

## GRUPO DE ESTUDO GPL

### **Cenários de expansão de termelétricas inflexíveis: Uma abordagem utilizando a metodologia de Matriz de Arrendimento para incertezas na demanda.**

**Rafael Rigamonti**

**EPE**

**Renata de Azevedo Moreira da Silva**

**EPE**

**Roney Nakano Vitorino**

**EPE**

**Diego Pinheiro de Almeida**

**EPE**

**Glaysson de Mello Muller**

**EPE**

**Davi José Marques Vieira**

**EPE**

**Guilherme Fonseca Bassous**

**EPE**

**Renato Haddad Simões Machado**

**EPE**

## **RESUMO**

Este trabalho analisa os possíveis impactos da política pública estabelecida pela Lei nº 14.182/2021, que prevê a contratação de 8.000 MW de usinas termelétricas inflexíveis a gás natural. A avaliação é realizada com o uso da Matriz de Arrendimento, técnica proposta por Savage para apoiar decisões sob incerteza. São considerados na análise três cenários de carga líquida (inferior, referência e superior), bem como três alternativas de montantes de contratação (100%, 50% e 0%), avaliou-se também diferentes níveis de inflexibilidade (70%, 50% e 0%) das usinas. Os resultados apontam que a alternativa com menor custo é a de não obrigatoriedade da contratação total das usinas previstas. Adicionalmente, a redução da inflexibilidade operacional também contribui para a diminuição de custos, embora com menor impacto que a redução do montante contratado. As análises mostram ainda que, ao flexibilizar a expansão termelétrica compulsória, o modelo tende a priorizar fontes renováveis como eólica e solar, e térmicas flexíveis para atendimento da potência. Os resultados reforçam as conclusões dos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) 2031 e 2034, ao evidenciar que a obrigação de contratação das UTEs inflexíveis impõe custos adicionais ao sistema, além de limitar o aproveitamento de fontes renováveis mais competitivas e com menor impacto na emissão de gases de efeito estufa.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Matriz de Arrendimento; Usinas Termelétricas; Inflexibilidade Operativa; Planejamento Energético.

## 1.0 INTRODUÇÃO

As políticas públicas (PP) são importantes instrumentos para o desenvolvimento econômico e melhoria das condições sociais de uma nação. Por vezes, este instrumento é utilizado no planejamento do setor elétrico indicando tecnologias e montantes a serem ofertados ao longo do horizonte de estudo do plano decenal de expansão de energia, o PDE.

Os impactos positivos e negativos dessas políticas públicas são de difícil quantificação, e com isso alguns setores da sociedade criticam a implantação dessas políticas enquanto outros setores defendem sua importância. A sociedade em geral possui poucos elementos para ponderar adequadamente os benefícios e os prejuízos advindos de tal PP e acaba sendo influenciada pelo posicionamento de alguns setores.

Uma metodologia que visa auxiliar na avaliação de decisões, sob ambientes de incerteza é a Matriz de Arrependimento, proposta por Savage [4]. Esta técnica baseia-se na minimização de custos ou perdas potenciais. Para construir essa matriz, é preciso definir os "Estados da Natureza" — situações possíveis e fora de controle que afetam o resultado da decisão, de modo a representar incertezas. Para cada Estado da Natureza, calcula-se o "arrependimento" de cada alternativa, que representa a diferença entre o melhor resultado possível nesse estado e o resultado da alternativa considerada. A matriz resultante permite avaliar as opções de forma a minimizar o arrependimento máximo, orientando a escolha da decisão mais robusta frente à incerteza.

A Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021 [1], estabeleceu como PP a contratação de 8 GW de usinas termelétricas a gás natural com inflexibilidade operativa de pelo menos 70% distribuídas nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste. Do total de 8 GW, 754 MW já foram contratados e 7.246 MW têm expectativa de serem ofertados em certames futuros.

O PDE 2031 [2] apresentou o impacto das políticas públicas consideradas para uma expansão de referência, dentre elas as térmicas da Lei 14.182, sobre o custo total de operação do sistema. Mais recentemente, no documento do planejamento decenal, PDE 2034 [3], a contratação dos 7.246 MW ainda não leiloados, foi abordada em um estudo de sensibilidade que comparou a expansão da oferta do Cenário de Referência com o cenário sem a obrigatoriedade de contratação desse montante termelétrico.

