



Kevin Barbosa de Lima

**Análise Investigativa do Sistema Interligado Nacional Para os Anos de 2020/21
Expurgando a Crise Decorrente do Coronavírus (COVID-19)**

Rosana - SP
2022

Kevin Barbosa de Lima

**Análise Investigativa do Sistema Interligado Nacional Para os Anos de 2020/21
Expurgando a Crise Decorrente do Coronavírus (COVID-19)**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenadoria de Curso de Engenharia de
Energia da Faculdade de Engenharia e Ciências
do Campus de Rosana, Universidade Estadual
Paulista, como parte dos requisitos para
obtenção do diploma de Graduação em
Engenharia de Energia.

Orientador(a): José Francisco Resende Da Silva

Rosana - SP
2022

L732a Lima, Kevin Barbosa de
Análise investigativa do Sistema Interligado Nacional para os anos de 2020/21 expurgando a crise decorrente do Coronavírus (COVID-19) / Kevin Barbosa de Lima. -- Rosana, 2022
50 p. : il., tabs., fotos

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado - Engenharia de Energia) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia e Ciências, Rosana
Orientador: José Francisco Resende da Silva

I. Sistema Interligado Nacional (SIN), Pandemia COVID-19, Crise Hídrica, PLD, CMO.. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia e Ciências, Rosana. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.



Kevin Barbosa de Lima

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO
PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
“GRADUADO EM ENGENHARIA DE ENERGIA”

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Prof. Dr. José Francisco Resende da Silva
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. José Francisco Resende da Silva
Orientador/UNESP-Rosana

Prof. Dr. Kleber Rocha de Oliveira
UNESP-Rosana

Prof. Dr. Lucas Teles de Faria
UNESP-Rosana

Julho de 2022

Dedico este trabalho
de modo especial, à minha noiva e minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço minha família, amigos e em especial minha noiva Fernanda Viana Miyasaki que me apoiaram em toda minha trajetória. Agradeço ao Rafael Vernini Padovani por auxiliar no entendimento para execução deste trabalho.

“O conhecimento é orgulhoso por ter aprendido tanto; a sabedoria é humilde por não saber mais.”

Willian Cowper

RESUMO

O setor elétrico brasileiro tem passado por profundas modificações no que diz respeito às oscilações dos reservatórios brasileiros, perfil de carga e diversificação da matriz elétrica. De acordo com GT Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), desde 2012 os reservatórios que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) sofreram de eventos de deplecionamento e, em seguida, o não reenchimento necessário. Para tanto, medidas de ações de riscos vêm sendo investigadas para trazer maior estabilidade dos reservatórios, principalmente durante período seco.

Em 2020/21, os períodos chuvosos se encerraram não performando de maneira satisfatória. Principalmente em 2021, com a Crise Hídrica, fora observado números que se destacaram como os piores do histórico dos últimos 91 anos. Apesar da grande mudança na matriz elétrica brasileira, principalmente diante planos de incentivo às fontes alternativas de energia, o Brasil ainda vive forte dependência da geração hidrelétrica – fonte ainda majoritária na matriz brasileira. Nesse contexto, cenários de baixa afluência refletem a menor geração hídrica e, consequentemente à necessidade de geração proveniente de outras fontes energéticas.

A crise sanitária do coronavírus trouxe consigo reflexos econômicos importantes, o que também gerou reflexos no consumo brasileiro. Observou-se, durante o período de pandemia, retração considerável na carga energética do país atrelada ainda a baixa geração hidrelétrica. Para suprir o consumo, o governo brasileiro precisou implementar algumas medidas, como o aumento da geração termelétrica, por exemplo, cuja geração demanda o pagamento – por parte dos consumidores – de uma geração mais cara.

O presente trabalho busca desenvolver uma análise para compreender o comportamento da carga, caso não houvesse a pandemia, e avaliar quais seriam os impactos apresentados nesse cenário.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema Interligado Nacional (SIN), Pandemia COVID-19, Crise Hídrica.

ABSTRACT

The Brazilian Electricity Sector has undergone deep changes, regarding fluctuations in Brazilian reservoirs, load profile and the electrical matrix's diversification. According to the GT Methodology of the Permanent Commission for the Analysis of Methodologies and Computational Programs in the Electricity Sector (CPAMP), since 2012 the reservoirs that compound the National Interconnected System (SIN) have suffered from depletion events and the no-significant refilling. Therefore, measures of risk actions have been investigated to bring greater stability to the reservoirs, especially during the dry season.

In 2020/21, the rainy seasons ended not performing satisfactorily. Especially in 2021, with the Water Crisis, numbers were observed and stood out as the worst in the history of the last 91 years. Despite the great change in the Brazilian electricity matrix, mainly in view of the incentive plans for alternative energy sources, Brazil is heavily dependent on hydropower generation – a source that is still the majority in the Brazilian matrix. In this context, low affluence scenarios reflect the lower water generation and, consequently, the need for generation from other energy sources.

The coronavirus health crisis brought with it important economic consequences, which also generated reflections on consumption. During the pandemic period, there was a considerable retraction in the country's energy load, still linked to low hydropower generation. To supply consumption, the Brazilian government had to implement some measures, such as increasing thermal power plant generation, for example, whose generation demands payment – by consumers – for a more expensive generation.

The present work seeks to develop an analysis to understand this behavior of the load, if there was no pandemic, and to evaluate what would be the impacts presented in this scenario

KEYWORDS: National Interconnected System (SIN). COVID-19 pandemic. Water Crises.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Avanço da carga 2010-2021 (SIN)	15
Figura 2. Mapa SIN	17
Figura 3. Número de Casos COVID-19	20
Figura 4. Porcentagem de Isolamento Social no Brasil.....	20
Figura 5. Variação da carga no SIN - 2019 vs. 2020	21
Figura 6. Análise comparativa da projeção de carga	23
Figura 7. PIB brasileiro entre 2018 até 2021	24
Figura 8. Variação % do Consumo de Energia por Setor	24
Figura 9. Comparativo Carga de Energia (MWm) no SIN.....	25
Figura 10. Oferta Interna de Energia por fonte	26
Figura 11. Geração Elétrica (GWh) por fonte	26
Figura 12. Energia Armazenada (MWmês).....	29
Figura 13. Matriz Elétrica Brasileira	31
Figura 14. Despacho Térmico	32
Figura 15. Custo Imediato e Custo Futuro	33
Figura 16. Esquema de funcionamento entre os módulos do programa NEWAVE	34
Figura 17. CARGA PLAN 2020	35
Figura 18. Carga realizada 2020/2021	36
Figura 19. Análise comparativa DECK GERADO x DECK ORIGINAL	37
Figura 20. Análise Comparativa entre a Carga PLAN 2020 e Carga Durante a Pandemia.....	38
Figura 21. SIN EAR% DECK ORIGINAL x DECK GERADO	40
Figura 22. EAR % por Subsistema.....	41
Figura 23. Geração Térmica DECK ORIGINAL x DECK GERADO.....	42
Figura 24. CMO Médio DECK ORIGINAL x DECK GERADO.....	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Consumo de energia elétrica realizado por classe de consumo (GWh) no SIN	22
Tabela 2. Condições Hidroenergéticas	30
Tabela 3. Carga gerada a partir do PLAN 2020 2024 (MWm)	39
Tabela 4. Geração Térmica (MWm)	42
Tabela 5. Encargos gerados através do descolamento CMO x PLD	43
Tabela 6. Média mensal do CMO gerado	45

LISTA DE SÍMBOLOS

ACL	Ambiente de Contratação Livre de Energia
ACR	Ambiente de Contratação Regulada de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDS	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulada
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CMO	Custo Marginal da Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CREG	Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
EAR	Energia Armazenada
EAR%	Percentual de Energia Armazenada
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
GWm	Gigawatt-médio
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MTEP	Megatonelada Equivalente de Petróleo
MVA	Mega-volt-ampères
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
MWm	Megawatt-médio
OIE	Oferta Interna de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEN	Plano da Operação Energética
PIB	Produto Interno Bruto
PLAN	Planejamento Anual da Operação Energética
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
REN	Regulação Normativa

RQ	Revisão Quadrimestral
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UEE	Usina de Energia Eólica
UHE	Usina Hidroelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

SUMÁRIO

1. Introdução.....	15
1.1. Objetivo.....	16
1.1.1 Objetivos específicos.....	16
2. Revisão Bibliográfica.....	17
2.1. Sistema Interligado Nacional.....	17
2.1.1. Ambiente de Contratação Regulada.....	18
2.1.2. Ambiente de Contratação Livre	19
2.2. Consumo Energético durante a pandemia	19
2.3. Impactos da Pandemia.....	23
2.3.1. Impactos Econômicos	23
2.3.2. Impactos Setor Elétrico Brasileiro.....	25
2.3.3. Medidas adotadas durante a pandemia do coronavírus - COVID-19.....	27
2.4. Crise Hídrica	28
2.5. Modelos computacionais de estudos de planejamento operativo.....	32
2.5.1. NEWAVE.....	32
2.5.2. DECOMP.....	34
3. Metodologia.....	35
4. Resultados e discussões.....	38
5. Conclusão.....	46
6. Referências.....	47

1. Introdução

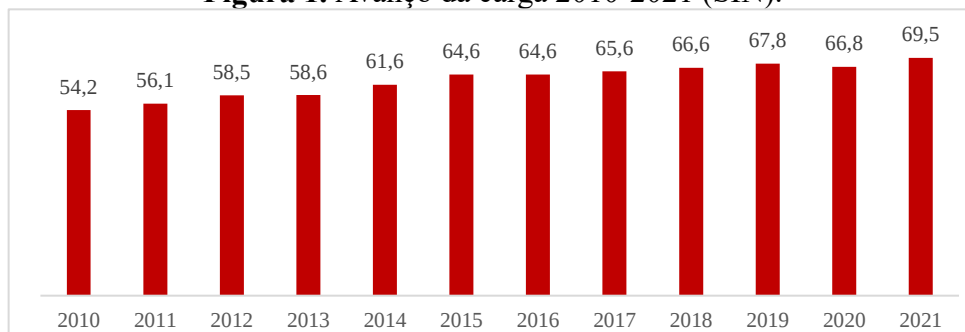
A energia elétrica se tornou um bem indispensável para a sociedade moderna, estando totalmente relacionada ao desenvolvimento humano e estímulo para o crescimento econômico. Hoje, grande parte das atividades exercidas no cotidiano demandam o uso de energia elétrica, muitas vezes causando sobrecarga na rede em função do constante aumento de consumo.

Em 2020, o Brasil foi assolado por uma crise de saúde pública, iniciada em 2019 na China, ameaçando o mundo com a disseminação rápida e devastadora do novo coronavírus. O desenvolvimento crítico do vírus, em março de 2020, levou a Organização Mundial da Saúde (OMS) decretar estado de pandemia à doença iminente trazida pelo COVID-19. Com isso, o governo adotou medidas necessárias ao enfrentamento da enfermidade, como o distanciamento social obrigatório e, mais à frente, planos de retomada consciente, com a reabertura de determinados setores de acordo com a fase que se encontrasse.

O início da vacinação no país, em janeiro de 2021, trouxe otimismo à população frente ao insistente declínio clínico associado aos quadros de infectados pelo Covid. No entanto, em março deste ano, São Paulo entra novamente em fase vermelha com toque de recolher – estado com maior representação de carga no Sistema Interligado Nacional (SIN). Devido à redução forçada do consumo de energia elétrica no Brasil, o setor elétrico se mostrou extremamente sensível às medidas, visto a paralização de parte da indústria e comércio.

A constância nos casos de infectados coincidiu com a Crise Hídrica, em 2021, que se instalava no país a partir da entrada do período seco. O Brasil, que já presenciava cenários de esvaziamento dos reservatórios desde 2012 (SOARES; KATARINA DE MEDEIROS COSTA, 2022), se encontrava, novamente, em uma situação preocupante, devido à incerteza ao risco de racionamento. Apesar da retração notável de carga no sistema provocada pela pandemia, o início da vacinação deu espaço a uma retomada gradual dos diversos setores econômicos, refletindo um período com destaque para o consumo elétrico de 69,5 GWmed, segundo dados históricos do ONS (Figura 1).

Figura 1. Avanço da carga 2010-2021 (SIN).



Fonte: ONS (2022).

1.1. Objetivo

Avaliar o Sistema Interligado Nacional, no que diz respeito à carga elétrica e suas condicionantes, expurgando a crise do coronavírus (COVID-19).

1.1.1. Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo deste trabalho são propostos os seguintes objetivos específicos:

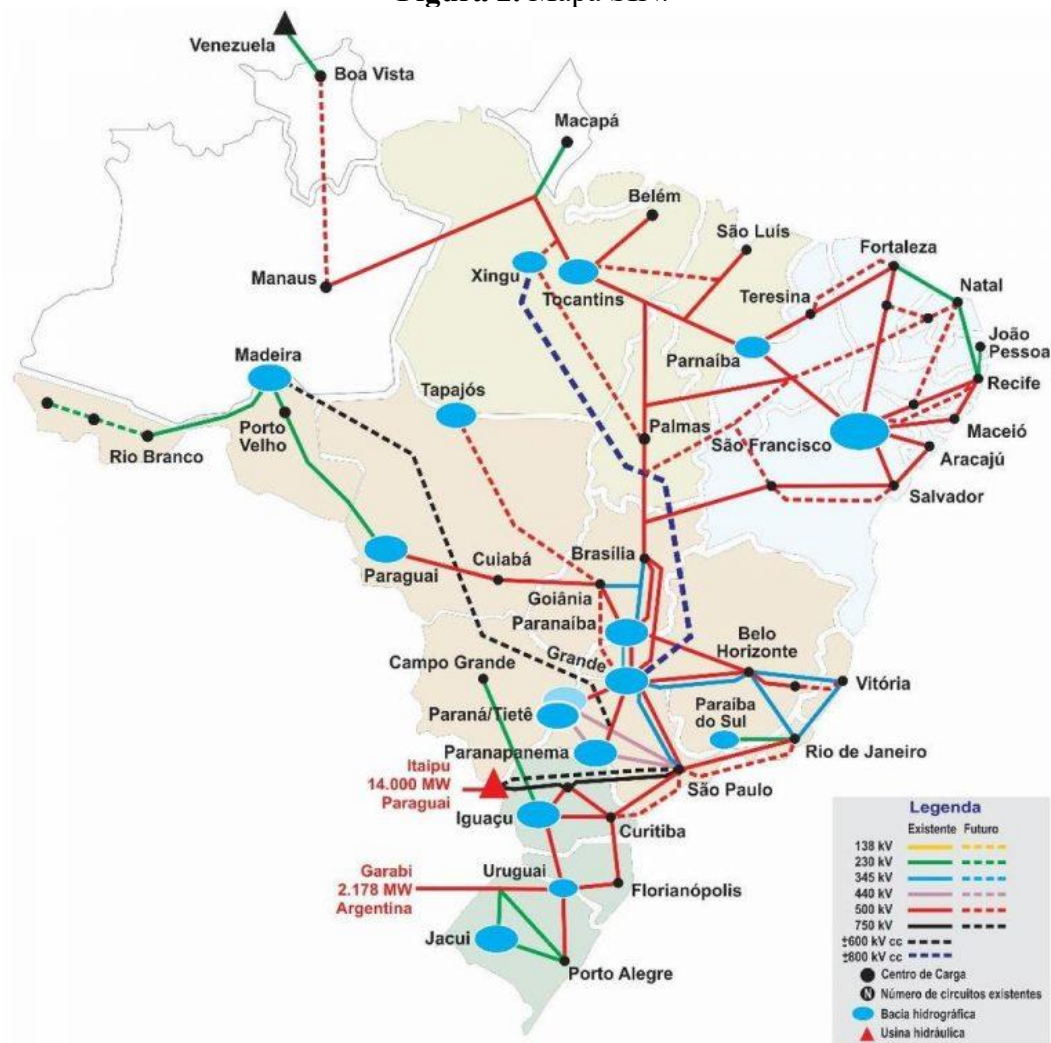
- Avaliação do crescimento da carga do SIN;
- Análise qualitativa da Crise Sanitária do COVID-19;
- Executar os modelos NEWAVE e DECOMP para obter novo cenário de carga e, por sua vez, do sistema, desconsiderando a pandemia do coronavírus.
- Avaliar os dados apresentados pelos modelos e comparar o SIN sem o cenário da pandemia COVID-19.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Sistema Interligado Nacional

Em meados da década de 1990, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) recebeu uma reestruturação após a percepção de estagnação e ineficiência do setor, o qual, era composto por empresas estatais responsáveis pela geração, transmissão e distribuição. Com isso, o setor sofreu um desverticalização e abertura do Mercado Livre de Energia, buscando promover um ambiente mais articulado e competitivo. Todavia, houve dificuldades enfrentadas durante a transição do setor público para o privado, além de problemas de coordenação entre os órgãos reguladores. A fim de solucionar os problemas restantes, em 2004, surgiu a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (RISKALLA, 2018).

