

Implicações dos impactos das mudanças climáticas na matriz elétrica brasileira

Implications of climate change impacts for the Brazilian electricity mix

Eveline Vasquez-Arroyo^a

Dan Abensur Gandelman^b

Fábio da Silva^c

Letícia Magalar^d

Diogo Victor Santos^e

André F. P. Lucena^f

^a Programa de Planejamento Energético, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
End. Eletrônico: eveline@ppe.ufrj.br

^b Departamento de Engenharia Agrícola e Meio Ambiente da Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil
End. Eletrônico: dangandelman@id.uff.br

^c Programa de Planejamento Energético, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
End. Eletrônico: fabioteixeira@ppe.ufrj.br

^d Programa de Planejamento Energético, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
End. Eletrônico: leticiamagalar@ppe.ufrj.br

^e Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI), Brasília, DF, Brasil
End. Eletrônico: diogo.santos@mctic.gov.br

^f Programa de Planejamento Energético, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
End. Eletrônico: andreLucena@ppe.ufrj.br

doi:10.18472/SustDeb.v11n3.2020.33998

Received: 09/09/2020
Accepted: 29/10/2020

Os dados e os resultados apresentados nesta publicação foram desenvolvidos no âmbito do projeto “Quarta Comunicação Nacional e Relatórios de Atualização Bienal do Brasil à Convenção do Clima”, coordenado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, com apoio do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, por meio dos recursos do Fundo Global para o Meio Ambiente, aos quais oferecemos nossos agradecimentos.

RESUMO

A geração hidrelétrica é responsável por ofertar a maior parte da eletricidade no Brasil. Tal como outras renováveis, a fonte hídrica tem alta sensibilidade a variáveis meteorológicas, de maneira que mudanças climáticas podem impactá-la consideravelmente. Portanto, este estudo pretende analisar impactos das mudanças climáticas na geração hidrelétrica e suas consequências para o sistema elétrico brasileiro. São utilizados dados de cenários de níveis específicos de aquecimento médio global de 2°C e 4°C, provenientes dos modelos climáticos regionalizados Eta_HadGEM2-ES e Eta_MIROC5. Os resultados indicam que a adaptação do sistema elétrico ante a redução da disponibilidade hídrica inclui maior penetração de outras fontes renováveis e termelétricas a gás natural, gerando um aumento no custo marginal do sistema para atendimento da demanda em 2030. Quanto às emissões de gases de efeito estufa, projeta-se um aumento nos cenários de níveis de aquecimento de 2°C, mas uma redução nos cenários em que o aquecimento atinge 4°C.

Palavras-chave: Mudanças climáticas. Impacto. Adaptação. Geração hidrelétrica. Sistema de geração elétrica. Brasil.

ABSTRACT

Hydropower generation is responsible for supplying most of the electricity in Brazil. Like other renewable sources, water is highly sensitive to meteorological variables, so that climate change may have a considerable impact on it. Therefore, this study aims at assessing climate change impacts on hydropower generation and their consequences for the Brazilian electricity system. Scenario data for specific average global warming levels of 2°C and 4°C from Eta_HadGEM2-ES and Eta_MIROC5 downscaled climate models are used. Outcomes indicate that the electricity system’s adaptive capacity to lower hydropower generation includes a growing share of other renewable and natural gas fired thermoelectric generation, increasing the system’s marginal cost to meet projected demand in 2030. Greenhouse gas emissions are projected to increase in a 2°C scenario, but to decrease in scenarios in which warming reaches 4°C.

Keywords: Climate Change Impact. Adaptation. Hydropower generation. Hydropower generation system. Brazil.

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, sendo a maior parte da energia elétrica gerada no País proveniente de usinas hidrelétricas (UHEs). A energia eólica, termelétrica à biomassa e solar também vêm crescendo, contribuindo para que a matriz elétrica continue sendo, em sua maior parte, renovável (MEM/EPE, 2017). Em 2019, as fontes renováveis representaram 83% da oferta interna de eletricidade (EPE, 2020).

Assim, é possível definir o sistema de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil como um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de UHEs. A transmissão da energia é realizada no chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), que é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da Região Norte. 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 hidrográficas brasileiras (ONS, 2018).

As fontes renováveis de energia são diretamente impactadas por variáveis climáticas. Isso faz com que sua oferta seja mais vulnerável a mudanças climáticas que a de recursos fósseis (LUCENA et al., 2009; SCHAEFFER et al., 2012).

A energia hidrelétrica, em particular, é impactada por mudanças nos padrões de precipitação e aumento da temperatura do ar, o que afeta o processo de evapotranspiração nas bacias hidrográficas, o escoamento superficial, o transporte de sedimentos e a evaporação dos reservatórios (DIAS et al., 2018). Isso, em regra, diminui a vazão afluyente às usinas a fio d'água e com reservatórios, induzindo, assim, a uma redução do volume útil destes e, conseqüentemente, da energia armazenada. Portanto, a geração hidrelétrica é vulnerável a eventos extremos, como estiagens prolongadas, o que representa um considerável risco à segurança energética do país (LUCENA et al., 2009; SCHAEFFER et al., 2010, 2015).

Lucena et al. (2009) e Schaeffer et al. (2010) projetaram uma diminuição na geração como consequência de menores vazões nas bacias de forma regionalizada, principalmente nas regiões Norte e Nordeste. Lucena et al. (2009) estimaram que a energia firme poderia cair até cerca de 3% nos cenários avaliados, com impactos regionais mais significativos, enquanto Schaeffer et al. (2010) calcularam que a energia firme poderia sofrer uma queda de 30%. De Queiroz et al. (2019) também obtiveram como resultado o aumento da energia firme nas usinas da Região Sul e redução na maioria das usinas nos demais subsistemas, mostrando ainda previsões de queda significativa na energia firme com o início da operação planejado até 2030 em quase todos os períodos simulados.

Em escala regional, Jong et al. (2018) projetam uma redução de até 35% da geração de UHEs na Bacia do São Francisco. Já Arias et al. (2020) avaliaram os efeitos de mudanças climáticas na rede de reservatórios existentes e planejados na Bacia Hidrográfica do Rio Tapajós, que, juntos, compõem cerca de 50% do potencial de expansão de energia hídrica inventariado no Brasil. Os resultados indicam possível aumento de disparidades entre a oferta de eletricidade sazonal e a demanda de pico, podendo ainda diminuir o potencial de geração hidrelétrica na estação seca em 5.4% e 7.4%.

Além do impacto quantitativo na geração e do aumento do risco de déficit no suprimento de energia, alterações no aproveitamento das fontes renováveis por causa das mudanças climáticas podem impactar a caracterização da matriz elétrica, originando um balanço de energia diferente do anteriormente projetado (QUEIROZ et al., 2016). No SIN, a diversidade da matriz elétrica possibilita a compensação de impactos climáticos na geração elétrica entre diferentes fontes energéticas, como entre as renováveis e as termelétricas a combustíveis fósseis e mesmo entre fontes renováveis. Essa compensação dota o sistema elétrico de uma capacidade intrínseca de adaptação, a assim chamada Capacidade Adaptativa (BRASIL, 2016).

A capacidade das UHEs para lidarem com alterações na variabilidade de vazões ou mudanças no regime de sazonalidade das chuvas está associada à sua capacidade de armazenamento de água no reservatório (SCHAEFFER et al., 2012). Quanto maior o volume de armazenamento de água possível, mais apto o sistema está para lidar com a variabilidade climática (VICUNA et al., 2007). Entretanto, dadas as crescentes restrições ambientais para a construção de usinas com grandes reservatórios, é de se esperar que o aproveitamento futuro do potencial hidrelétrico remanescente seja cada vez mais baseado em usinas a fio d'água, com pequenos reservatórios. Portanto, a habilidade do sistema para compensar as variações climáticas com o aumento da capacidade de armazenamento dos reservatórios pode diminuir, tornando-o mais vulnerável às mudanças climáticas.