O presente trabalho revisita as análises sobre esta PP trazida pela Lei 14.182 e adiciona análises no tocante aos impactos positivos e negativos de sua implementação. Nesse sentido, o presente Informe Técnico, através da metodologia de Matriz de Arrependimento, calcula diferentes combinações de cenários que contemplam: (i) expansão de capacidade instalada variando de 100%, 50% e 0% do montante de 7.246 MW, (ii) níveis de inflexibilidade de 70%, 50% e 0%, (iii) e como Estados da Natureza três projeções de carga - Referência, Inferior e Superior - de Carga Líquida do SIN, conforme projeções do PDE 2034. Como resultado avaliamos o Custo Total de cada alternativa e os montantes de oferta indicativa ao longo do horizonte de estudo.

## 2.0 ESTRUTURA DA MATRIZ DE ARREPENDIMENTO

Para a construção da matriz de arrependimento, definiu-se como Estados da Natureza os cenários de Referência, Inferior e Superior de carga líquida utilizados nos estudos do PDE 2034. A Figura 1 apresenta os cenários de carga líquida indicados no documento do plano.

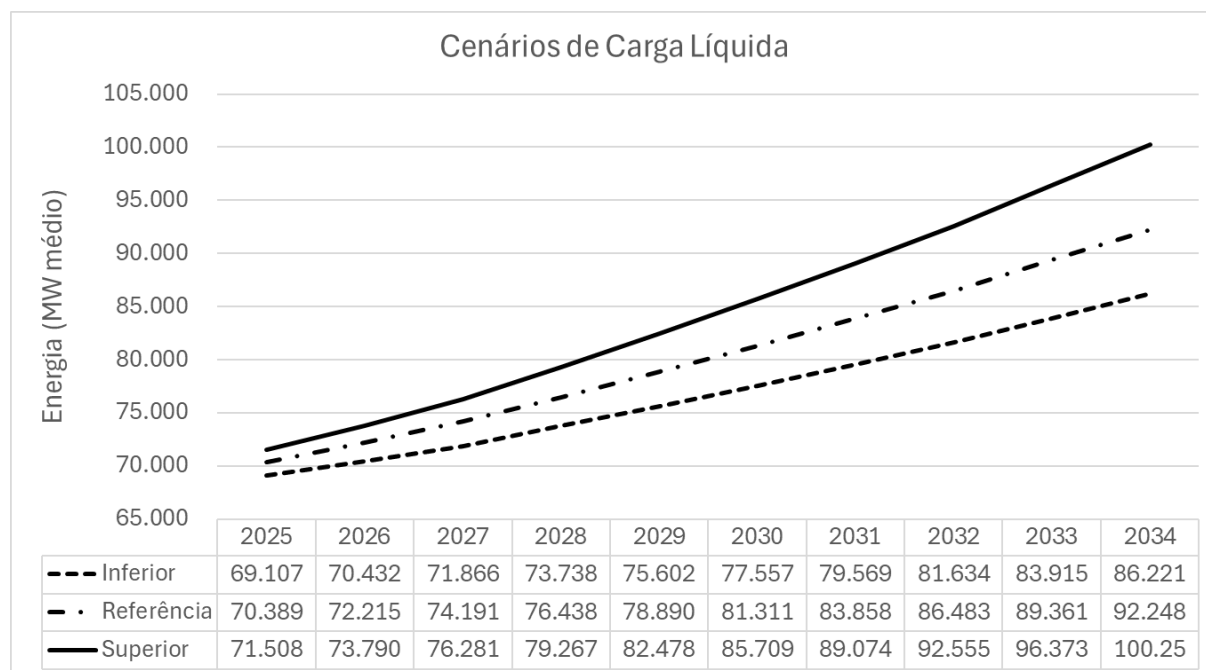


Figura 1: Cenários de Carga Líquida em MW médio.

Para cada cenário de carga líquida, considerou-se três configurações para as capacidades instaladas associadas as usinas termelétricas propostas na Lei 14.182. Adotou-se para todos os casos analisados o nível de inflexibilidade igual a 70%. A Tabela 1 resume as três configurações adotadas.

