



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

O trade off entre o custo da operação hidrotérmica garantindo níveis elevados de armazenamento e a expansão de capacidade para o atendimento dos requisitos de potência no horizonte de Planejamento

RONEY NAKANO VITORINO(1); RENATO HADDAD SIMÕES MACHADO(1); SIMONE QUARESMA BRANDÃO(1); JORGE TRINKENREICH(1); RENATA NOGUEIRA FRANCISCO DE CARVALHO(1); EPE(1);

RESUMO

O artigo avalia os impactos das estratégias de operação dos reservatórios de usinas hidrelétricas sobre o custo total de operação e investimento em expansão de capacidade do Sistema Interligado Nacional. Com base no universo de usinas hidrelétricas despacháveis pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, a metodologia tem por objetivo preservar volumes mínimos dos reservatórios das usinas, como também garantir alocação de geração média mensal compatível com a modulação para o atendimento ao requisito de demanda máxima do sistema. Para tanto, parte-se da expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, em seguida, compara-se a eficácia das medidas operativas citadas acima, com as suas consequências para o Sistema Interligado, em termos de custo total de operação e necessidade de expansão de geração adicional para garantir o atendimento à demanda máxima de potência no horizonte de planejamento.

PALAVRAS-CHAVE

Sistema Elétrico, Volume Operativo, Demanda Máxima, Despacho Hidrotérmico, Capacidade de Potência

1.0 - INTRODUÇÃO

As características operativas da matriz de geração de energia elétrica vêm sendo alteradas em todo o mundo, principalmente devido à maior penetração de fontes renováveis não controláveis, como eólica e solar. No sistema elétrico brasileiro, os estudos de planejamento da expansão da oferta de geração, desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, também indicam essa tendência. Adicionalmente, ressalta-se a perda relativa da capacidade de armazenamento que vem ocorrendo no Sistema Interligado Nacional – SIN, devido à dificuldade de implantação de novas usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização, o que tem reduzido a gestão sob a produção de energia das usinas hidrelétricas (UHE). Isso exigirá a adaptação dos mecanismos comerciais, regulatórios e dos modelos de análise de maneira a atingir uma maior correspondência com a nova realidade operativa do sistema elétrico.

As simplificações existentes nas ferramentas utilizadas pelo planejamento, exigem que a análise do atendimento aos requisitos de capacidade seja feita posteriormente à otimização do despacho energético. Como os modelos de simulação visam o atendimento energético mensal por patamares de carga, em séries mais severas de vazões afluentes às usinas do SIN a operação pode resultar em baixos níveis de armazenamento e consequente perda de potência por deplecionamento, ocasionando uma necessidade de expansão adicional de tecnologias com

(*) Endereço Av. Rio Branco, n° 1 – 11º andar – CEP 20090-003 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 3512-3472 – Fax: (+55 21) 3512-3198 – Email: roney.vitorino@epe.gov.br

características específicas para o suprimento de potência, como termelétricas de partida rápida e tecnologias de armazenamento.

Por esse motivo, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 indica cerca de 13 GW de oferta correspondente a complementação de potência (1). Sabe-se, no entanto, que a preservação da potência disponível nas UHE incorreria em um maior custo de operação para o SIN e, em contrapartida, poderia reduzir simultaneamente a necessidade de expansão para o suprimento de potência.

Neste contexto, o presente trabalho propõe a comparação entre o aumento do custo de operação do sistema elétrico, e a correspondente redução de investimento em expansão de capacidade de geração, dado que a operação dos reservatórios com premissas de manutenção de volume permite assegurar disponibilidade de potência nas UHE conectadas ao SIN.

2.0 - PREMISSAS

As premissas utilizadas nesse estudo são apresentadas a seguir:

- A expansão de referência do PDE2027 é a base para a realização das análises. Essa expansão já contempla as alternativas de geração para o atendimento ao requisito de potência do SIN;
- As simulações utilizam o modelo Newave versão 25;
- A análise de disponibilidade de potência, baseia-se na metodologia descrita na Nota Técnica – Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência (2);
- As penalidades das restrições operativas mínimas de volume e de geração hidráulica mensal utilizam o valor ligeiramente superior ao custo do déficit de energia;
- A restrição de volume mínimo penalizável é atribuída somente ao mês de novembro de cada ano do período de simulação;
- O investimento unitário em nova capacidade é igual a 2.300 R\$/kW, este é o valor das usinas térmicas operando em ciclo aberto e indicativas, de acordo com o horizonte do PDE2027.

