

ESTUDO DE CASO PARA APLICAÇÃO DE MECANISMOS DE CAPACIDADE EM UM SISTEMA DE ENERGIA SIMPLIFICADO

Matheus Lehmkuhl¹
Murilo Reolon Scuzziato¹

¹*Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina*

DOI: 10.47168/rbe.v30i2.868

RESUMO

Em mercados puramente energéticos podem ocorrer problemas no suprimento de energia por diferentes fatores. Para corrigir isso utilizam-se mecanismos de capacidade, com a contratação de usinas geradoras de energia para mitigar a probabilidade de déficit de potência e/ou energia do sistema. Assim, este trabalho tem como foco avaliar diferentes possibilidades de contratação de capacidade para o Sistema Interligado Nacional, utilizando um sistema com características físicas e regulatórias simplificadas. Como principais resultados tem-se um benefício sistêmico com a redução de risco do suprimento, no entanto, percebe-se um aumento dos custos para os consumidores na maioria das condições operativas, assim como um impacto financeiro considerável para os agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia.

Palavras-chave: Mecanismos de capacidade; Programação da operação; Operação ótima; Programação linear.

ABSTRACT

In energy-only, problems may occur in energy supply due to different factors. To correct this, capacity mechanisms are used, with the contracting of energy generating plants to mitigate the probability of a power and/or energy deficit in the system. Thereby, this work focuses on evaluating different capacity contracting possibilities for the National Interconnected System, using a system with simplified physical and regulatory characteristics. The main results show a systemic benefit with the reduction of supply risk, however, there is an increase in costs for consumers in most operating conditions, as well as a considerable financial impact of the participants of the Energy Reallocation Mechanism.

Palavras-chave: Capacity Mechanisms; Operation scheduling; Optimal operation; Linear programming.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil, assim como outros países, vem passando por transformações constantes em sua matriz elétrica, com o aumento da participação de fontes que, há alguns anos, tinham representação pouco relevante no fornecimento de energia elétrica do país, como eólica e solar. Conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 2022 a fonte eólica foi responsável por 13% da geração total do sistema, enquanto em 2012, esse valor foi de aproximadamente 1% (ONS, 2023). Embora o crescimento de renováveis seja benéfico, sob o ponto de vista ambiental, sua elevada participação torna a operação do sistema mais complexa, dependendo ainda mais das demais fontes para prover capacidade de potência e energia ao sistema.

Além disso, com a intermitência e imprevisibilidade inerentes dessas fontes tende a ocorrer variações bruscas no fornecimento de energia elétrica. Essa redução brusca da geração exige que outras fontes - inclusive a própria demanda - se adequem para garantir o balanço de potência do sistema, garantindo atendimento da carga. Assim, aumenta-se o risco para o atendimento da demanda em todos os instantes de tempo, tendo em vista a impossibilidade de controlar a modulação da geração das fontes eólica e solar.

Nesse sentido, é fundamental a constante revisão do planejamento da operação do sistema, devido à evolução de suas características, buscando-se evitar a ocorrência de problemas percebidos no passado - como o racionamento de 2001. Segundo a EPE (2022a), caso não ocorra planejamento para atender os requisitos de potência, há a possibilidade de não ser possível realizar atendimento da demanda em todos os instantes para o ano de 2026, fazendo-se necessária a contratação de capacidade.

Assim, de forma a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), foi publicado o Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021 (BRASIL, 2021). Desse modo, regulamentou-se a contratação de reserva de capacidade - que até então não tinha previsão legal - atendendo os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética.

Após a publicação do Decreto nº 10.707/2021, foram realizados dois leilões, o “Leilão de Reserva de Capacidade de 2021” e o “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia de 2022”.

Nesse contexto, busca-se com este trabalho modelar e simular a adoção de mecanismos de capacidade no SIN. Para tal, visa-se realizar simulações do planejamento da operação de curto prazo para um sistema simplificado, examinando a influência de dois mecanismos de capacidade na operação e comercialização de energia elétrica. Os

resultados são comparados por meio de indicadores de avaliação, tanto de operação - como o Custo Marginal da Operação (CMO), custo da operação, custo futuro da operação e armazenamento – quanto de comercialização, como a evolução da geração hidrelétrica dos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e impacto para os consumidores.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A literatura apresenta que em um mercado de energia puro (*energy-only*), os geradores de energia elétrica são remunerados pelo montante de energia produzido, mas não são compensados por manter a capacidade disponível (GORE; VANADZINA; VILJAINEN, 2016). No Brasil, alguns geradores do mercado cativo têm a remuneração ocorrendo pela disponibilidade, possibilitando a recuperação do investimento independente da geração de energia. No entanto, no mercado livre de energia, a remuneração ocorre de forma correspondente ao mercado de energia puro, pela quantidade de geração produzida.

Fundamentalmente, o preço do mercado de curto prazo de energia elétrica é capaz de remunerar adequadamente o gerador, inclusive seus custos fixos, recuperando o investimento e viabilizando a expansão do sistema, assim como também indicar o nível adequado de investimento de cada tipo de tecnologia disponível (ZUCARATO, 2009). A ocorrência de preços elevados – comumente denominados como preços de escassez de oferta – em conjunto com a renda inframarginal, permite a recuperação do custo de despacho da usina, assim como a receita fixa, considerando que não há falhas no mercado (GORE; VANADZINA; VILJAINEN, 2016).

Ou seja, a presença de picos de preço permite a remuneração adequada dos agentes geradores, compensando os períodos de preços baixos. Assim, possibilita-se inclusive a recuperação dos custos de responsabilidade do agente gerador - mesmo sem a ocorrência de geração - denominados custos fixos.