Tabela 1: Configurações dos cenários de contratação de usinas termelétricas analisados

Cenário	100%	50%	0%
UTES no Norte	1.746 MW	873 MW	0 MW
UTES no Nordeste	1.000 MW	500 MW	0 MW
UTES no Sudeste/Centro-Oeste	4.500 MW	2.250 MW	0 MW
Total	7.246 MW	3.623 MW	0 MW

Dessa forma foi construída a Matriz de Arrependimento contemplando as três configurações de capacidade instalada das UTEs apresentadas na Tabela 1 combinadas com os três cenários de Carga Líquida apresentados na Figura 1.

Como complementação, para avaliar o impacto do nível de inflexibilidade em projetos termelétricos considerados na expansão da matriz elétrica, construiu-se uma segunda Matriz de Arrependimento, mantendo-se os três cenários de carga líquida e fixando o montante de usinas térmicas a serem contratadas (7.246 MW), porém variando-se o nível de inflexibilidade admitido durante a operação dessas novas UTEs. Originalmente essas usinas térmicas foram

propostas para operarem em um nível de inflexibilidade de 70%, no entanto para a presente análise foram avaliados também os níveis de 50% de inflexibilidade e 0% de inflexibilidade.

### 3.0 RESULTADOS

Como resultado comparou-se a relação entre o Custo Total da Solução<sup>1</sup> (CTS) do problema de expansão para o horizonte decenal e o Custo Total da Solução do Cenário de Referência apresentado no PDE. Ao observar a Tabela 2, para o cenário de carga líquida de Referência e contratação de 100% da capacidade inflexível proposta na Lei 14.182, o valor encontrado é 100%, destacado em negrito, pois foram utilizadas as mesmas premissas que o PDE 2034, e com isto os resultados não se alteraram.

Tabela 2: Variação Percentual do Custo Total da Solução em relação ao Caso de Referência

Decisão de expansão da capacidade UTE inflexível	Cenário Carga Líquida		
	Inferior	Referência	Superior
Alternativa 1: 7.246 MW (100%)	82%	<b>100%</b>	117%
Alternativa 2: 3.623 MW (50%)	78%	97%	114%
Alternativa 3: 0 MW (0%)	74%	94%	111%

Observa-se na Tabela 2, que para os três cenários de carga líquida o Custo Total da Solução se reduz à medida em que se caminha da alternativa 7.246 MW de UTEs para a alternativa de 0 MW. Esta redução é mais acentuada no cenário de Carga Líquida Inferior, com redução de 4% a cada alternativa. Já nos cenários de projeção de demanda Referência e Superior essa redução é de cerca de 3% a cada alternativa.

As três figuras que se seguem, apresentam a expansão indicativa para no ano de 2034 para os três cenários de Carga Líquida em combinação com as três alternativas de montantes de capacidade instalada de UTEs inflexíveis.

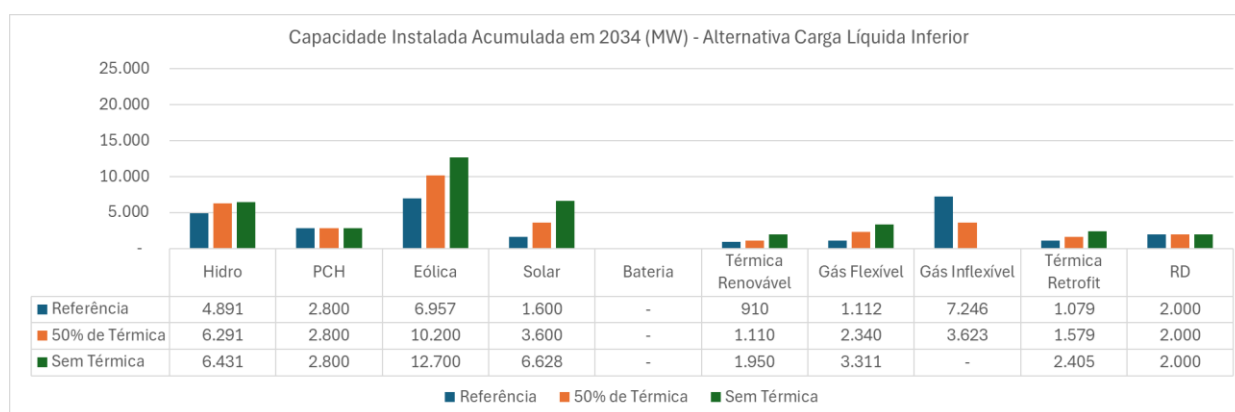


Figura 2: Expansão indicativa do Cenário de Carga Líquida Inferior

<sup>1</sup> O Custo Total da Solução é resultante da simulação do Modelos de Decisão de Investimentos (MDI) utilizado no planejamento decenal.