3.0 - METODOLOGIA

A metodologia de cálculo envolve um processo iterativo que abrange as simulações de despacho eletroenergético e de disponibilidade de potência do SIN. Embora esse trabalho faça uso da metodologia de atendimento à demanda máxima de potência usada no PDE2027, o quesito inovador surge pela aplicação das restrições de volume operativo na simulação eletroenergética e seu rebatimento tanto sobre a disponibilidade de potência do SIN, como sobre o investimento em tecnologias para o atendimento dos requisitos de capacidade previstos para o horizonte decenal.

3.1 Simulação Eletroenergética

Inicialmente, a simulação energética mensal, pelo modelo Newave, permite obter os níveis de armazenamento em cada final de período, a geração hidráulica média por reservatório equivalente, bem como os custos associados ao despacho térmico e ao déficit de energia para o horizonte em análise. A Figura 1 exhibe os passos executados para a contabilização da diferença de custo de operação (Dcusto) entre duas simulações eletroenergéticas.

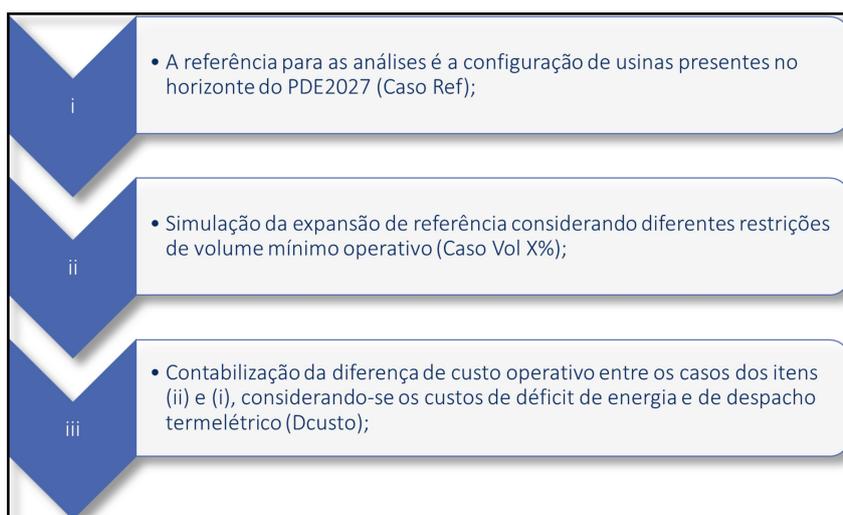


FIGURA 1 – Fluxograma para obtenção dos resultados da simulação eletroenergética

Na etapa (i), a expansão de referência (Caso Ref) é simulada no Newave. Esse caso já contempla a capacidade adicional para o atendimento dos requisitos de potência do SIN. Assim, ao simularmos o Caso Ref., o custo operativo é obtido para o horizonte decenal.

Já na etapa (ii), simula-se o Caso Ref submetido à diferentes restrições de volume mínimo operativo que visam a preservação de potência nas usinas UHE, obtendo-se um novo custo de operação para o período decenal. A denominação do caso com restrição de volume mínimo operativo é Caso Vol X%. Ressalta-se que na etapa de simulação energética, também é previsto o uso da restrição de geração hidráulica mínima mensal, GHMIN, para as usinas hidrelétricas. O montante de GHMIN é calculado previamente para cada usina, de modo que: a geração mínima por um período fora de ponta somada ao valor da geração maximizada da usina durante o atendimento da ponta do sistema elétrico é igual ao montante de energia mensal simulada pelo modelo energético.

Por fim, na etapa (iii), afere-se a diferença de custos operativos mensais (Dcusto) obtidos para os casos, Caso Vol X% e Caso Ref. Lembrando que este “delta” de custo simulado para as etapas (ii) e (i) reflete o efeito das medidas/restrições operativas visando garantir determinados volumes mínimos nas usinas hidrelétricas com reservatório do SIN.

3.2 Simulação de Disponibilidade de Potência

Após a obtenção dos resultados associados à simulação eletroenergética, passa-se para a simulação de capacidade máxima, baseada na metodologia citada no item 2.0 - Premissas.

Os resultados da simulação de potência permitem obter a contribuição de capacidade de cada fonte de geração presente no horizonte decenal e os índices de adequabilidade do suprimento de potência, como, risco de déficit de potência e profundidade do respectivo déficit.