No entanto, na prática, ocorrem falhas de mercado que provocam a insuficiência do investimento para suprimento de capacidade ao sistema (DE VRIES, 2007). Como exemplo, cita-se o risco de intervenção governamental para redução dos preços, estabelecendo limites no preço do mercado de curto prazo. Uma vez que a definição de preços máximo e mínimo inviabiliza a ocorrência de preços elevados, impossibilita-se a remuneração dos custos totais dos empreendimentos geradores (ZUCARATO, 2009; DE VRIES, 2007).

Com isso, tende-se a incentivar a expansão de fontes com custos menores para implantação e operação, o que possibilita a maximização da receita dos agentes geradores e a redução dos custos para os consumidores. Como as fontes renováveis intermitentes não

são capazes de controlar a geração, aumenta-se o risco de escassez da oferta na ocorrência de variações repentinas da fonte primária (HACH, 2016). Tais variações podem provocar elevações repentinas de preço, sinalizadas pela escassez momentânea da oferta.

Apesar da ocorrência de preços elevados implicarem incentivo à expansão, conforme citado anteriormente, longos períodos de preços elevados podem ser prejudiciais ao sistema. Isto ocorre porque a elevação de preços visa sinalizar uma escassez da oferta para atendimento da demanda por energia elétrica. Porém, a existência de uma parcela da demanda que não é responsiva ao preço pode implicar a predominância de preços elevados (CRAMTON; OCKENFELS; STOFT, 2013).

Assim, a permanência de preços elevados, em conjunto com a inelasticidade da demanda, além de ocasionar cobranças elevadas para os consumidores, acarreta o risco de suprimento, tendo em vista que mantém o descompasso entre a oferta e a demanda de energia elétrica.

2.1 Mecanismo de capacidade

Apesar da limitação de preço máximo ser um dispositivo desejável para mitigar a perda econômica por parte do consumidor, essa ferramenta pode causar falta de remuneração para alguns geradores. Além disso, a penetração de renováveis e a intermitência da demanda, podem contribuir para aumento do risco de suprimento em mercados puramente energéticos. Assim, de forma a corrigir falhas de mercado, remunerando adequadamente os geradores no mercado de curto prazo, que agregam contribuição de capacidade ao sistema, foram criados os Mecanismos de Capacidade, cujas principais alternativas são descritas a seguir.

2.1.1 Reserva operativa

No mecanismo de reserva operativa, uma certa capacidade é contratada e mantida fora de operação, sendo que um agente independente – normalmente o operador do sistema – estabelece o montante a ser contratado (ZUCARATO, 2009). Essa reserva é estabelecida como uma demanda adicional e, sempre que o nível da reserva cair a níveis abaixo dos requisitos preestabelecidos, o operador paga um determinado preço para contratação dessa reserva (ZUCARATO, 2009).

Ou seja, a contratação da reserva operativa permite a concomitância do mercado puramente de energia, com contratação de usinas para garantir a confiabilidade do suprimento, dado que essas usinas são despachadas apenas em momentos críticos do sistema e são remuneradas pela capacidade.

No Brasil, a nomenclatura de reserva de potência operativa é compreendida como um serviço ancilar, sendo utilizado principalmente para limitação da variação da frequência do sistema. Neste trabalho esse conceito não é considerado, sendo utilizado o termo Reserva Operativa para denominar a contratação de um volume adicional como mecanismo de capacidade, como uma sobra de disponibilidade de potência.

De modo geral, mecanismos de reserva operativa permitem o aumento da confiabilidade do suprimento, em troca do pagamento de uma receita fixa a usinas que são contratadas nessa modalidade. Desse modo, possibilita-se que mercados em que há requisitos de confiabilidade – com a existência de preço teto regulatório - mantenham reserva suficiente para garantir a adequação de suprimento, incentivando a entrada de novos agentes por meio da remuneração adequada (SENER; KIMBALL, 2007). Além disso, destaca-se que, a depender das características do mercado, a reserva operativa pode ser utilizada para períodos curtos ou para horizontes mais longos.

2.1.2 Mecanismo de capacidade baseado em preço e quantidade

Em sua essência, esta modalidade de contratação consiste em realizar pagamentos para as usinas contratadas apenas quando disponíveis, sendo que essa receita é calculada pela multiplicação da capacidade firme de geração pelo preço contratado, em \$/MW, que pode ser uniforme ou sazonal (BATTLE et al., 2007). Diferentemente da Reserva Operativa, nesse tipo de mecanismo as usinas não são contratadas apenas para atendimento ao sistema em momentos críticos, podendo fornecer energia elétrica em todos os instantes de tempo. Com isso, tem-se a separação da remuneração pela eletricidade gerada e pela capacidade disponível.

Nos mecanismos baseados em quantidade, comumente denominados na literatura pelo termo de Mercado de Capacidade, o agente independente define a geração necessária para adequação do suprimento e o mercado decide o preço. Assim, os geradores ofertam pela oportunidade de prover capacidade para o sistema, com os vencedores determinados pela agregação dos menores preços que atendem a capacidade estipulada (ORANYE; ALABI, 2020). Já em mecanismos em que o pagamento ocorre pelo preço, o agente regulador estabelece um preço teto de contratação de capacidade, em unidades monetárias por potência. A partir do preço definido, o mercado estabelece o montante a ser contratado, determinando o montante de capacidade que é rentável, tendo em vista o preço teto de contratação (ZUCARATO, 2009; HACH, 2016).

3. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

A metodologia aplicada neste trabalho consiste em simular o processo de definição do despacho e da determinação do preço de energia para um sistema similar ao SIN, com simplificações. O sistema é simulado para duas diferentes alternativas de mecanismo de capacidade, cujos impactos são comparados e avaliados entre si e em relação ao sistema sem nenhum mecanismo de capacidade.

Vale destacar que não se consideram variações da operação em tempo real com o despacho definido no planejamento, ou seja, supõe-se que a operação em tempo real segue fielmente a programação da operação definida a priori. Isso pode parecer uma simplificação significativa, no entanto não inviabiliza as comparações dos mecanismos, visto que ambos são comparados sem considerar variações em tempo real. Além disso, atualmente no Brasil o preço da energia elétrica não se altera em tempo real, e é resultado da programação da operação de curtíssimo prazo.

A seguir apresentam-se as premissas utilizadas no planejamento da operação eletroenergética e as informações do sistema elétrico considerados nas simulações.

3.1 Planejamento da operação eletroenergética

A resolução do problema de planejamento da operação energética compreende em definir metas de geração para as usinas hidroelétricas e termoeletricas, para cada estágio de tempo do horizonte de planejamento, atendendo à demanda de energia elétrica e às restrições operativas do sistema (OLIVEIRA, 2020).

Devido ao seu tamanho e complexidade, a resolução de problemas de planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos é usualmente separada em dois problemas, hierarquicamente conectados: Programação Hidrotérmica de Longo Prazo e Programação Hidrotérmica de Curto Prazo (SOARES; CARNEIRO, 1991). O problema de longo prazo tem como objetivo controlar o armazenamento dos reservatórios, de modo a maximizar a geração hidrelétrica e, como consequência, reduzir a geração termelétrica. Normalmente, aplica-se um horizonte de um ano ou maior, discretizados em intervalos semanais ou mensais (SOARES; CARNEIRO, 1991).

No entanto, considerando que a capacidade de armazenamento de um sistema é limitada pelos seus reservatórios e dado o desconhecimento das afluências futuras, há um acoplamento entre a decisão tomada no presente e suas consequências no futuro (OLIVEIRA, 2020).

Fundamentado na teoria de divisão de problemas em longo e curto prazo, criou-se dois algoritmos para resolução do problema de

planejamento, acoplados, com o objetivo de resolver o problema de planejamento energético. Nesse modelo o longo prazo é discretizado mensalmente (com o primeiro mês discretizado semanalmente) com horizonte de dez anos. Por outro lado, o problema de curto prazo é discretizado a cada hora com horizonte de uma semana. O acoplamento entre os dois problemas é dado por metas de volume final das usinas hidrelétricas.

Além disso, considera-se a modelagem de reservatórios agregados de energia - que representam a junção do reservatório de diversas usinas, desconsiderando o acoplamento geográfico - e caso determinístico de disponibilidade de água. Ademais, as variáveis referentes à modelagem das hidrelétricas são tratadas de forma energética, ao invés de volume e vazões. A modelagem utilizada é fundamentada no trabalho de Saravanan et al. (2013), cujos detalhes podem ser vistos em Lehmkuhl (2023).

Os algoritmos foram criados usando a linguagem de programação *Python*, utilizando-se bibliotecas para leitura de arquivos (*Pandas*), para cálculos matriciais (*Numpy*) e para resolução de problemas de programação linear (*SciPy*), utilizando o método *HiGHS dual solver*.

3.2 Sistema simulado

O sistema elétrico utilizado tem características operativas similares ao SIN, baseado nos dados de 2021 (ONS, 2023), como: capacidade instalada hidrelétrica, termelétrica, armazenamento máximo do sistema, geração eólica, geração fotovoltaica e capacidade de interligação entre os subsistemas. A Figura 1 apresenta o diagrama do sistema objeto de simulações. Os parâmetros por subsistema são apresentados na Tabela 1.

Como um dos objetivos do estudo é a avaliação da implicação no MRE da incorporação de mecanismos de capacidade, fez-se necessário definir a Garantia Física (GF) total dos empreendimentos hidrelétricos. Dessa maneira, utilizou-se o valor da GF das hidrelétricas despachadas centralizadamente do SIN, para o ano de 2021, resultando no valor de 55.174 MWh.

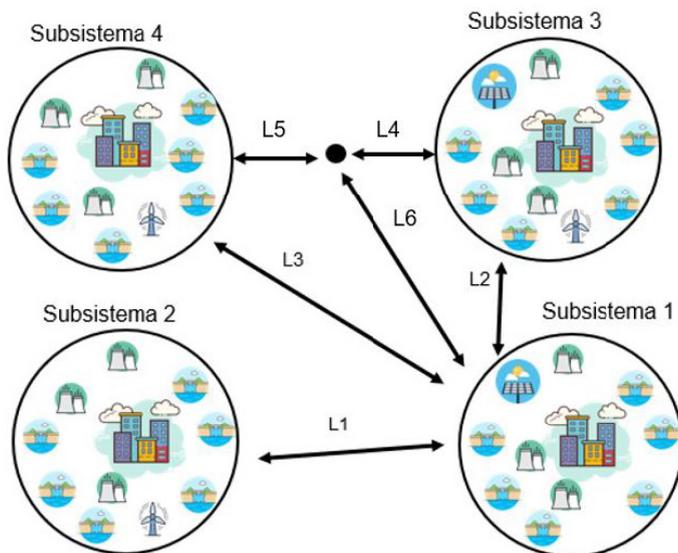


Figura 1 - Diagrama do sistema simplificado, com proporções do SIN

Tabela 1 – Principais parâmetros do sistema simulado

Parâmetro	Subsistema				
	Total	1	2	3	4
Carga anual (MWm)	69.529	40.327	12.168	11.198	5.736
Capacidade instalada hidrelétrica (MW)	108.815	58.225	17.280	11.037	22.273
Capacidade instalada termelétrica (MW)	23.204	9.774	2.957	6.742	3.731
Armazenamento máximo (MW mês)	293.293	205.576	19.928	52.009	15.780
Geração eólica anual (MWm)	7.929	0	697	7.029	203
Geração fotovoltaica anual (MWm)	873	254	0	619	0

