



PERSPECTIVAS PARA A INSERÇÃO DA GERAÇÃO HELIOTÉRMICA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA: ASPECTOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS

Denise Ferreira de Matos

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Ambiental.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Amaro Olímpio Pereira Junior

Rio de Janeiro

Março de 2024



PERSPECTIVAS PARA A INSERÇÃO DA GERAÇÃO HELIOTÉRMICA NA
MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA: ASPECTOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS

Denise Ferreira de Matos

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO AMBIENTAL.

Orientadores: Prof. Amaro Olímpio Pereira Junior
Prof. David Alves Castelo Branco

Aprovada por: Prof. Rafael Cancellia Moraes
Prof. Diego Cunha Malagueta
Dra. Katia Cristina Garcia
Prof. Luciano Dias Losekann

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2024

Matos, Denise Ferreira de

Perspectivas para a Inserção Geração Heliotérmica na Matriz Elétrica Brasileira: Aspectos Econômicos e Ambientais/ Denise Ferreira de Matos. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE/PPE, 2024.

XVII, 153 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Amaro Olímpio Pereira Junior

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 119-130.

1. Planejamento energético. 2. Energia Renovável. 3. Geração Heliotérmica. I. David Alves Castelo Branco II. Amaro Olímpio Pereira Junior III. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. IV. Título.

Dedico este trabalho a minha mãe, Manuela Villa Orallo de Matos,
e ao meu pai, Alberto Ferreira de Matos (*in memoriam*),
com muito amor e reconhecimento.

A questão que se impõe, portanto: a civilização do desarraigamento e da inovação é, como parece à *primeira vista*, absolutamente inconciliável com a consideração do “cuidado natural”?

Luc Ferry, A Nova Ordem Ecológica (1992)

AGRADECIMENTOS

É muito difícil agradecer de forma apropriada a todos que contribuíram durante este período para que eu pudesse concluir mais esta etapa, recebendo o grau de doutora. Os nomes são muitos, com pequenas e grandes contribuições. Eu espero poder um dia retribuir o apoio que recebi.

Agradeço às chefias de departamento do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Elvira Maceira, André Diniz e Katia Garcia, que ao longo do tempo apoiaram a realização deste doutorado por meio de sua autorização e incentivo, e ao próprio Centro, por possibilitar meu aprimoramento profissional.

Agradeço aos professores Alessandra Magrini e David Alves Castelo Branco, por terem aceitado serem meus orientadores, tornando possível meu ingresso no programa de planejamento energético (PPE), e ao professor Amaro Pereira Jr., que me recebeu como orientanda após a saída da professora Alessandra Magrini, pelas admoestações, pela disponibilidade, pelas reuniões com os colegas de orientação, sou grata por este encontro. Agradeço a todos os professores que ministraram as disciplinas que assisti, foi um período de grande aquisição de conhecimento e troca de experiências com os colegas do programa. A Sandrinha e Paulo, segurando as pontas quando os prazos estavam curtos, e aos membros da banca, que aceitaram prontamente participar da defesa da tese, muito obrigada.

Agradeço aos colegas de trabalho, meus amigos, grandes incentivadores do meu crescimento pessoal, e com os quais compartilhei pensamentos, alegrias e preocupações, Valdir, Juliano, Igor, Alexandre, Luciana, Katia, Jorge. Ainda temos muitos projetos por realizar. Agradeço ainda aos colegas de departamento Leonardo Vieira e Ana Paula Cardoso, do projeto Helioterm, onde a ideia de trabalhar com a geração heliotérmica nasceu.

A três pessoas preciso fazer um agradecimento especial, sem as quais seria muito difícil concluir esta missão. A João Gabriel Lasso, pela parceria nos estudos de avaliação de ciclo de vida; a Cibele Trama, pelas conversas sobre a tecnologia de geração heliotérmica e o uso do SAM; e a Maria Luiza Lisboa, um privilégio poder ter verdadeiras aulas sobre o modelo MATRIZ com a pessoa que mais entende o mesmo, uma das responsáveis pelo seu desenvolvimento.

É de se esperar que num intervalo de alguns anos, como é o caso do tempo para se obter um título de doutor, a vida passe por mudanças, venham desafios, momentos de fragilidade, momentos de entusiasmo. Ouso dizer que neste período em especial a viagem foi um tanto mais conturbada que o esperado, tanto por motivos pessoais, quanto por outros, destacando o que nos atingiu a todos, a pandemia de COVID-19. As pessoas mais próximas que me ajudaram em momentos de medo e que são uma constante fonte de alegria, meus irmãos Fatinha e Beto, e também Seila e Dudu, Gabriel e Felipe, João Pedro e Camila, D. Augusta e Renan, agradeço por existirem e estarem presentes.