Outro elemento determinante para a capacidade adaptativa é a complementaridade dos recursos energéticos integrados ao SIN. O SIN deve manter a otimização do atendimento da carga prevista ao

menor custo, quer dizer, minimizando a utilização da geração termoelétrica, evitando vertimentos não turbinados nos reservatórios das usinas e equalizando, na medida do possível, os custos marginais de operação entre as regiões interligadas (TOLMASQUIM, 2016).

A capacidade adaptativa pode ser realizada tanto pela perspectiva geográfica quanto pelas diferentes fontes de energia disponíveis. Pela ótica geográfica, a gestão operativa do SIN é influenciada pelo regime pluviométrico das diferentes regiões hidrográficas. Essas regiões, por apresentarem períodos úmidos e de estiagem distintos, complementam-se, já que a energia gerada em uma região com abundância de água pode ser redirecionada para regiões mais secas em um determinado período. Isso, para além de aumentar a segurança energética, é capaz de diminuir o custo operativo do sistema.

Pela ótica da gestão de diferentes fontes energéticas no SIN, nos últimos anos verificou-se um forte crescimento de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul. As usinas termelétricas (UTES), em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico, pois contribuem para a segurança do SIN, sendo despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das UHEs para assegurar o atendimento futuro (ONS, 2018; TOLMASQUIM, 2016). Porém, o despacho dessas UTES aumenta os custos de geração por causa dos preços de combustíveis, como o nuclear, gás natural e carvão mineral (EPE, 2017, 2018, 2019). Além disso, se alimentadas por combustíveis fósseis, as UTES aumentam a emissão de gases de efeito estufa (GEE) do sistema energético brasileiro (EPE, 2017, 2018, 2019; LUCENA et al., 2018).

Termelétricas operadas a carvão mineral ou nucleares realizam o atendimento da demanda de base, quer dizer, seu fornecimento é relativamente constante ao longo do dia durante todo o ano. As usinas a carvão têm um baixo custo variável, porém, as emissões de GEE são muito altas. Por outro lado, as usinas nucleares não emitem diretamente GEE, mas o custo de investimento é muito alto. As UTES a diesel e óleo combustível atendem à demanda de ponta, operações esporádicas para equilibrar o sistema e/ou sistemas isolados. Essas usinas possuem um custo de investimento, custos variáveis e emissões muito altos. As usinas a gás natural a ciclo combinado são mais acionadas para atendimento na base, e as a ciclo aberto para atendimento flexível, sobretudo para atendimento da demanda de ponta. Os custos das UTES a gás natural são variáveis e possuem uma emissão média, comparada com as outras tecnologias de geração a combustíveis fósseis.

Lucena et al. (2018) avaliaram estratégias de adaptação do setor elétrico ao impacto das mudanças climáticas na geração hidrelétrica. Os impactos foram projetados pelo programa *Global Water Availability Model* (GWAM), a partir de 16 modelos climáticos e diferentes cenários de forçamento radiativo. Resultados indicam que os impactos das mudanças climáticas podem ser compensados por uma ampla gama de alternativas de fontes de geração elétrica, sendo a otimização do modelo energético dependente do nível de esforço de medidas de mitigação no setor.

Ademais, os impactos das mudanças climáticas levariam a emissões ainda maiores na ausência de políticas de mitigação dessas mudanças. Por outro lado, as estratégias de mitigação para buscar emissões mais baixas são mantidas sob os impactos climáticos, mostrando sua robustez diante dos desafios de adaptação. Os esforços de mitigação poderiam produzir uma mistura mais diversificada e menos intensiva em carbono nas opções tecnológicas para adaptação. Com isso, ao analisar os custos de investimento para se adaptar aos impactos das mudanças climáticas, em alguns casos, a mitigação pode levar a um nível de investimento total menor.

Os estudos de impactos e adaptação, em geral, baseiam sua metodologia em modelos com cenários específicos para emissões futuras e forçamento radiativo. Não obstante a validade científica dessa abordagem, existe uma demanda por informações mais diretas de efeitos esperados em níveis específicos de aumento da temperatura global, principalmente para a formulação de políticas públicas (ARNELL et al., 2019). Outrossim, faz-se relevante para formuladores de políticas que se faça o uso

de modelos que também são empregados pelos órgãos governamentais de planejamento energético. Dessa forma, garante-se que os desvios obtidos no estudo em relação aos resultados de planos oficiais estejam mais associados a mudanças nas variáveis climáticas que a alterações significativas de método e premissas de modelagem. Assim, o objetivo deste estudo é analisar impactos das mudanças climáticas na hidreletricidade e as consequências destes no sistema elétrico brasileiro.

Para tanto, aplicam-se resultados de alteração da oferta de recursos hídricos no Brasil sob cenários de níveis específicos de aquecimento (SWL) ao Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), modelo de expansão do sistema elétrico utilizado na formulação do Plano Decenal de Energia (PDE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). É feita, ainda, uma avaliação e discussão sobre a capacidade adaptativa do sistema elétrico brasileiro, considerando o custo marginal do sistema para atendimento da demanda diante de cenários de mudanças climáticas e seu impacto em termos da variação das emissões de gases de efeito estufa.

2 METODOLOGIA

A indicação da alteração da oferta hidrelétrica parte da avaliação da variação do escoamento superficial em cenários de níveis específicos de aquecimento (*Specific Warming Levels* – SWLs) de 2°C (SWL2) e 4°C (SWL4) em relação a valores históricos simulados, trabalhados com base nos modelos climáticos regionalizados Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5. Essa variação no escoamento superficial é então utilizada para estimar o impacto na Energia Natural Afluenta (ENA) e seus respectivos reflexos sobre uma matriz elétrica projetada para o ano 2030, ambos os processos realizados com o MDI. Dessa forma, é possível avaliar os impactos do clima tanto na ENA, na capacidade instalada e geração elétrica, quanto no custo marginal e nas emissões de GEE para os cenários propostos. Os resultados são avaliados em relação a um cenário-base, não afetado por alterações climáticas. A Figura 1 apresenta um fluxograma simplificado da metodologia proposta.

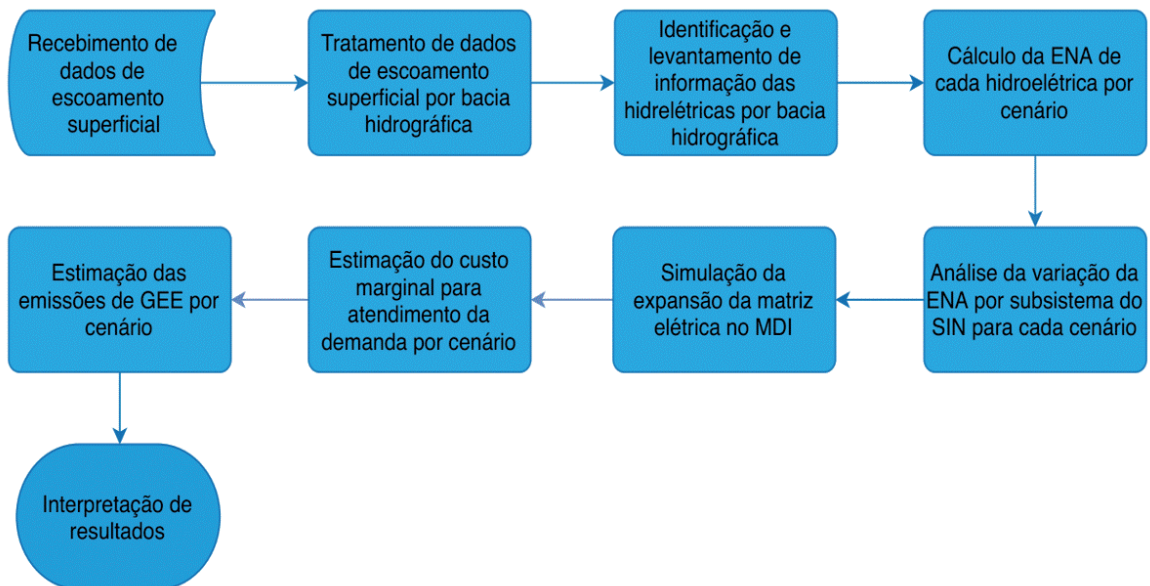


Figura 1 | Fluxograma da metodologia para análise de impacto climático na oferta de energia hidrelétrica e matriz elétrica

Fonte: Elaboração própria.