4. MECANISMOS DE CAPACIDADE SIMULADOS

Com o objetivo de simular de forma quantitativa a influência de mecanismos de capacidade na operação e no mercado, criou-se alternativas de mecanismos fundamentados em propostas existentes. Para analisar e comparar a influência dos mecanismos de capacidade na operação do sistema e no mercado de energia elétrica, definiu-se indicadores de estudo. A Tabela 2 apresenta um resumo desses indicadores utilizados.

Tabela 2 – Indicadores analisados

Indicador	Objetivo de análise
CMO e PLD horário	Volatilidade do custo de operação do sistema em cada hora. Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) considera valores mínimos de 68 \$/MWh e 998 \$/MWh, baseado no Custo Variável Unitário (CVU) das termelétricas.
MRE	Impacto financeiro para agentes hidrelétricos.
Impacto para o consumidor	Custo de operação e contratação para os consumidores.

4.1 Alternativa com inserção de termelétricas como reserva operativa

Similar ao modelo de reserva operativa discutido na Seção 2.1.1, criou-se um mecanismo de capacidade com o objetivo de atender a demanda em momentos de estresse do sistema, evitando impactos no mercado. Como o mecanismo não pode influenciar no preço de mercado, estabeleceu-se que nos momentos em que ocorreu o despacho das usinas contratadas como reserva operativa, o PLD considerado foi equivalente ao CVU da última termelétrica despachada que não faz parte do mecanismo de capacidade.

Com o intuito de mensurar a implicação da adoção do mecanismo para o sistema, fez-se necessário realizar o cálculo do encargo gerado pelo mecanismo de capacidade. Para tal, fundamenta-se no conceito de *Levelized Cost of Energy* (LCOE), que pode ser considerado o custo mínimo pela qual a energia deve ser vendida para atingir o ponto de equilíbrio durante a vida útil do projeto (LAI. MCCHULLOCH, 2017).

Assim, o custo de receita fixa a ser cobrado pela termelétrica para a viabilidade de implantação e operação - considerando um retorno nulo - deve considerar o valor de implantação, acrescido do custo de operação e manutenção e o custo esperado com combustível. A Equação (1) expõe a fórmula considerada neste trabalho, do valor de retorno anualizado para uma termelétrica contratada como reserva operativa.

$$CTro = P \left(\frac{CAPEX \cdot 1000}{Vu} + OPEX \cdot 1000 + CVU \cdot hP \cdot 12 \right) \quad (1)$$

Sendo que:

$CTro$ Custo anualizado, contratado como reserva operativa (\$)

P Potência da termelétrica (MW)

<i>CAPEX</i>	Custo de implantação termelétrica (\$/kW)
<i>V_u</i>	Vida útil da usina (anos)
<i>OPEX</i>	Custo de operação e manutenção (\$/kW/ano)
<i>CVU</i>	Custo variável unitário (\$/MWh)
<i>h_P</i>	Tempo de geração na ponta (horas/mês)

Para definição dos parâmetros apresentados na Equação 1, fundamentou-se em valores apresentados por EPE (2022b). Portanto, considerando uma usina a gás natural de ciclo simples, calculou-se o retorno anualizado com os parâmetros definidos na Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros associados para cálculo do encargo de reserva operativa

CAPEX (\$/kW)	3.600
Vida útil (anos)	20
OPEX (\$/kW/ano)	80
CVU (\$/MWh)	600
Tempo de geração na ponta (horas/mês)	10

Com isso, como o valor do encargo visa cobrir todos os custos da usina, considerou-se que a geração das usinas contratadas por reserva operativa não é contemplada no custo de operação, sendo adicionadas apenas na parcela de encargos.

4.2 Alternativa com inserção de termelétricas inflexíveis

Com o intuito de simular o impacto de um mecanismo de termelétricas inflexíveis, fundamentado na Lei n° 14.182/2021, criou-se um mecanismo em que são adicionadas 8.000 MW de capacidade termelétrica instalada no sistema. Ademais, definiu-se que tais usinas teriam inflexibilidade média mensal de 35% entre os meses de janeiro a maio, e de 95% entre os meses de junho a dezembro.

Para cálculo do impacto para o consumidor, a geração dessas termelétricas não foi considerada no custo da operação, sendo computadas apenas na parcela de encargos. Pelo fato de já ter sido verificado um leilão de reserva de capacidade, nos termos da Lei n° 14.182/2021, adotou-se o CVU médio das usinas vencedoras como o CVU das usinas do mecanismo de reserva operativa simulados, resultando em um valor de aproximadamente 140 \$/MWh (EPE, 2022c). Em relação ao custo de contratação, utilizou-se o valor de 444 \$/MWh, referente ao preço médio do leilão (EPE, 2022c).