Aos meus filhos Joaquim e Miguel, o que dizer? Tudo o que faço tem mais sentido porque vocês existem. Ao *I-van*, meu marido, que sabe que é nesse ritmo que bate o meu coração. Como diria Amala, querida professora de Yoga, "gratidão total".

Resumo da Tese apresentada à COPPE/PPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

Perspectivas para a Inserção da Geração Heliotérmica na Matriz Elétrica Brasileira:
Aspectos Econômicos e Ambientais

Denise Ferreira de Matos

Março/2024

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

David Alves Castelo Branco

Programa: Planejamento Energético

A matriz elétrica brasileira é majoritariamente renovável, um sistema de características hidrotérmicas que ao longo da última década tem sofrido alterações na sua composição, notadamente pelo aumento da participação de fontes intermitentes no mix. Enfrenta-se um desafio que é manter/ampliar a participação de fontes renováveis no mix e contrabalançar a entrada significativa de fontes intermitentes com alternativas de geração mais estáveis.

O presente estudo teve como objetivo verificar se a consideração de custos ambientais no planejamento de longo prazo brasileiro pode tornar competitiva a geração heliotérmica frente as demais que compõem a cesta de alternativas de geração de energia elétrica no Brasil. Para tanto foi usado como ferramenta o modelo de otimização MATRIZ, que minimiza os custos de investimento e operação da expansão elétrica e energética. Foram inseridas comparações considerando custos de emissões de gases de efeito estufa e consumo de água doce, e verificado o benefício que geram para a inclusão da geração heliotérmica no mix da expansão até o horizonte de 2050.

O estudo mostrou que a consideração de um preço sombra para as emissões de gases de efeito estufa beneficia a viabilidade econômica da geração heliotérmica no longo prazo, mas a confirmação da participação da geração heliotérmica na expansão da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro ainda depende de outros fatores, como a curva de decréscimo do seu custo de investimento, ou ainda, políticas de incentivo a implantação da tecnologia.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

Prospects for the Integration of Concentrated Solar Power Generation into the
Brazilian Electrical Matrix: Economic and Environmental Aspects

Denise Ferreira de Matos

March/2024

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Júnior

David Alves Castelo Branco

Program: Environmental Planning

The Brazilian electrical matrix is predominantly renewable, employing a hydrothermal system that has changed its composition over the last decade, notably with the increased integration of intermittent sources into the energy mix. A challenge arises in maintaining/expanding the share of renewable sources in the mix and counterbalancing the significant influx of intermittent sources with more stable generation alternatives. This study aimed to assess whether considering environmental costs in Brazilian long-term planning can make concentrated solar power (CSP) technology competitive against other alternatives among electricity generation options in Brazil. The study utilized the MATRIZ optimization model to minimize investment and operational costs for expanding electric power offers. Comparisons were made, considering greenhouse gas emissions and freshwater consumption costs, evaluating the benefits of incorporating CSP generation into the expansion mix up to the horizon of 2050. The findings revealed that considering a shadow price for greenhouse gas emissions enhances the economic viability of CSP generation in the long term. However, the confirmation of CSP generation's participation in expanding the installed capacity of the Brazilian electrical sector still depends on other factors, such as decreasing its investment cost curve or policies incentivizing the technology's implementation.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE QUADROS	xiv
SIGLAS E ABREVIACÕES	xvi
INTRODUÇÃO	1
1. Geração Heliotérmica	9
1.1. Principais Referências sobre a Fonte Heliotérmica Utilizadas	11
1.2. Descrição da Tecnologia.....	13
1.3. Impactos Ambientais da Geração Heliotérmica.....	16
1.3.1. Avaliação de Ciclo de Vida da Geração Heliotérmica	16
1.3.2. Impactos da Atividade da Geração Heliotérmica	19
1.4. Planejamento de Longo Prazo e Geração Heliotérmica	20
1.5. Em Resumo.....	25
2. Inserção de Impactos Ambientais no Planejamento do Setor Elétrico	28
2.1. Inserção da Variável Ambiental no Planejamento da Expansão.....	28
2.2. Emissão de Gases de Efeito Estufa - Pegada de Carbono.....	36
2.3. Consumo de Água para Geração de Energia Elétrica - Pegada Hídrica	39
2.4. Valoração das Emissões de Gases de Efeito Estufa	45
2.4.1. Precificação das Emissões de Gases de Efeito Estufa	45
2.4.2. Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Ciclo de Vida.....	48
2.5. Valoração do Consumo de Água Doce	51
2.5.1. Precificação do Consumo de Água.....	51
2.5.2. Consumo de Água Doce no Ciclo de Vida	54
2.6. Emissões de GEE e Consumo de Água Doce da Geração Heliotérmica	57
2.7. Em Resumo.....	59
3. Metodologia – Cenário Base	62
3.1. O Modelo MATRIZ	62
3.2. Conversão do Número de Patamares Intradiários	66
3.3. Parâmetros das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica	68
3.3.1. Potencial Brasileiro de Geração Heliotérmica	68