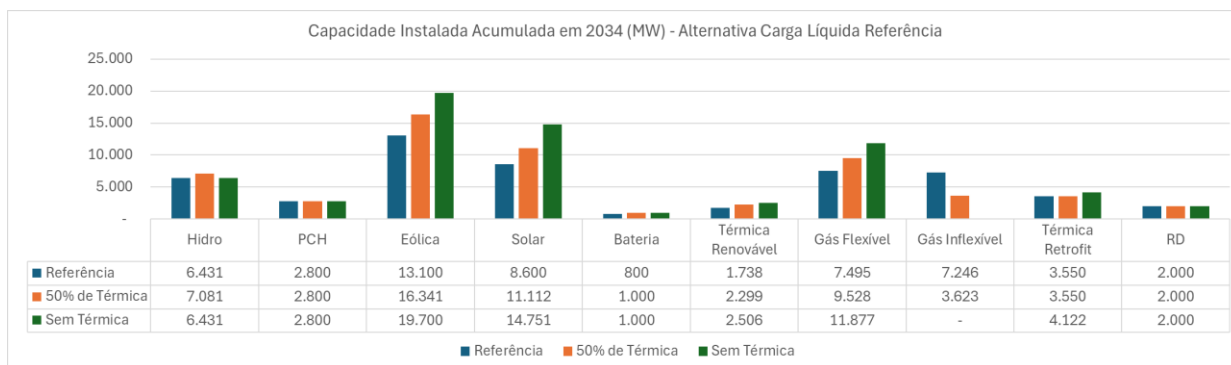


Figura 3: Expansão indicativa do Cenário de Carga Líquida Referência

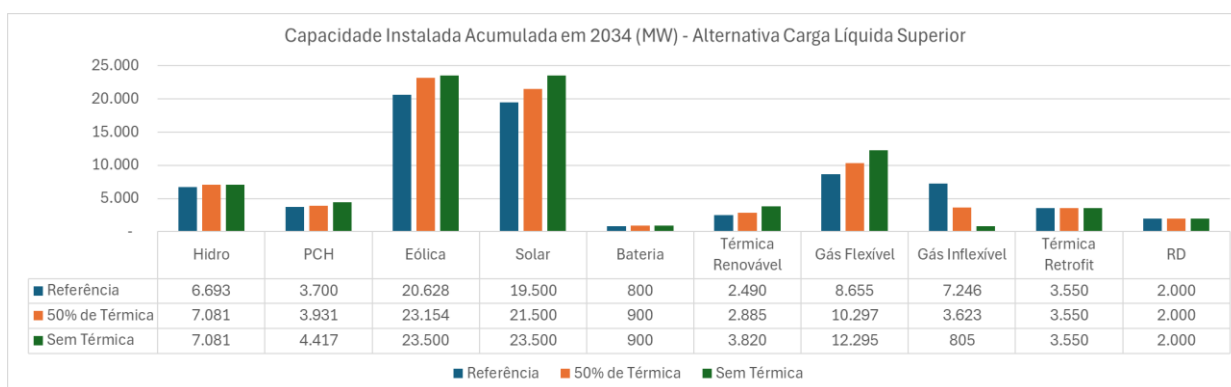


Figura 4: Expansão indicativa do Cenário de Carga Líquida Superior

Em termos de diversificação de fontes a depender da alternativa de expansão que reduz o montante de UTEs inflexíveis tem-se: o aumento da expansão da geração eólica e solar e em menor escala as usinas térmicas à biomassa como fontes renováveis, e como fontes não renováveis tem-se o aumento da expansão das usinas térmicas a gás natural totalmente flexíveis. Portanto, confirmando o resultado do estudo de sensibilidade apresentado no PDE 2034, ao se retirar a obrigatoriedade de instalação de usinas térmicas inflexíveis, o modelo de expansão, através da minimização de custo total, tende a escolher as usinas renováveis para garantir o atendimento de energia e usinas térmicas flexíveis para complementar o atendimento de potência. Essa tendência foi observada nas três alternativas de Carga Líquida analisadas neste informe técnico.