A Figura 2 mostra os passos e dados obtidos em cada etapa da simulação do balanço de potência do SIN. Destaca-se que as etapas mantêm a enumeração compatível com a fase anterior denominada simulação eletroenergética.

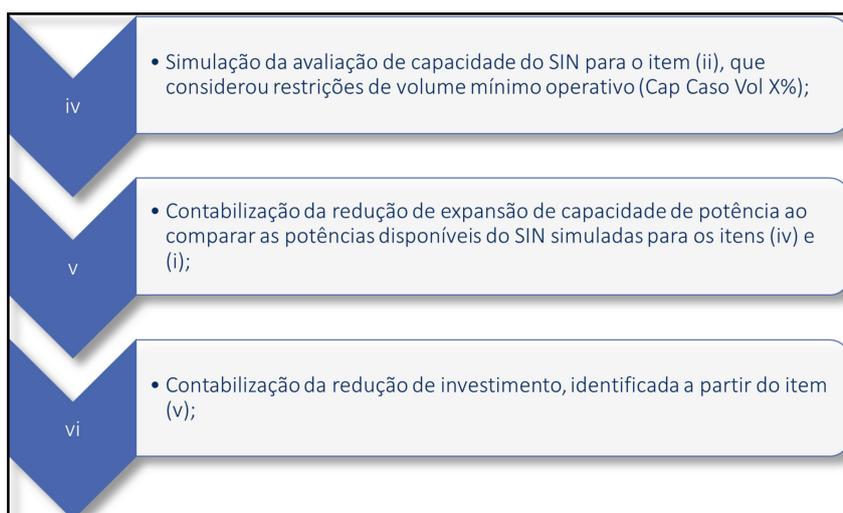


FIGURA 2 – Fluxograma para obtenção dos resultados da simulação de capacidade de potência

Na etapa (iv), o caso simulado com determinada restrição de volume mínimo operativo, Caso Vol X%, é submetido a metodologia de disponibilidade máxima de potência, com resultados associados a sigla Cap Caso Vol X%.

Para a etapa (v), temos a informação de capacidade de potência do caso de referência, Cap Caso Ref, e também a nova informação de capacidade de potência disponível para o caso que considera a restrição operativa, Cap Caso Vol X%. Dessa maneira, calcula-se a redução de necessidade de expansão de capacidade após condicionar a operação aos volumes mínimos especificados, Rcap.

Como passo final da simulação de potência, na etapa (vi), sabe-se que as reduções de investimento ocorrem em diferentes instantes mensais do horizonte de planejamento, portanto, processa-se o cálculo financeiro associado aos montantes de investimento reduzidos ao longo do período, Rinvest.

3.3 Análise do Benefício Econômico

A fase final da metodologia envolve a análise do benefício econômico, Becon, que traduz a diferença entre as variáveis calculadas nas fases (3.3) e (3.2) anteriores, conforme a Equação A:

$$Becon = \sum_{t=1}^T \frac{(Rinvest_t - Dcus_t)}{(1+i)^t} \quad (A)$$

Onde:

Becon – benefício econômico, R\$;

Rinvest_t – redução de investimento em capacidade de potência no mês t, essa redução leva em consideração a diferença de investimento previsto entre os casos Cap Caso Ref e Cap Caso Vol X%, R\$;

Dcusto_t – aumento de custo operativo no mês t, esse aumento leva em consideração a diferença de custo simulado entre os casos Caso Vol X% e Caso Ref, R\$;

T – período final para a contabilização da diferença de custo mensal de operação e da redução de investimento;

i – taxa de desconto mensal, %.

A partir da aplicação da metodologia proposta, afere-se o ponto de equilíbrio entre o nível de armazenamento para a operação das usinas hidrelétricas do SIN e o montante de expansão de capacidade para o atendimento aos requisitos de potência do sistema. O enfoque dado neste trabalho é para a tomada de decisão de planejamento sob as incertezas dessas grandezas, custo operativo e investimento em capacidade de geração adicional. Dessa maneira, as simulações são aderentes ao despacho hidrotérmico submetido ao histórico de vazões afluentes às UHE modeladas no Newave e também à metodologia de suprimento da demanda máxima do SIN. Ao final, o cálculo do benefício econômico é apresentado como a média dos cenários históricos de vazões simulados.