Desse modo, calculou-se o encargo baseado no Encargo de Energia de Reserva (CCEE, 2022). A Equação (2) apresenta a metodologia utilizada para cálculo do valor do encargo para uma usina, como exemplo.

$$EncRO = (P \cdot Pv \cdot h_{mês}) - \sum_{t=1}^{h_{mês}} (GT_t \cdot PLD) \quad (2)$$

Sendo que:

- EncRO* Encargo de Reserva Operativa (\$)
- P* Potência da termelétrica (MW)
- Pv* Preço de venda (\$/MWh)
- GT_t* Geração termelétrica no instante t (MWh)
- h_{mês}* Tempo de duração do mês (horas)

Com isso, para cada mês de contabilização, há um valor de encargo a ser cobrado do mercado pagante, que para fins deste estudo foi considerado como a demanda total do sistema. Além disso, considerou-se que nos meses em que o PLD é superior ao preço de venda o encargo tem valor negativo, representando um repasse para os consumidores.

5. RESULTADOS

De modo a simular diferentes condições operativas do sistema, determinou-se um conjunto de casos, a serem considerados para cada alternativa de mecanismo de capacidade, conforme destacado pela Figura 2. Para se ter uma ampla variedade de condições foram definidos cenários com diferentes valores de Energia Natural Afluente (ENA), armazenamento inicial (Arm), perfil de geração renovável e perfil de demanda. A ENA é definida com base na Média de Longo Termo¹(MLT). O armazenamento inicial representa a disponibilidade de água nas hidrelétricas no início do horizonte de estudo. Por sua vez, o perfil de geração renovável representa as curvas de geração das usinas eólicas e fotovoltaicas, considerando nessa curva a variabilidade e intermitências dessas fontes. O perfil da demanda representa a curva da demanda ao longo do horizonte de estudo. Essas quatro condições são então combinadas para gerar os 36 casos de estudo, conforme ilustrado na Figura 2. A título de exemplo, o caso 10 possui ENA igual

¹ Média das vazões naturais em um histórico desde o ano de 1931.

a 60% da MLT, armazenamento inicial de 50% do volume útil do sistema, perfil 2 de geração renovável e perfil 1 de variação de demanda.

Assim, a simulação dos mecanismos é feita para cada um dos casos, considerando um horizonte de um ano, em que os modelos de planejamento de curto e longo prazos são rodados de forma encadeada.

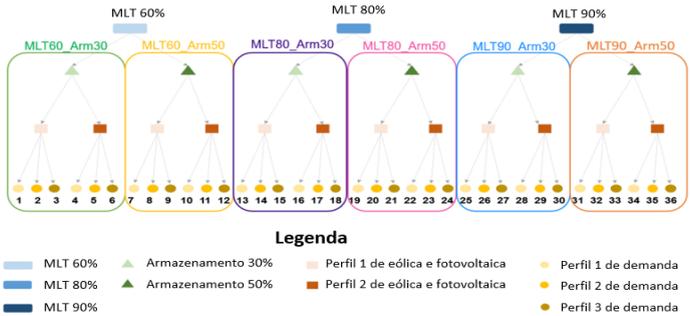
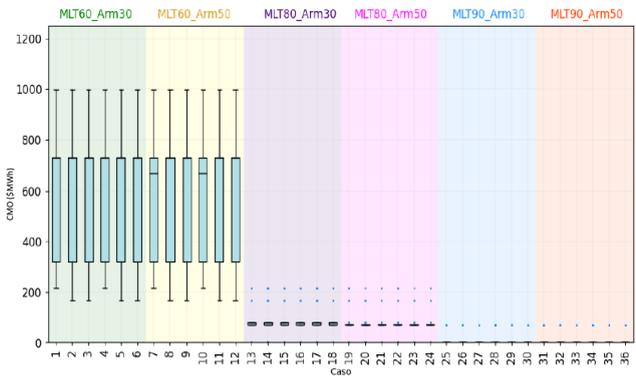


Figura 2 - Definição dos casos com agrupamento pela ENA e Armazenamento

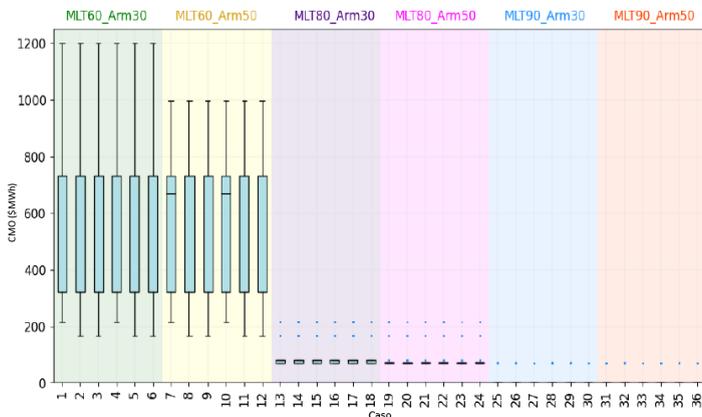
Com as simulações concluídas, avaliou-se os principais indicadores definidos na Tabela 2, apresentando os resultados e realizando análises para cada um, indicando os bônus e ônus da adoção dos mecanismos objetos desse estudo.

5.1 CMO e PLD horário

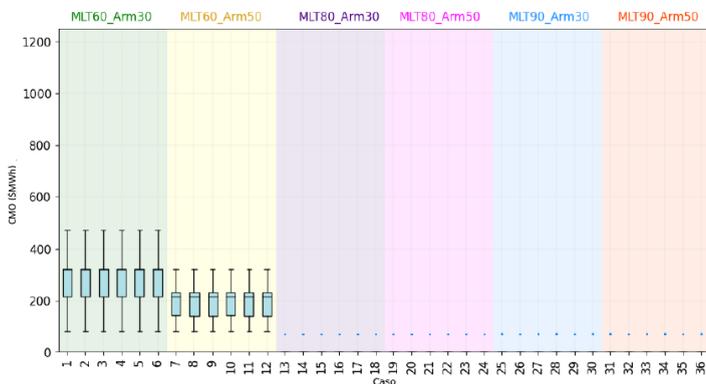
A Figura 3 apresenta a distribuição do CMO de todas as horas do ano simulado (compreendendo 8064 horas), por caso, para as alternativas: (a) sem mecanismo de capacidade, (b) com reserva operativa e, (c) com inflexibilidade térmica.