Figura 2. Mapa SIN.



Fonte: ONS (2022).

O Sistema Interligado Nacional, ou simplesmente SIN – como comumente é referido dentro do setor elétrico, consiste no sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil. Composto por quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e boa parte da região Norte, o sistema hidro-termo-eólico apresenta dezesseis bacias hidrográficas apresentadas em regiões diferentes, com destaque para a região Sudeste/Centro-Oeste (ONS, 2022).

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2022).

Dentro do SIN, a formação de preços fica atrelada ao Custo Marginal da Operação (CMO) e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD):

- PLD – calculado com base no CMO determinado pelos modelos matemáticos de despacho da operação do sistema, aplicando os limites máximos e mínimos aprovados pela ANEEL.
- CMO - custo por unidade de energia produzida para atender o acréscimo de carga no sistema, ou seja, representa o custo de atender uma unidade adicional à demanda do SIN.

Não havendo necessidade de despacho térmico superior ao custo do PLD, não há descolamento entre eles. Porém, quando há necessidade de despachar usinas mais caras, acima do PLD, o descolamento irá ocorrer e resultará em encargos por custo de descolamento, impactando diretamente os usuários, responsáveis pelo pagamento da diferença também.

Os limites de intercâmbio¹ geram o “descolamento” do preço da energia entre os subsistemas, dessa forma, podemos ter preços altos no Subsistema SE/CO, por estar com maior demanda energética, e preços baixos no Subsistema N, por estar com maior oferta energética, atingindo o limite de importação entre eles.

2.1.1. Ambiente de Contratação Regulada

No Ambiente de Contratação Regulada estão presentes os agentes geradores, as distribuidoras e os consumidores cativos². A contratação de energia é regulada, evitando preços abusivos por parte das concessionárias de distribuição (RISKALLA, 2018).

¹ Restrições de transmissão de energia entre os subsistemas.

² Refere-se ao consumidor que pode comprar energia elétrica única e exclusivamente da concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de sua região.

Energia é fornecida aos consumidores cativos, pela concessionária local com tarifas reguladas pelo governo. A energia é comprada pelas distribuidoras por meio de leilões, através de preços determinados pela ANEEL e é repassada aos consumidores por meio de faturas mensais referente a cada unidade consumidora. Todos os consumidores residenciais estão nesse ambiente, juntamente com consumidores rurais, comércios de pequeno porte, além dos consumidores que não possuem a demanda mínima de 500 kW necessária para migração.

Conforme as condições de geração de energia vão alterando, as bandeiras tarifárias também mudam, ou seja, em períodos de seca as tarifas se tornam mais caras para o consumidor e em períodos úmidos, mais baratas. Isso porque é através das bandeiras tarifárias que o consumidor é capaz de compreender, de maneira geral, as condições do sistema e qual tipo de geração está sendo despachada. Dessa maneira, a regulação permite total repasse das distribuidoras aos seus consumidores dos custos relativos à energia por meio das Tarifas de Energia (TE) (ESTAVARE, 2022).

2.1.2. Ambiente de Contratação Livre

No ACL os contratos são bilaterais, através dos quais o consumidor pode comprar diretamente de geradores ou comercializadoras, porém ainda mantendo um único contrato com a concessionária local, o CUSD³, pelo uso do fio de distribuição. Assim, os consumidores livres⁴ e especiais⁵ podem encontrar melhores condições e negociar as melhores características para seu contrato.

2.2. Consumo Energético durante a pandemia COVID-19

O consumo energético brasileiro sofreu grande impacto durante os anos de 2020 e 2021, registrando seus números mais baixos nos meses de abril e maio de 2020. Esse fenômeno ocorreu em virtude do aumento de casos (Figura 3), recomendação de “lockdown” e da redução da atividade econômica decorrente da pandemia do COVID-19. De acordo com a Figura 4, o Brasil atingiu o auge do índice de isolamento social no dia 22 de março de 2020 registrando a marca de 62,2% (INLOCO, 2021). Segundo dados do ONS, em 2020, o consumo de energia elétrica caiu cerca de -13,7% e -25,2% em relação aos mesmos períodos de 2019 nos seguimentos comerciais e industriais, respectivamente, ocasionando uma queda de -2,1% no

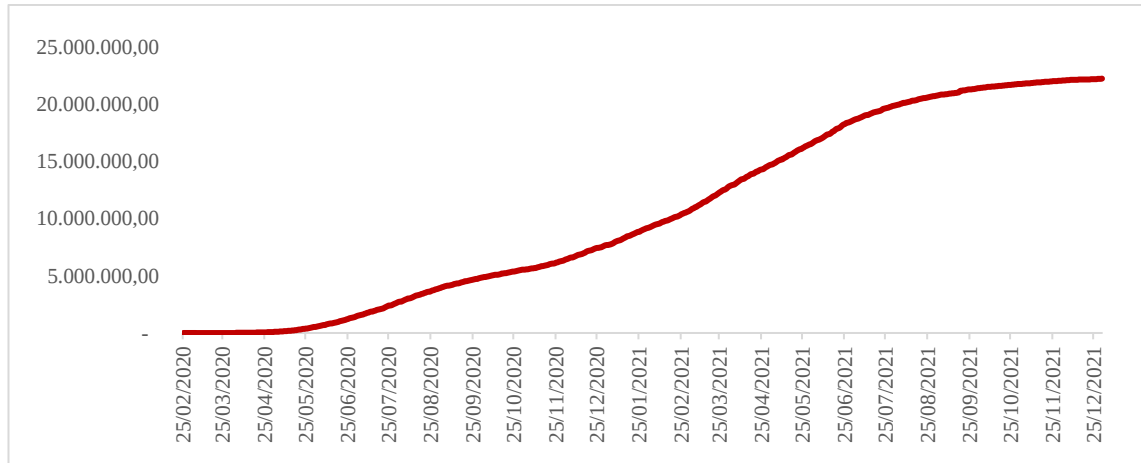
³ Contrato de Uso do Sistema de Distribuição.

⁴ Demanda mínima de 1.000 kW e possibilidade de escolha de seu fornecedor.

⁵ Demanda entre 500 kW e 1.000kW, com o direito de adquirir energia de PCHs ou de fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa ou solar).

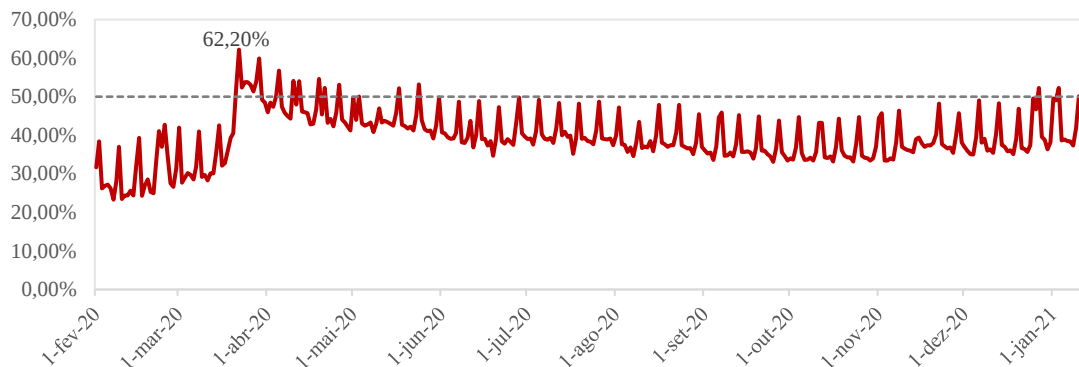
PIB brasileiro durante o 2º trimestre desse período, ilustrado pela Figura 7 mais à frente no trabalho, tornando-se a maior queda registrada desde 2015. Cabe ressaltar, com a flexibilização das medidas de isolamento social a partir de julho, foi possível observar uma pequena recuperação da carga e aumento das atividades econômicas.

Figura 3. Número de Casos COVID-19.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4. Porcentagem de Isolamento Social no Brasil.

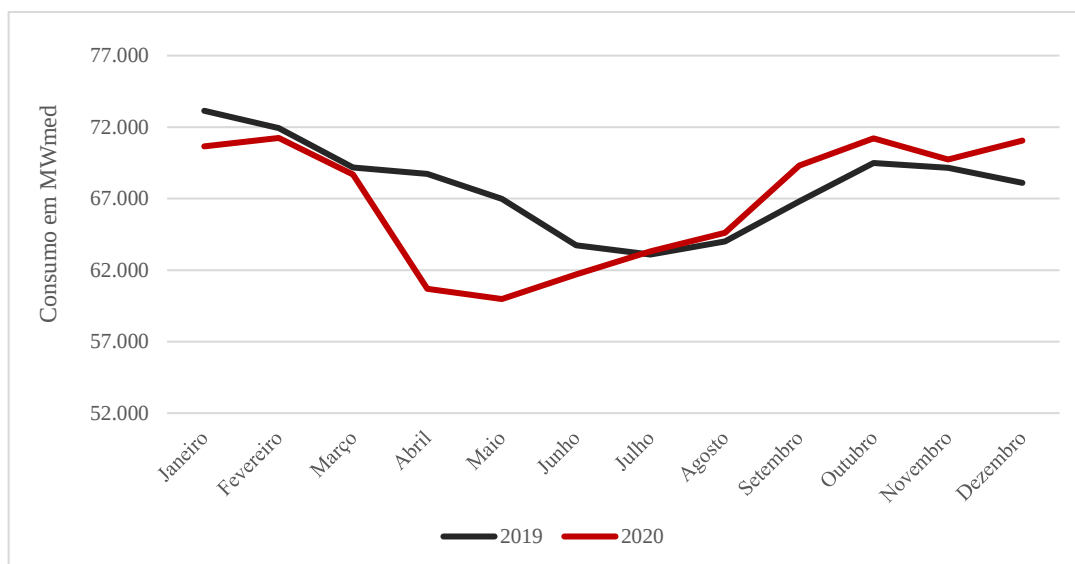


Fonte: Inloco (2021).

As curvas apresentadas na Figura 5 demonstram a variação mensal do consumo de energia no SIN em 2019 e 2020, evidenciando o decaimento a partir de março de 2020 em relação ao ano anterior, com destaque para os meses de abril e maio, demonstrando considerável retração em relação ao mesmo período no ano anterior, visto os efeitos da pandemia. O mês de abril foi àquele o qual diversos indicadores alcançaram o pior resultado da série histórica; maio, por sua vez, demonstrou as maiores quedas das classes comercial e industrial no acumulado janeiro-

maio, com -13,7% e -25,2%, respectivamente. Os meses de janeiro e fevereiro, apesar de estarem fora do cenário pandêmico analisado, apresentam valores inferiores em relação àqueles de 2019 devido variações às altas temperaturas no Sul e Sudeste deste ano, o que provoca efeito considerável na carga. (ONS; EPE; CCEE, 2020a; SICILIANO, 2021).

Figura 5. Variação da carga no SIN - 2019 vs. 2020.



Fonte: Modificado de Siciliano (2021); ONS (2022).

Assim, o primeiro quadrimestre de 2020 demonstrou uma queda de -2,3% em relação ao mesmo período de 2019. A redução no consumo em decorrência à calamidade do COVID-19 e seus impactos na economia teve reflexo na 1ª Revisão Quadrimestral da Carga, publicada em março de 2020 pelo ONS, com uma redução de -2,9% em relação ao projetado no Plano de Operação Energética 2020/2024 (PEN) (ONS; EPE; CCEE, 2020b).

O PEN constitui um relatório anual elaborado pelo ONS em conjunto à EPE e CCEE com o intuito de trazer análises e projeções das condições do sistema para o horizonte de planejamento, 5 anos à frente, seguindo premissas do mercado e de garantia de suprimento trazidas pelo CNPE, além de seguir as diretrizes estabelecidas nos Procedimentos de Rede. As revisões do PEN são realizadas sempre que ocorrem eventos que alterem suas avaliações.

Diante um cenário de tamanha incerteza, o PEN 2020 instruiu sua análise com previsões de carga provenientes da revisão extraordinária divulgadas em junho de 2020. Todavia, o agravamento da crise provocou deterioração às expectativas de crescimento econômico nacional e mundial no pertinente ano, levando a uma revisão da carga para baixo, em torno de -1.383 MWmed (ONS; EPE; CCEE, 2020c). A 1ª Revisão quadrimestral da carga ainda contou com certa defasagem quanto à publicação das estatísticas oficiais e, portanto, trazendo poucos efeitos da crise na economia nacional, mas a indústria já forneceu os primeiros sinais de retração,

registrando variação de -3,8% na indústria geral e -4,2% na transformação, na comparação de março com o mesmo mês em 2019 (ONS; EPE; CCEE, 2020b)

A 2ª RQ⁶ ocorreu em agosto, com os indicadores da pandemia mais consolidados. O Operador revisou a carga do sistema, em relação a 2020, em 2,1 GW médios abaixo do previsto na Revisão Extraordinária da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2020-2024. No entanto, após ápice de queda da carga em maio, as condições começaram a melhorar gradativamente. A Tabela 1 abaixo indica os dados de consumo por classe entre os anos tratados, segundo a EPE (ONS; EPE; CCEE, 2020a).

A Nota Técnica do estudo de Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2021-2025, explica os números apresentados (Tabela 1), considerando dados realizados do mercado até o mês de setembro e do cenário econômico neste ano. A nova revisão, em comparação àquela prevista pela 2ª RQ 2020-2024, as classes Residencial e Industrial sofreram ajustes para cima, enquanto Comercial e Outros sofreram ajustes para baixo (ONS; EPE; CCEE, 2021).

Tabela 1. Consumo de energia elétrica realizado por classe de consumo (GWh) no SIN.