4.0 - RESULTADOS

Antes da apresentação dos resultados, a Figura 3 mostra os intervalos de volume mínimo operativo para os reservatórios das UHE do SIN, reunidos por subsistema, e a respectiva variação de potência disponível hidráulica destes subsistemas. Para a construção desse gráfico, utilizou-se o polinômio que relaciona o nível de montante de cada usina UHE a partir do seu volume armazenado.

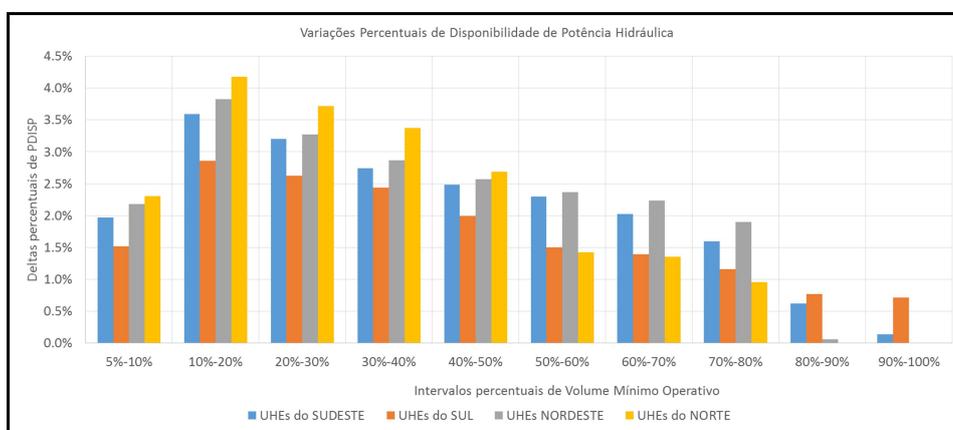


FIGURA 3 – Intervalos de volume mínimo operativo e a correspondente variação de potência disponível nas UHE

Para exemplificar, tomando-se como referência o subsistema Sudeste, representado pelas barras indicadas em azul na Figura 3, se o volume operativo das usinas hidrelétricas desse subsistema variar de 10% para 20%, em percentual do volume útil desses reservatórios, a potência disponível das hidrelétricas tem variação correspondente a 3.5%, em percentual da potência instalada das usinas contidas nesse subsistema. Portanto, este gráfico exhibe a variação de potência disponível teórica obtida através da excursão de diferentes volumes operativos das UHE de um subsistema – curva de potência versus armazenamento.

4.1 Os custos de operação da simulação eletroenergética

Visando explorar uma faixa abrangente de volumes mínimos operativos, neste estudo foram simulados os seguintes percentuais: 10%, 15%, 20% e 30%, além do caso de referência do PDE2027.

A contabilização do custo total da operação eletroenergética é feita para o período compreendido entre maio de 2018 até dezembro de 2027. A Figura 4 apresenta as diferenças de custos totais de operação, em valores presentes trazidos à maio de 2018, para cada um dos casos simulados.