3.3.2.	Curvas Sazonais e Horo-sazonais atualizadas	69
3.3.3.	Fator de Capacidade Médio e Vida Útil	82
3.4.	Atualização dos Custos de Investimento e Operação	83
3.4.1.	Custos de Combustíveis Fósseis.....	84
3.4.2.	Premissas do PNE 2050 e PDE 2030 e as Restrições do Modelo.....	85
3.4.3.	Resultados do Cenário Base (CB).....	88
4.	Resultados dos Cenários Propostos.....	91
4.1.	Cenário Base + Preço Sombra sobre Emissões de GEE.....	91
4.2.	Cenário Consumo de Água Doce (CCA)	97
4.3.	Cenário IMPACTOS (CCB + CCA).....	99
4.4.	Inserção da Geração Heliotérmica	101
4.4.1.	Cenário Base + Geração Heliotérmica (HE)	101
4.4.2.	Cenário Base + Geração Heliotérmica+ Emissões de GEE	104
4.4.3.	Cenário Consumo de Água doce + Geração Heliotérmica (CCA_HE)	107
5.	Discussão dos Resultados	109
6.	Conclusões	113
7.	Referências	119
	ANEXO 1 – Inventários de Dados - <i>ECOINVENT</i>	131
	ANEXO 2 – Telas do SAM – Controle do Despacho.....	132
	ANEXO 3 – Coeficientes de Emissão de Gases de Efeito Estufa.....	134
	ANEXO 4 -Fatores Geração Eólica <i>Onshore</i> e Solar Fotovoltaica	135

LISTA DE FIGURAS		PG
Figura 1.1:	Esquema de uma Planta Heliotérmica -Tecnologia Calha Parabólica	14
Figura 1.2:	Esquema de uma Planta Heliotérmica -Tecnologia Torre Solar	14
Figura 1.3:	Impactos Ambientais da Geração de Energia Elétrica ao Longo do Ciclo de Vida	17
Figura 1.4:	Visão geral dos temas abordados pela literatura sobre Avaliação de Ciclo de Vida e a tecnologia de geração heliotérmica	18
Figura 1.5:	Curva de Custo de Investimento - Geração Heliotérmica Calha Parabólica - Armazenamento de 6 horas	24
Figura 2.1:	Precificação de Carbono US\$/t CO ₂ eq	47
Figura 3.1:	Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 (%) - 2 Patamares - custos 2026	67
Figura 3.2:	Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 (%) - 8 Patamares - custos 2026	67
Figura 3.3:	Curvas de Sazonalidade - Curvas de Carga	71
Figura 3.4:	Curva de Carga - Fatores Intradiários - Brasil	71
Figura 3.5:	Fatores Intradiários - Subsistema N	72
Figura 3.6:	Fatores Intradiários - Subsistema SE CO	72
Figura 3.7:	Fatores Intradiários - Subsistema NE	72
Figura 3.8:	Fatores Intradiários - Subsistema S	72
Figura 3.9:	Sazonalidade - Geração Eólica	73
Figura 3.10:	Fatores Intradiários - Geração Eólica Bahia	74
Figura 3.11:	Fatores Intradiários - Geração Eólica Nordeste	74
Figura 3.12:	Fatores Intradiários - Geração Eólica Norte	74
Figura 3.13:	Fatores Intradiários - Geração Eólica Sul	74
Figura 3.14:	Curvas de Sazonalidade - Geração Solar Fotovoltaica	75
Figura 3.15:	Fatores Intradiários - Geração Solar FV SE	76
Figura 3.16:	Fatores Intradiários - Geração Solar FV NE	76
Figura 3.17:	Fatores Intradiários - Geração Solar FV S	76
Figura 3.18:	Variação do LCOE - planta CPCA - Refrigeração a Água - Bom Jesus da Lapa.	78
Figura 3.19:	Variação do LCOE - planta CPCA - Refrigeração a Ar - Bom Jesus da Lapa	79
Figura 3.20:	LCOE/Múltiplo Solar - planta CPCA - Refrigeração a Água - Armazena calor e despacha a partir das 18:00, em Bom Jesus da Lapa	79
Figura 3.21:	Curva de Sazonalidade CPCA - Localidades do Nordeste	80
Figura 3.22:	Fatores Intradiários - Localidades do Nordeste	80
Figura 3.23:	Queda dos Custos de Investimento das Principais Fontes de Geração de Energia Elétrica entre os PDEs 2026 e 2030 (%)	83
Figura 3.24:	Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 (%) - 2 Patamares - Custos PDE 2030	89
Figura 3.25:	Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 (%) - 8 Patamares - Custos 2030	89
Figura 3.26:	Composição da Matriz Elétrica 2050 (%) - Cenário Base	90
Figura 3.28:	Expansão por Fonte - Períodos de 5 anos (MW)	90
Figura 4.1:	Expansão por Fonte - Períodos de 5 anos (MW) Cenário Carbono Brasil	92
Figura 4.2:	Expansão por Fonte - Períodos de 5 anos (MW) Cenário Carbono Banco Mundial	92
Figura 4.3:	Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 (%) - 8 Patamares - Custos 2030 - Cenário BASE	93