Classe	Setembro			Até setembro			12 meses (findos em setembro)		
	2019	2020	Δ %	2019	2020	Δ %	2019	2020	Δ %
Residencial	11.261	12.103	7,5	104.781	107.932	3,0	139.317	144.158	3,5
Industrial	13.852	14.639	5,7	125.430	121.319	-3,3	168.148	163.433	-2,8
Comercial	7.198	6.620	-8,0	67.794	60.181	-11,2	90.414	83.935	-7,2
Outros	6.633	6.604	-0,4	58.205	57.287	-1,6	78.086	77.889	-0,3
Total	38.945	39.965	2,6	356.210	346.719	-2,7	475.965	469.415	-1,4

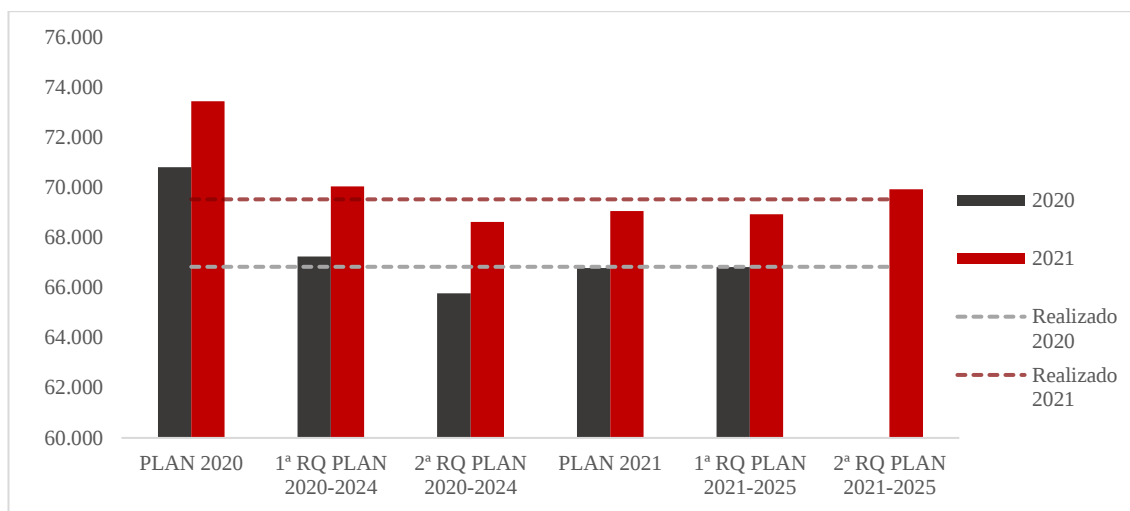
Fonte: NT PLAN 2025 (2021).

Em 2021, dados dos primeiros meses mostraram um arrefecimento no ritmo de recuperação observado ao final do ano anterior. Impulsionados pela implementação do novo auxílio emergencial e avanço na vacinação, o 1º semestre apresentou um crescimento de +7,4% no consumo de energia elétrica no SIN em comparação ao mesmo período de 2020. A maior parcela desse crescimento foi observada no consumo industrial, com aumento de +14,3%, acompanhado pelos setores comerciais (+4,3%), residenciais (+4,9%), além das outras classes (+3,2%).

⁶ Revisão Quadrimestral

Em suma, é possível observar a partir da Figura 6, o desempenho da carga em 2020 e 2021 frente às projeções do Operador. Nota-se que o planejamento do primeiro ano, representado pelo PLAN 2020, teve forte frustração com o início da pandemia. A partir da 1ª Revisão Quadrimestral (RQ), com as estatísticas mais consolidadas, os números caminharam para uma maior convergência.

Figura 6. Análise comparativa da projeção de carga.

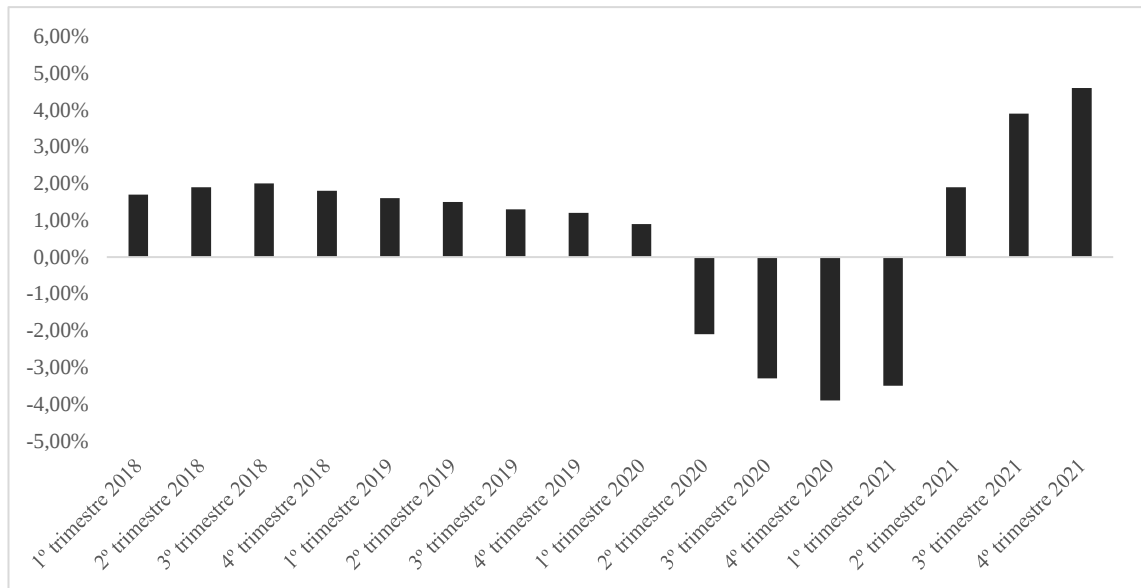


Fonte: Elaborado pelo autor.

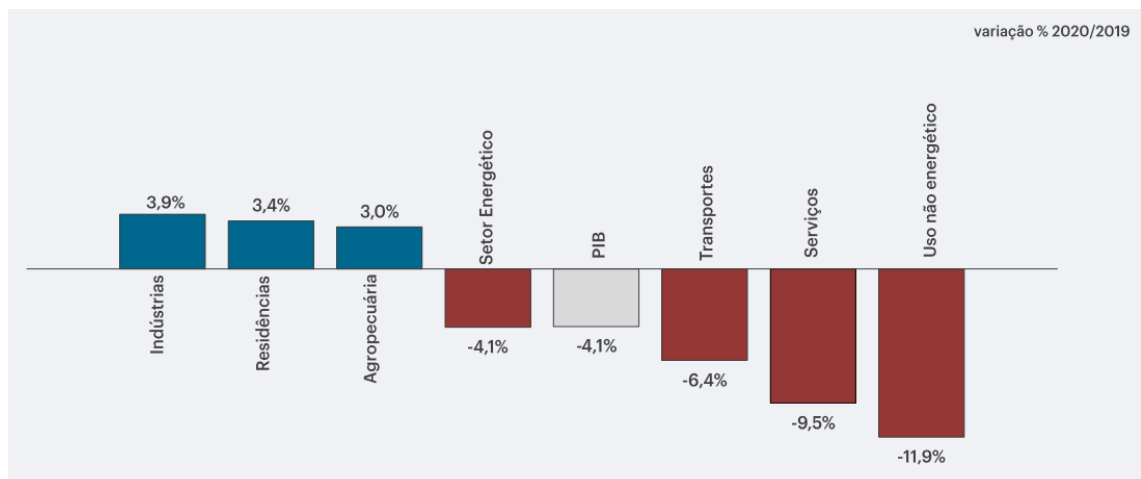
2.3. Impactos da Pandemia

2.3.1. Impactos Econômicos

Durante 2020, o Brasil registou uma queda de -4,1% no PIB anual, resultado mais otimista ao previsto de retração de -6,4% segundo o Banco Central no relatório de inflação de junho (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2020), devido recuperação constatada com a elevação da carga no 2º semestre, além da recuperação lenta dos setores industriais e comerciais. Já a partir de agosto, foi possível constatar taxas positivas de consumo na indústria variando de +2,3% (agosto) a +7,2% (dezembro), números esses que consolidaram resultado positivo em comparação com 2019, registrando crescimento de +3,9% no consumo do setor supracitado.

Figura 7. PIB brasileiro entre 2018 até 2021.

Fonte: IBGE (2022).

Figura 8. Variação % do Consumo de Energia por Setor.

Fonte: Relatório Síntese – Balanço Energético Nacional 2021.

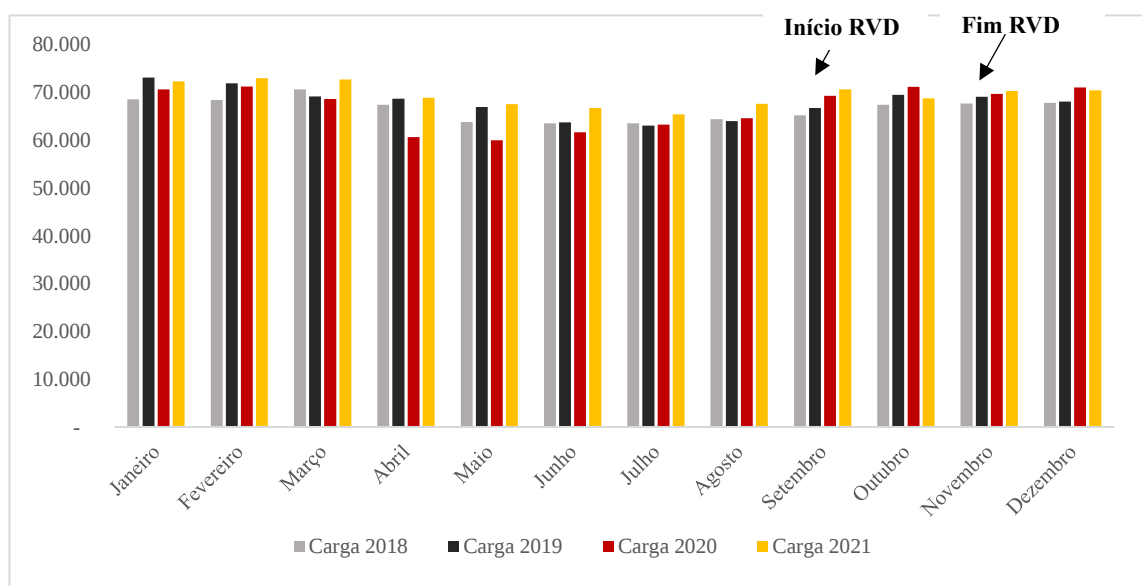
Nota-se uma nova redução na carga após o mês de março de 2021, período no qual o país passava pela “segunda onda” de contaminação e se tornou o país com o maior número de mortes desde 5 de março, segundo dados da Universidade Johns Hopkins, dos Estados Unidos (INSTITUTO BUTANTAN, 2021). Posteriormente, é possível observar uma elevação na carga decorrente do crescimento do PIB brasileiro para +1,9% no 2º trimestre de 2021, seguido novamente de crescimento de +3,9% no 3º trimestre e +4,6% no 4º trimestre, de acordo com o IBGE. Porém, como já discutido neste trabalho, com as medidas implementadas pelo governo a fim de mitigar os efeitos da Crise Hídrica, no período de agosto foi publicado a Portaria MME nº 22/2021, instituindo o programa de Redução Voluntária da Demanda, doravante denominado

RVD e cujo objetivo era incentivar a oferta à redução de demanda entre setembro/21 até abril/22, para atendimento ao SIN em troca de uma recompensa financeira. Esse mecanismo era direcionado apenas a grandes consumidores, os quais resultaram a uma redução de 442 MW e 720 MW, respectivamente, para os meses de setembro e outubro. Com a entrada do período úmido dentro do prazo esperado no Brasil e a recuperação acima das expectativas dos reservatórios, o ONS optou pela suspensão do mecanismo já no início de novembro. Vale destacar que avaliado sua exigência novamente, a RVD poderia retornar até abril/2022.

2.3.2. Impactos no Setor Elétrico Brasileiro

A Figura 9 mostra a evolução da carga mensal nos anos de 2018 a 2021. O comparativo entre os períodos possibilita a visualização do comportamento sazonal da carga, expondo a influência socioambiental sobre ela (FIGUEIREDO, 2021). Ou seja, evidencia a variação da curva conforme a estação do ano através do aumento da carga nos períodos de primavera e verão, além de redução durante o outono e inverno. Esse fenômeno ocorre em detrimento do Brasil estar na Zona Climática Tropical, região com características de alta temperatura, além de duas estações: úmida e quente no verão e seca e fria no inverno. Essa característica indica a sazonalidade das estações climáticas e mudanças meteorológicas, isso porque quanto maior o calor, maior o número de equipamentos de refrigeração ligados, elevando a carga do sistema, além dos sistemas de chuvas, que derrubaram a temperatura e assim a carga.

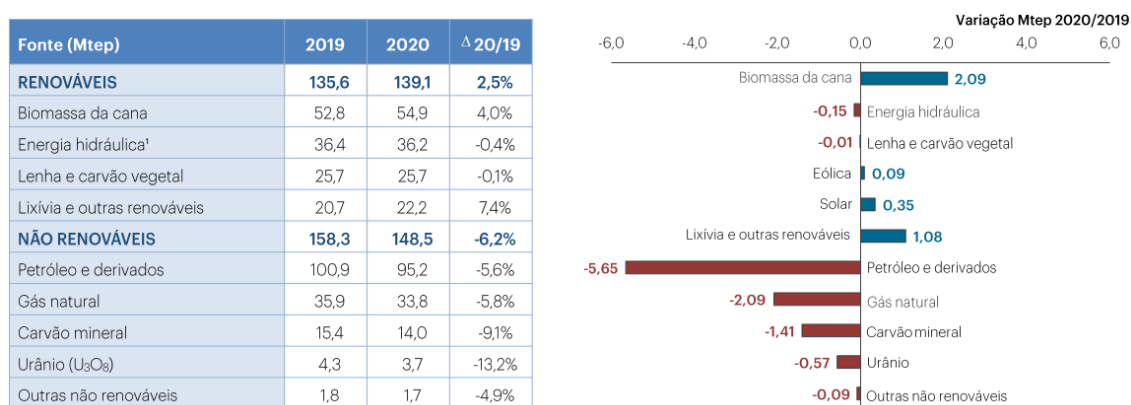
Figura 9. Comparativo Carga de Energia (MWm) no SIN.



Fonte: Elaborado pelo autor.