No entanto, nota-se na alternativa de Carga Líquida Superior uma pequena expansão de usinas térmicas a gás natural inflexíveis. Isso ocorreu, pois, o limite de expansão incremental anual dos projetos de usinas eólicas e solares estipulado para o modelo ao longo do horizonte do plano foi atingido, sendo a alternativa de expansão de UTEs inflexíveis a única opção do modelo para atender ao requisito de energia.

Outro ponto que é possível destacar ao se variar o cenário de CL é o montante indicativo de sistemas de armazenamento resultante da simulação. No cenário de CL inferior não ocorre a expansão de armazenamento. Mesmo com uma expansão expressiva das fontes eólica e solar, a tecnologia de armazenamento não se tornou atrativa neste cenário.

Sobre a questão da decisão da inflexibilidade associada às usinas térmicas, isto pode ser visto na Tabela 3 que indica o Custo Total da Solução para os três cenários de Carga Líquida e para os três níveis de inflexibilidade para as UTEs. O montante de capacidade instalada considerada nestas alternativas foi igual ao montante previsto na Lei 14.182 e ainda não contratado, ou seja, 7.246 MW.

Tabela 3: Variação Percentual do Custo Total da Solução em relação ao Caso de Referência

Alternativa de inflexibilidade das UTEs	Cenário Carga Líquida		
	Inferior	Referência	Superior
Alternativa A: Inflex. 70%	82%	<b>100%</b>	117%
Alternativa B: Inflex. 50%	81%	99%	116%
Alternativa C: Inflex. 0%	77%	96%	113%

Observa-se de modo geral que, à medida que se reduz a inflexibilidade da UTE, menor será o Custo Total da Solução, sendo a alternativa de inflexibilidade de 0% a alternativa de menor custo dentre as avaliadas. Embora de certa forma este resultado fosse o esperado, a Matriz de Arrependimento mostrou que mesmo nos cenários de Carga Líquida Inferior e Superior, o comportamento obtido no cenário de referência se mantém, não alterando a conclusão se fosse alterada a consideração de crescimento da carga ao longo do horizonte.

As três figuras abaixo apresentam as expansões indicativas para os três cenários de carga líquida e para as três alternativas de inflexibilidade das UTEs. Ressalta-se que nesta análise se manteve constante a capacidade instalada requerida pela Lei 14.182, de 7.246 MW.