Figura 4.4:	Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 (%) - 8 Patamares - Custos 2030 - Cenário Carbono Brasil	93
Figura 4.5:	Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 (%) - 8 Patamares - Custos 2030 - Cenário Carbono Banco Mundial	93
Figura 4.6:	Emissões de Gases de Efeito Estufa na Operação (t CO ₂ eq.)	94
Figura 4.7:	Participação da Geração a Gás Natural entre as Térmicas Não Renováveis - Cenário Base (%)	95
Figura 4.8:	Participação da Geração a Carvão e Nuclear entre as Térmicas Não Renováveis - Cenário Base (%)	95
Figura 4.9:	Participação da Geração a Gás Natural entre as Térmicas Não Renováveis - Cenário Carbono Brasil (%)	96
Figura 4.10:	Participação da Geração a Carvão e Nuclear entre as Térmicas Não Renováveis - Cenário Carbono Brasil (%)	96
Figura 4.11:	Diferença entre a Expansão entre 2025 e 2050 Considerando o Cenário Consumo de Água e o Cenário Base (MW)	98
Figura 4.12:	Expansão por Fonte - Períodos de 5 anos (MW) - Cenário Base + CCB + CCA	99
Figura 4.13:	Diferença entre a Expansão entre 2025 e 2050 Considerando o Cenário Impactos e o Cenário Base (MW)	100
Figura 4.14:	Diferença entre a Expansão entre 2025 e 2050 Considerando o Cenário Impactos e o Cenário CCB (MW)	100
Figura 4.15:	Diferença entre a Expansão entre 2025 e 2050 Considerando o Cenário Impactos e o Cenário Consumo de Água (MW)	100
Figura 4.16:	Decréscimo do Custo de Investimento - Tecnologia Heliotérmica Calha Parabólica com Armazenamento US\$/kWh	103
Figura 4.17:	Custo de Investimento (US\$/kW) x Potência Instalada - CSP (MW)	103
Figura 4.18:	Decréscimo do Custo de Investimento - Tecnologia Heliotérmica Calha Parabólica com Armazenamento (US\$/kWh)	104
Figura 4.19:	Diferença entre CCB_HE e Cenário Base (MW)	105
Figura 4.20:	Diferença entre CCB_HE e CCB (MW)	105
Figura 4.21:	Curva de Decréscimo do Custo de Investimento da CSP - (US\$/kWh)	106
Figura 4.22:	Diferença entre CCBM_HE e Cenário Base - 2025 e 2050 (MW)	106
Figura 4.23:	Diferença entre Cenário CCBM_HE E CCBM - 2025-2050	107
Figura 4.24:	Diferença da Expansão entre CCA_HE e CB - 2025-2050 (MW)	108
Figura 4.25:	Diferença da Expansão entre CCA-HE e CCA - 2025-2050 (MW)	108
Figura 5.1:	Intensidade de Emissões de GEE dos diferentes Cenários (g CO ₂ eq./kWh)	109
Figura 5.2:	Intensidade do Consumo de Água (l/MWh)	110
Figura 5.3:	Valor Competitivo da Geração Heliotérmica em cada Cenário (US\$/kWh)	111
Figura 5.4:	Custo do Investimento para Expansão entre 2025-2050 (mil dólares e mil dólares/MW)	111
Figura 5.5:	Aumento do Custo de Investimento na Expansão 2025-2050 (%)	112
Figura A2.1:	Telas do SAM – CPCA_AGUA - Despacho do Armazenamento Default	132
Figura A2.2:	Telas do SAM – CPCA_AR - Despacho do Armazenamento Default	132
Figura A2.3:	Telas do SAM – CPCA_AGUA - Despacho do Armazenamento Noturno	133