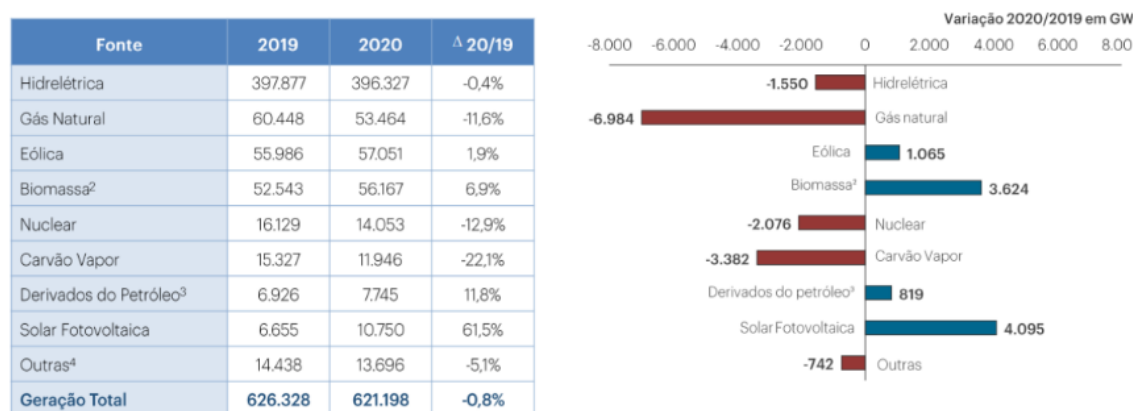
O balanço de geração energética também sofreu alteração, no qual fora possível observar redução na Oferta Interna de Energia (OIE) decorrente dos efeitos da pandemia, registrando recuo de -2,2% em relação a 2019, além da redução na geração total em -0,8% (EPE, 2020). Essa queda conta com maior contribuição dos transportes aéreos e de veículos leves, agravando a oferta dos combustíveis fosseis, a qual, somados as fontes não renováveis registraram uma queda de -6,2% em sua oferta. Em contrapartida, registrou-se elevação da geração elétrica em +11,8%, proveniente de fontes derivadas do petróleo. Já as fontes renováveis não foram muito afetadas pela pandemia, apresentando alta de +2,5%, com destaques para as fontes solar fotovoltaica e eólica, com elevação na geração de +61,5% e +1,9% respectivamente (EPE, 2020).

Figura 10. Oferta Interna de Energia por fonte.



Fonte: Relatório Síntese – Balanço Energético Nacional 2021.

Figura 11. Geração Elétrica (GWh) por fonte.



¹ Inclui geração distribuída

² Inclui lenha, bagaço de cana, biodiesel e lixívia

³ Inclui óleo diesel e óleo combustível

⁴ Inclui outras fontes primárias, gás de coqueria e outras secundárias

Fonte: Relatório Síntese – Balanço Energético Nacional 2021.

2.3.3. Medidas adotadas durante a pandemia do coronavírus - COVID-19

Diversas medidas foram implementadas para o enfrentamento da crise do coronavírus no país. Logo de início, ações de flexibilização foram necessárias diante às dificuldades enfrentadas. Em março de 2020, momento em que a situação no Brasil começa a se agravar com a incidência dos primeiros casos de infectados no país associado às medidas de isolamento social, a Agência publicou no dia 25 a Portaria nº 6.310/2020, documento cujo voto se estabeleceu em linha com as ações tomadas por órgãos e entidades brasileiras, deliberando a suspensão de prazos processuais, no âmbito da ANEEL, de forma genérica, mas sem prejuízo à continuação das análises.

Além disso, a Portaria nº 134/2020, publicada no dia 30 pelo Ministério de Minas e Energia (MME), postergou a realização dos Leilões de Energia Existente A-4 e A-5) e energia nova (LENs A-4 e A-6) do ano em questão, o que consequentemente levou à ausência de leilões, neste ano, para a contratação de energia elétrica (Guerra, Salinas & Gomes, 2020).

Guerra, Salinas & Gomes (2020) analisaram as respostas das agências reguladoras federais mediante ao enfrentamento da crise do COVID-19. Em seus estudos, os autores ilustram algumas medidas adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) relacionados à diversos aspectos para os agentes regulados, àqueles pertencentes ao ACL, além dos agentes em situação de fragilidade econômica.

No que diz respeito a proteção econômica e financeira, a ANEEL aprovou o Despacho nº 986/2020, o qual autorizou o repasse, pela CCEE às distribuidoras e à parte dos agentes do mercado livre recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva, de modo a adiantar aos consumidores um recurso que seria apropriado no futuro, à medida que surgissem encargos sujeitos a alívio. Isso porque o recurso disponível no fundo objetiva o alívio de ESS ao segmento consumo.

Além disso, de acordo com a NT nº 01/2020-GMSE/ANEEL, a MP nº 950/2020 alterou provisoriamente a Lei nº 12.783, de 2013 e a Lei nº 10.438/2002 para ampliar para 100% o desconto dos consumidores residenciais aderentes à Tarifa Social com faturamento de até 220 kWh/mês (GMSE DA ANEEL, 2020), através de recursos da CDE e limitado a R\$ 900.000.000,00, além de possibilitar a tomada de recursos financeiros pela CDE para permitir amortização das medidas adotadas ao enfrentamento da crise, frente os impactos no setor elétrico decorrentes da pandemia, para atender às distribuidoras.

Além das medidas já mencionadas, por meio da Resolução nº 878/2020, a ANEEL foi a agência com grande destaque na proteção dos usuários em situação de fragilidade econômica

visto os estudos de Guerra, Salinas & Gomes (2020). As medidas adotadas objetivam, de acordo com a REN, a “preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da calamidade pública atinente à pandemia de coronavírus (COVID-19)”. Dentre as ações, é possível citar a proibição da suspensão do fornecimento de energia elétrica para casos de inadimplência das unidades consumidoras. Ainda, determinou a priorização ao fornecimento de energia relacionado aos serviços e atividades considerados essenciais, bem como proibiu a suspensão da energia fornecida a tais atividades - classificadas como essenciais - pelo governo federal (CASAL CIVIL, 2020; GUERRA; SALINAS; GOMES, 2020).

O agravamento do cenário causado pelo COVID-19, registrando quedas expressiva no consumo de energia elétrica nos meses de maior enrijecimento às restrições em 2020, ocasionou sérios prejuízos às distribuidoras (FURTADO et al., 2021). A fim de coibir o “Efeito Dominó”, assim mencionado por da Silva (2021), por estar relacionado à agentes que constituem o ponto de arrecadação do setor (geração, transmissão e distribuição), o governo criou a Conta-Covid, empréstimo concedido por bancos financiadores às concessionárias de distribuição para garantir o fluxo financeiro das mesmas e evitar o pagamento imediato pelos consumidores devido aos reajustes tarifários do segundo semestre de 2020 (DA SILVA, 2021). Através da Conta-Covid, o aumento tarifário que cairia imediatamente sobre os consumidores, será diluído ao longo de 5 anos.

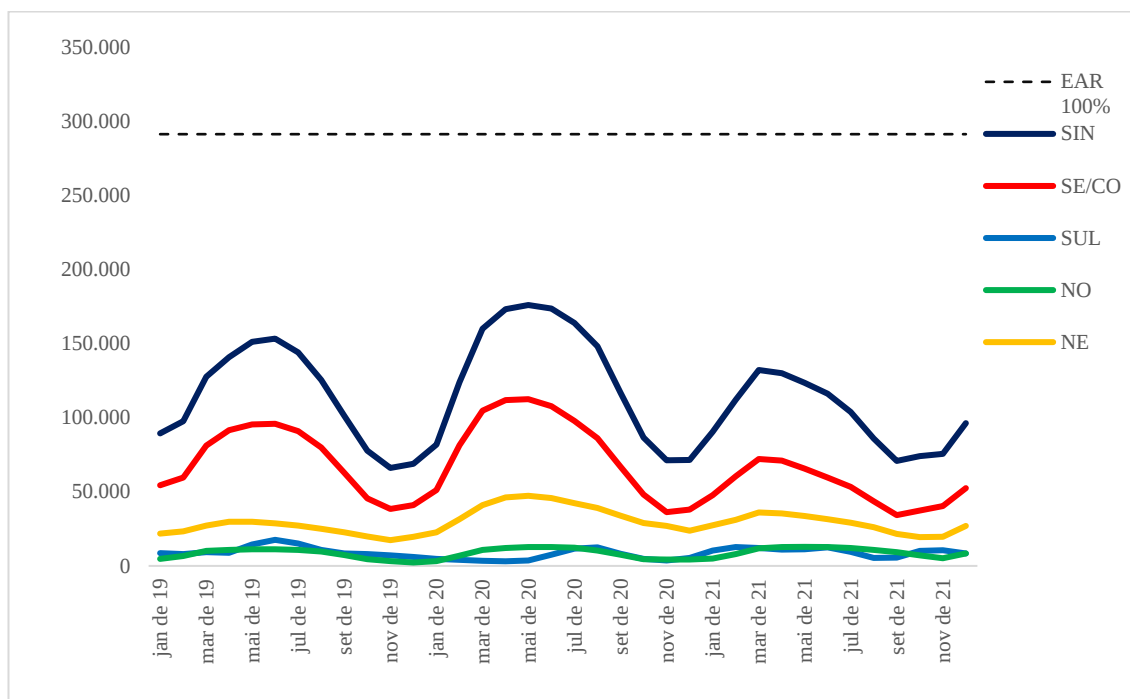
Coordenada pelo BNDES, o empréstimo de 15,3 bilhões foi obtido pelo conjunto de 16 instituições públicas e privadas (ESTAVARE, 2022). Ainda, de acordo com a CCEE, designada como a gestora da conta, os repasses dos montantes contratados para as distribuidoras ocorreram até dezembro de 2020. Ao que ficou estabelecido na regulação (REN 885/2020), cada concessionária tem uma cota específica da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criadas pela ANEEL e denominadas CDE-COVID, a serem recolhidas a partir de 2021, para a amortização das operações contratadas (CCEE, 2021).

2.4. Crise Hídrica

Além da crise gerada pelo coronavírus, em 2021 o Brasil presenciou também uma crise hídrica. Com a redução da carga ocasionada pelos efeitos da pandemia, verifica-se um alívio para os reservatórios visto que o operador vinha com maior despacho térmico desde o final de 2019, buscando recuperação dos reservatórios, já que o período úmido antecessor entregou 53% da capacidade de armazenamento total do sistema. Porém, o ano subsequente apresentou índices pluviométricos a baixos da média, principalmente na região Sudeste/Centro-Oeste, local com

maior capacidade hidrelétrica instalada do país, além de representar 70% do armazenamento do sistema.

Figura 12. Energia Armazenada (MWmês).



Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com o ONS, o ano de 2021 registrou a pior %MLT⁷ dos 91 anos do histórico, marca obtida no período de outubro a setembro. A ausência de chuvas, principalmente sobre os reservatórios, ocasionou um armazenamento com seu ápice no mês de março, atingindo 45% de sua capacidade e posteriormente caindo até o mês de setembro, registrando 24% do reservatório, marca ainda menor no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 17%. A Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico apresentou a resolução nº 77/2021, declarando situação crítica referente a disponibilidade hídrica principalmente na bacia hidrográfica do rio Paraná.

A Tabela 2 apresenta visão comparativa entre as Médias de Longo Termo (MLTs), registradas mês a mês durante o início do período úmido e o fim do período seco em relação a série histórica. A partir da tabela apresentada, é possível observar que o período de 2020/2021 registrou números muito baixos, atingindo os piores registros do histórico em determinados períodos e bacias.

⁷ Média aritmética das vazões naturais médias, correspondentes a um mesmo período, verificadas durante a série histórica de observações.

Tabela 2. Condições Hidroenergéticas.

Bacia	out/20	nov/20	dez/20	jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21	jul/21	ago/21	set/21*	Out/20 a Set*/21
Grande	37% MLT 2º Pior	52% MLT 4º Pior	78% MLT 25º Pior	68% MLT 23º Pior	54% MLT 15º Pior	54% MLT 9º Pior	38% MLT 1º Pior	40% MLT 2º Pior	50% MLT 4º Pior	46% MLT 2º Pior	50% MLT Pior	41% MLT 3º Pior	55% MLT 4º Pior
Paranaíba	64% MLT 8º Pior	62% MLT 11º Pior	55% MLT 6º Pior	48% MLT 7º Pior	62% MLT 20º Pior	61% MLT 12º Pior	45% MLT 4º Pior	49% MLT 2º Pior	52% MLT 2º Pior	51% MLT 3º Pior	52% MLT 3º Pior	47% MLT 2º Pior	55% MLT 3º Pior
SE/CO	53% MLT Pior	60% MLT 2º Pior	63% MLT 4º Pior	70% MLT 13º Pior	73% MLT 10º Pior	75% MLT 11º Pior	63% MLT 3º Pior	63% MLT 3º Pior	66% MLT 2º Pior	61% MLT Pior	59% MLT Pior	57% MLT Pior	66% MLT 3º Pior
Nordeste	52% MLT 9º Pior	87% MLT 39º Pior	47% MLT 6º Pior	47% MLT 10º Pior	42% MLT 11º Pior	70% MLT 28º Pior	35% MLT 3º Pior	38% MLT 4º Pior	38% MLT 4º Pior	42% MLT 4º Pior	43% MLT 4º Pior	45% MLT 5º Pior	49% MLT 5º Pior
Norte	55% MLT 3º Pior	86% MLT 36º Pior	55% MLT 5º Pior	55% MLT 4º Pior	72% MLT 10º Pior	111% MLT 26º Melhor	83% MLT 17º Pior	88% MLT 32º Pior	73% MLT 19º Pior	82% MLT 18º Pior	81% MLT 17º Pior	83% MLT 20º Pior	82% MLT 15º Pior
Sul	21% MLT 2º Pior	22% MLT Pior	94% MLT 41º Melhor	154% MLT 15º Melhor	122% MLT 26º Melhor	79% MLT 37º Pior	35% MLT 10º Pior	29% MLT 13º Pior	59% MLT 31º Pior	43% MLT 18º Pior	33% MLT 9º Pior	68% MLT 34º Pior	59% MLT 9º Pior
SIN	43% MLT Pior	58% MLT 2º Pior	63% MLT 2º Pior	71% MLT 9º Pior	72% MLT 9º Pior	82% MLT 17º Pior	63% MLT Pior	63% MLT Pior	64% MLT Pior	57% MLT Pior	53% MLT Pior	61% MLT 6º Pior	66% MLT Pior

Fonte: ONS (2022).

Índices de chuvas abaixo da média, retomada da economia e carga a níveis pré-pandemia, foram os principais ingredientes para a recuperação tímida dos reservatórios do SIN em 2021. Situação na qual o operador necessitou acionar a elevação da geração térmica logo em abril, a fim de garantir aumento na segurança operativa e continuidade do suprimento. Para tal intuito, o despacho das termelétricas fora da ordem de mérito nos submercados Sul (S) e Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e a importação energética proveniente da Argentina e Uruguai fora autorizado e intensificado, posteriormente atingindo 19.379MW médios de geração térmica em agosto, resultando em uma elevação do CMO⁸ para patamares superiores a 3.000 R\$/MWh, conforme dados do ONS. A maior dificuldade constatada na crise hídrica foi viabilizar a gestão dos escoamentos mínimos obrigatórios dos reservatórios hidroelétricos, comentado também por Alexandre Zucarato, atual diretor de Planejamento do ONS.