(a)



(b)



(c)

Figura 3 - Distribuição do CMO horário

Para a alternativa de mecanismo de capacidade de reserva operativa ocorre um aumento do CMO horário em alguns instantes, devido às termelétricas adicionadas ao sistema. Com isso, propicia-se um aumento da volatilidade do CMO. Já para os casos com hidrologia mais favorável, a inserção das termelétricas de reserva operativa não influenciou no despacho do sistema, mantendo a distribuição de CMO idêntica à alternativa sem mecanismo de capacidade.

Por sua vez, para a alternativa com termelétricas inflexíveis, apresentada na Figura 3 (c), constata-se a redução dos valores médios de CMO, assim como a redução da volatilidade, evitando o despacho de termelétricas mais caras.

Portanto, conclui-se que a adição de térmicas inflexíveis ao

ao sistema tende a implicar uma menor volatilidade do preço de curto prazo, para os casos mais críticos, dado que ocorre uma alteração do empilhamento térmico e, por consequência, ocorre a redução da geração térmica da ordem do mérito necessária para atender a demanda líquida (demanda descontada da geração de eólica, fotovoltaica e inflexibilidade térmica).

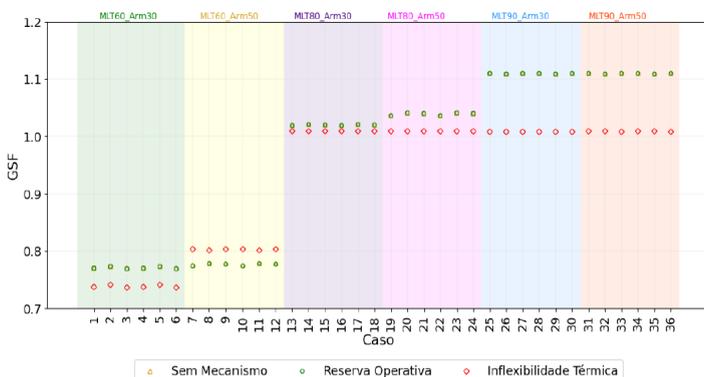
5.2 MRE

Outro ponto impactado pela incorporação de mecanismos de capacidade é o MRE, que nos últimos anos vem apresentando incoerências, como indicado pela recorrência de baixos valores de fator de ajuste de garantia física das usinas hidrelétricas (GSF, do inglês *Generation Scaling Factor*) (MME, 2019). Fundamentado na geração hidrelétrica simulada e na questão atinente ao MRE, verificou-se a média anual do GSF para cada caso e alternativa, disposto na Figura 4 (a).

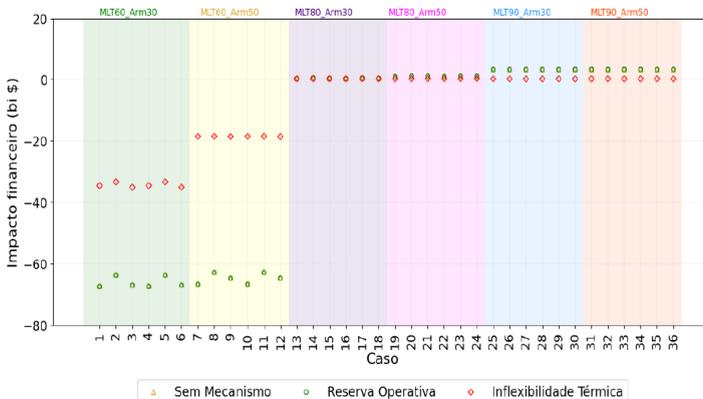
Conforme percebido pela geração hidrelétrica, para os casos do grupo MLT60_Arm30, ocorre uma redução do GSF na alternativa de reserva operativa e inflexibilidade térmica, resultante da geração hidrelétrica reduzida. Porém, para os casos do grupo MLT60_Arm50, ocorre uma elevação na geração hidrelétrica, já que o ganho de armazenamento em conjunto com a inflexibilidade térmica permite que não seja necessário guardar tanta água como os outros casos.

Para os demais casos a reserva operativa não altera o GSF, diferentemente da alternativa com inflexibilidade, que influenciou na redução da geração hidrelétrica em todos os casos.

Além disso, de modo a analisar o impacto financeiro para o MRE, calculou-se a exposição total dos agentes hidrelétricos, realizando o produto do PLD horário pela diferença entre geração horária e GF do sistema. A Figura 4 (b) exhibe o resultado para cada caso e alternativa.



(a)



(b)

Figura 4 – GSF e impacto financeiro (a) para cada caso e alternativa (b)

Para os casos do grupo MLT60_Arm30, apesar da inserção de inflexibilidade térmica provocar um deslocamento da geração hidrelétrica (GSF menor na Figura 4 (a)), o impacto financeiro é menor que as demais alternativas devido à redução significativa do PLD. Para os demais casos (com exceção do conjunto MLT60_Arm30 e MLT60_Arm50), a inflexibilidade termelétrica provocou um impacto financeiro negativo maior para as usinas do MRE, conforme Figura 4 (b), dado que a redução do PLD não foi suficiente para compensar o deslocamento hidrelétrico.