LISTA DE QUADROS**PG**

Quadro 1.1	Principais Impactos Socioambientais Negativos da Geração Heliotérmica	19
Quadro 1.2:	Parâmetros técnico-econômicos de geração heliotérmica com armazenamento	23
Quadro 2.1:	Questões-chaves Socioambientais e os Impactos Associados	30
Quadro 2.2:	Indicadores Ambientais presentes em Artigos de avaliação da sustentabilidade da geração de Energia Elétrica	34
Quadro 2.3:	Preços de Carbono Adotados no Modelo (\$/t CO ₂ eq)	46
Quadro 2.4:	Precificação de Carbono no Brasil – Meta neutralidade climática até 2050	48
Quadro 2.5:	Principais fontes de GEE associadas à geração de 1 kWh e suas características	48
Quadro 2.6:	Fatores de Emissão de Gases de Efeito Estufa	50
Quadro 2.7:	Fatores de Emissão de GEE na Implantação e Operação de Tecnologias de Geração de Energia Elétrica – Inventário do Banco de Dados <i>Ecoinvent</i>	51
Quadro 2.8:	Cobrança pelo Uso dos Recursos Hídricos – 2023*	53
Quadro 2.9:	Custos do m ³ de Água por Região (US\$)	54
Quadro 2.10:	Principais processos consumidores de água associada à geração de 1 kWh, tipo de consumo de água do principal processo e grau de controle do principal processo.	55
Quadro 2.11:	Dados de evaporação por subsistema para UHEs	56
Quadro 2.12	Inventários do banco de dados Ecoinvent v.3.5 adaptado na análise baseada no ciclo de vida das tecnologias CSP	57
Quadro 2.13:	Fatores de Reescalamento das Plantas	58
Quadro 2.14:	Coefficiente de Emissão de GEE e Consumo de Água Doce – Geração Heliotérmica	59
Quadro 3.1:	Potencial Estimado Geração Heliotérmica no Brasil	68
Quadro 3.2:	Fontes das Informações Para cálculo das Curvas Sazonais e Horosazonais	70
Quadro 3.3:	Curva de Carga – Brasil - 2019	70
Quadro 3.4:	Plantas Típicas usadas na Simulação da Geração Anual Horária	77
Quadro 3.5:	Fatores Sazonais e Intradiários – Calha Parabólica - Refrigeração ÚMIDA COM Armazenamento de 6 horas (CPCA_ÁGUA)	81
Quadro 3.6:	Fatores Sazonais e Intradiários - Espelho Parabólico Refrigeração SECA COM Armazenamento de 6 horas (CPCA-AR)	81
Quadro 3.7:	Fatores Sazonais e Intradiários - Espelho Parabólico Refrigeração ÚMIDA com Armazenamento de 6 horas e despacho controlado do armazenamento (CPCA-AGUA_D)	81
Quadro 3.8:	Fatores de Capacidade das Alternativas CSP (%) e Vida Útil (anos)	82

Quadro 3.9:	Fator de Capacidade Médio e Vida Útil das Tecnologias - Deck 2026	82
Quadro 3.10:	Custos de Investimento e de Operação – PDE 2030	84
Quadro 3.11:	CVU Combustíveis - PDE 2030	85
Quadro 3.12:	PDE 2030 – Premissas, Parâmetros, Critérios da Expansão	85
Quadro 4.1:	Preço do Carbono – Cenário Carbono Brasil (CCB) e Cenário Carbono Banco Mundial (CCBM)	91
Quadro 4.2:	Coeficientes de Emissão Utilizados no Modelo MATRIZ	91
Quadro 4.3:	Alternativa de Penalização Em Função do Indicador de Escassez Hídrica	97
Quadro 4.4:	Coeficientes de Consumo de Água Doce – Simulação Matriz	97
Quadro 4.5:	Decréscimo do Custo de Investimento para a Tecnologia CSP Calha Parabólica com armazenamento de 6 horas entre 2015 e 2050	102
Quadro 4.6:	Custos de Investimento, O&M Fixo e O&M Variável	102
Quadro 4.7:	Diferença da Expansão com Valor de investimento de 2.750 US\$/kWh para CSP e o Cenário Base (Sem CSP)	104
Quadro A1.1:	Inventários de Dados - <i>ECOINVENT</i>	131
Quadro A3.1:	Coeficientes de Emissão de GEE – Modelo MATRIZ	134
Quadro A4.1:	Fatores intradiários da Geração Eólica Onshore – NE	135
Quadro A4.2:	Fatores intradiários da Geração Eólica Onshore – S	135
Quadro A4.3:	Fatores intradiários da Geração Eólica Onshore – N	135
Quadro A4.4:	Fatores intradiários da Geração Solar Fotovoltaica – NE	136
Quadro A4.5:	Fatores intradiários da Geração Solar Fotovoltaica – SE	136
Quadro A4.6:	Fatores intradiários da Geração Solar Fotovoltaica – S	136