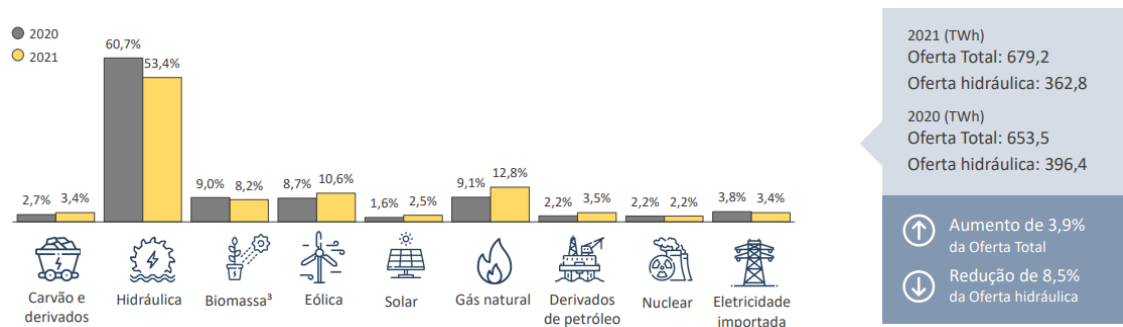
“A grande chave foi entender que não conseguimos poupar recursos hídricos sem administrar as principais restrições e segurar a água das cabeceiras e substituir a geração no Sudeste pelas térmicas disponíveis, necessitando é claro rever a questão dos preços dessas usinas no futuro” (CANAL ENERGIA, 2022).

Com intensificação da situação crítica dos reservatórios, o governo se viu na necessidade de criar um mecanismo para custear a geração de energia em condições adversas, criando a Bandeira Escassez Hídrica estabelecida de setembro de 2021 a abril de 2022. Sendo 50% mais cara que a bandeira vermelha patamar 2, do mesmo período, a nova taxa tem como objetivo incentivar o uso consciente dos recursos hídricos, diminuindo o desperdício de água e energia elétrica, visando também a diminuição dos riscos de apagões através do aumento da cobrança adicional de R\$14,20 a cada 100 kWh. De acordo com a CCEE, os consumidores

⁸ Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema.

desembolsaram cerca de R\$20,7 bilhões em bandeiras tarifárias, sendo 62,3% do montante acumulado durante o último quadrimestre de 2021.

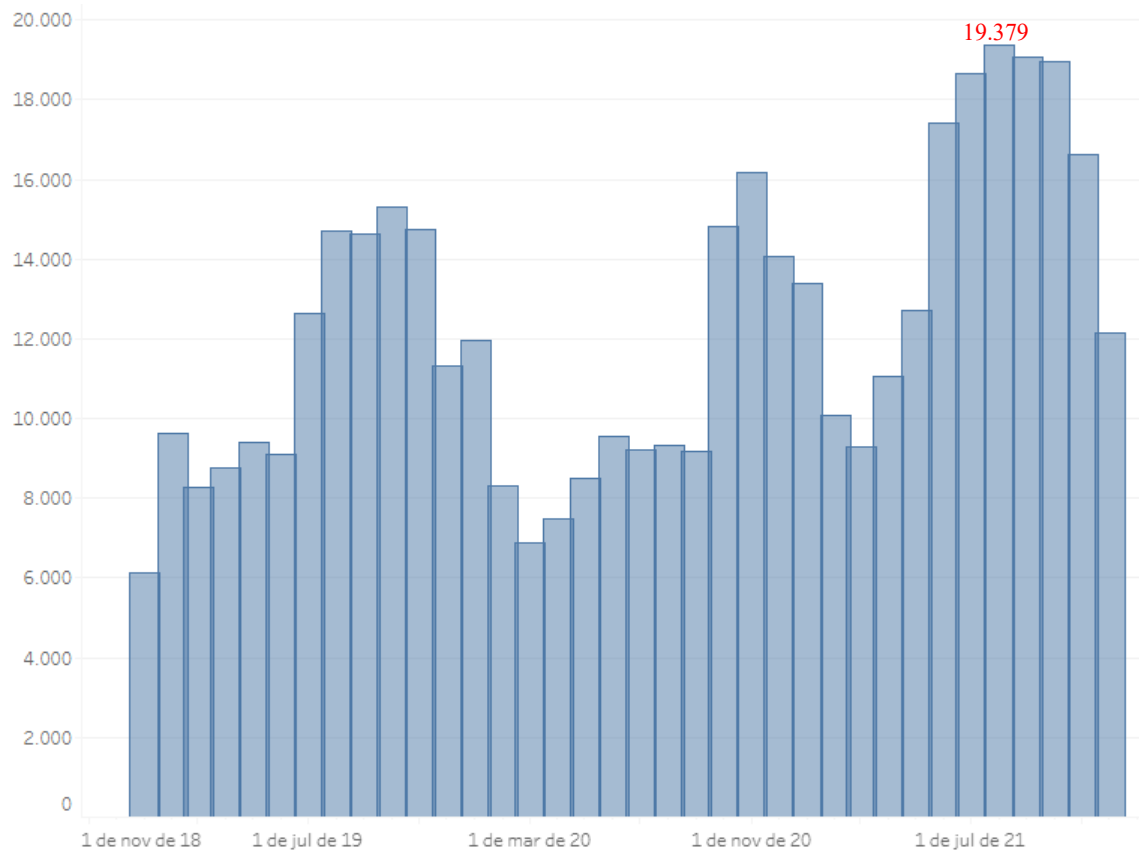
Figura 13. Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: Relatório Síntese – Balanço Energético Nacional 2022.

A escassez de chuvas em 2021 provocou uma redução do nível dos reservatórios das principais hidrelétricas do país e a consequente redução da oferta de hidreletricidade (-8,5%). Esta queda foi compensada pelo aumento da oferta de outras fontes, como o carvão vapor (+47,2%), gás natural (+46,2%), eólica (+26,7%) e solar fotovoltaica (+55,9%) (EPE, 2021), essas fontes ganharam maior representatividade na matriz brasileira, sendo responsáveis pela manutenção energética em todo o SIN.

A partir da redução dos reservatórios, o ONS se viu obrigado a reduzir a geração hidrelétrica, poupando assim os reservatórios, e substituí-la pela geração térmica visando atingir o melhor Custo Total operativo e manutenção da segurança do sistema. Porém com a não entrada de chuvas encaixadas nas regiões de interesses, foi possível constatar elevação da geração térmica, atingindo a maior geração do histórico e elevando os custos operativos no curto prazo.

Figura 14. Despacho Térmico.

Fonte: ONS (2022).

2.5. Modelos computacionais de estudos de planejamento operativo

O ONS utiliza modelos computacionais que auxiliam no planejamento operativo do sistema hidrotérmico visando o melhor Custo Total operativo. Informações de curto e médio prazo, metas de geração de usinas hidráulicas e térmicas, carga e limites de intercâmbio são dados necessários para a conversão dos modelos.

2.5.1. NEWAVE

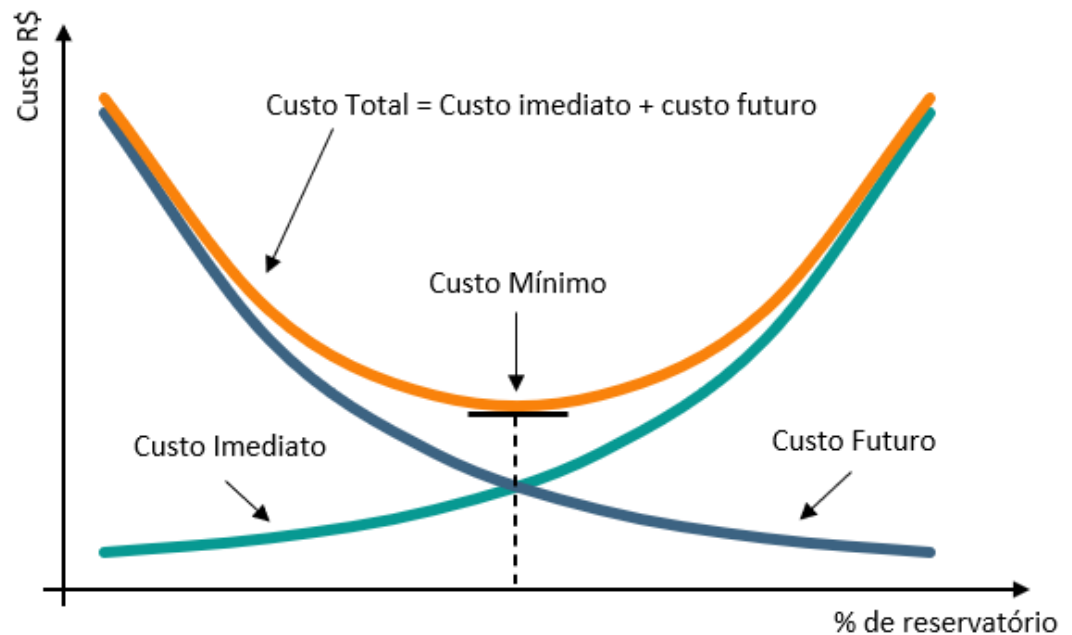
O modelo de planejamento de operação de médio prazo - NEWAVE - representa o parque hidroelétrico de forma agregada e o cálculo da política de operação baseia-se em Programação Dinâmica Dual Estocástica (CEPEL, 2012). Através de muitos cenários hidrológicos, o modelo calcula índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada mês de simulação com horizonte para cinco anos buscando o menor Custo Total através das decisões de geração

hidrelétrica e termoeleétrica, intercâmbio de energia entre os submercados presentes no SIN e variação da carga.

O Custo Total é a soma entre o Custo Imediato e o Custo Futuro:

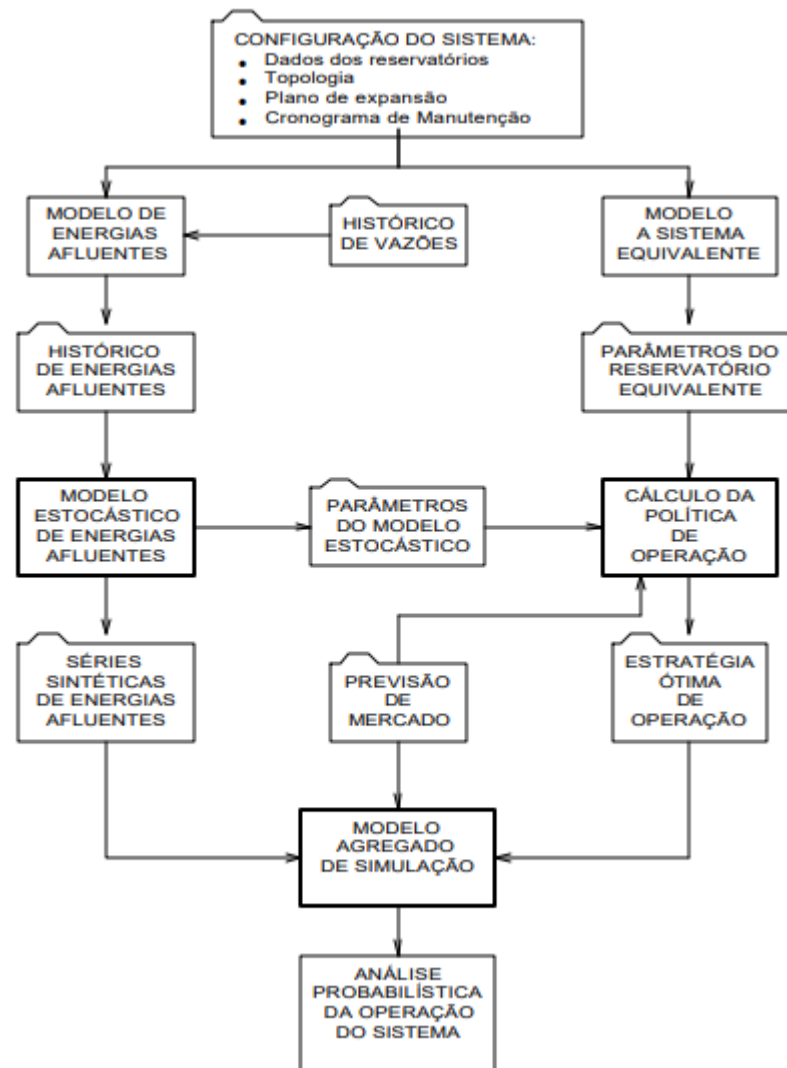
- Custo Imediato: Custo operativo no presente, o qual, consumindo alto valor do reservatório resulta em baixo custo. Conforme redução dos níveis dos reservatórios, as térmicas são despachadas, elevando o custo operacional.
- Custo Futuro: Custo operativo no futuro, o qual, consumido todo o reservatório no presente, haverá alto uso de térmicas para suprimento energético, elevando o custo operativo no futuro. Com os reservatórios cheios, o custo será baixo.

Figura 15. Custo Imediato e Custo Futuro.



Fonte: CCEE (2020).

Figura 16. Esquema de funcionamento entre os módulos do programa NEWAVE.



Fonte: CEPEL (2012).

2.5.2. DECOMP

Trata-se de um modelo computacional de otimização utilizado no planejamento da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos. O modelo visa determinar o despacho de geração de fontes hidrelétricas e termelétricas de maneira a minimizar o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis, como previsões de cargas, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre submercados, função de custo futuro NEWAVE, entre outros.

3. Metodologia

A partir do PLAN 2020, gerou-se um deck operativo do modelo NEWAVE, mês a mês, além dos modelos de curto prazo, DECOMP's, gerados de acordo com as semanas operativas.

Mantendo a previsão de crescimento do PLAN 2020, fora alterado nos decks originais de operação do ONS apenas a carga, visando utilizar todas as medidas operativas ocorridas em 2020/2021, além dos limites de exportações e importações entre os submercados interligados do SIN. A abrangência do PLAN 2020 vai até o ano de 2024, porém para a execução do NEWAVE de 2021, é necessário a projeção até o ano de 2025, com isso, foi utilizado o mesmo padrão de crescimento proporcional ano a ano, para projeção da curva 2025.

A Figura 17 apresenta a carga divulgada pelo ONS, para cada submercado, expondo as expectativas de crescimento da carga atrelada a projeção de elevação do PIB, anunciada anteriormente ao período pandêmico.

Figura 17. CARGA PLAN 2020.