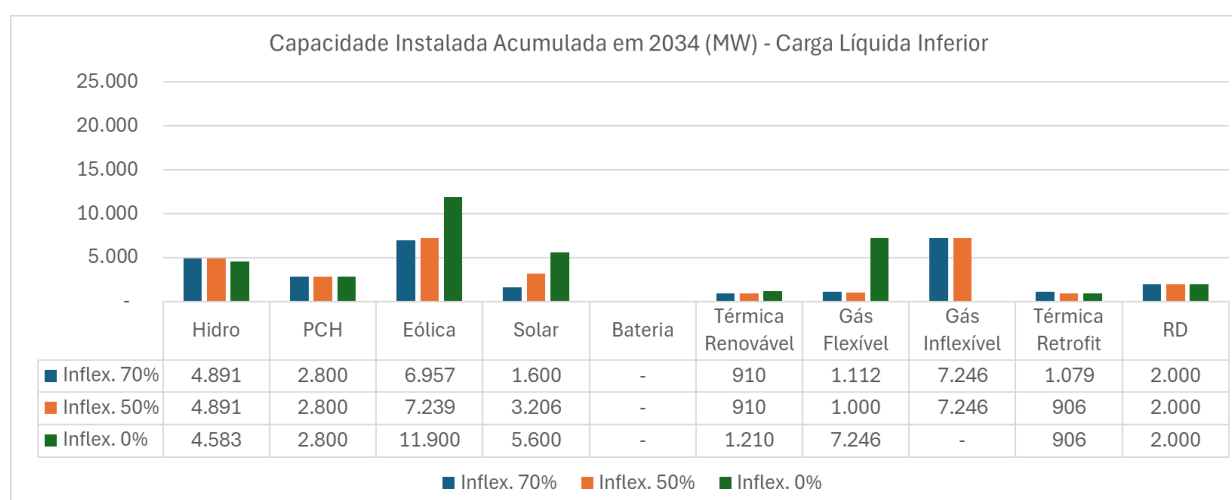


Figura 5: Expansão indicativa para a Carga Líquida Inferior

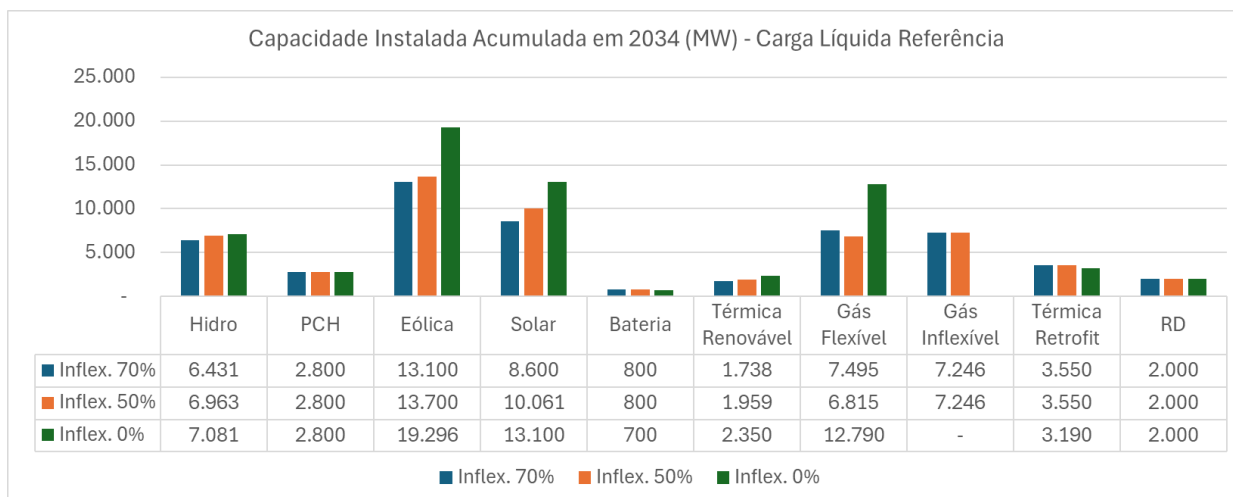


Figura 6: Expansão indicativa para a Carga Líquida Referência

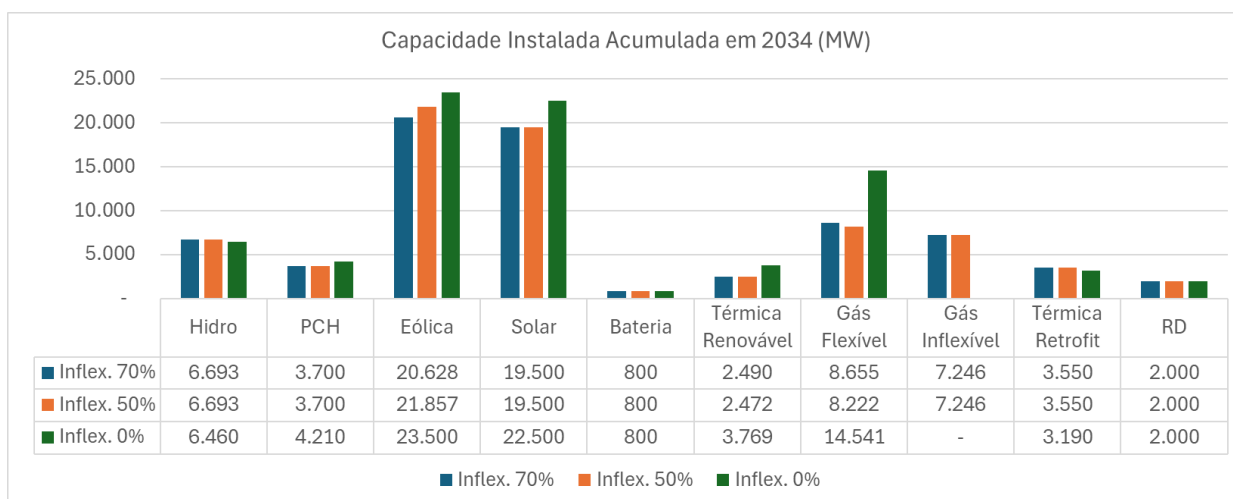


Figura 7: Expansão indicativa para a Carga Líquida Superior

Observa-se que, para os três cenários de carga líquida a redução da inflexibilidade das UTEs leva a uma maior expansão de usinas eólicas e solares, capazes de fornecerem energia a um custo mais baixo, somada a uma complementação da capacidade térmica flexível para suprir as necessidades de atendimento à demanda máxima do sistema.

Nesta análise não houve a expansão de térmicas inflexíveis no cenário de CL Superior e assim como na análise anterior (variação da capacidade instalada das UTEs) no cenário de CL Inferior não ocorreu a expansão de tecnologias de armazenamento.

Ao comparar as duas Matrizes de Arrependimento (Tabela 2 e Tabela 3), nota-se que a redução no montante de capacidade instalada é mais atrativa que a redução da inflexibilidade. Por exemplo, no cenário de demanda Inferior, para a Alternativa 3 da Tabela 2, representando zero contratação de UTEs inflexíveis ocorre a redução para 74% do valor de custo do Cenário de Referência. Enquanto na Alternativa C da Tabela 3, representando o montante de capacidade previsto na Lei 14.182, porém com zero inflexibilidade operativa, a redução é de 77%. Portanto, reduzir a obrigatoriedade de contratação se mostra mais vantajoso do que contratar o montante previsto na lei, porém alterando sua modalidade operativa. Dito de outra

forma, a redução na obrigatoriedade de contratação de montantes de UTEs inflexíveis traz uma redução no CTS maior do que a manutenção desses montantes e a redução da inflexibilidade desses projetos.

#### **4.0 CONCLUSÕES**

A construção da Matriz de Arrependimento - considerando como variáveis de estado os três cenários de projeção da Carga Líquida e como alternativas tanto as variações do montante de capacidade instalada de usinas térmicas inflexíveis requeridas pela Lei 14.182, bem como o nível de inflexibilidade dessas UTEs - mostrou que em