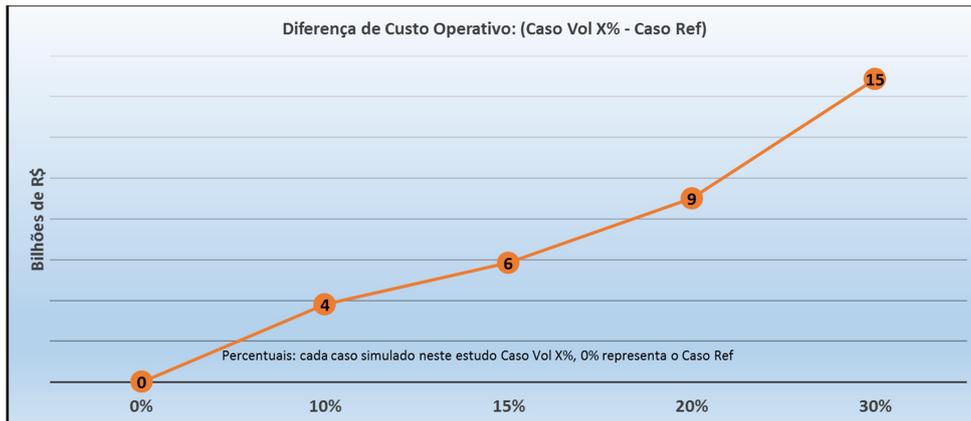


FIGURA 4 – Simulação eletroenergética: Diferença de custo total de operação

Na Figura 4, a medida que a restrição de volume mínimo operativo é incrementada, notamos o comportamento esperado de aumento do custo de despacho térmico compatível com a manutenção dos níveis desejados para os reservatórios das UHE do SIN. A diferença de custo, D_{custo} , é representada em relação ao custo do caso de referência do PDE2027 (Caso Ref.). A maior diferença de custo operativo é simulada para o caso com restrição de 30% do volume útil dos reservatórios do SIN, o valor contabilizado alcança cerca de R\$ 15 Bilhões. O ponto zero indica o caso de referência do PDE2027, ou seja, o custo adicional é nulo por não existir restrição de volume mínimo para esse caso.

4.2 Os investimentos adicionais para o atendimento do requisito de potência do SIN

Análogo ao cálculo da diferença de custo operativo mensal, a metodologia prevê a contabilização da redução de investimento em potência adicional, envolvendo o caso de referência do PDE2027, Cap Caso Ref., e o caso com restrição de volume mínimo operativo, Cap Caso Vol X%. A Figura 5 indica a redução de investimento, R_{invest} , para cada simulação de volume mínimo simulada neste estudo.

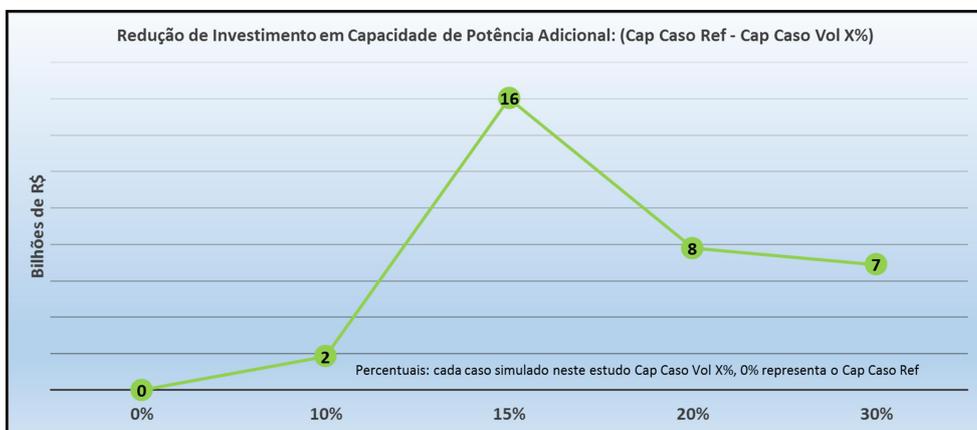


FIGURA 5 – Simulação de disponibilidade de potência: Redução de investimento em potência adicional
É importante notar que ao alterarmos a restrição de volume mínimo operativo de 10% para 15%, em percentual do volume útil dos reservatórios, a redução de investimento é significativa, passando de R\$ 2 Bilhões no Cap Caso Vol 10%, para R\$ 16 Bilhões no Cap Caso Vol 15%.

Por outro lado, quando aumenta-se a restrição de volume mínimo operativo de 15% para 20%, percebe-se que a redução de investimento é da ordem de 8 R\$ Bilhões, ou seja, inferior ao valor simulado para o Cap Caso Vol 15%.

Esse último resultado mostra que a manutenção de volume nos reservatórios do SIN atrelada à determinados níveis operativos, não implica em maior potência disponível nas UHE. Esse comportamento acontece porque para atender aos níveis operativos mínimos almejados, as UHE apesar de garantirem suas vazões mínimas (3),

evitam defluir água para não violar as restrições de volume especificados nas simulações. Como consequência, a geração de energia mensal é reduzida, afetando negativamente a capacidade de modulação da energia produzida por essas UHE. Em suma, o processo de modulação é uma das etapas do cálculo de disponibilidade de potência máxima das UHE do SIN e, baseia-se na geração de energia resultante do modelo energético Newave, onde a partir do montante de energia mensal, atribui-se dois valores de geração: (i) um associado a geração hidráulica que garante a vazão mínima das UHE por um período denominado fora de ponta, $t_{foraponta}$ e (ii) o outro relacionado a geração hidráulica maximizada para o atendimento do requisito de ponta mensal, com duração igual a t_{ponta} . A soma dessas duas parcelas de geração ponderadas pelas suas respectivas durações garante a manutenção e coerência da energia mensal simulada pelo modelo de despacho energético.