A variável de escoamento superficial, modelada por Ribeiro et al. (2016), foi trabalhada em 23 bacias (Anexo I) com uma escala de tempo diária. O Eta-HadGEM2-ES e o Eta-MIROC5 possuem duas bases de

dados importantes, sendo uma com simulação de informações de escoamento superficial histórico e a outra com projeções para cada nível de aquecimento.

Ambas as informações são revisadas e verificadas por meio da observação da concordância da tendência da sazonalidade do escoamento superficial simulado para cada período histórico simulado (*h.simulado*) de cada modelo climático. Após a verificação de que ambos os modelos climáticos exibem um comportamento sazonal análogo em cada bacia hidrográfica, é realizado o cálculo de médias mensais e médias anuais de cada cenário. As médias mensais calculadas em cada bacia hidrográfica servem para calcular a variação relativa de cada nível de aquecimento em relação ao período histórico simulado, conforme equação (1), a seguir:

$$\text{Fator de variação relativa} = \frac{Q_{\text{cenário SWL } x} - Q_{h.\text{simulado } x}}{Q_{h.\text{simulado } x}} \quad (1)$$

Onde:

$Q_{\text{cenário SWL } x}$ = Escoamento médio da bacia hidrográfica *x* de um determinado cenário de nível de aquecimento – SWL

$Q_{h.\text{simulado } x}$ = Escoamento médio da bacia hidrográfica *x* no período do histórico simulado

Em relação à geração de energia hidrelétrica, para que os dados de escoamento superficial sejam traduzidos em ENA, primeiramente as UHEs (com potência instalada superior a 30 MW) em operação e construção são localizadas geograficamente (Anexo I). Isso é realizado com base no recorte das bacias hidrográficas/subsistema do SIN, mediante o uso de um *software* de geoprocessamento. Esse procedimento permite (i) analisar a distribuição das UHEs em cada bacia hidrográfica/SIN, (ii) identificar as bacias mais significantes pelo montante de capacidade instalada e (iii) aplicar um “fator de ajuste” que permite adequar as projeções do escoamento superficial feitas por bacia hidrográfica em cada UHE pertencente ao SIN, por meio das séries de dados históricos de vazões afluentes de cada usina.

Assim, os dados históricos observados de vazões afluentes a cada UHE são identificados (*h.observado*). Esse fator é um valor percentual de variação mensal entre o período *h.observado* e os demais cenários obtidos a partir dos dados de escoamento superficial projetados para cada cenário SWL. Dessa forma, considera-se que a vazão afluente a cada UHE sofre uma variação de acordo com os dados de escoamento projetados para a bacia hidrográfica a qual pertence para um determinado mês, conforme a equação (2).

$$Q_{\text{usina } y,i} = \frac{Q_{\text{SWL},i,y}}{\bar{Q}_{h.\text{simulado},i}} \times \bar{Q}_{h.\text{observado},i} \quad (2)$$

Onde:

$Q_{\text{usina } y,i}$ = Vazão natural afluente da UHE no ano *y*, mês *i* (m³/s)

$\bar{Q}_{\text{SWL},i,y}$ = Escoamento médio da bacia *x* no mês *i* dos cenários SWL 2°C e SWL 4°C (m³/s)

$\bar{Q}_{h.\text{simulado},i}$ = Escoamento médio da bacia *x* no mês *i* do período do histórico simulado (m³/s)

$\bar{Q}_{h.\text{observado},i}$ = Vazão afluente histórica observada de cada UHE (m³/s)

As vazões afluentes para os cenários projetados de SWL são utilizadas como dados de entrada do MDI. Ele é um modelo de otimização proposto por Gandelman (2015) e utilizado no PDE da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017a; EPE, 2017b a 2019), para determinação da expansão do sistema elétrico brasileiro. Considera um portfólio de fontes e projetos de geração, com seus custos fixos e variáveis, assim como sua expectativa de geração mensal e contribuição para a demanda de ponta. Utiliza diversas séries hidrológicas para encontrar um portfólio de expansão que seja ótimo no sentido estocástico.

O MDI utiliza informações sobre a variação da geração hidrelétrica no SIN, representado em séries de ENA (MWmed), devido aos impactos das mudanças climáticas nos diferentes cenários propostos. ENA é a energia gerada a partir da soma dos produtos de vazão natural afluente (abatida de vertimento) a cada usina pela sua produtividade média. Assim, representa a energia elétrica que pode ser gerada em uma UHE. A variação da ENA leva a um novo mix da capacidade instalada na expansão de oferta elétrica, possibilitando avaliar como as mudanças climáticas na geração hidrelétrica podem impactar na projeção da expansão da matriz elétrica, na variação do custo marginal do sistema elétrico e na variação das emissões de GEE em cada cenário proposto.

O plano de expansão do cenário-base considera o custo, a localização das usinas elétricas por subsistema, a geração sazonal, a confiabilidade de cada fonte energética e o projeto de novas usinas, além dos custos de investimento em novas plantas de geração por tipo de tecnologia (GANDELMAN, 2015; EPE, 2017b). O custo de expansão é composto pelo custo de investimento somado ao custo de operação e manutenção (Tabela 1).

Também são apresentados os custos nivelados de geração (LCOE – sigla em inglês para *levelized cost of energy*) que trazem uma normalização entre os custos fixos e variáveis de geração de energia. Notadamente, as fontes eólica e solar apresentam custos nivelados competitivos e ampla disponibilidade de oferta, porém, a sua intermitência impede que o MDI busque uma expansão baseada apenas nessas fontes, pela restrição de garantia de atendimento à demanda máxima (restrição de segurança energética).

Tabela 1 | Parâmetros técnicos e econômicos considerados para a expansão do parque elétrico

	<i>Custo de investimento US\$/kW</i>	<i>Custo Variável (US\$/MWh)</i>	<i>Custo fixo O&M (US\$/ kW/year)</i>	<i>LCOE (US\$/ MWh)</i>	<i>Fator de capacidade médio (anual)</i>	<i>Fator de emissão (tCO2eq/ MWh)</i>
HIDRELÉTRICA	1143 a 6811		66 a 141	68,49	0,25 a 0,89	
GÁS NATURAL – CICLO ABERTO	700,00	95,43	41,43	193,54	despachável*	0,2125
GÁS NATURAL – CI- CLO COMBINADO	1.000,00	137,17	32,22	147,86	despachável*	0,2125
CARVÃO MINERAL	2.761,75	30,69	107,40	103,14	despachável*	0,3529
NUCLEAR	5.000,00	7,85	98,20	65,69	despachável*	
BIOMASSA	1.227,45		39,89	35,19	0,33	
EÓLICA ON-SHORE	1.626,37		42,96	35,44	0,40	
SOLAR – PV	1.300,00		30,69	43,73	0,5	
ÓLEO DIESEL**						0,2915

Nota: Custos mostrados em dólar, 1 U\$ = R\$ 3,26

* Depende do cenário hidrológico

** O modelo não considera como uma alternativa de expansão

Fonte: Elaboração própria com base em dados de EPE (2017b) e KREY et al. (2014) e SIMS et al. (2007).

A demanda de energia elétrica é a média das potências elétricas solicitadas ao sistema elétrico pelos sistemas consumidores. Dessa maneira, a solução ótima em cada cenário deve atender 92.194 MWmed no ano de 2029. As premissas e restrições assumidas na modelagem são: (i) a expansão de biomassa de cana-de-açúcar está limitada a no máximo 500 MW/ano a partir do ano de 2021 e de biomassa florestal a 100 MW/ano a partir de 2023 devido às limitações impostas pela oferta de matéria-prima, especialmente pelas limitações de expansão da fronteira agrícola; (ii) não existe restrição na expansão das usinas eólica e solar, como ocorre no PDE 2026 (EPE, 2017); (iii) consideração de restrição de atendimento à demanda máxima, com fatores de contribuição por fonte (fontes intermitentes possuem baixa contribuição, devendo ser compensadas por outras fontes, tais como UTEs, para manter a segurança do sistema); (iv) a contribuição de potência das UHEs é estimada a partir das ENAs calculadas neste estudo; (v) novas UTEs a carvão mineral só podem ser instaladas a partir do ano de 2029 conforme (EPE, 2017) – o governo destaca externalidades dessa fonte, como geração de emprego e segurança energética para justificar a oferta (EPE, 2019), portanto se manteve essa premissa para que os resultados sejam diretamente comparáveis; (vi) indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta eólica entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2021, sendo 80% alocados no Nordeste e 20% na Região Sul conforme proposto por EPE (2017).

Finalmente, as emissões de gases de efeito estufa são representadas pela contabilização do dióxido de carbono equivalente ($\text{CO}_{2\text{eq}}$). O IPCC dá as diretrizes para realizar os inventários de GEE de cada setor (IPCC, 2006, 2019). Para o setor energético, o IPCC (2006) determina fatores de emissão de cada combustível em kg GEE/TJ com base no Poder Calorífico Inferior (PCI). Para a determinação dos fatores de emissão para o setor elétrico, é necessária informação sobre quantidade de combustível consumida por unidade de geração (MWh, por exemplo) de cada tecnologia.

A quantidade de combustível deve ser convertida de suas unidades originais em unidade de energia. Para essa conversão, utiliza-se o Poder Calorífico Inferior (PCI), uma vez que esse parâmetro corresponde aos processos de troca térmica que, efetivamente, ocorrem durante a combustão, já que, na prática, os processos são realizados à pressão constante e a água é liberada no estado de vapor (LICKS; PIRES, 2010). Os fatores de emissão das fontes energéticas de combustível fóssil, em unidades de $\text{tCO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$, são obtidos de relatórios do IPCC (KREY et al., 2014; SIMS et al., 2007). Os relatórios compilam fatores de emissão de vários estudos por tecnologia de geração elétrica. Assim, os valores escolhidos neste estudo são valores referenciais com o objetivo de avaliar a variação de resposta do modelo de expansão MDI diante do impacto climático na geração hidrelétrica e matriz elétrica brasileira.

3 RESULTADOS

3.1 ESCOAMENTO SUPERFICIAL

Após a análise da sazonalidade do escoamento superficial simulado nos cenários-base de cada bacia hidrográfica, constatou-se que os modelos climáticos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5 possuem uma sazonalidade mensal análoga. Entretanto, de maneira geral, o Eta-HadGEM2-ES apresenta valores de redução de escoamento superficial maiores do que os resultados obtidos pelo Eta-MIROC5, principalmente nas regiões Sul e Sudeste, locais em que os resultados variam acima de 20% entre os dois modelos.

Nos cenários SWL2, existe uma tendência de aumento do escoamento na Região Sul do País, exceto nas bacias do Atlântico Sul e Uruguai. Para todas as outras bacias analisadas, os modelos climáticos apresentaram resultados negativos. As bacias no Norte e Nordeste apresentam maior diminuição de escoamento, como as do Rio Tocantins, Rio Araguaia, Rio Parnaíba, Rio São Francisco, Rio Atlântico Leste e do Rio Doce, que possuem juntas 28% da capacidade total instalada de UHEs no País.

Na Região Sudeste, a Bacia do Paraná é a mais importante do SIN tanto em sua capacidade instalada (35,4% de toda a capacidade hidrelétrica instalada no País) quanto também em relação à demanda de energia, já que engloba as áreas mais populosas do Brasil. Dessa forma, a redução de disponibilidade hídrica nessa região, além de prejudicar a geração hidrelétrica, pode também aumentar os conflitos causados pelos diferentes usos de água na bacia. Nesta, o cenário Eta-HadGEM2-ES SWL2 indica uma redução no escoamento superficial entre 20% e 40%. Em contraposição, o cenário Eta-MIROC5 SWL2 mostra um pequeno incremento em seu escoamento superficial (até 20%).

Porém, para esse nível de aquecimento, devido às características sazonais complementares entre a Região Sul e a Região Sudeste/Centro-Oeste e Norte, é possível que a redução do recurso hídrico nas regiões Norte e Nordeste sejam compensadas pelo aumento desse recurso na Região Sul.

Já nos cenários de SWL4, os resultados de escoamento obtidos apresentaram diminuições mais críticas do que nos cenários SWL2 em ambos os modelos climáticos para todas as bacias estudadas, com exceção das bacias do Atlântico Sul e Uruguai, onde se obtiveram valores ainda maiores de escoamento superficial comparados aos cenários SWL2. Também, a Bacia do Paraná mostra o mesmo padrão de aumento do escoamento que no cenário Eta-MIROC5 SWL2. Entretanto, apesar de ainda existir um padrão sazonal de escoamento superficial entre as regiões do País, a presença de valores mais extremos indica períodos mais longos de menor escoamento superficial, que podem comprometer a capacidade de armazenamento de energia dos reservatórios.

3.2 ENERGIA NATURAL AFLUENTE – ENA

O cenário-base mostra que a maior distribuição da ENA (43%) se encontra no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), seguido pelo subsistema Sul (S) com 28%, Norte (N) com 17% e Nordeste (NE) com 12%. As análises de todo o SIN mostram que a ENA para cada cenário SWL comparado com o cenário de base indicam uma possível diminuição do potencial de geração hidrelétrica para todos os cenários de aquecimento, sendo que o modelo Eta-HadGEM2-ES mostra maiores impactos, com uma redução que chega de 27% a 41%. Já o modelo Eta-MIROC5 mostra reduções na geração hidrelétrica entre 6% e 10%. Esse resultado indica que em ambos os modelos climáticos todos os níveis de aquecimento forçariam o SIN a se adaptar com uma nova distribuição do *mix* do sistema elétrico.

Uma análise detalhada por cenário de nível de aquecimento mostra a mudança da distribuição do impacto de cada modelo climático regionalizado na ENA em cada subsistema interligado. Os resultados são mostrados na Figura 2. Assim, o modelo Eta-HadGEM2-ES mostra que o subsistema NE é o que possui maior redução da ENA com 42% (SWL2) e 56% (SWL4). Em contrapartida, o subsistema S é o que tem menor potencial de redução com variações de -16% (SWL2) e -25% (SWL4).

No modelo Eta-MIROC5, os dois níveis de aquecimento mostram o subsistema S com um aumento da ENA de 13% (SWL2) e 23% (SWL4). Isso se justifica, pois nessa região localizam-se as bacias hidrográficas com impactos positivos, devido ao aumento do escoamento superficial conforme aumenta o nível de aquecimento. Por outro lado, os subsistemas N, NE e SE/CO indicam uma redução da ENA de até 40% e 2,5% respectivamente, para o cenário SWL4.

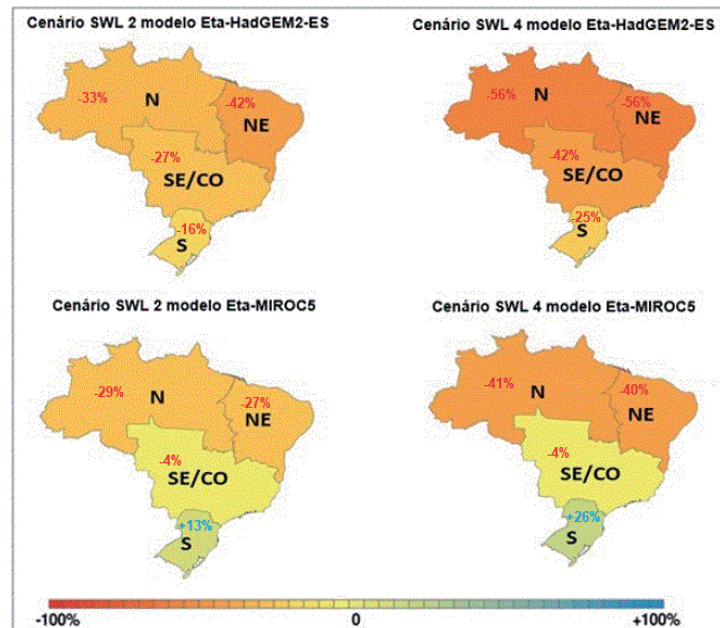


Figura 2 | Variação da Energia Natural Afluyente em cada cenário de aquecimento relativos ao cenário-base

Fonte: Elaboração própria

3.3 CAPACIDADE INSTALADA

A capacidade total é de 224 GW em 2030 no cenário-base. A capacidade adicional chega a 94 GW, dos quais cerca de 30% é proveniente da fonte eólica, 17,7% carvão mineral, 17,3% gás natural, 12,6% biomassa, 12% hidrelétrica e 10,7% de solar.

Os resultados da expansão da capacidade instalada no MDI consideram as premissas descritas na Seção 2 no cenário-base e nos cenários com impacto climático. A simulação dos cenários climáticos no MDI mostra que a participação das UHEs na expansão do setor diminuiu consideravelmente, comparados com o cenário-base em 2030 (Figura 3).

No cenário mais impactado, Eta-HadGEM2-ES SWL4, a contribuição é de apenas 1,3% da capacidade adicional projetada no cenário-base em 2030. Já o cenário Eta-HadGEM2-ES SWL2, conseguiria expandir o setor hidrelétrico só em 2,4% a mais do que o projetado no cenário-base. No caso dos cenários Eta-MIROC5 SWL4 e Eta-MIROC5 SWL2, o impacto das mudanças climáticas faria com que o setor hidrelétrico só consiga se expandir 12,2% da capacidade esperada no cenário-base em 2030.

A queda da capacidade instalada do setor hidrelétrico faz com que a expansão do parque elétrico tenha uma distribuição diferente do mix apresentado no cenário-base. Pelo modelo climático Eta-HadGEM2-ES, a participação da energia solar na expansão chegou a 31% e 34,9% e a eólica atingiu 42,1% e 41,9% para os níveis de aquecimento 2°C e 4°C, respectivamente. Adicionalmente, as UTEs a gás natural aumentaram sua participação em 9,7% e 11,4% nos cenários SWL2 e SWL4, provavelmente em decorrência da diminuição da participação da biomassa (de 7,2% para 4,6%) em conjunto com valores de ENAs menores. As UTEs a carvão mineral se mantiveram com a mesma expansão esperada do cenário-base.

No modelo climático Eta-MIROC5, a energia eólica também foi a fonte renovável com maior capacidade adicional a ser instalada em ambos os níveis de aquecimento (33,2% e 42% para SWL2 e SWL4). Enquanto isso, a energia solar teve sua participação reduzida em pouco mais da metade, de 22,1% para 10,5% nos cenários de SWL2 e SWL4, que foi compensada pelo aumento de usinas a carvão mineral,

que passaram de 4,6% para 14,1% do total da capacidade a ser contratada. A participação da biomassa variou em média 1,5% em relação ao cenário-base, em grande parte pela manutenção da restrição considerada na modelagem em relação à expansão da fronteira agrícola para biomassa de cana, o que limita o crescimento dessa fonte.

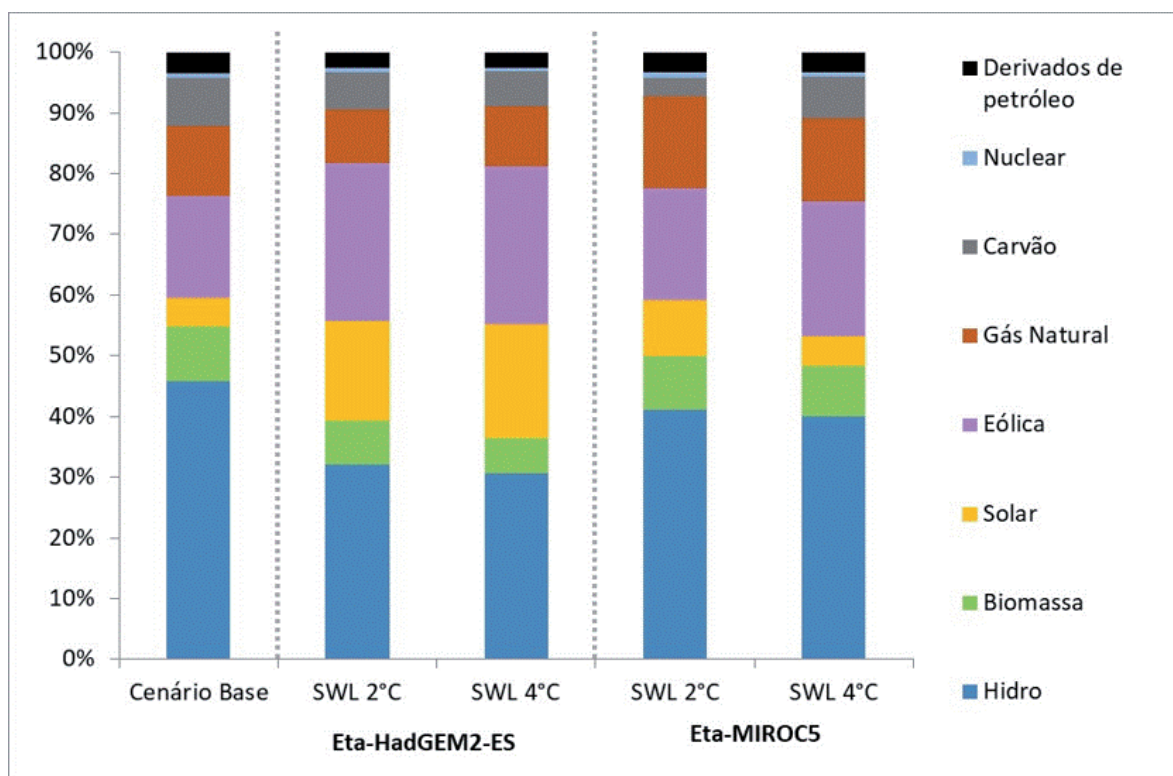


Figura 3 | Expansão da matriz elétrica em 2030. Cenários-base e de nível de aquecimento (SWL) de 2°C e 4°C, modelos climáticos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5

Fonte: Elaboração própria.

3.4 GERAÇÃO ELÉTRICA

O perfil de geração para o ano de 2030 altera-se consideravelmente entre os cenários propostos. Essa divergência se dá pela diferença do parque instalado projetado para cada cenário pelo MDI. Os cenários com impacto climático apresentam maior inserção de renováveis intermitentes (eólica *on-shore* e solar fotovoltaica), o que leva o sistema a ter uma oferta maior do que a demanda em alguns meses de 2030, elevando a média anual de geração em MWmed (Figura 4).

A capacidade adaptativa do SIN faz com que o impacto climático na geração hidrelétrica na expansão procure atender à demanda substituindo a perda com outras tecnologias em diferentes graus. O MDI procura a solução ótima adequando a redução hidrelétrica, considerando o subsistema onde houve a redução, os limites e custos de transmissão (operação e expansão) e também a localização da disponibilidade de energia.

O cenário Eta-HadGEM2-ES SWL4 é o mais impactado na oferta hidrelétrica, tendo o maior impacto negativo no subsistema SE/CO, que concentra a maior quantidade de ENA. O SIN se adapta buscando o menor custo, principalmente na geração eólica *on-shore* e solar fotovoltaica. A geração termelétrica a gás natural e biomassa cai em 17% e 2% com relação à geração prevista em 2030, respectivamente. Já as UTEs a carvão mineral têm um pequeno crescimento de 1%.

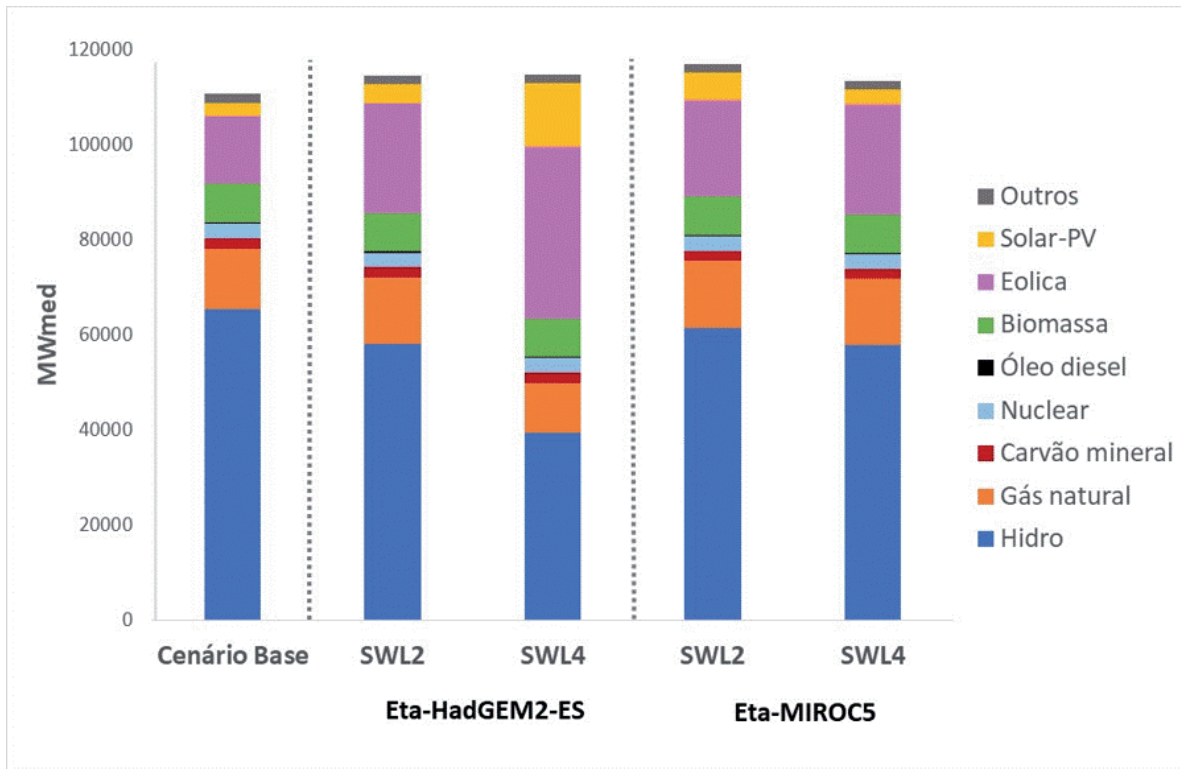


Figura 4 | Geração elétrica para os cenários-base e de nível de aquecimento (SWL) de 2°C e 4°C em 2030, modelos climáticos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5

Fonte: Elaboração própria.

O cenário Eta-MIROC5 SWL4 é o segundo cenário mais afetado em termos de geração hidrelétrica, seguido pelos cenários Eta-HadGEM2-ES SWL2 e Eta-MIROC5 SWL2. Nos quatro cenários com impacto climático, o MDI opta pela maior geração eólica e solar, mas também pela geração a gás natural em menor proporção. Nesses cenários se evidencia uma pequena queda da geração a carvão mineral e a não variação da termoeletrônica a biomassa, nuclear e óleo diesel.

3.5 CUSTO MARGINAL DE ENERGIA E EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Na Figura 5 são apresentados o custo marginal de expansão e o aumento relativo das emissões de CO₂ para cada um dos cenários. O custo marginal de expansão de energia, dado em R\$/MWh, indica o custo de atendimento da demanda adicional de energia. Esse custo torna-se maior rapidamente com o aumento da demanda. De certa maneira, a redução da geração hídrica nos cenários de mudança climática é percebida pelo MDI de forma similar a um aumento da demanda líquida, já que essa energia terá que ser suprida pela expansão do parque gerador.

O custo marginal de expansão energética é o custo associado ao atendimento à demanda adicional de energia, e, por isso, considera os custos de expansão e de operação das fontes. Quanto maior a demanda líquida que o sistema precisa atender, maior tende a ser esse custo. Entre os diferentes cenários testados, o custo das fontes é o mesmo, o que se altera é a ENA. Logo, os custos marginais estão diretamente vinculados à redução desta, uma vez que o modelo precisa investir em novas usinas para compensar a perda de energia, além de operar mais o parque termelétrico.

Assim, nos cenários de SWL4, em que a ENA sofreu maior redução, os custos são mais elevados. Além disso, o aumento na participação de renováveis no cenário Eta-HadGEM2-ES SWL4 deve-se ao elevado custo marginal de energia, especialmente da energia solar. Portanto, um custo marginal mais alto

sinaliza o esgotamento de alternativas mais baratas de geração, passando a viabilizar fontes e projetos de geração de custo mais elevado.

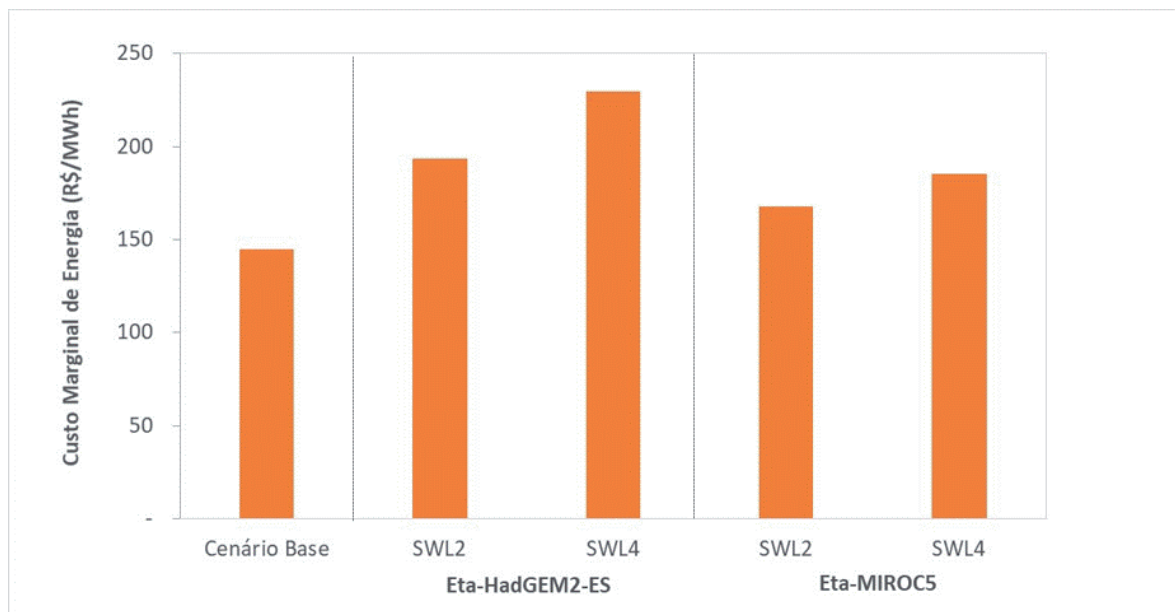


Figura 5 | Custo marginal de energia da matriz elétrica por cenários para os modelos climáticos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5

Fonte: Elaboração própria.

Em relação às emissões de GEE, a entrada expressiva de energia renovável intermitente, para compensar a perda hídrica, leva a uma redução das emissões nos cenários mais impactados pelas mudanças climáticas Eta-MIROC5 SWL4 e Eta-HadGEM2-ES SWL4, sendo neste último muito mais expressiva a redução da emissão de GEE (-12%). Nos cenários climáticos com SWL2, apesar de apresentarem participação de outras fontes renováveis em substituição à fonte hídrica, as emissões estimadas são maiores do que no cenário-base, devido à maior proporção de despacho de UTEs e gás natural. A Tabela 2 mostra a variação percentual das emissões de GEE comparada com o cenário-base em 2030.

Tabela 2 | Variação relativa das emissões de GEE da expansão da matriz elétrica para nível de aquecimento SWL2 e SWL4 para os modelos climáticos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5

	Eta-HadGEM2-ES		Eta-MIROC5	
	SWL2	SWL4	SWL2	SWL4
VARIAÇÃO DE EMISSÕES DE GEE (%)	6,46	-12,36	4,52	-0,93

Fonte: Elaboração própria.

4 DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

Estudos avaliam os impactos climáticos e a vulnerabilidade da variação do potencial das fontes energéticas de maneira individual, como o potencial de energia hídrica, eólica e solar (FERREIRA et al., 2016; MCTI, 2016). A originalidade deste estudo envolve a análise do impacto na matriz elétrica, diante de cenários de alterações não apenas no potencial, mas na geração hidrelétrica, por meio do modelo MDI, utilizado no planejamento oficial brasileiro.

Ademais, a modelagem da ENA considera a localização das usinas elétricas segundo os subsistemas do SIN, o que representa um aperfeiçoamento das projeções por bacias. Além disso, este estudo avalia cenários de modelos climáticos regionalizados, cuja resolução espacial ancora maior grau de detalhe das variáveis climáticas analisadas. Os resultados acompanhados com informação de variação do custo marginal para atendimento da demanda total e emissões de GEE do sistema elétrico aportam novos subsídios para uma melhor análise do planejamento futuro desse setor, considerando a sua vulnerabilidade diante das mudanças do clima, cada vez mais evidente no País.

Os cenários climáticos utilizados consideram o aumento de temperatura média global de 2°C e de 4°C. O modelo climático regionalizado Eta-HadGEM2-ES mostra maior impacto negativo do que o modelo Eta-MIROC5 no escoamento superficial de bacias hidrográficas e, como consequência, um maior impacto na energia natural afluyente e geração hidrelétrica brasileira. Mesmo que o grau de impacto dependa de cada modelo e cenários climáticos, os resultados são consistentes em identificar que o subsistema SE/CO sofreria redução no potencial da energia natural afluyente. Esse subsistema é o mais importante, por ter a maior capacidade de armazenamento em reservatórios e que atende à maior demanda do País. Em contrapartida, o subsistema SE/CO importa energia dos outros subsistemas, principalmente do S, cujo impacto é levemente negativo no modelo Eta-HadGEM2-ES e positivo no Eta-MIROC5.

A capacidade adaptativa do SIN pode permitir a compensação de parte dos impactos negativos na geração do sistema. A redução da geração hidrelétrica é compensada principalmente pela geração de UTEs a gás natural, geração eólica e solar. Ambos os resultados do cenário-base e de impacto climático consideram a expansão com premissas que buscam contribuir para a redução de emissões de GEE, como explicado na Seção 2. Isso é um indicativo de que as estratégias de mitigação para reduzir as emissões são robustas a choques de impacto das mudanças climáticas, contribuindo para os desafios de adaptação desse setor. Esses resultados são coerentes com os de Lucena et al. (2018).

O maior despacho de UTEs ante as mudanças climáticas implica na elevação do custo marginal para atendimento da demanda líquida de eletricidade. O acionamento de UTEs é necessário para compensar o aumento da inserção de fontes renováveis intermitentes, que precisam de garantia de suprimento associada (atendimento à demanda máxima de energia). Para isso, UTEs a gás natural ciclo aberto são adicionadas ao sistema, pois suas características técnicas e econômicas as dotam de uma flexibilidade operacional capaz de compensar a intermitência das fontes renováveis. Outro aspecto é o aumento da demanda sazonal por eletricidade, que deixa de ser suprida pela perda da geração hídrica. Tal geração sazonal, especialmente nos meses secos, é bem modulada pela expansão do parque térmico flexível, ou seja, cujo operador pode optar pelo despacho ou não. Essas usinas, com previsão de geração de energia não apenas para garantir intermitência, são UTEs a gás natural a ciclo combinado, que possuem um custo fixo maior (construção), porém, possuem menor custo variável quando comparado a UTEs a ciclo aberto, levando a uma alternativa térmica de menor custo por MW/h.

Os resultados da variação nas emissões de GEE nos cenários climáticos comparados ao cenário-base em 2030 são coerentes com o mix de geração mostrado na Figura 4. A capacidade adaptativa do sistema elétrico busca um custo ótimo de geração, considerando a escolha de tecnologias que contribuam para a mitigação de GEE.

Em um cenário intermediário de mudança do clima (SWL2), o sistema elétrico ainda considera maior participação de UTEs a gás natural na expansão comparada com as energias renováveis, sobretudo para compensar as reduções na geração hidrelétrica e, por isso, o aumento das emissões de GEE nos cenários com SWL2. Por outro lado, em um cenário mais grave (SWL4), as emissões poderiam reduzir até 12%, devido à maior participação de fontes renováveis no mix elétrico. Cabe indicar que as emissões de GEE no cenário Eta-HadGEM2-ES SWL2 são maiores do que no Eta-MIROC-5 SWL2. Mesmo sendo o impacto na geração hidrelétrica maior no primeiro cenário, o MDI opta por maior participação de UTEs a gás natural a ciclo aberto, cujo fator de emissão é superior às UTEs a ciclo combinado.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O planejamento elétrico visa identificar e atender às necessidades futuras de energia projetadas. Os Planos apoiam a tomada de decisões em projeções da expansão. Para tanto, cabe a realização de estudos de cenários climáticos futuros, cujos resultados sejam considerados nos instrumentos de gestão, como é o caso do Plano Decenal de Energia.

Os cenários climáticos utilizados consideram o aumento da temperatura média global de 2°C e de 4°C. Esses cenários são utilizados para simular os impactos no escoamento superficial de bacias hidrográficas e, como consequência, na energia natural afluyente e na geração hidrelétrica brasileira, alterando o mix de geração do parque elétrico brasileiro. Esses resultados partem da premissa de que as mudanças no potencial e na geração hidrelétrica para os cenários SWL2 e SWL4 já estariam atuando sobre a expansão do sistema desde o primeiro ano do horizonte de planejamento (2021), embora o aquecimento de 2°C a 4°C deva ser gradual ao longo do horizonte.

Ainda assim, os resultados aqui apresentados mostram o impacto dentro de um horizonte decenal que as mudanças climáticas podem trazer ao sistema elétrico brasileiro e o potencial de alterar o curso previsto pelos Planos Decenais de Energia, elaborados pela EPE. Até o PDE 2029 não se considera explicitamente o impacto das mudanças climáticas na geração hídrica. Tais impactos implicam em uma nova configuração ótima da expansão do parque gerador para compensar tais perdas de geração hídrica, acarretando em perfis de geração bem diferentes.

O MDI, ao seguir o PDE 2026, considera premissas de restrições na expansão da geração termelétrica a carvão mineral e derivados de petróleo, dando liberdade ao modelo para a maior procura da solução ótima de expansão às outras fontes, como a eólica, a solar, a nuclear e o gás natural. Entende-se que parte das restrições contribui para os esforços de medidas de mitigação do setor energético para o cumprimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira. No cenário em que o impacto é maior, o modelo dá preferência à maior penetração de fontes renováveis. Isso beneficia as emissões de GEE. Porém, o custo marginal final de atendimento da demanda é maior.

A modelagem foi realizada com dados econômicos de referência PDE 2026. O PDE 2029 (EPE, 2020) indica valores de custo de investimento menores nas energias renováveis, o que induz à probabilidade de maior expansão dessas fontes em cenários futuros de impactos das mudanças climáticas e menor emissão de GEE. Ainda cabe indicar que estudos realizados para o Brasil sinalizam a probabilidade de não impacto ou aumento do potencial eólico (JONG et al., 2019; LUCENA et al., 2010; PEREIRA et al., 2013) e solar (SANTOS, 2020; SIMIONI; SCHAEFFER, 2019) ante as mudanças climáticas. Sugere-se que estudos futuros realizem uma avaliação mais integrada, considerando além dos impactos na geração hidrelétrica, as outras fontes renováveis vulneráveis à mudança do clima, como é o caso das gerações eólica e solar.

Finalmente, o estudo reforça a necessidade de um planejamento integrado, em que os Planos, além de considerar medidas de mitigação de emissões de GEE, incluam possíveis impactos e vulnerabilidades relacionados às mudanças climáticas, fortalecendo a resiliência e a capacidade adaptativa do sistema energético ao menor custo possível.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (Capes) – Código de Financiamento 001, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-MC).

REFERÊNCIAS

- ARIAS, M.; FARINOSI, F.; LEE, E. et al. Impacts of climate change and deforestation on hydropower planning in the Brazilian Amazon, **Nature Sustainability**, v. 3, n. 6, p. 430-436, 2020.
- ARNELL, N. W. et al. Global and regional impacts of climate change at different levels of global temperature increase. **Climatic Change**, v. 155, n. 3, p.377-391, 2019.
- BARRETO, R. et al. A foundation for the strategic long-term planning of the renewable energy sector in Brazil: hydroelectricity and wind energy in the face of climate change scenarios. **Renew. Sustain. Energy Rev.** v. 72. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.020>.
- BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. **Modelagem climática e vulnerabilidades Setoriais à mudança do clima no Brasil**. Secretaria de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento. Coordenação-Geral de Mudanças Globais de Clima. Brasília, 2016.
- BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações. Secretaria de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento. In: Coordenação-Geral de Mudanças Globais de Clima. **Third National Communication of Brazil to the United Nations Framework Convention on Climate Change**. v. II, Brasília, 2016.
- DIAS, V. S. et al. An overview of hydropower reservoirs in Brazil: current situation, future perspectives and impacts of climate change. **Water**, v. 10, n. 5, p. 592, 2018.
- EPE. **Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN considerando incertezas**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2017a.
- EPE. **Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro**. Metodologia e Cálculo – 2017b. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2017b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-.67/NT%20DEE%20027_17.pdf>. Acesso em: set. 2020.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2017c.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2018.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2028**. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2019.
- EPE. **Balanco Energético Nacional 2020**. Ano-base 2019. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2020.
- EPE. **Balanco Energético Nacional 2019**. Ano-base 2018. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2019.
- GANDELMAN, D. A. **Uma metodologia para o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro considerando incertezas**. Tese (Doutorado). COPPE/UFRJ, 2015.
- JONG, P. DE et al. Hydroelectric production from Brazil's São Francisco River could cease due to climate change and inter-annual variability. **Science of the Total Environment**, v. 634, p. 1540-1553, 2018.
- KREY, V. et al. Annex II: Metrics & Methodology. In: **Climate Change 2014: mitigation of climate change**. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. EDENHOFER, O. et al. (Ed.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- LUCENA, A. F. P. et al. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. **Energy Policy**, v. 37, n. 3, p. 879-889, 2009.
- LUCENA, A. F. P. et al. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, n. 5, p. 904-912, 2010.
- LUCENA, A. F. P. et al. Interactions between climate change mitigation and adaptation: the case of hydropower in Brazil. **Energy**, v. 164, p. 1161-1177, 2018.

MOSS, R. H. et al. The next generation of scenarios for climate change research and assessment. **Nature**, v. 463, n. 7.282, p.747-756, 2010.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco**. 2018. Atualização Setembro 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: jan. 2019.

PEREIRA, E. B. et al. The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil. **Renewable energy**, v. 49, p. 107-110, 2013.

QUEIROZ, A. R. et al. Hydropower revenues under the threat of climate change in Brazil. **Renewable Energy**, v. 133, p. 873-882, 2019.

QUEIROZ, A. R. et al. Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system. **Renewable Energy**, v. 99, p. 379-389, 2016.

RIBEIRO NETO, A.; PAZ, A. R. DA; SILVA, E. R. DA. Impactos e vulnerabilidade do setor de recursos hídricos no Brasil às mudanças climáticas. In: **Modelagem climática e vulnerabilidades Setoriais à mudança do clima no Brasil**. Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, 2016.

SANTOS, A. **Impacto de Mudanças Climáticas no Potencial de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro**. 426f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2020.

SANTOS, H. L. **Metodologia para Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro considerando Critérios Ambientais e a Interação Oferta- Demanda**. Tese (Doutorado). COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil. 2017.

SCHAEFFER, R. et al. **Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas**, p. 1-56, 2015.

SCHAEFFER, R. et al. Energy sector vulnerability to climate change: a review. **Energy**, v. 38, n. 1, p. 1-12, 2012.

SCHAEFFER, R. et al. Impactos na demanda e na confiabilidade no setor de energia. In: **Economia da Mudança do Clima no Brasil: custos e oportunidades**. São Paulo, 2010.

SIMIONI, T.; SCHAEFFER, R. Georeferenced operating-efficiency solar potential maps with local weather conditions: an application to Brazil. **Solar Energy**, v. 184, n. October 2018, p. 345-355, 2019.

SIMS, R. E. H. et al. Energy supply. In: **Climate Change 2007: mitigation**. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. METZ, B. (Ed.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, 2007.

TOLMASQUIM, M. **Energia Termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear**. EPE: Rio de Janeiro, 2016, 417p. ISBN 978-85-60025-05-3.

VICUNA, S. et al. The sensitivity of California water resources to climate change scenarios. **Jawra Journal of the American Water Resources Association**, v. 43, n. 2, p. 482-498, 2007.

Anexo



Figura 1 | Mapa das UHEs localizadas dentro das 23 bacias hidrográficas

Fonte: Elaboração própria baseada em Ribeiro et al. (2016) e Aneel (2019)

Nota: Das 23 bacias hidrográficas, observa-se que as bacias de numeração 11, 14 e 16 não apresentam UHEs e, portanto, foram excluídas desta análise.