	XXXJAN.	XXXFEV.	XXXMAR.	XXXABR.	XXXMAI.	XXXJUN.	XXXJUL.	XXXAGO.	XXXSET.	XXXOUT.	XXXNOV.	XXXDEZ.
1												
2020	42076.	42707.	43667.	41247.	39845.	39187.	39111.	40161.	41022.	41711.	41010.	41023.
2021	43460.	44216.	45210.	42705.	41254.	40572.	40493.	41580.	42471.	43184.	42458.	42472.
2022	45011.	46823.	45795.	44229.	42726.	42020.	41938.	43064.	43987.	44726.	43974.	43988.
2023	46611.	47422.	48488.	45801.	44245.	43513.	43429.	44594.	45550.	46315.	45537.	45552.
2024	48214.	49054.	50156.	47377.	45767.	45010.	44923.	46129.	47118.	47909.	47103.	47119.
2025	49864.	50704.	51806.	49027.	47417.	46660.	46573.	47779.	48768.	49559.	48753.	48769.
POS	49864.	50704.	51806.	49027.	47417.	46660.	46573.	47779.	48768.	49559.	48753.	48769.
2												
2020	12899.	12704.	13434.	11810.	11544.	11583.	11733.	11771.	11627.	11852.	12124.	12260.
2021	13408.	13167.	13923.	12239.	11965.	12004.	12161.	12200.	12050.	12283.	12565.	12707.
2022	13917.	14452.	13667.	12704.	12419.	12461.	12622.	12663.	12508.	12750.	13042.	13189.
2023	14418.	14159.	14971.	13161.	12865.	12908.	13076.	13118.	12957.	13208.	13511.	13663.
2024	14954.	14685.	15529.	13651.	13344.	13389.	13563.	13606.	13440.	13699.	14014.	14172.
2025	15474.	15205.	16049.	14171.	13864.	13909.	14083.	14126.	13960.	14219.	14534.	14692.
POS	15474.	15205.	16049.	14171.	13864.	13909.	14083.	14126.	13960.	14219.	14534.	14692.
3												
2020	11671.	11740.	11951.	11752.	11473.	11174.	11000.	11163.	11456.	11753.	11886.	11882.
2021	12256.	12269.	12490.	12282.	11990.	11678.	11495.	11666.	11973.	12283.	12422.	12418.
2022	12794.	13038.	12808.	12822.	12516.	12191.	12000.	12178.	12499.	12823.	12967.	12963.
2023	13342.	13356.	13596.	13371.	13052.	12713.	12514.	12699.	13034.	13372.	13523.	13518.
2024	13925.	13940.	14190.	13955.	13622.	13268.	13060.	13254.	13603.	13956.	14113.	14109.
2025	14525.	14540.	14790.	14555.	14222.	13868.	13660.	13854.	14203.	14556.	14713.	14709.
POS	14525.	14540.	14790.	14555.	14222.	13868.	13660.	13854.	14206.	14556.	14713.	14709.
4												
2020	5707.	6019.	6125.	6141.	6106.	5912.	5951.	6237.	6302.	6218.	6178.	6057.
2021	6150.	6216.	6326.	6343.	6307.	6105.	6145.	6443.	6510.	6422.	6381.	6255.
2022	6388.	6570.	6456.	6587.	6550.	6341.	6382.	6691.	6761.	6670.	6627.	6497.
2023	6600.	6671.	6789.	6807.	6768.	6552.	6595.	6914.	6986.	6892.	6848.	6713.
2024	6860.	6932.	7055.	7074.	7034.	6809.	6853.	7185.	7260.	7162.	7117.	6976.
2025	7140.	7212.	7335.	7354.	7314.	7089.	7133.	7465.	7540.	7442.	7397.	7256.
POS	7140.	7212.	7335.	7354.	7314.	7089.	7133.	7465.	7540.	7442.	7397.	7256.

Fonte: Modificado do ONS (2020).

Já a Figura 18 apresenta a carga utilizada pelo ONS para definições das políticas operativas do SIN. Assim, é possível verificar os impactos da pandemia mês a mês sobre a expectativa apresentada pelo operador.

Figura 18. Carga realizada 2020/2021.

	XXXJAN.	XXXFEV.	XXXMAR.	XXXABR.	XXXMAI.	XXXJUN.	XXXJUL.	XXXAGO.	XXXSET.	XXXOUT.	XXXNOV.	XXXDEZ.
1												
2020	42076.	42707.	42964.	36395.	35455.	34425.	36257.	37567.	38322.	40501.	40735.	40793.
2021	42409.	42196.	41493.	40935.	38773.	38005.	38124.	39021.	39859.	40847.	39950.	40180.
2022	42016.	42748.	43708.	41286.	39883.	39224.	39148.	40198.	41060.	41750.	41048.	41061.
2023	43520.	44278.	45272.	42763.	41311.	40628.	40549.	41637.	42530.	43244.	42517.	42531.
2024	44995.	45779.	46807.	44213.	42712.	42005.	41924.	43049.	43972.	44710.	43958.	43973.
2025	48201.	49237.	46970.	46879.	44403.	43510.	43128.	44093.	45633.	46764.	46025.	46001.
2												
2020	12899.	12704.	13434.	10865.	10600.	10677.	10691.	11092.	11003.	11719.	12215.	12388.
2021	12907.	13194.	12605.	12267.	11584.	11317.	11486.	11405.	11015.	11318.	12349.	11852.
2022	13167.	12931.	13673.	12020.	11750.	11789.	11942.	11981.	11834.	12062.	12339.	12478.
2023	13646.	13400.	14170.	12456.	12177.	12217.	12376.	12416.	12264.	12501.	12788.	12932.
2024	14145.	13890.	14688.	12912.	12622.	12664.	12828.	12870.	12712.	12958.	13255.	13405.
2025	14960.	15064.	14136.	13893.	13064.	13174.	13154.	13155.	13067.	13425.	13804.	14056.
3												
2020	11671.	11740.	11578.	10511.	10213.	10218.	10633.	10560.	10563.	11253.	11906.	11841.
2021	11866.	11491.	11693.	11195.	11075.	10617.	10784.	11110.	10817.	11376.	12243.	11462.
2022	11990.	12003.	12219.	12016.	11730.	11425.	11246.	11413.	11713.	12017.	12153.	12149.
2023	12505.	12518.	12743.	12532.	12233.	11915.	11729.	11902.	12216.	12533.	12674.	12670.
2024	13042.	13056.	13291.	13070.	12759.	12427.	12233.	12414.	12741.	13071.	13219.	13215.
2025	13650.	13486.	13367.	13269.	13127.	12577.	12315.	12676.	13004.	13674.	13915.	13776.
4												
2020	5707.	6019.	5641.	5364.	5154.	5214.	5689.	5605.	5838.	6064.	6185.	6088.
2021	5830.	5708.	5736.	5810.	5928.	5852.	5861.	6122.	6234.	6224.	6148.	6006.
2022	5905.	5968.	6073.	6090.	6055.	5862.	5900.	6186.	6250.	6166.	6127.	6006.
2023	6092.	6157.	6266.	6283.	6247.	6048.	6087.	6382.	6448.	6362.	6321.	6196.
2024	6332.	6398.	6511.	6530.	6492.	6285.	6326.	6632.	6701.	6611.	6569.	6439.
2025	6505.	6692.	6691.	6707.	6758.	6653.	6547.	6839.	6963.	6952.	6948.	6709.

Fonte: ONS (2020/2021).

Utilizando as cargas apresentadas na Figura 17, presentes no deck NEWAVE definitivo de janeiro 2020 no arquivo SISTEMA.DAT⁹, fora gerado o deck base operativo de janeiro/20 a dezembro/21, sendo eles 24 arquivos de NEWAVE e 105 arquivos de DECOMP. Posteriormente, utilizando o arquivo DADGER.RVX¹⁰ presente nos DECOMP's gerados, substituímos os dados do Bloco 6¹¹ dos decks originais, pelos dados gerados nos 105 DECOMP's, mantendo assim, toda a política operativa dos períodos e alterando apenas a carga do SIN.

⁹ Indica o déficit de energia por submercado, declara os limites de intercâmbio, previsão de carga e usinas não simuladas

¹⁰ Dados gerais do planejamento da operação, separado por blocos de dados

¹¹ Carga dos Subsistemas

Figura 19. Análise comparativa DECK GERADO x DECK ORIGINAL.

DADGER.V0										
727	6	BLOCO 6 *** CARGA DOS SUBSISTEMAS ***								
728	6	(REGISTRO DP)								
729	6									
730	6									
731	6									
732	6	5	10	15	20	30	40	50	60	70
733	6	++	+	+	+	++	++	++	++	++
734	6	IP	S	PAI	MWmed	Pat_1(h)	MWmed	Pat_2(h)	MWmed	Pat
735	6	++	+	+	++	++	++	++	++	++
736	6	DP	1	1	3	49277.0	46.0	46171.0	40.0	37411.0
737	6	DP	1	2	3	15585.0	46.0	13844.0	40.0	10718.0
738	6	DP	1	3	3	13026.0	46.0	12617.0	40.0	10889.0
739	6	DP	1	4	3	6472.0	46.0	6408.0	40.0	5816.0
740	6	DP	1	11	3		46.0		40.0	
741	6	DP	2	1	3	47896.0	40.0	44695.0	36.0	36021.0
742	6	DP	2	2	3	14429.0	40.0	12854.0	36.0	9891.0
743	6	DP	2	3	3	12918.0	40.0	12531.0	36.0	10758.0
744	6	DP	2	4	3	6512.0	40.0	6426.0	36.0	5808.0
745	6	DP	2	11	3		40.0		36.0	
746	6	DP	3	1	3	47896.0	50.0	44695.0	38.0	36021.0
747	6	DP	3	2	3	14429.0	50.0	12854.0	38.0	9891.0
748	6	DP	3	3	3	12918.0	50.0	12531.0	38.0	10758.0
749	6	DP	3	4	3	6512.0	50.0	6426.0	38.0	5808.0
750	6	DP	3	11	3		50.0		38.0	
751	6	DP	4	1	3	47896.0	40.0	44695.0	36.0	36021.0
752	6	DP	4	2	3	14429.0	40.0	12854.0	36.0	9891.0
753	6	DP	4	3	3	12918.0	40.0	12531.0	36.0	10758.0
754	6	DP	4	4	3	6512.0	40.0	6426.0	36.0	5808.0
755	6	DP	4	11	3		40.0		36.0	
756	6	DP	5	1	3	47694.0	40.0	44351.0	36.0	35795.0
757	6	DP	5	2	3	14371.0	40.0	12810.0	36.0	9833.0
758	6	DP	5	3	3	12871.0	40.0	12459.0	36.0	10722.0
759	6	DP	5	11	3					
760	6	DP	5	1	3	42847.0	46.0	39332.0	40.0	32199.0
761	6	DP	5	2	3	13370.0	46.0	11876.0	40.0	9300.0
762	6	DP	5	3	3	11510.0	46.0	11136.0	40.0	9656.0
763	6	DP	5	4	3	5702.0	46.0	5646.0	40.0	5129.0
764	6	DP	5	11	3		46.0		40.0	
765	6	DP	6	1	3	42847.0	40.0	39335.0	36.0	32067.0
766	6	DP	6	2	3	13452.0	40.0	11877.0	36.0	9103.0
767	6	DP	6	3	3	11638.0	40.0	11265.0	36.0	9634.0
768	6	DP	6	4	3	5722.0	40.0	5628.0	36.0	5074.0
769	6	DP	6	11	3		40.0		36.0	
770	6	DP	7	1	3	42279.0	50.0	39515.0	38.0	31871.0
771	6	DP	7	2	3	13624.0	50.0	12196.0	38.0	9409.0
772	6	DP	7	3	3	11567.0	50.0	11240.0	38.0	9682.0
773	6	DP	7	4	3	5699.0	50.0	5633.0	38.0	5103.0
774	6	DP	7	11	3		50.0		38.0	
775	6	DP	8	1	3	42579.0	40.0	39613.0	36.0	31967.0
776	6	DP	8	2	3	13170.0	40.0	11632.0	36.0	8948.0
777	6	DP	8	3	3	11653.0	40.0	11285.0	36.0	9658.0
778	6	DP	8	4	3	5711.0	40.0	5622.0	36.0	5076.0
779	6	DP	8	11	3		40.0		36.0	
780	6	DP	9	1	3	42941.0	40.0	40004.0	36.0	32058.0
781	6	DP	9	2	3	13534.0	40.0	11997.0	36.0	9194.0
782	6	DP	9	3	3	11708.0	40.0	11305.0	36.0	9658.0
783	6	DP	9	11	3					

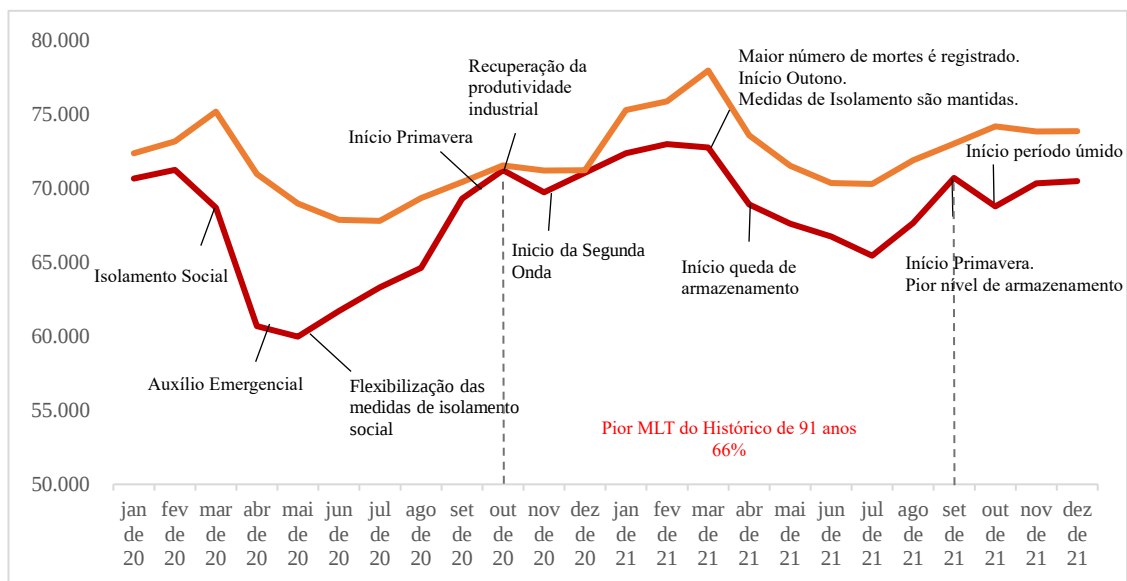
Fonte: Elaborado pelo autor.

Com as alterações da carga no deck original, utiliza-o para a execução e geração do novo cenário operativo elaborado, apresentando o Custo Marginal da Operação e a Energia Armazenada no sistema, dados esses atrelados ao propósito do trabalho.

4. Resultados e Discussões

A Figura 20 ilustra o desenvolvimento da carga do sistema no período 2020/2021 atreladas aos eventos ocorridos, como a pandemia do COVID-19 e a Crise Hídrica. Neste estudo, procurou-se avaliar o comportamento da carga expurgando a crise pandêmica. A partir da linha laranja é possível observar que a carga teve elevação significativa em 2020, registrando taxa de elevação de +6,27% e +5,66% no ano seguinte. A taxa de crescimento do PIB utilizada para esses períodos foi de +2,3% e +2,8%, respectivamente.

Figura 20. Análise Comparativa entre a Carga PLAN 2020 e Carga Durante a Pandemia.



Fonte: Modificado de Figueiredo (2021).

A partir do deck do PLAN 2020 2024, foi gerado um novo deck 2020 mantendo as previsões feitas pela EPE, ONS e CCEE. Posteriormente, utilizou-se os dados de saída buscando gerar o deck de 2021. Assim, a Tabela 3 traz a carga utilizada no estudo para os anos de 2020 e 2021 em cada submercado, juntamente com a diferença apresentada entre as cargas do SIN entre os decks originais e os decks gerados.