SIGLAS E ABREVIações

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACV	Avaliação de Ciclo de Vida
AFOLU	Agricultura, floresta e outros usos do solo
AGWP	<i>Absolute Global Warming Potential</i>
AICV	Avaliação de Impactos de Ciclo de Vida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AR6	Sixth Assessment Report
AWARE	<i>Available Water Remaining (Model)</i>
BAG	Térmica a bagaço de cana
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CNRH	Conselho Nacional de Recursos Hídricos
COP21	<i>21st Conference of the Parties</i>
CPCA_AGUA	Calha Parabólica refrigeração à Água
CPCA_AGUA_D	Calha Parabólica refrigeração à Água Despacho no Pico
CPCA_AR	Calha Parabólica refrigeração à Ár
CRESP	Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
CVP	Térmica a carvão
DNI	<i>Direct Normal Irradiation</i>
EOL	Eólica
EPC	<i>Engineering, procurement and construction</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETSAP	<i>The Energy Technology Systems Analysis Program</i>
EUA	Estados Unidos da América
GCC	Térmica a gás natural ciclo combinado
GCS	Térmica a gás natural ciclo simples
GEE	Gases de Efeito Estufa
GHG Protocol	<i>Greenhouse Gas Protocol</i>
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GW	Gigawatt
GWP	<i>Global Warming Potential</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IIASA	<i>International Institute for Applied Systems Analysis</i>
IMPL	Implantação
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IRENA –	<i>The International Renewable Energy Agency</i>
ISO	<i>International Organization of Standardization</i>
LEN	Térmica a lenha
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MESSAGE	<i>Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
NDC	Contribuições determinadas nacionalmente
NREL	<i>US National Renewable Energy Laboratory</i>

NUC	Termonuclear
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema
OP	Operação
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PH	Pegada Hídrica
PNE	Plano Nacional de Expansão
SAM	<i>System Advisory Model</i>
SEIA	<i>Solar Energy Industries Association</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SETAC	<i>The Society of Environmental Toxicology and Chemistry</i>
SOL FV	Solar Fotovoltaica
TSS	<i>Thermal storage system</i>
UHE	Hidrelétrica
UN	<i>United Nations</i>
UNEP	<i>United Nations Environmental Programme</i>
USDOE	<i>The United States Department of Energy</i>
WFA	<i>Water Footprint Assessment</i>
WFN	<i>Water Footprint Network</i>
WULCA	<i>Water Use in Life Cycle Assessment</i>
WWAP	<i>The World Water Assessment Programme</i>

INTRODUÇÃO

A partir do final do século XX impôs-se com cada vez mais força a ideia de que os países do mundo precisam se engajar numa transição energética, substituindo as fontes fósseis por fontes renováveis como forma de obtenção de energia.

Segundo o relatório do IPCC AR6 (2023) a transição energética implica em caminhos de mitigação da mudança climática que incluem a substituição de combustíveis fósseis sem captura e armazenamento de carbono por fontes de energia com baixas ou zero emissões de carbono; medidas do lado da demanda e melhoria da eficiência. Aumentar a eletrificação do lado da demanda completa o cenário em que a humanidade tem sucesso em limitar o aquecimento global a 2°C ou menos. Todas as trajetórias modeladas que alcançam este objetivo envolvem rápido decréscimo das emissões de gases de efeito estufa e o alcance do patamar de zero emissões de GEE líquidas entre 2050 e 2070 (IPCC, 2023, p.20). Este cenário parece, na atualidade, muito improvável de ocorrer.

De acordo com dados da IEA (2020)¹ em 2020 quase 1/3 do consumo de energia mundial foi relativo ao setor industrial, 26,2% do setor de transportes, 22,1% do setor residencial e 7,9% do setor de serviços. Segundo a mesma fonte a estrutura de consumo de energia no Brasil é um pouco diferente: 36,1% do setor de transportes, 34,6% do setor industrial, 12,7% residencial e 5,4% comercial.