4.3 Simulação dos benefícios econômicos

A etapa final da metodologia proposta neste estudo calcula o benefício econômico, *Becon*, comparando a diferença da redução de investimento com o respectivo aumento de custo operativo inerente à restrição de volume mínimo operativo especificada em cada caso. Nesse sentido, a Figura 6 reúne essas três informações no mesmo gráfico: diferença de custo operativo, redução de investimento em potência adicional e o respectivo benefício econômico auferido para cada volume mínimo simulado.

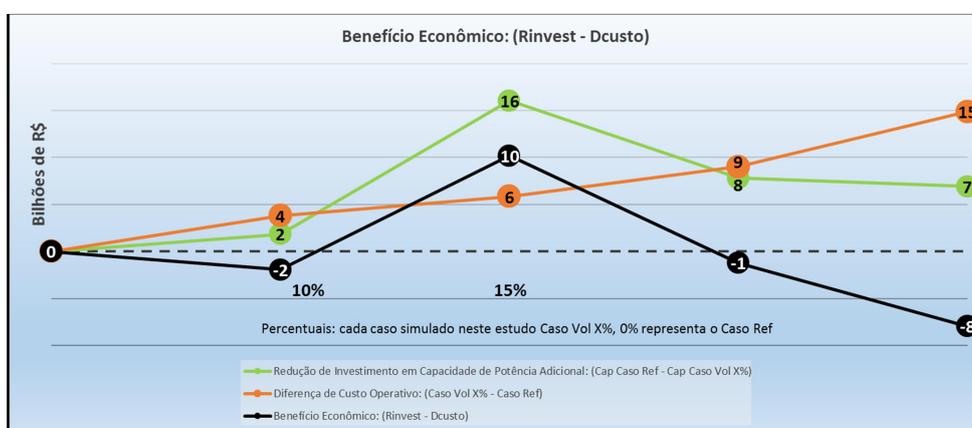


FIGURA 6 – Benefício econômico: Diferença da redução de investimento e do custo total de operação

Pela Figura 6, verificamos que dentre os casos simulados, o Caso Vol 15% foi o único que apresentou benefício positivo, de cerca de R\$ 10 Bilhões, linha indicada em preto no gráfico. Isso significa que a redução de investimento em capacidade de potência é superior ao incremento de custo de operação causado pela restrição de volume mínimo de 15%, em percentual do volume útil dos reservatórios do SIN. Para esse caso específico, fica evidente a eficácia da medida operativa adotada nas simulações para garantir potência disponível nas UHE. Por outro lado, os casos simulados com restrições de volume mínimo iguais a 10%, 20% e 30% resultaram em benefícios negativos de R\$ 2, 1 e 8 Bilhões, respectivamente.

Cabe destacar que neste estudo não foi calculado o ponto de benefício ótimo, o que resultaria na igualdade das grandezas simuladas, quais sejam: redução de investimento em capacidade de potência e incremento de custo operativo pela adoção de restrições de volume mínimo nas UHE com reservatórios do SIN. Como consequência, o volume operativo (%) que zerasse o benefício econômico serviria, por exemplo, como parâmetro de entrada nas simulações energéticas para balizar uma medida operativa condizente com a preservação de potência disponível nas hidrelétricas, auxiliando o atendimento dos requisitos de demanda máxima de potência projetados para o horizonte de planejamento do SIN.

4.4 Evolução das expansões de capacidade de potência adicional no horizonte decenal

Como informação complementar para o cálculo da redução de investimento em capacidade de potência mostrado no item 4.3, é importante conhecer as datas do horizonte de simulação nos quais existe diminuição da necessidade de potência adicional para o SIN, causado pela incorporação das restrições de volumes mínimos operativos nas simulações. Desse modo, com base nos montantes de redução de potência e nos momentos onde estes ocorrem, aplica-se a taxa de desconto mensal para aferir o impacto econômico da postergação ou antecipação do investimento em capacidade adicional dos casos aqui apresentados.