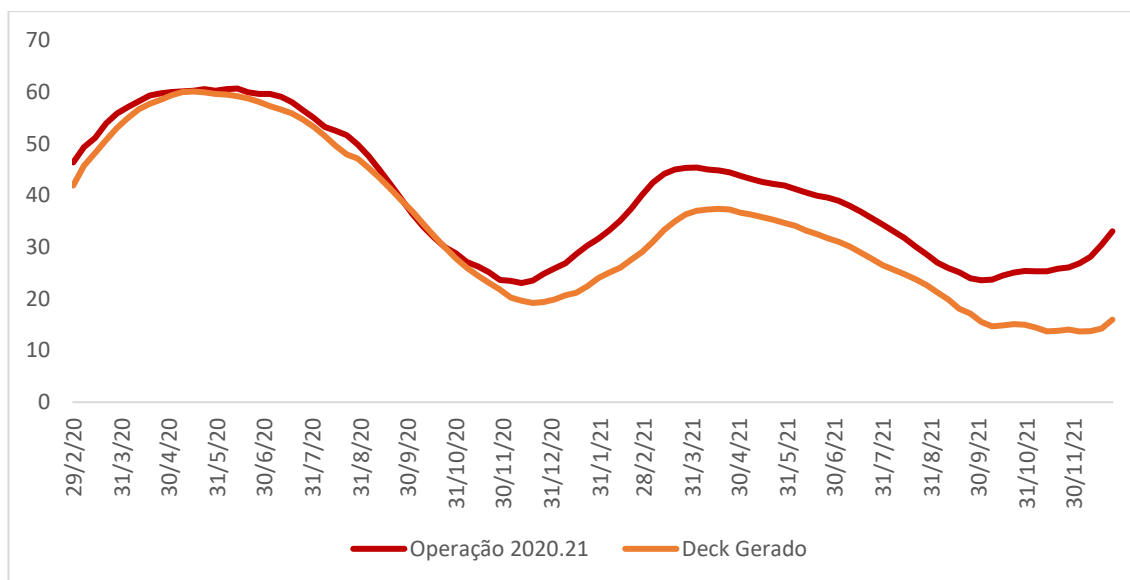
Tabela 3. Carga gerada a partir do PLAN 2020 2024 (MWm).

2020	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SE/CO	42.076	42.707	43.667	41.247	39.845	39.187	39.111	40.161	41.022	41.711	41.010	41.023
S	12.899	12.704	13.434	11.810	11.544	11.583	11.733	11.771	11.627	11.852	12.124	12.260
NE	11.671	11.740	11.951	11.752	11.473	11.174	11.000	11.163	11.456	11.753	11.886	11.882
N	5.707	6.019	6.125	6.141	6.106	5.912	5.951	6.237	6.302	6.218	6.178	6.057
Δ	1.696	1.929	6.495	10.258	8.992	6.152	4.492	4.718	1.105	326	1.466	173
2021	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SE/CO	43.460	44.216	45.210	42.705	41.254	40.572	40.493	41.580	42.471	43.184	42.458	42.472
S	13.408	13.167	13.923	12.239	11.965	12.004	12.161	12.200	12.050	12.283	12.565	12.707
NE	12.256	12.269	12.490	12.282	11.990	11.678	11.495	11.666	11.973	12.283	12.422	12.418
N	6.150	6.216	6.326	6.343	6.307	6.105	6.145	6.443	6.510	6.422	6.381	6.255
Δ	2.915	2.888	5.200	4.673	3.907	3.618	4.842	4.232	2.313	5.389	3.502	3.375

Fonte: Modificado do PLAN 2020 – 2024 (2020).

Conforme a elevação da carga apresentada no cenário gerado, a recuperação do reservatório para o ano de 2021 se mostrou ainda mais deficitário registrando seu ápice em 37,4% em maio. Já em novembro, atingiu 13,7% do armazenamento total do sistema, resultando na pior situação do histórico, alarmante para a segurança do fornecimento energético brasileiro.

Segundo ONS, para funcionamento das usinas hidrelétricas de reservatórios, os níveis de operação devem ser pelo menos superior a 10% da sua capacidade, o que consequentemente obrigaria o Operador a “economizar” o máximo possível do reservatório, elevando os custos operativos no curto-prazo, assim aumentando a geração térmica. Além disso, medidas de racionamento seriam essenciais para manutenção da segurança operativa do sistema, visando a não ocorrência de blecautes e falta de água em 2021, impactando o cenário econômico e possivelmente gerando uma regressão no PIB brasileiro.

Figura 21. SIN EAR% DECK ORIGINAL x DECK GERADO.

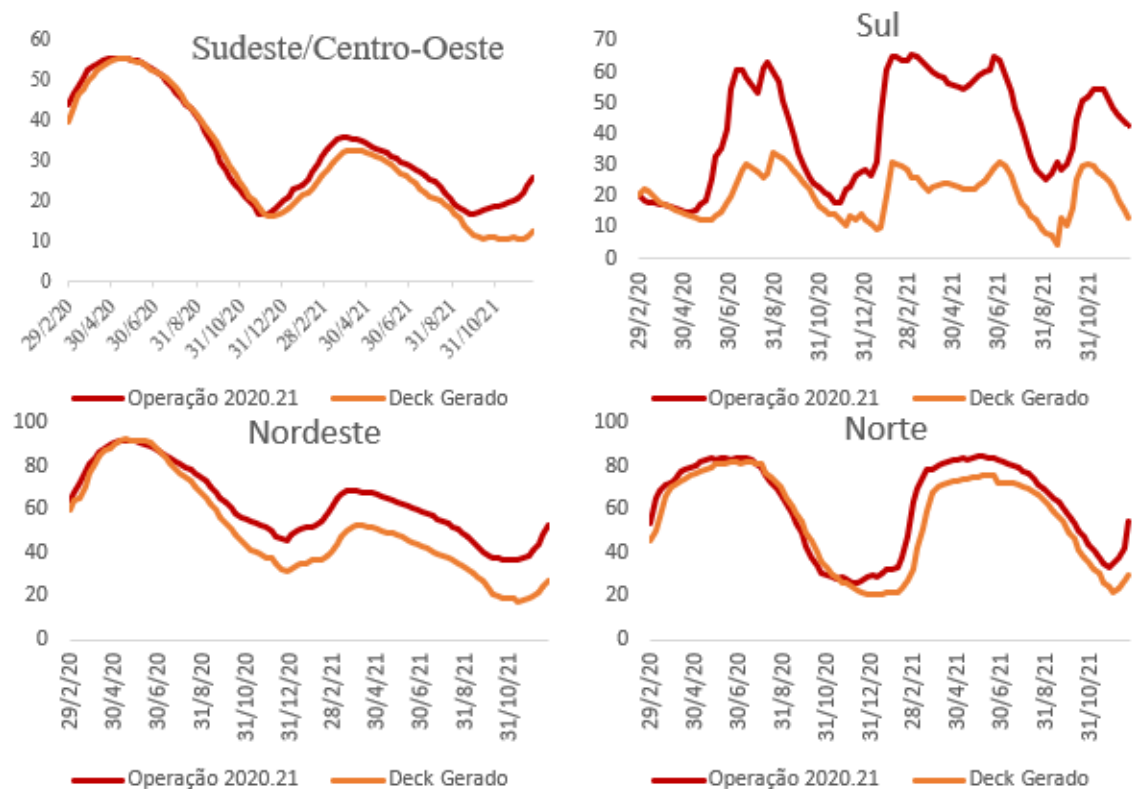
Fonte: Modificado do ONS (2022).

Em setembro de 2021, as principais hidrovias sofreram interrupções em seu funcionamento, ocasionado pelos baixos níveis dos rios, principalmente na região da Bacia do Paraná presente em dois subsistemas dos SIN, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. De acordo com a Silvia Fagnani, em entrevista para o Canal Rural, a hidrovia Tietê-Paraná transporta por ano 9 bilhões de toneladas de produtos agrícolas (CANAL RURAL, 2021). Com o cenário ocorrido em 2021, a hidrovia apresentou 8 meses de paralisações em seu funcionamento, elevando os custos de escoamento dos produtos.

Utilizando a porcentagem de EAR como parâmetro para as medidas executadas no cenário operativo 2020 e 2021 e aplicando no cenário gerado temos uma antecipação dos eventos além de prorrogação em sua operação. Ou seja, com o novo cenário gerado a Bacia do Paraná foi ainda mais impactada, obrigando a paralisação operativa já no final de julho, possivelmente atingindo 10 meses, causado também com a recuperação lenta dos reservatórios registrada ao final de 2021. A Bandeira Escassez Hídrica também seria antecipada, podendo ainda ser reajustada conforme será apresentado à frente nesse trabalho.

Esses resultados apresentariam impacto na inflação, ocasionando aumento para 2021 e 2022, causados principalmente pelo custo da energia e aumento nos custos de transportes agrícolas, alavancando os preços dos alimentos de origem.

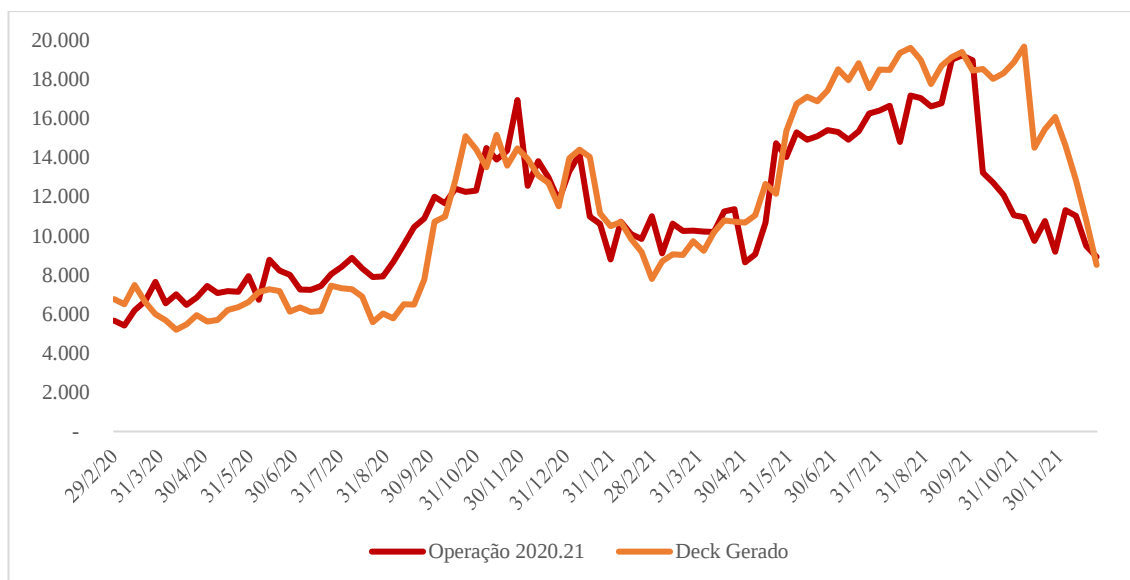
Figura 22. EAR % por Subsistema.



Fonte: Modificado do ONS (2022).

Na figura 23 é possível observar que a geração térmica foi reduzida no 2º trimestre de 2020 em relação a operação executada, isso por conta do entendimento do modelo de maior despacho hídrico no presente ocasionando custos mais baixos para a geração de energia nesse período. Porém esse efeito ocasionou um maior deplecionamento dos reservatórios, reduzindo assim a oferta de energia de fonte hídrica, o que resultou em uma elevação da geração térmica, principalmente a partir de maio, mantendo a média de geração acima de 13.000 MWm até novembro.

Além da elevação do custo operativo para geração do MWh, o uso elevado de energia proveniente de térmicas ocasionaria maior emissão de gases poluentes, do efeito estufa e possível aumento do desmatamento para cultivos de monoculturas, proveniente da competição entre o comércio do produto gerado e a geração energética através dele, como no caso da cana-de-açúcar, resultados esses que trazem prejuízos socioambientais ao país.

Figura 23. Geração Térmica DECK ORIGINAL x DECK GERADO.

Fonte: Modificado do ONS (2022).

Tabela 4. Geração Térmica (MWm).

Geração Térmica		mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20
DECK GERADO		6958,8	6010	6497,9	8404,4	8377,8	8750,9	8749,2	9340,2	12399,7	13033,3
DECK OPERAÇÃO		5992,6	6927,0	7140,8	7925,0	7600,2	8383,7	9154,6	11848,4	13774,2	14087,3
Δ		966,2	-917,0	-642,9	479,4	777,6	367,2	-405,3	-2508,2	-1374,5	-1054,0
jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21	jul/21	ago/21	set/21	out/21	nov/21	dez/21
12890,4	10983,4	11641,3	10187,2	13776,0	14446,2	16210,5	16208,8	17413,5	19750,7	13828,7	9450,6
12179,6	9862,9	10254,3	10666,8	10786,6	14836,9	15450,5	16265,0	17369,1	15257,1	10634,9	9992,3
710,8	1120,5	1387,0	-479,6	2989,4	-390,7	760,0	-56,2	44,5	4493,6	3193,8	-541,7

Fonte: Modificado do ONS (2022).

Apresentada a situação do reservatório e da geração térmica do sistema, fora possível identificar um cenário bem mais crítico comparado ao cenário operativo de 2020 e 2021, ocasionando uma possível entrada da Bandeira Escassez Hídrica antecipada, além de possivelmente receber reajuste de elevação durante o seu vigor. Isso pode ocorrer por conta do alto custo de geração do MWh, além do aumento do intercâmbio de energia entre os subsistemas ocasionando redução em sua segurança e abrindo espaço para possíveis falhas.

A partir de abril de 2021, fora possível verificar o descolamento do CMO, nos subsistemas SE/CO e S, em relação ao PLD Máximo¹², atingindo 681,34 R\$/MWh e gerando 97,46 R\$/MWh de encargos para esses subsistemas. Posteriormente, com a elevação do CMO,

¹² Valor máximo adotado pela ANEEL para o período de 2021, 583,88 R\$/MWh.

todos os subsistemas “descolaram” chegando a atingir 5.940,17 R\$/MWh de encargos aos usuários do SIN alavancando o preço pago pela energia.

Tabela 5. Encargos gerados através do descolamento CMO x PLD.

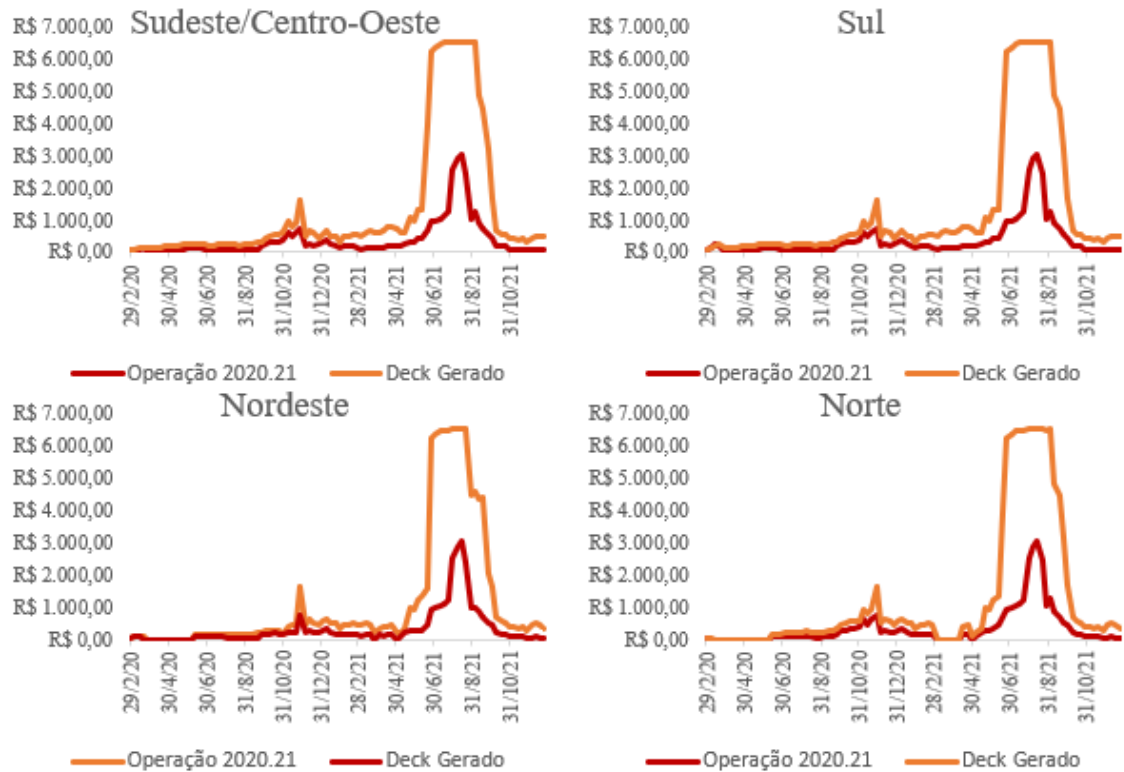
Δ CMO x PLD							
Mês	SE/CO		S		NE		N
mar/20	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
abr/20	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
mai/20	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
jun/20	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
jul/20	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
ago/20	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
set/20	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
out/20	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
nov/20	R\$	226,17	R\$	226,17	R\$	-	R\$ 226,17
dez/20	R\$	249,91	R\$	249,91	R\$	228,13	R\$ 249,89
jan/21	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
fev/21	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
mar/21	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
abr/21	R\$	97,46	R\$	97,46	R\$	-	R\$ -
mai/21	R\$	158,34	R\$	158,34	R\$	-	R\$ -
jun/21	R\$	1.284,33	R\$	1.284,33	R\$	688,18	R\$ 1.261,23
jul/21	R\$	5.827,47	R\$	5.827,47	R\$	5.827,47	R\$ 5.827,47
ago/21	R\$	5.940,17	R\$	5.940,17	R\$	5.938,86	R\$ 5.940,17
set/21	R\$	4.996,40	R\$	4.996,40	R\$	3.862,01	R\$ 4.996,40
out/21	R\$	741,25	R\$	741,25	R\$	501,49	R\$ 741,25
nov/21	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -
dez/21	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$ -

Fonte: Modificado do ONS (2022).