A própria atividade de geração de energia elétrica em nível mundial é intensiva em emissões de GEE. De acordo com IEA (2022), mais de 60% da energia elétrica gerada em 2020 teve fonte fóssil (carvão, gás natural e petróleo e derivados). Nesse contexto, o Brasil apresenta características distintas, com predominância de energia renovável na matriz elétrica, compondo 78% energia elétrica gerada em 2021 por fonte renovável de acordo com o Balanço Energético Nacional (Brasil, 2021) e liderança internacional na utilização de biocombustíveis no setor de transportes.

De acordo com o relatório da Agência Internacional de Energia, *IEA Renewables 2022* (IEA, 2023), as energias renováveis se tornarão a maior fonte de geração global de eletricidade no início de 2025, superando o carvão. As energias renováveis devem manter a tendência de aumento de sua participação na matriz elétrica, com declínio nas participações de carvão, gás natural, nuclear e geração de petróleo. Este crescimento está baseado na expansão da geração eólica e solar fotovoltaica, respondendo por 80% do aumento global da geração renovável até 2027, o que

¹<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=TFCbySector>

exigirá fontes adicionais de energia e flexibilidade do sistema. Estima-se que a geração eólica quase dobre no globo no final do período considerado, sendo que 1/5 composto por geração eólica offshore.

A composição da matriz elétrica no Brasil apresenta característica distinta. O país tem dimensão continental com forte predominância de usinas hidrelétricas de médio e grande porte. A participação da geração renovável na matriz elétrica é muito superior à média mundial, porém sua estrutura tem se alterado ao longo do tempo, com a diminuição da participação da geração hidrelétrica, ao mesmo tempo em que tem aumentado a participação da geração eólica *onshore*, e mais recentemente a geração solar fotovoltaica.

Uma das razões para o decréscimo da participação hidráulica no mix brasileiro vem do fato de que a maior parte do potencial hidrelétrico remanescente está localizado na região amazônica, que está muito distante dos principais centros de consumo de energia elétrica e tem sido o foco principal das crescentes preocupações socioambientais no país (TOLMASQUIM, 2016). A capacidade de regularização proveniente dos reservatórios também tem diminuído, uma vez que os novos empreendimentos hidroelétricos são em sua maioria a fio d'água. Além das questões ambientais o uso dos reservatórios existentes tem sido limitado por condições hidrológicas desfavoráveis, restrições hidráulicas operativas e usos múltiplos da água (BRASIL, 2022, pg. 97).

As projeções da política energética brasileira indicam que a participação de outras energias renováveis ("não-hidrelétricas") permanecerá em crescimento na matriz elétrica nacional. Atualmente, fontes de energia como eólica, biomassa, solar fotovoltaica e pequenas e micro hidrelétricas correspondem a mais de 20% da capacidade instalada da matriz elétrica, e a expectativa é que atinjam aproximadamente 33% no horizonte de dez anos. Após um rápido aumento da participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira na última década, a geração de energia solar fotovoltaica destaca-se como uma das fontes de energia mais promissoras, tendo experimentado uma grande expansão nos últimos anos. (BRASIL, 2021b).

O potencial renovável para expansão da matriz elétrica brasileira está posto, contando ainda com alternativas sequer mencionadas no texto, como por exemplo a geração eólica em alto-mar ou *offshore* como é conhecida. Contudo para trazer segurança ao suprimento de energia elétrica é necessário também prover armazenamento/flexibilidade/despachabilidade ao sistema, serviços que têm sido supridos pelas hidrelétricas e térmicas até o momento. Com a diminuição da

capacidade de armazenamento e regularização por parte do parque hidrelétrico, coloca-se um desafio para o atingimento das difíceis metas climáticas globais.

Na Convenção das Partes de Paris, ou COP21, foi tomado como objetivo a redução das emissões de GEE para alcançar sua neutralidade até 2050, com o objetivo de limitar o aquecimento global num nível inferior a 2°C. Para tal, foram assumidas “contribuições nacionalmente determinadas” (*National Determined Contributions*, ou NDCs em inglês). Um princípio fundamental das NDCs é que ao longo do tempo elas devem se tornar mais ambiciosas, prevendo-se sua atualização a cada 5 anos. A representação brasileira, atualizada, em 2023 estabelece que o Brasil deve reduzir as emissões em 48% até 2025 e 53% até 2030 em relação às emissões de 2005². Nesse contexto, as alternativas de geração de eletricidade renovável assumem uma importância estratégica. Todas as alternativas devem ser consideradas, pois a diversidade de situações específicas demanda uma ampla gama de rotas disponíveis e com a maior diversidade possível, levando em consideração parâmetros como flexibilidade, capacidade de acionamento e sazonalidade.