Por fim, pondera-se sobre alguns pontos relativos ao MRE. Como a GF representa a energia elétrica que um equipamento consegue suprir ao sistema, é necessária a revisão periódica dos valores de GF para todas as usinas após a inserção de novas fontes no sistema. Atualmente essa revisão está prevista para as usinas hidrelétricas do MRE, de forma a revisar o valor a cada cinco anos. Porém, a matriz energética tem sua composição alterada ano após ano – influenciada, por exemplo, pela alta penetração das fontes eólica e solar, indicando que o período para revisão de GF pode ser menor, de modo a evitar a recorrência de valores baixos de GSF.

Além disso, ao contratar usinas com inflexibilidades, está sendo considerado uma contribuição energética para o sistema, e, ao aumentar a oferta de energia sem necessariamente ocorrer aumento da demanda de forma concomitante, propicia-se o deslocamento de fontes mais baratas, como hidrelétrica, sem ensejar um aumento da contribuição energética do sistema.

Todavia, caso as diretrizes de expansão sejam concentradas na

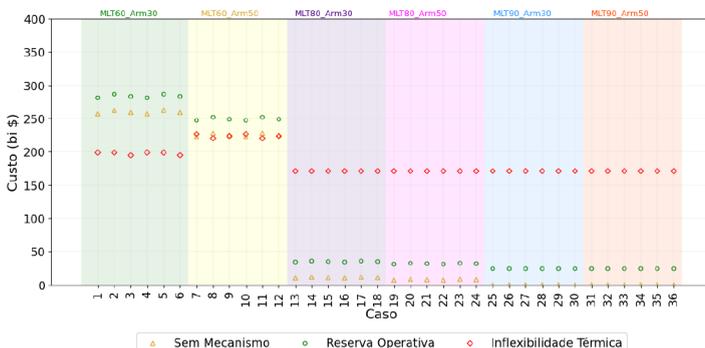
oferta com fontes alternativas – com potencial para reduzir a reserva do sistema ou deslocar as demais fontes de geração – dever-se-ia criar um mecanismo focado nas fontes deslocadas, mudando o paradigma do suprimento de energia para suprimento de potência, possibilitando a remuneração adequada.

5.3 Impacto para o consumidor

A avaliação do impacto para o consumidor foi separada em duas partes. Na primeira, avaliou-se somente o efeito dos encargos provenientes da contratação. Por sua vez, a segunda parte contemplou o custo total de operação do sistema, considerando custo imediato, custo futuro e os valores de encargos. A Figura 5 apresenta o valor médio anual do encargo e custo total de operação para as alternativas de reserva operativa e de inflexibilidade, proporcionalizado pelo mercado pagante.



(a)



(b)

Figura 5 - Encargo para os consumidores e custo total de operação

Percebe-se que em todos os casos a alternativa de inflexibilidade térmica provoca valores maiores de encargos que a alternativa de reserva operativa. Devido à dependência do encargo em relação ao PLD, em casos em que o preço é maior ocorre uma redução do valor do encargo. Porém, nos casos em que há maior disponibilidade de água, os valores dos encargos sofrem aumento, já que o PLD tem valor próximo ao valor mínimo. Portanto, observa-se que, em todos os casos, a alternativa com inflexibilidade implica uma cobrança para o consumidor superior à alternativa de reserva operativa.

De modo a simular o efeito para o consumidor que não possui contrato, examinou-se o custo total da operação do sistema, exibido na Figura 5 (b). Nesse caso, observa-se que em todas as alternativas a alteração dos níveis dos reservatórios iniciais tem pouca influência no custo de operação futuro do sistema, enquanto o aumento de ENA implica reduções significativas, tendo em vista que possibilita a redução do despacho termelétrico.

Em relação à reserva operativa, nota-se que o mecanismo proporcionou um aumento para o consumidor em todos os casos, devido ao encargo para a contratação das termelétricas (custo fixo), que são despachadas ao fim da ordem de mérito.

Apesar da contratação de termelétricas inflexíveis provocar um valor de encargo a ser cobrado dos consumidores, a inserção de geração termelétrica com baixo CVU provoca uma redução no custo de operação imediato e futuro. Porém, nos casos em que há melhoria nas condições hidrológicas, o mecanismo provoca um aumento do custo para o consumidor – inclusive em relação à alternativa sem mecanismo de capacidade. Isso advém da alta oferta de energia para o sistema, fazendo com que a operação do sistema fique muito barata. Com isso, qualquer termelétrica contratada como mecanismo com um CVU acima de zero provocará aumento do custo para os consumidores, por meio de encargos.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A penetração de fontes renováveis variáveis no sistema, concomitantemente com a definição de preços tetos regulatórios incapazes de remunerar adequadamente novos entrantes, além da inelasticidade da demanda, podem provocar efeitos indesejados para mercados puramente energéticos, proporcionando aumento do risco para adequação do suprimento.

A partir dos resultados encontrados constatou-se que todas as alternativas de mecanismo de capacidade consideradas implicaram vantagens e desvantagens para o mercado, a depender da condição operativa do sistema. O mecanismo de reserva operativa mostrou redução de risco em casos mais adversos de hidrologia, possibilitando

ganho de armazenamento, sem alterar a ordem de despacho térmico. Porém, percebeu-se uma piora da exposição financeira para os agentes do MRE, além da cobrança de encargo dos consumidores em todos os casos, inclusive naqueles em que não há despacho das usinas contratadas sob essa modalidade.