Agregando a elevação da carga, redução da oferta hídrica e geração térmica, os modelos apresentaram elevação do custo para a geração do próximo MWh do sistema no cenário gerado, principalmente nos períodos de junho a outubro, onde necessitou-se geração térmica por maior tempo, atingindo seu período mais crítico em agosto de 2021, no qual o CMO alcançou o valor de 6.524,05 R\$/MWh, apresentando o maior do histórico operativo.

Posteriormente, é possível observar alteração no comportamento, proveniente das chuvas de primavera em setembro e o início do período úmido em outubro, o CMO reduz novamente “colando” ao PLD, resultado da elevação da MLT%, e consequentemente maior disponibilidade de geração hídrica, reduzindo a geração térmica gradativamente nos meses à frente.

Figura 24. CMO Médio DECK ORIGINAL x DECK GERADO.



Fonte: Modificado do ONS (2022).

Os dados apresentados evidenciam as características de geração de cada subsistema presente. Na tabela 6 é possível verificar “descolamento” de CMO entre os subsistemas, ou seja, é possível verificar oferta acima da demanda, ocasionada pelos limites de intercambio nos submercados NE e N nos meses de abril e maio de 2020, período úmido da região Norte. Esse fenômeno ocorre com a elevação dos reservatórios, resultando na oferta de geração para os outros subsistemas, ocasionando o CMO zerado nesses períodos, pois os reservatórios da região estavam vertendo. Outra característica presente é o descolamento do CMO no submercado NE, ocasionado pelo período de maior geração proveniente de fonte eólica e solar, no segundo semestre, evidenciando a região de maior atratividade para novos empreendimentos.

Tabela 6. Média mensal do CMO gerado.

Mês	SE/CO	S	NE	N	Δ SE/CO	Δ S	Δ NE	Δ N
mar/20	R\$ 92,78	R\$ 164,17	R\$ 92,12	R\$ 31,23	R\$ 7,12	R\$ 1,63	R\$ 32,06	R\$ 18,15
abr/20	R\$ 128,14	R\$ 128,22	R\$ -	R\$ -	R\$ 128,14	R\$ 128,22	R\$ -	R\$ -
mai/20	R\$ 198,73	R\$ 198,73	R\$ -	R\$ -	R\$ 150,69	R\$ 150,69	R\$ -	R\$ -
jun/20	R\$ 228,36	R\$ 228,36	R\$ 73,57	R\$ 73,57	R\$ 114,16	R\$ 114,16	R\$ 28,51	R\$ 28,51
jul/20	R\$ 222,82	R\$ 222,82	R\$ 167,64	R\$ 209,85	R\$ 134,91	R\$ 134,91	R\$ 88,23	R\$ 122,24
ago/20	R\$ 230,51	R\$ 230,51	R\$ 174,82	R\$ 230,24	R\$ 146,69	R\$ 146,69	R\$ 112,58	R\$ 146,87
set/20	R\$ 250,40	R\$ 250,40	R\$ 176,22	R\$ 250,40	R\$ 171,43	R\$ 171,43	R\$ 117,49	R\$ 171,43
out/20	R\$ 471,04	R\$ 471,04	R\$ 265,14	R\$ 471,04	R\$ 200,89	R\$ 200,89	R\$ 88,84	R\$ 200,89
nov/20	R\$ 810,05	R\$ 810,05	R\$ 355,18	R\$ 810,05	R\$ 287,27	R\$ 287,27	R\$ 159,81	R\$ 287,27
dez/20	R\$ 833,79	R\$ 833,79	R\$ 812,01	R\$ 833,77	R\$ 480,88	R\$ 480,88	R\$ 462,93	R\$ 480,86
jan/21	R\$ 519,05	R\$ 519,05	R\$ 519,05	R\$ 519,05	R\$ 265,97	R\$ 265,97	R\$ 265,97	R\$ 265,97
fev/21	R\$ 444,57	R\$ 442,92	R\$ 444,39	R\$ 444,39	R\$ 277,05	R\$ 276,49	R\$ 276,87	R\$ 276,87
mar/21	R\$ 567,03	R\$ 567,03	R\$ 449,21	R\$ 105,89	R\$ 444,82	R\$ 444,82	R\$ 328,40	R\$ 73,08
abr/21	R\$ 681,34	R\$ 681,34	R\$ 345,94	R\$ 164,27	R\$ 536,80	R\$ 536,80	R\$ 236,58	R\$ 107,03
mai/21	R\$ 742,22	R\$ 742,22	R\$ 447,08	R\$ 405,31	R\$ 528,86	R\$ 528,86	R\$ 314,68	R\$ 272,91
jun/21	R\$ 1.868,21	R\$ 1.868,21	R\$ 1.272,06	R\$ 1.845,11	R\$ 1.400,01	R\$ 1.400,01	R\$ 941,70	R\$ 1.410,21
jul/21	R\$ 6.411,35	R\$ 6.411,35	R\$ 6.411,35	R\$ 6.411,35	R\$ 5.355,20	R\$ 5.355,20	R\$ 5.355,20	R\$ 5.355,20
ago/21	R\$ 6.524,05	R\$ 6.524,05	R\$ 6.522,74	R\$ 6.524,05	R\$ 3.790,17	R\$ 3.790,17	R\$ 3.799,89	R\$ 3.790,17
set/21	R\$ 5.580,28	R\$ 5.580,28	R\$ 4.445,89	R\$ 5.580,28	R\$ 4.612,81	R\$ 4.612,81	R\$ 3.559,51	R\$ 4.612,81
out/21	R\$ 1.325,13	R\$ 1.325,13	R\$ 1.085,37	R\$ 1.325,13	R\$ 1.026,75	R\$ 1.026,75	R\$ 786,99	R\$ 1.026,75
nov/21	R\$ 391,31	R\$ 391,31	R\$ 391,31	R\$ 391,31	R\$ 303,59	R\$ 303,59	R\$ 303,59	R\$ 303,59
dez/21	R\$ 440,41	R\$ 440,41	R\$ 406,90	R\$ 406,81	R\$ 378,41	R\$ 378,41	R\$ 348,98	R\$ 348,88

Fonte: Elaborado pelo autor.

5. Conclusão

A partir das conjecturas apresentadas, é possível concluir que para o Setor Elétrico Brasileiro os reflexos da pandemia aliviaram o evento da Crise Hídrica, causando recessões econômicas mundiais, além do isolamento social, gerando um cenário de recuo da demanda elétrica.

O cenário operativo de 2020 e 2021, apresentou a fragilidade da matriz elétrica brasileira evidenciando, que ainda mesmo com a elevação da oferta de outras fontes, o Brasil está atrelado a oferta hídrica.

Já o cenário gerado concretiza essa fragilidade, de maneira a apresentar chances de racionamento energético e da água, além de apresentar possíveis problemas operativos nas maiores usinas hidrelétricas do país, colocando a segurança do fornecimento elétrico em risco em todo o SIN. Resultado que ocasionaria recuo do PIB e elevação da inflação no Brasil.

O CAPEX¹³ de novos empreendimentos de usinas eólicas e solares, apresentou piora de 2020 para os dias atuais, diminuindo a atratividade de novos investimentos. Porém ainda sim, os investidores veem o Brasil com “bons olhos”, ocasionando diversos empreendimentos em construções. Porém ainda se vê um grande problema para conectar toda essa nova geração ao SIN e escoar essa energia para a demanda. No dia 30 de junho de 2022, ocorreu o Leilão de Transmissão nº 01/2022, onde 13 lotes foram adquiridos por 10 consórcios e empresas vencedoras, as quais se tornaram responsáveis pela construção e manutenção de 5.425 quilômetros de novas linhas, responsável pelo escoamento de 6.180 MVA (ANEEL, 2022). Ainda assim, é necessário maior investimento na expansão do escoamento elétrico, visando aumentar os limites operativos de intercâmbio entre os subsistemas, agregando segurança operativa ao SIN, além de criar um custo operativo único no sistema.

Há longo prazo, as premissas econômicas não se mostram muito otimistas, além do consumo elétrico brasileiro não vir crescendo conforme as expectativas o que apresenta certa incerteza sobre a situação de oferta e demanda, o qual a oferta se mostraria muito superior à demanda, barateando a energia e reduzindo as possibilidades de lucros.

De modo geral, a estruturação do Sistema Interligado Nacional deve passar por desenvolvimento, visando maior segurança e continuidade no fornecimento elétrico, além de buscar o melhor Custo Total operativo.

¹³ Os valores de CAPEX englobam todos os custos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente)

Referências

ANEEL. **Leilão de Transmissão nº 01/2022 é concluído com 13 lotes arrematados e investimento estimado de R\$ 15,3 bilhões.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/leilao-de-transmissao-ndeg-01-2022-e-concluido-com-13-lotes-arrematados-e-investimento-estimado-de-r-15-3-bilhoes>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Relatório de Inflação.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.56publicaçõesoes/ri/202006>>. Acesso em: 27 maio. 2022.

CANAL ENERGIA. **Maior dificuldade na crise hídrica foi diagnóstico, afirma ONS.** Disponível em: <<https://canalenergia.com.br/noticias/53208668/maior-dificuldade-na-crise-hidrica-foi-diagnostico-afirma-ons#:~:text=A%20maior%20dificuldade%20enfrentada%20na,hidráulico%20na%20bacia%20do%20Paraná.>>. Acesso em: 20 maio. 2022.

CANAL RURAL. **“Perdas com hidrovias serão repassadas aos alimentos” prevê analista.** Disponível em: <<https://www.canalrural.com.br/noticias/perdas-com-hidrovias-serao-repassadas-aos-alimentos-preve-especialista/>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

CASAL CIVIL. **Enfrentamento ao coronavírus: os serviços essenciais que não podem parar durante a pandemia.** Disponível em: <<https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2020/abril/enfrentamento-ao-coronavirus-os-servicos-essenciais-que-nao-podem-parar-durante-a-pandemia>>. Acesso em: 28 maio. 2022.

CCEE. **Conta Covid.** Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-covid>>. Acesso em: 19 jun. 2022.

CEPEL. **Manual de Referência Modelo Newave.** [s.l: s.n.].

EPE. **Balanco Energético Nacional 2021.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: 17 jun. 2022.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2022.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: 17 jun. 2022.

ESTAVARE, F. **Análise dos Impactos da Covid-19 no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica.** [s.l: s.n.].

FIGUEIREDO, F. S. **Energopolíticas em crise: pandemia, crise hídrica e futuros energéticos no Brasil**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://brasil.elpais.com/brasil/2020-11-14/capital-do-amapa-vive-dias-medievais-a-luz-de-velas-e-com->>.

FURTADO, G. et al. **O Impacto da Pandemia no Setor Elétricobrasileiro**. [s.l: s.n.].

GMSE DA ANEEL. **Nota Técnica nº 01 2020 GMSE ANEEL 1**. [s.l: s.n.].

GT METODOLOGIA/CPAMP. **Ciclo de trabalho 2021/2022: PAR(p)-A + Calibração do CVaR**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2021/apresentacao-gt-metodologia-cpamp-21o-workshop-10-11-2021.pdf>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

GUERRA, S.; SALINAS, N. S. C.; GOMES, L. T. As agências reguladoras em resposta à crise da COVID-19. **Revista de Administração Pública**, v. 54, n. 4, p. 874–897, ago. 2020. INLOCO. **Mapa Brasileiro da Covid**. Disponível em: <<https://mapabrasileirodacovid.inloco.com.br/pt>>. Acesso em: 24 maio. 2022.

INSTITUTO BUTANTAN. **Retrospectiva 2021: segundo ano da pandemia é marcado pelo avanço da vacinação contra Covid-19 no Brasil**. Disponível em: <<https://butantan.gov.br/noticias/retrospectiva-2021-segundo-ano-da-pandemia-e-marcado-pelo-avanco-da-vacinacao-contr-covid-19-no-brasil>>. Acesso em: 24 maio. 2022.

ONS. **O que é o SIN**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 6 jun. 2022.

ONS; EPE; CCEE. **Boletim Técnico 2ª Revisão Quadrimestral 2020**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 4 jun. 2022a.

ONS; EPE; CCEE. **Boletim Técnico 1ª Revisão Quadrimestral 2020-2024**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 4 jun. 2022b.

ONS; EPE; CCEE. **Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética ciclo 2020 (2020-2024) 1ª Revisão Quadrimestral de 2020**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 4 jun. 2022c.

ONS; EPE; CCEE. **Série Estudos da Demanda Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2021-2025**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 4 jun. 2022.

RISKALLA, F. Migração para o Mercado Livre de Energia: Estudo de caso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: [s.n.].

SICILIANO, G. Conta-Covid: Estudo de caso sobre a estruturação regulatória da operação financeira do Setor Elétrico relacionada à pandemia do COVID-19. [s.l: s.n.].

SOARES, M.; KATARINA DE MEDEIROS COSTA, H. O segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma avaliação das crises hídricas enfrentadas em 2001 e 2021. **Conjecturas**, v. 22, n. 2, p. 307–321, 25 fev. 2022.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

CCEE. Acervo CCEE. Disponível em:<<http://www.ccee.org.br/acervo-ccee>>. Acesso em 15 de junho. de 2022.

IBGE, 2022. **Sistema de Contas Nacionais Trimestrais**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html>>. Acesso em 09 de junho de 2022.

ONS. Acervo Digital. Disponível em:<<http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>>. Acesso em 05 de junho. 2022.