todos os cenários a expansão de menor custo é aquela que não obriga a contratação de montantes de inflexibilidades conforme previsto na lei. A análise sobre o nível de inflexibilidade mostrou que mesmo se optando por manter a expansão do montante previsto em lei e ainda não contratado, o custo total minimizado leva em conta a redução do nível de inflexibilidade a ser exigido.

Estes resultados reforçam as análises realizadas no PDE 2031 e no PDE 2034, pois trazem uma maior robustez às conclusões apresentadas nesses documentos, pois compõem avaliações de distintos cenários futuros através do uso da Matriz de Arrependimento e que convergem com as soluções indicadas no planejamento decenal.

#### **5.0 BIBLIOGRAFIA**

- [1] BRASIL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ano 159, n. 131, p. 1, 13 jul. 2021. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/lei/L14182.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14182.htm). Acesso em: 15 abr. 2025.
- [2] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-PDE-2031>. Acesso em: 15 abr. 2025.
- [3] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-PDE-2034>. Acesso em: 15 abr. 2025.
- [4] SAVAGE, Leonard J. The Foundations of Statistics. New York: John Wiley & Sons, 1954.

## DADOS BIOGRÁFICOS



RAFAEL RIGAMONTI. Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (2005). Mestrado na área de pesquisa operacional pelo programa de Engenharia de Sistemas e Computação da COPPE - UFRJ (2012). Trabalhou na ELETROBRAS por 17 anos, atuando nas áreas de Estudos Energéticos, Comercialização de Energia e Desenvolvimento Tecnológico e Inovação (2006-2023). Desde 2023 trabalha na Empresa de Pesquisa Energética na Superintendência de Geração de Energia.



RONEY NAKANO VITORINO. Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo – Escola Politécnica de Engenharia da USP. Concluiu o Doutorado na mesma instituição, associado com período de Fellowship no Massachusetts Institute of Technology (MIT), através da Comissão Fulbright dos Estados Unidos. Atualmente trabalha na Empresa de Pesquisa Energética, onde desenvolve estudos de expansão da geração e transmissão de energia.