A Tabela 1 contém o resumo das datas de entrada das expansões associadas a cada caso simulado. Destaca-se que o Caso Cap Vol 15%, quando comparado ao Cap Caso Ref., teve a sua necessidade inicial de potência postergada para outubro de 2024, sendo o montante correspondente a 851 MW. Outro ponto que deve ser mencionado, diz respeito ao valor de expansão acumulado até o final do horizonte de simulação, o Cap Caso Vol 15% indicou cerca de 8.275 MW de potência adicional. Este número se comparado a expansão acumulada de potência do Cap Caso Ref, evidencia uma redução de aproximadamente 3.700 MW para o período analisado.

Tabela 1 – Datas de entrada das expansões de capacidade de potência adicional

MW	dez/22	nov/23	dez/23	ago/24	set/24	out/24	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	jan/27	nov/27	dez/27
Cap Caso Ref.	204	577	1305	1742	2991	3997	4386	7098	7762	7762	7762	10621	12142
Cap Caso Vol 10%	0	0	0	0	129	1050	2986	7098	7098	7098	7098	10621	12142
Cap Caso Vol 15%	0	0	0	0	0	851	3174	4485	4485	4485	5985	8275	8275
Cap Caso Vol 20%	0	0	0	0	0	1310	4386	7098	7098	7098	7098	10333	10333
Cap Caso Vol 30%	0	0	0	0	449	449	3174	4485	4485	7762	7762	10621	10621

Pela análise apontada no item 4.3, o Cap Caso Vol 15% foi o único dentre os casos simulados que indicou benefício econômico. No entanto, verifica-se pela Tabela 1, que os demais casos também apresentaram significativa postergação de investimento, em torno de 2 anos, quando avaliadas as datas iniciais das expansões adicionais de potência requeridas pelo SIN. Para o Cap Caso Vol 10%, a expansão de potência acumulada no período decenal é a mesma do Cap Caso Ref. Os Casos Cap Vol 20% e 30% indicaram reduções de expansão de capacidade adicional de 1.800 MW e 1.500 MW, respectivamente, quando contrastados com o Cap Caso Ref, porém não resultando em benefício econômico, dado o respectivo aumento de custo operativo.

5.0 - CONCLUSÃO

O trade off entre o custo da operação hidrotérmica garantindo níveis elevados de armazenamento e a expansão de capacidade para o atendimento dos requisitos de potência no horizonte de Planejamento foi mostrado neste trabalho. Os resultados são promissores quando considerada a adoção de possíveis medidas operativas como opções de garantia e adequação do suprimento de potência do SIN. No caso específico aqui simulado, envolvendo o caso que utilizou uma restrição de volume igual a 15% do volume útil dos reservatórios das UHE, o benefício econômico calculado é da ordem de R\$ 10 Bilhões no horizonte de 2019 a 2027, além disso, observou-se a postergação de quase dois anos nos investimentos iniciais correspondentes à capacidade adicional de potência requerida pelo sistema elétrico.

Como o cálculo do benefício econômico aqui proposto envolve as parcelas de redução de investimento em capacidade de potência e o respectivo incremento de custo operativo por conta da incorporação das restrições de volume e geração mínima mensal para as UHE, chamamos à atenção para as variáveis que têm impacto significativo nessas parcelas analisadas.

Primeiramente, em relação ao custo operativo, foram consideradas que as restrições de volume mínimo passam a ser incorporadas na simulação a partir de novembro de 2019, apesar das simulações iniciarem em maio de 2018. Isso ressalta a influência da contabilização do custo de operação necessário para conduzir o sistema de uma condição inicial até ao estado requerido pelo volume mínimo operativo. Em outras palavras, se o sistema estivesse em uma condição inicial de armazenamento muito adversa e, mesmo assim, exigíssemos que a restrição de volume fosse atendida logo no primeiro ano do horizonte de simulação, o custo operativo incorrido nesse primeiro ano afetaria sensivelmente o gasto total da operação dentro do período decenal.

Portanto, salientamos que os resultados do custo total de operação são fortemente influenciados tanto pela data de início de validade da restrição de volume mínimo e também pelo horizonte total de contabilização do custo. Nessa perspectiva, a medida operativa para a garantia de potência através da preservação de volumes nos reservatórios das UHE precisa ser compatível com o tempo necessário para alcançar os níveis de armazenamento desejados. Isto é, o prazo para o enchimento dos reservatórios deve ser factível, caso contrário, a ordem de custo associado a restrição de volume onera a operação do sistema elétrico e, assim mesmo, pode não ser atingida a meta de volume mínimo especificada, portanto comprometendo a disponibilidade de potência das UHE.