Por sua vez, com o mecanismo de inflexibilidade térmica percebeu-se uma redução de risco nos casos com hidrologia desfavorável, associada ao aumento do despacho termelétrico, provocando uma menor regularização dos reservatórios. Ademais, notou-se redução do PLD, tendo em vista que diminui a carga disponível para ser atendida com termelétrica com CVU acima de zero, propiciando redução na volatilidade do preço horário. Além disso, o deslocamento hidrelétrico das usinas do MRE pode, em alguns casos, acarretar amortização da exposição financeira desses agentes, devido à redução do PLD indicado anteriormente.

Apesar do mecanismo implicar redução do custo total para os consumidores em alguns casos, na maioria dos testes o mecanismo provocou elevação dos custos, devido aos encargos para remuneração das usinas contratadas. No que diz respeito à implementação desses mecanismos, deve-se avaliar a condição estrutural do sistema, de forma a não onerar em demasia os consumidores, sem necessariamente reduzir o risco da adequação do suprimento. Ressalta-se que a tarifa média residencial do Brasil é 734 R\$/MWh (ANEEL, 2024) e, portanto, aumentos de 5 R\$/MWh e 25 R\$/MWh, percebidos na Figura 5, resultariam em variações de 0,7% e 3,4% na tarifa dos consumidores.

No entanto, o planejamento deve ser avaliado considerando critérios de aversão ao risco e, levando isso em conta, a implicação de mecanismos de capacidade se mostraram benéficos sistemicamente, cada um com sua particularidade. Portanto, não é possível concluir qual mecanismo é melhor para o sistema, tendo em vista que cada um possui uma singularidade, com o *trade-off* entre custo para o consumidor e ganho de segurança do fornecimento. De toda forma, a característica intrínseca de fontes renováveis variáveis requer que as demais usinas proporcionem a flexibilidade no suprimento e, assim, deve-se ter alguma forma de remuneração adequada ou regras de operação de forma a não comprometer investimentos nos demais tipos de fontes de geração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Ranking da Tarifa Residencial. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>.

BATLLE, C.; VÁZQUEZ, C.; RIVIER, M.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options. *Energy Policy*, v. 35, p. 4545-4554, 2007. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421507001462>.

BRASIL. Decreto nº 10.707 de 28 de maio de 2021. Regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Planalto, 2021.

CCEE. Regras de comercialização de energia: Contratação de Energia de Reserva. 2022. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/18_-_Contratacao_de_Energia_de_Reserva_2022.5.0.pdf/3ee06a3c-1ead-ffc5-2f8b-5d05ee44006d.

CRAMTON, P.; OCKENFELS, A.; STOFT, S. Capacity Market Fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy*, v. 2, p. 27-46, 2013. Disponível em: <https://www.iaee.org/en/publications/new-init.aspx?id=0&ptype=pdf>.

DE VRIES, L. J. Generation Adequacy: Helping the market do its job. *Utilities Policy*, v. 15, p. 20-35, 2007. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178706000488>.

EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão, 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico591/Caderno%20de%20Par%C3%A2metros%20de%20Custos%20-%20PDE2031.pdf>.

EPE. Leilão de reserva de capacidade na forma de energia 2022: Informações sobre a Habilitação Técnica e Projetos Vencedores, 2022c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-680/Informe%20Vencedores%20LRCE.pdf>.

EPE. Plano Decenal de Energia 2031, 2022a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-637/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf.

GORE, O.; VANADZINA, E.; VILJAINEN, S. Linking the energy-only market and the energy-plus-capacity market. *Utilities Policy*, v. 38, p. 52-61, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178715301041>.

HACH, D.; CHYONG, C. K.; SPINLER, S. Capacity market design options: A dynamic capacity investment model and a GB case study. *European Journal of Operational Research*, v. 249, p. 691-705, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0377221715007894>.

LAI, C. S.; MCCULLOCH, M. D. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energystore. *Applied Energy*, v. 190, p.191-203, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626191631933X>.

LEHMKUHL, M. Avaliação de mecanismos de capacidade no Sistema Interligado Nacional. Orientador: Murilo Reolon Scuzziato. 2023. Dissertação (Mestrado) – Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica, Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2023.

MME. GT Modernização do Setor Elétrico Portaria nº 187/2019: Aprimoramento do MRE. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/mre.pdf>.

OLIVEIRA, F. J. A. O planejamento da operação energética no sistema: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga. São Paulo: Artliber, 2020.

ONS. Histórico da operação: Geração de energia. 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx.

ORANYE, N.; ALABI, A. Effectiveness of a Priced Based Mechanism: Comparative Analysis of Price Based and Quantity Based Mechanisms. *Affordable and Clean Energy*, Encyclopedia of the UN Sustainable Development Goals, 2020. Disponível em: https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007%2F978-3-319-71057-0_24-1.

SARAVANAN, B. et al. A solution to the unit commitment problem—a review. *Frontiers in Energy*, v. 7, n. 2, p. 223–236, 2 abr. 2013. Disponível em: <https://link-springer-com.ez130.periodicos.capes.gov.br/article/10.1007/s11708-013-0240-3>.

SENER, A. C.; KIMBALL, S. Reviewing progress in PJM's Capacity Market structure via for the new reliability pricing model. *The Electricity Journal*, v. 20, no. 10, p.40-53, 2007. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S104061900700139X>.

SOARES, S; CARNEIRO, A. A. F. M. Optimal operation of reservoirs for electric generation. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 6, no. 3, 1991. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/85854>.

ZUCARATO, A. N. Mecanismos de capacidade em sistemas de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica. 116f. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2009.