-5a-reuniao-da-creg\\_31-08-2021.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/ata/anexo-1-release-5a-reuniao-da-creg_31-08-2021.pdf), Accessed on: Mar. 21, 2022.



**Rodrigo A. Flores Escalante** nascido em San Salvador, El Salvador no dia 12 de janeiro de 1996. Estudante do curso de Engenharia de Energias da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, UNILA. Estagiário da ITAIPU Binacional atuando na área de planejamento, programação da operação e estatística, desde 2019 até 2021. Autor

do trabalho “Energy Analysis of the City of Buenos Aires” do International Journal of Environmental Resilience Research and Science (IJERRS).

**Jorge Javier Giménez Ledesma** Professor do curso de Engenharia de Energias da Univerisdade Federal da Integração Latino-Americana, UNILA. Mestrado em 2012 e Ph.D em 2017 em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora.