



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Incorporação do custo da água e do carbono no planejamento energético de longo prazo

**ALEXANDRE MOLLICA MEDEIROS(1); IGOR PINHEIRO RAUPP(1); JORGE MACHADO DAMÁZIO(1);
FERNANDA DA SERRA COSTA(1); DENISE FERREIRA DE MATOS(1); MARIA LUIZA VIANA LISBOA(1); KATIA
CRISTINA GARCIA(1); LUCIANA ROCHA LEAL DA PAZ(1); MARCELLE TAVARES MARQUES DA SILVA(1);
CARLOS HENRIQUE MEDEIROS DE SABOIA(1); MARCIO GIANNINI PEREIRA(1).
CEPEL(1)**

RESUMO

Este trabalho apresenta um ensaio sobre a incorporação de cenários de custos e coeficientes técnicos para consumo de água doce e emissões de gases de efeito estufa no planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro, utilizando o modelo de apoio a estudos de matriz energética MATRIZ (1).

Os resultados apontam: (i) substituição da utilização de combustíveis fósseis por alternativas renováveis quando o custo do carbono é considerado e, (ii) substituição de parte do potencial hidrelétrico no Nordeste, região de escassez hídrica, quando se inclui custos de consumo de água diferenciados regionalmente.

PALAVRAS-CHAVE

Matriz Energética Brasileira, Custo do Consumo da Água Doce, Precificação do Carbono, Planejamento da Expansão de longo Prazo.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os estudos de longo prazo do setor energético têm como objetivo a definição de um plano de expansão que garanta o atendimento da demanda futura de energia de forma econômica, segura e sustentável. No Brasil, as metodologias até então utilizadas nestes estudos têm como função objetivo a minimização do custo global dado pela soma dos custos descontados de investimento e de operação e manutenção, enquanto que as questões de confiabilidade e sustentabilidade normalmente são representadas por restrições, de forma aproximada. Mais recentemente, busca-se incorporar nos modelos a variável socioambiental de maneira efetiva em seus processos decisórios.

Muitas metodologias foram desenvolvidas para atender essa finalidade, recorrendo principalmente à abordagem de análises multiobjetivo. Uma alternativa viável a essa última abordagem é a internalização de questões socioambientais por meio da atribuição de valor monetário aos impactos. Para tanto, é preciso vencer o desafio metodológico de atribuir valor a questões muitas vezes consideradas intangíveis. Ainda que isso não possa ser realizado com segurança para grande parte dos impactos socioambientais de empreendimentos energéticos, descortinam-se soluções para questões específicas, em destaque: emissões de gases de efeito estufa e consumo de água doce.

Diversas iniciativas no âmbito nacional e internacional foram empreendidas no sentido de atribuir um preço efetivo para água e carbono. Historicamente, a cobrança pelo uso da água vem sendo implementada em muitas

regiões do mundo. Mais recentemente, a preocupação com as mudanças climáticas motivou a precificação de carbono, seja por meio de taxaço (impostos) ou mecanismos de mercado (Cap and trade).

Este trabalho busca incorporar variáveis socioambientais no Planejamento Energético de Longo Prazo, mais especificamente no modelo MATRIZ desenvolvido no CEPEL para apoio a estudos de matriz energética no Brasil (1). Os primeiros impactos a serem considerados referem-se aqueles cujos custos podem ser internalizados na função objetivo do planejamento e que serão objeto deste artigo, quais sejam: o consumo da água doce e emissão de gases de efeito estufa.

O modelo MATRIZ utiliza programação linear e as tecnologias de transformação de energia são representadas de forma equivalente. Neste trabalho foi elaborado um caso base com uma representação do sistema energético brasileiro composta pelas cadeias de petróleo, gás natural, biomassa, carvão mineral, lenha, urânio e eletricidade. Os coeficientes técnicos foram ajustados de acordo com as estatísticas do BEN 2016 (2) e utilizada uma subdivisão para o sistema elétrico seguindo a configuração adotada no Plano Decenal de Expansão - PDE 2026 (3). Os dados de potencial de renováveis, tamanho das reservas, custos de investimento e de operação das tecnologias utilizados foram baseados no PDE 2026 (3). Adotou-se como ano base 2014 e como ano final 2050 (com intervalos quinquenais a partir de 2020).

Este artigo apresenta os resultados obtidos considerando diferentes cenários de custos e coeficientes para o consumo de água doce e para a emissão de gases de efeito estufa pelas tecnologias do sistema energético representadas no modelo e analisa o impacto da incorporação destes cenários em relação ao caso base onde estes custos não são considerados.

2.0 - METODOLOGIA

Este item apresenta a descrição das premissas metodológicas utilizadas para a construção dos cenários de custos e coeficientes técnicos para consumo de água doce e para emissões de gases de efeito estufa no modelo. Os dados utilizados são, em sua origem da literatura científica nacional e internacional, mas precisaram ser trabalhados para atender as especificações do modelo utilizado.

2.1 Cenários de Emissões

A Tabela 1 contém os coeficientes de emissão de gases de efeito estufa utilizados para as tecnologias que fazem parte do caso modelado. Os valores apresentados nesta tabela são de elaboração própria, com base nas fontes da terceira coluna, sendo que representam as emissões totais, em toneladas de CO₂ equivalente, considerando os seguintes gases: dióxido de carbono (CO₂); metano (CH₄); e óxido nitroso (N₂O). Em alguns casos, como o transporte e processamento de gás natural, as emissões de CH₄ são as mais significativas. Porém, no caso da queima de combustíveis fósseis para a geração termelétrica, prevalecem as emissões de CO₂.

Tabela 1 – Coeficientes de Emissão de Gases de Efeito Estufa

Tecnologia	Coeficientes de Emissão (tCO₂e/tep)	Fonte
Extração de GN	0,040	(4)
Transporte de GN	0,029	(4)
Processamento de GN	0,016	(4)
Extração de Carvão Mineral	0,079	(5)
Geração Termelétrica - Gás Natural - CS	6,711	(4)
Geração Termelétrica - Gás Natural - CC	4,271	(4)
Geração Termelétrica - Carvão Mineral	11,316	(4)
Usinas Hidrelétricas no Norte	0,040	(6)
Usinas Hidrelétricas no Nordeste	0,029	(6)
Usinas Hidrelétricas no Sudeste	0,016	(6)
Usinas Hidrelétricas no Centro-Oeste	0,015	(6)
Usinas Hidrelétricas no Sul	6,711	(6)
Itaipu Binacional	4,271	(6)

Para o caso das emissões referentes à implantação e operação de usinas hidrelétricas no Brasil foram considerados diferentes coeficientes de emissão para os empreendimentos em função da localização geográfica das usinas. Para as fontes de energia renováveis, a exceção da hidreletricidade, as emissões de gases de efeito estufa foram consideradas iguais a zero. O mesmo vale para a geração de energia nuclear.

No Brasil, até o presente momento, ainda não foram implementados mecanismos de precificação de carbono na economia. Entretanto, cabe ressaltar que estudos importantes estão sendo conduzidos para esta finalidade (7). Dessa forma, a consideração de preços para o carbono constitui-se em um exercício de natureza teórica. Neste caso a utilização da abordagem metodológica de consideração de um valor de preço-sombra pode ser considerada como a mais apropriada, uma vez que tem uma finalidade específica. Ou seja, os preços são determinados à luz de um objetivo socioambiental a ser alcançado.

Neste trabalho, adotou-se a abordagem de preço-sombra para o carbono desenvolvido pelo Banco Mundial (8) com a finalidade de indicar caminhos que levem os países do mundo a fazer uma transição para uma economia de baixo carbono, restringindo suas emissões gradualmente, de modo com que o aquecimento global possa ser limitado a uma elevação de temperatura média planetária que não exceda 2°C aos níveis anteriores a era industrial.

Essa abordagem levou a uma variação do preço do carbono ao longo dos anos, seguindo uma trajetória de crescimento gradual evitando choques na economia. As incertezas levaram os especialistas a determinar uma faixa de valores, compreendida entre os limites inferiores e superiores em cada um dos anos. Os valores de preço de carbono utilizados na modelagem estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Preços de Carbono Adotados no Modelo

Ano	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Limite inferior (\$)	39,00	40,00	41,00	42,00	43,00	44,00	45,00	46,00
Limite Superior (\$)	78,00	80,00	82,00	84,00	86,00	87,00	89,00	91,00
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Limite inferior (\$)	47,00	48,00	49,00	50,00	51,00	52,00	53,00	55,00
Limite Superior (\$)	94,00	96,00	98,00	100,00	102,00	105,00	107,00	109,00
Ano	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Limite inferior (\$)	56,00	57,00	58,00	60,00	61,00	63,00	64,00	65,00
Limite Superior (\$)	112,00	114,00	117,00	120,00	122,00	125,00	128,00	131,00
Ano	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Limite inferior (\$)	67,00	68,00	70,00	71,00	73,00	75,00	76,00	78,00
Limite Superior (\$)	134,00	137,00	140,00	143,00	146,00	149,00	153,00	156,00

2.2 Cenários de Consumo de Água Doce

A metodologia de construção de cenários de consumo de água doce se baseou na quantificação dos coeficientes técnicos referentes ao volume de água consumido para produção de energia primária e geração de energia elétrica (em m³/tep), e a valoração deste volume de água consumido (em US\$/m³), cujo produto resulta em um custo da água em US\$/tep. Ressalta-se que neste estudo de caso não está sendo precificado o uso não-consuntivo da água, apesar deste tipo de uso também limitar outros usuários da água no entorno das instalações do setor energético. Foram considerados dois cenários de valoração do consumo de água, sendo o cenário 1B, considerando um custo fixo em dólares por metro cúbico de água consumida e um cenário 2B, com diferenciação deste custo de acordo com as características regionais do país em termos de escassez hídrica, de modo a penalizar maiores consumos de água em áreas de maior escassez deste recurso.

Para quantificação do consumo de água doce por tecnologia, após revisão bibliográfica, decidiu-se considerar os dados oriundos do documento “Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing and Conversion” (9), uma vez que os valores obtidos já se encontram homogêneos de forma a serem diretamente utilizados para comparação entre fontes. A Tabela 3 apresenta os valores de consumo de água utilizados para as diversas tecnologias, incluídos tanto o consumo na produção de energia primária, como na geração de energia elétrica. Vale ressaltar que para a fonte nuclear não foi considerado o consumo de água para refrigeração, uma vez que no Brasil utiliza-se água do mar para tal atividade e não água doce.

Tabela 3 – Consumo de água doce por tecnologia.

Fontes	Consumo de água (m³/tep)
Eólica	0
Solar	0
UTE bagaço cana	17,9
UTE madeira	17,9
Nuclear	0,0

UTE a gás	19,9
UTE a gás (ciclo combinado)	9,3
UTE a carvão	19,9

Com relação a fonte hidrelétrica, ressalta-se que existe uma discussão quanto a contabilização integral da evaporação dos reservatórios como consumo de água das usinas hidrelétricas. Apesar de existir uma perda de água (ou consumo) por evaporação, de acordo com (9), (10) e (11), dado que os reservatórios das usinas hidrelétricas também são utilizados para outros usos, surge a questão quanto a razoabilidade de se considerar toda a perda de evaporação apenas para a geração de energia. O último relatório pleno de Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil da Agência Nacional de Águas (12) usa o termo uso consuntivo múltiplo da água para a evaporação líquida, uma vez que os reservatórios podem atender diversas finalidades, em que pese a preponderância da geração de energia. O documento "Water for Energy" (13) levanta alguns pontos relevantes a serem considerados nesta discussão, dos quais destacamos: (i) evaporação é maior em áreas áridas, onde os reservatórios geralmente servem para armazenar e prover água que de outra forma não estaria disponível; (ii) o cálculo da evaporação não poder ser atribuído apenas a geração de energia hidrelétrica, mas também aos usos múltiplos da água no reservatório (controle de cheias, irrigação, recreação, navegação, etc.); e (iii) as taxas de evaporação variam de acordo com as diferenças regionais.

Apesar das ponderações, neste artigo considerou-se como consumo de água das hidrelétricas toda a perda por evaporação em seus reservatórios, sendo utilizadas as estimativas de perdas por evaporação de usinas hidrelétricas brasileiras a partir de dados do ONS (14), do SIPOT (15) e dados do HIDROVIEW. Foram consideradas as médias de evaporação líquida e relação de área média inundada por potência instalada de usinas representativas de cada subsistema, de modo a permitir a regionalização destas características. Possível aprimoramento a ser incorporado nas próximas etapas deste estudo é não contabilizar integralmente a perda por evaporação para geração de energia elétrica. Os dados de evaporação para cada um dos 10 subsistemas são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados de evaporação por subsistema.

Subsistemas	Evaporação líquida (mm/ano)	Relação área reservatório / potência instalada (km ² /MW)
Norte	99	0,36
Nordeste	1705,7	1,30
Sul (UHE)	251,5	0,11
Sudeste (UHE)	386	0,44
Paraná	371,5	1,07
Manaus	122	0,45
Teles Pires	325	0,07
Belo Monte	74	0,05
Itaipu	260	0,10
Tapajós	89	0,09
Madeira	-626	0,07
Sudeste/Centro-oeste (PCH)	386	0,21
Sul (PCH)	251,5	0,13

Quanto ao custo da água, utilizou-se dados de cobrança pelo uso e consumo da água, que é um dos instrumentos de gestão instituídos pela Política Nacional de Recursos Hídricos e que tem como objetivos estimular o uso racional da água, gerar recursos financeiros para investimentos na recuperação e preservação dos mananciais das bacias e dar ao usuário uma sugestão do real valor da água (16). Esta cobrança pelo uso e consumo da água já está em funcionamento em seis bacias com rios de domínio da União, são elas: Paraíba do Sul, PCJ (Piracicaba, Capivari e Jundiá), São Francisco, Doce, Verde Grande e Paranaíba (17). No primeiro cenário de incorporação do custo da água neste estudo de caso (Cenário 1B), foi considerado o valor de US\$ 0,01 por metro cúbico de água consumida, que é próximo da média dos valores atualmente praticados nestas seis bacias.

Quanto a consideração de custo diferenciado por região (Cenário 2B), as áreas de escassez hídrica, onde o custo pelo consumo da água deveria ser maior, foram identificadas pelas análises quali quantitativa de água superficial do Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH) (18), e também, levando em conta a opinião dos autores quanto a áreas com maiores dificuldades de instalação de tecnologias que demandem o consumo de grande volume de água. Assim, foram identificadas quatro classes em termos de escassez hídrica, sendo arbitrados pelos autores os custos diferenciados a serem considerados. A região Nordeste foi considerada como a região mais crítica, assumindo um custo da água 10 vezes maior que o valor referência do cenário 1A, resultando em 0,10 US\$/m³. Em seguida, a região Sudeste, classificada como região crítica, principalmente por todos os problemas com abastecimento de água que vem sofrendo nos últimos anos

nas grandes cidades desta região, resultando num custo de 0,08 US\$/m³. Acredita-se que a região Sul, apesar de não estar em situação de escassez hídrica como o Nordeste ou o Sudeste, merece uma diferenciação quanto as demais regiões do país, sendo atribuído o valor de 0,03 US\$/m³. Nas demais regiões utilizou-se o valor de 0,01 US\$/m³, conforme o cenário 1A.

Vale ressaltar que diferentemente das demais fontes, cujo custo da água consumida foi incorporado ao custo de operação e manutenção variável, dado que depende da quantidade de energia gerada, o custo da água devido a evaporação para a fonte hidrelétrica foi considerado como custo de operação e manutenção fixo ao longo de toda a vida útil da usina, uma vez que este consumo começa a ser contabilizado a partir do enchimento do reservatório, utilizando a área média, sendo independente da quantidade de energia gerada pela usina hidrelétrica. Na Tabela 5 são apresentados os custos que foram adicionados ao custo de operação e manutenção fixo da fonte hidrelétrica em cada subsistema.

Tabela 5 – Custo de consumo de água por subsistema.

Subsistemas	Custo cenário 1 (US\$/tep)	Custo cenário 2 (US\$/tep)
Norte	0,50	0,50
Nordeste	31,90	319,00
Sul (UHE)	0,40	1,10
Sudeste (UHE)	2,50	20,40
Paraná	5,20	41,40
Manaus	0,70	0,70
Teles Pires	0,30	0,30
Belo Monte	0,00	0,00
Itaipu	0,30	1,00
Tapajós	0,10	0,10
Madeira	-0,50	-0,50
Sudeste/Centro-oeste (PCH)	1,10	8,50
Sul (PCH)	0,40	1,30

3.0 - APLICAÇÃO

Este item descreve a abordagem utilizada para gerar os cenários e os resultados encontrados. Os cenários de consumo de água doce e de emissões de gases de efeito estufa foram analisados em separado. A consideração concomitante dos cenários não foi analisada.

3.1 Cenário Base

A Tabela 6 apresenta a solução encontrada pelo modelo MATRIZ para a expansão do setor elétrico em termos de evolução da capacidade instalada de geração (MW) correspondente ao Cenário base, ou seja, quando não é aplicada a precificação para o carbono nem custos e penalizações sobre o consumo de água.

Tabela 6 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração no Cenário base (MW)

Fontes	2025	2030	2035	2040	2045	2050
UHE	102.324	116.302	127.547	135.382	135.382	135.382
PCH	7.855	9.355	10.854	12.353	16.335	18.414
Eólica	26.666	32.108	44.648	67.213	107.035	146.856
Solar	8.667	8.639	19.477	17.808	21.255	28.657
UTE bagaço cana	15.411	17.119	11.802	15.458	17.012	18.312
UTE madeira	966	2.551	2.551	9.416	10.336	10.989
Nuclear	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990
UTE gás	28.050	28.050	28.050	16.417	15.799	28.284
UTE carvão	3.515	1.785	1.785	4.041	13.639	18.474
UTE óleo	1.675	1.675	1.675	1.675	159	159

De acordo com esse cenário, no período entre 2025 e 2040 ocorre uma forte expansão da hidrelétricidade, saltando de 102 para 135 GW de potência instalada. Essa expansão só não prossegue pelo resto do horizonte (2040 – 2050), pois é atingido um patamar onde o potencial disponível no caso base é todo utilizado. Vale ressaltar que nesse potencial estão excluídos os aproveitamentos hidrelétricos que afetam terras indígenas, por serem estes considerados de difícil viabilização socioambiental. As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)

seguem uma trajetória de crescimento ao longo de todo o período estudado, partindo de 6,6 GW em 2020 até chegar em 18,4 GW em 2050.

As usinas eólicas representam a fonte de geração de energia elétrica que mais cresce. Essa trajetória de forte crescimento ao longo do horizonte temporal estudado, partindo de 17,6 GW em 2020 até chegar em 146,8 GW em 2050 faz com que esta fonte passe a ser a maior em potência instalada no final do horizonte. Para outras fontes de energia renovável, como solar fotovoltaica, bagaço de cana e cavaco de madeira, o modelo também projeta uma trajetória de crescimento significativa, chegando ao final do horizonte com 28,6 GW, 18,3 e 11GW de potência instalada respectivamente.

No caso das fontes não renováveis, os resultados apontam para trajetórias distintas para cada uma das fontes. Enquanto a energia nuclear mantém-se estagnada ao longo de todo o horizonte, ou seja, não sofre nenhuma expansão nem descomissionamento de unidades geradoras, o mesmo não pode ser dito para as usinas a óleo, que vão sendo desativadas com o tempo até chegar a um patamar quase nulo no final do horizonte. O carvão e o gás natural sofrem flutuações ao longo do tempo, mas chegam ao final do horizonte com uma expansão considerável, representando uma potência instalada de 18,4 GW e 28,8 GW respectivamente.

3.2 Resultados Considerando os Cenários de Emissões

Após a introdução dos preços do carbono e o cálculo do custo das emissões no modelo MATRIZ realizada para os cenários 1A e 2A os resultados encontrados foram significativamente diferentes ao caso base. A tabela 7 apresenta as diferenças encontradas entre o Cenário 1A e o cenário base, enquanto a Tabela 8 apresenta as diferenças encontradas entre o Cenário 2A e o Cenário 1A.

Tabela 7 – Diferenças entre Cenário 1A e Cenário base (MW)

Fontes	2025	2030	2035	2040	2045	2050
UHE	0	-3.943	-1.255	0	0	0
PCH	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	8.930	8.930	8.930	8.930	8.930
Solar	0	0	738	7.570	23.466	55.886
UTE bagaço cana	0	807	2.881	346	0	0
UTE madeira	0	1.312	1.582	-314	0	-345
Nuclear	0	0	0	1.681	8.165	9.999
UTE gás	0	0	0	0	0	-13.491
UTE carvão	0	0	0	-2.256	-11.854	-16.689
UTE óleo	0	0	0	0	0	0

A diferença mais significativa encontrada foi para a expansão de energia solar, principalmente no final do horizonte de planejamento. No cenário base, a solução já indicava uma expressiva expansão desta fonte entre os anos 2040 e 2050, mas no Cenário 1A, esta expansão foi fortemente acentuada, chegando ao final do horizonte com potência instalada de 84,5 GW. O caso da energia eólica é semelhante, onde podemos observar um crescimento mais acentuado da potência instalada desde 2030 até o final do horizonte, chegando em 2050 com potência instalada de 155,7 GW. Em ambos os casos, o modelo optou por essas fontes por serem as mais baratas dentre as fontes renováveis e tendo em vista o esgotamento do potencial hidrelétrico. Vale ressaltar que os atrasos na implantação de hidrelétricas encontrados no Cenário 1A em relação ao Cenário base nos períodos de 2030 e 2035, respectivamente de 3,9 GW e 1,2 GW, devem-se ao aumento do custo desta fonte relacionado à consideração das emissões de gases de efeito estufa.

Na mesma tendência de aumento de geração de energia elétrica por fontes renováveis, pode-se destacar que, em menor escala, as fontes bagaço de cana e cavaco de madeira têm suas expansões acentuadas no Cenário 1A em relação ao Cenário Base. A entrada dessas fontes com mais intensidade nos períodos de 2030 e 2035 ajudam a explicar o atraso da expansão hidrelétrica nesse período no Cenário 1A em relação ao Cenário base.

Nota-se que os aumentos de instalação de potência instalada para a energia eólica e solar são de patamares superiores as diferenças encontradas para as fontes baseadas em combustíveis fósseis. Isso ocorre pois, a partir de 2030, a solução do modelo prevê também uma diminuição das gerações nas instalações existentes de fontes fósseis, que passam a ficar mais ociosas no final do horizonte, sendo substituídas por geração de fontes renováveis (operação com menores fatores de capacidade).

Tabela 8 – Diferenças entre Cenário 2A e Cenário 1A (MW)

Fontes	2025	2030	2035	2040	2045	2050
UHE	0	0	-2.015	0	0	0
PCH	0	-777	-777	-777	-777	0

Fontes	2025	2030	2035	2040	2045	2050
UHE	0	0	-2.015	0	0	0
Eólica	0	4.377	4.377	4.377	4.377	4.377
Solar	0	0	44	15.235	17.238	17.238
UTE bagaço cana	0	0	0	-374	0	0
UTE madeira	0	-794	235	0	0	0
Nuclear	0	0	0	-1.681	-3.723	0
UTE gás	0	0	0	0	0	-511
UTE carvão	0	0	0	0	0	0
UTE óleo	0	0	0	0	0	0

Novamente, a principal consequência da elevação do preço do carbono foi o aumento da expansão da capacidade instalada de energia solar e eólica. A energia solar no cenário 2A destaca-se por apresentar uma trajetória de crescimento ainda mais acentuada que no cenário 1A para o final do horizonte (2040 – 2050) chegando em 2050 com a impressionante capacidade instalada de 101,7 GW. A expansão da energia eólica foi explorada até os limites por período impostos no modelo MATRIZ. Essa limitação está relacionada com o alcance da capacidade máxima de expansão da tecnologia por período, quando é alcançado um teto para a capacidade industrial de fornecimento de equipamentos, mão de obra e recursos, impossibilitando uma expansão mais acelerada. No fim do horizonte do cenário 2A, a energia eólica se torna a maior fonte de geração de energia em termos de potencia instalada atingindo a marca impressionante de 160,1 GW, que representa aproximadamente 5 GW a mais que o cenário 1A.

O aumento do custo do carbono atrasou um pouco mais a expansão da capacidade hidrelétrica, deslocando parte da capacidade instalada prevista para entrar no período de 2035 para 2040. Apesar de as emissões das hidrelétricas serem baixas, foi suficiente para reduzir sua competitividade com relação às outras renováveis. As PCHs também sofrem um atraso em relação ao cenário 1A, mas assim como as hidrelétricas, terminam o horizonte com o uso de todo o potencial disponível, chegando a 2050 com capacidades instaladas de 18,4 GW e 135,3 GW.

O forte aumento da expansão da energia solar no Cenário 2A acaba provocando também um deslocamento da expansão da energia nuclear no período de 2040 e 2045. Mas assim como no cenário 1A esta fonte termina o horizonte com uma forte expansão em relação a situação de estagnação vista no cenário base, chegando à 2050 com potencia instalada de 11,9 GW. Flutuações temporárias também são vistas na instalação de cavaco de madeira nos anos de 2030 e 2035 devido a entrada mais forte da energia eólica nesse período em relação ao cenário 1A.

Por fim, é importante destacar que, mesmo já tendo sido eliminada a maior parte da expansão da geração a partir de combustíveis fósseis (carvão e gás natural) na passagem do cenário base para o cenário 1A, quando o preço do carbono passou a ser considerado, nota-se que houve uma redução de instalação de gás natural significativa no final do horizonte para o cenário 2A em relação ao cenário 1A. Não há dúvidas que isso é efeito da elevação do preço do carbono, fazendo com que a potencia instalada para gás natural em 2050 chegue ao valor de 14,2 GW que representa um recuo de aproximadamente 0,5 GW em relação ao cenário 1A.

3.3 Resultados Considerando os Cenários de Consumo de Água

A Tabela 9 apresenta a diferença de expansão (em MW) do caso com custo da água fixo (Cenário 1B) e do cenário base, onde estão sinalizadas as diferenças principais.

Tabela 9 – Diferença de expansão (MW) do Cenário 1B em relação ao cenário base.

Fontes	2025	2030	2035	2040	2045	2050
UHE	0	6	0	-1367	0	0
PCH	0	-19	-19	-19	-19	0
Eólica	0	22	22	22	22	22
Solar	0	0	13	13	1	22
UTE bagaço cana	0	0	0	-65	0	0
UTE madeira	0	-4	-4	-67	0	-1
Nuclear	0	0	0	0	0	0
UTE gás	0	0	0	0	0	73
UTE carvão	0	0	0	808	-1	-83
UTE óleo	0	0	0	0	0	0

Pela tabela observa-se que a maior diferença de expansão ocorre em 2040 com a substituição de expansão de UHE por UTE a carvão. No cenário base, todo potencial de expansão disponível de UHE se esgota em 2040,

com a incorporação do potencial disponível no Nordeste, enquanto que no cenário 1B (com custo da água), por conta do alto consumo de água das UHEs do Nordeste devido à evaporação, a expansão destas é postergada para o quinquênio seguinte (2045), quando se esgota o potencial de UHE disponível. Como consequência, para suprir a demanda de energia, a expansão da UTE a carvão é antecipada para 2040. Nos demais quinquênios não houve diferença acentuada de expansão. No cenário 1B, verifica-se um acréscimo pequeno de expansão eólica (22 MW) em 2030 (perdurando até 2050) e de solar a partir de 2035, substituindo o potencial de PCH (19 MW) que é postergado para o último quinquênio. Com a inclusão do custo da água, o custo de implantação de PCH subiu, ficando mais caro que o das fontes eólica e solar. A expansão de cerca de 65 MW de potencial de UTE a bagaço de cana e de cavaco de madeira também são postergadas para o quinquênio seguinte no cenário 1B, devido ao consumo de água doce. No último quinquênio do Cenário 1B, verifica-se uma maior participação, porém não significativa, das fontes eólica, solar e UTE a gás em detrimento à UTE a carvão.

As diferenças de expansão ao longo dos quinquênios de planejamento entre os Cenários 2B e 1B, quando comparadas com as diferenças dos Cenários 1B e base, apresentaram algumas semelhanças, porém, indicando trocas entre fontes mais acentuadas quando se incorpora custos diferenciados. Por exemplo, o montante relativo à substituição da expansão de PCH por eólica e UHE em 2030 e por eólica e solar em 2035, devido, principalmente, às PCHs estarem localizadas no Sul e Sudeste. Outro exemplo, a antecipação da expansão de UHE em 2030 aumenta de 6 MW na comparação anterior para 110 MW. Esta antecipação de expansão se deve a menor penalização do custo de consumo de água na região Norte. Em 2045 e 2050, para compensar o potencial que não foi expandido de UHE no Nordeste e a diminuição da expansão de UTE a gás no Sudeste, há um aumento de potencial de UTE a carvão, majoritariamente no Sul.

A incorporação de custo da água diferenciado por região do país (Nordeste 0,10 US\$/m³, Sudeste 0,08 US\$/m³, Sul 0,03 US\$/m³ e demais regiões 0,01 US\$/m³) resultou em uma alteração bem pequena na participação das fontes na matriz em 2050 em comparação ao cenário 1B. Há uma diminuição de 0,3% da participação de UHEs, concentrada na renúncia de expansão de potencial no Nordeste, e de 0,1% de UTE a gás no Sudeste, como consequência do acentuado custo da água para estas regiões. Em compensação, há um aumento de participação das fontes solar e eólica (0,1% cada), que não consomem água, e de 0,2% da UTE a carvão no Sul, onde o custo da água é menor que nas regiões Sudeste e Nordeste e demandada pela introdução de fontes mais variáveis (solar e eólica). Este aumento de potencial das fontes renováveis se verificou no Sudeste e Nordeste, respectivamente, justamente nas regiões cujos custos da água tiveram um maior aumento.

4.0 - CONCLUSÃO

Os resultados das rodadas do modelo MATRIZ dão suporte a hipótese de que a atribuição de custo às emissões de gases de efeito estufa por meio da introdução de mecanismos de precificação de carbono na economia brasileira pode ser uma estratégia eficaz no combate aos efeitos da mudança climática. Além disso, estes mecanismos podem auxiliar o Brasil a alcançar metas internacionais, visando o desenvolvimento sustentável.

O modelo MATRIZ se mostrou como uma ferramenta muito versátil e de fácil utilização para a realização de estudos de planejamento de longo prazo, deixando como desdobramentos a possibilidade de relação de exercícios similares, onde podem ser testadas as hipóteses sobre condições de contorno diferentes. Por exemplo, variando os limites impostos pelas restrições consideradas para cada tecnologia. Além disso, planeja-se exercícios futuros com a incorporação de outros impactos ambientais.

De acordo com os resultados apresentados, a incorporação do consumo de água no planejamento da expansão de longo prazo pode alterar a expansão da capacidade instalada das fontes ao longo de todo o horizonte de planejamento. Para que esta alteração seja mais efetiva, é necessária uma discussão mais ampla quanto ao custo do volume de água consumido a ser considerado. Apesar da cobrança pelo consumo de água doce já ser adotada, considerar este valor no planejamento da expansão pode não ser suficiente para um resultado desejado em termos de redução do consumo de água doce, sendo necessária uma discussão mais profunda quanto ao custo a ser considerado e do quanto se deseja reduzir este consumo. Neste artigo, foi promissor diferenciar o custo da água de acordo com a disponibilidade hídrica regional, visto que o resultado da expansão foi alterado, apesar de não ter sido significativo. Outra discussão que merece destaque é quanto a consideração integral da evaporação como consumo de água para a fonte hidrelétrica, que foi responsável pela indicação da não exploração de todo potencial disponível do Nordeste, principalmente no cenário com o custo diferenciado da água para esta região. Corroborando estas análises, em termos de consumo da água em 2050, não houve alteração do cenário base para o cenário 1B (como resultado do baixo valor para o custo da água), porém o cenário 2B apresentou uma redução de aproximadamente 7% no volume de água consumido em relação aos demais cenários.

Por fim, os autores ressaltam que os resultados apresentados referem-se apenas a consideração de um único impacto socioambiental por vez, apesar de o modelo MATRIZ permitir considerar múltiplos impactos simultaneamente, desde que precificados. Estudos completos sobre a sustentabilidade da matriz elétrica brasileira serão mais realistas à medida que todos os impactos relevantes para a análise forem considerados. A continuação deste trabalho é a incorporação de outros impactos socioambientais.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Lisboa, M.L.V, et all. "MATRIZ - Modelo para Estudos Integrados de Planejamento de Longo Prazo para o Sistema Energético Brasileiro", XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- (2) Ministério de Minas e Energia, Brasil. "Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015". Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2016.
- (3) Ministério de Minas e Energia, Brasil. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2026". Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2017.
- (4) The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy". Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. IGES, Japan, 2006.
- (5) Guimarães da Silva et. all. "Consumo de Energia e Emissões de Gases de Efeito Estufa na Mineração do Carvão Mineral a Céu Aberto". V Congresso Brasileiro de Carvão Mineral. Criciúma - SC - Brasil. Junho de 2017.
- (6) Ministério de Minas e Energia, Brasil. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas. Rio de Janeiro, março de 2014.
- (7) Ministério da Fazenda, Brasil – "Texto para discussão - II Workshop – Projeto PMR Brasil". Diálogos Setoriais. Brasília, 30 e 31 de maio de 2017
- (8) Carbon Pricing Leadership Coalition (CPLC). "Report of the High-Level Commission on Carbon Prices". Supported by: International Bank for Reconstruction and Development and International Development Association (World Bank), Agence de l'Environnement et la Maitrise de l'Energie, Ministere de la Transicion Ecologique et Solidaire, Republique Française. Maio de 2017.
- (9) Harvard Kennedy School. "Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing and Conversion", Energy Technology Innovation Policy Discussion Paper Series, 2010.
- (10) U.S. Department of Energy, "Energy Demands on Water Resources", Report to Congress on the Interdependency of Energy and Water, 2006.
- (11) Agência Nacional de Águas, "Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil", Brasília, 2019.
- (12) Agência Nacional de Águas, "Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil – relatório pleno", Brasília, 2017.
- (13) World Energy Council, "Water for Energy", Londres, 2010.
- (14) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). "Evaporações Líquidas nas Usinas Hidrelétricas". RE 3/214/2004, Rio de Janeiro, 2004
- (15) Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (ELETROBRAS). "SIPOT - Potencial Hidrelétrico Brasileiro 2017". Disponível em: <<http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMIS21D128D3PTBRIE.htm>> Acessado em: Dezembro/2018.
- (16) Brasil, "Lei nº 9433, de 8 de Janeiro de 1997". Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9433.htm>. Acessado em: Dezembro/2018.
- (17) Agência Nacional de Águas (ANA). "Cobrança pelo uso da água". Disponível em: <<http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/gestao-da-agua/cobranca>>. Acessado em: Dezembro/2018

(18) Agência Nacional de Águas (ANA). "SNIRH – Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos". Disponível em: <<http://portal1.snirh.gov.br/ana/apps/webappviewer/index.html?id=3a78c627739e448f8ea7e3e6aa9b7a1b>>. Acessado em: Dezembro/2018

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Alexandre Mollica Medeiros é Mestre em Planejamento Energético e Ambiental pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (PPE/COPPE/UFRJ), Bacharel em Engenharia Civil pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Trabalha como pesquisador do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desde 2002. Possui vasta experiência na área de planejamento energético e ambiental, atuando principalmente nos seguintes temas: avaliação de emissões e remoções de gases de efeito estufa em usinas hidroelétricas, inventários corporativos de gases de efeito estufa, sustentabilidade empresarial, planejamento ambiental da expansão do setor elétrico brasileiro e avaliação ambiental de estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas. Desde 2010 é coordenador do Grupo de Trabalho de Estratégia Climática do Subcomitê de Meio Ambiente das Empresas Eletrobras.