Ademais, para o cálculo da redução do investimento, o valor unitário, R\$/kW, é compatível com o investimento em expansão de capacidade associado as usinas térmicas operando em ciclo aberto. Pois, nesse caso, o

benefício econômico da operação com reservatórios a níveis elevados é comparado com o custo de oportunidade dessas modalidades térmicas indicativas, uma vez que esta tecnologia garantiria a complementação de capacidade requerida no horizonte decenal.

Por fim, por conta da metodologia de avaliação de capacidade empregada nos estudos de planejamento incorporar tanto a perda de potência por deplecionamento nos reservatórios das UHE, como também a modulação da geração mensal de energia dessas usinas, chama-se especial atenção para as usinas que são bastante impactadas em termos de disponibilidade de potência como: UHE Tucuruí que a partir de determinada cota operativa, estimada para este estudo em torno de 62 m, pode implicar ao desligamento da sua 2ª Casa de Força e as UHE operando a fio d'água, especialmente da região amazônica, como Belo Monte, Jirau e Santo Antônio, que apresentam forte sazonalidade mensal e, portanto, incorrendo em disponibilidades de potências que respeitem as suas condições mensais de geração de energia.

Além das importantes discussões trazidas pelos resultados diretos deste trabalho, esse estudo contribui para quantificar os impactos que as simplificações existentes nos modelos atuais podem causar sobre o resultado da expansão de geração no horizonte de planejamento decenal, o que reforça a busca constante pelo aperfeiçoamento e desenvolvimento de ferramentas com intuito de adequar metodologias e processos de planejamento e operação, com base na evolução das características dos sistemas elétricos.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, 2018. URL: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>, acesso (05.01.2018).
- (2) EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência, NT_EPE-DEE-NT-035_2017-r1, 2017. URL: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-425/NT_EPE-DEE-NT-035_2017-r1_Atendimento%20a%20Demanda%20M%C3%A1xima.pdf#search=demanda%20m%C3%A1xima, acesso em (07.03.2019).
- (3) ANA, Agência Nacional de Águas, Resolução ANA No 1.291, de julho 2017. URL: <http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/gestao-da-agua/resolucoes-e-normativos>, acesso em (17.04.2019).
- (4) ANA, Agência Nacional de Águas, Resolução ANA No 2.081, de dezembro de 2018. URL: <http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/gestao-da-agua/resolucoes-e-normativos>, acesso em (17.04.2019).
- (5) MME, Ministério de Minas e Energia. Consulta Pública No 64, CPAMP: Relatório Técnico “Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos – Volume Mínimo Operativo”, de dezembro de 2018. URL: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FListaPrincipal.jsp, acesso em (18.03.2018).
- (6) ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Histórico da Operação/Geração da Energia. URL: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_volumes.aspx, acesso em (05.04.2019).

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



RONEY NAKANO VITORINO

Graduado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica de Engenharia da Universidade de São Paulo (POLI-USP/2005), tem mestrado em Energia pela POLI-USP/2011. Atualmente é doutorando na mesma instituição e trabalha na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na Superintendência de Planejamento da Geração.



RENATA NOGUEIRA FRANCISCO DE CARVALHO

Engenheira Eletricista, UFRJ (2006). Mestre em Engenharia Elétrica (COPPE/UFRJ). Ingressou na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2007 e atualmente exerce o cargo de consultora técnica na Superintendência de Planejamento da Geração.



RENATO HADDAD SIMÕES MACHADO

Engenheiro eletricista formado pela UFRJ em 2008 e Mestre em Engenharia Elétrica pela Coppe-UFRJ. Trabalha na Empresa de Pesquisa Energética - EPE, desde 2009, onde atualmente é Consultor Técnico da Superintendência de Planejamento da Geração.



SIMONE QUARESMA BRANDÃO

Nascida no Rio de Janeiro – RJ, Brasil, em 6 de novembro de 1971. Formação: Matemática pela Universidade Castelo Branco, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, 2002. Empresa: EPE – Empresa de Pesquisa Energética desde 2009. Atua na Superintendência de Planejamento da Geração como Analista de Pesquisa Energética nos estudos relacionados à expansão da oferta de energia elétrica.



JORGE TRINKENREICH

Graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do RJ (PUC-RJ/1972), tem mestrado em Sistemas de Informação pela PUC-RJ/1985. Atualmente trabalha na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no cargo de Superintendente de Planejamento da Geração.