O sistema elétrico brasileiro é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema em grande escala até recentemente caracterizado como hidrotérmico, com regularização plurianual. No entanto, nos últimos 20 anos, a expansão da energia eólica foi intensa e o sistema é agora descrito como um sistema hidro-térmico-eólico, com diminuição da regularização e aumento da participação de fontes intermitentes em sua matriz elétrica³.

A capacidade instalada de energia por fonte eólica variou de 1,74 % da matriz elétrica em 2013 para 11,5% em 2022. A expansão dessa fonte entre 2014 e 2022 foi de cerca de 20% ao ano em média, ultrapassando a marca de 23 GW instalados em 2022 de acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023 (BRASIL, 2023).

A partir do final da década de 2010, outra tecnologia de energia elétrica renovável tem aumentado sua participação na matriz elétrica nacional, a energia solar fotovoltaica. No ano de 2009 não havia registro de usinas solares centralizadas no anuário estatístico de energia elétrica (BRASIL, 2015) e em 2022 essa fonte alcançou uma participação de 11,8% da capacidade instalada total, com mais de 24 GW instalados.

² Fonte: BNDES.gov.br, painel NDC, consultado em 01/01/2023

³ Fonte: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>

Em resumo, a regularização do sistema tem diminuído e a intermitência aumentado, e as usinas termelétricas tem tido a função de apoiar o sistema em períodos de maior demanda de energia (ONS, apud TRAMA, 2021).

Expandir a gama de opções de energia renovável e despachável para planejamento de energia de longo prazo é crucial para sua eficiência e viabilidade econômica sem comprometer a sustentabilidade do mix de geração, uma questão importante para inserção da economia brasileira no contexto mundial.

Uma alternativa de geração de energia elétrica renovável que pode fornecer capacidade de acionamento e flexibilidade ao sistema é a geração heliotérmica, também conhecida como solar concentrada (CSP na sigla em inglês).

Devido à importância da incorporação de fontes **renováveis** e **despacháveis** na matriz elétrica brasileira, o presente estudo visa verificar as condições de inserção da fonte heliotérmica com armazenamento térmico, também chamada termosolar ou CSP (*concentrated solar power*) no planejamento de longo prazo brasileiro utilizando um modelo computacional que otimiza os custos envolvidos na provisão de energia à sociedade.

O alto custo de investimento das alternativas tecnológicas CSP as manteve fora do horizonte do planejamento na última edição do Plano Nacional de Energia 2050 (BRASIL, 2020). Contudo os modelos de otimização utilizados no planejamento do setor tradicionalmente consideram apenas os custos de implantação e operação & manutenção das tecnologias consideradas. No presente estudo tem-se o objetivo de explorar as vantagens ambientais e de armazenamento térmico da tecnologia de geração heliotérmica, verificando **se** e **como** a representação dessas vantagens no modelo pode tornar a tecnologia viável no horizonte de tempo até 2050.

Para representar os aspectos ambientais das tecnologias de geração de energia elétrica foram selecionados dois indicadores: a pegada de carbono e a pegada hídrica, inseridos na forma de custos ambientais e somados aos demais custos considerados no modelo de otimização.

Para representar a capacidade de armazenamento da geração heliotérmica foi aumentada a capacidade de apreensão por parte do modelo da curva de geração das tecnologias por estação do ano em um dia típico, ou seja, foram detalhadas suas curvas intradiárias sazonais de geração de energia elétrica.

Os modelos computacionais de otimização especializados para o planejamento integrado de sistemas energéticos utilizam uma abordagem de engenharia de

sistemas, com representação dos fluxos de energia ao longo de cadeias energéticas compostas por tecnologias de extração, transformação, transporte, distribuição e consumo de energia, como por exemplo os modelos MESSAGE e MARKAL (LISBOA et al, 2012). Tradicionalmente, estes modelos determinam a trajetória do sistema ao longo do horizonte de custo global mínimo pela minimização da soma dos custos descontados de investimento e de operação e manutenção presentes numa função objetivo única.

A contabilização de impactos ambientais neste tipo de modelo pode ser realizada por meio de sua valoração e incorporação aos custos já tradicionalmente computados, ou podem ser representados como restrições para a expansão das tecnologias de geração de energia elétrica.

O modelo MATRIZ, utilizado como ferramenta para o presente desenvolvimento, é originalmente uma aplicação de programação linear para análise *bottom-up* da expansão de sistemas integrados de energia com demandas exógenas de energia. Seu objetivo é minimizar o custo dos investimentos em equipamentos (ou seja, tecnologias de transformação de energia) que compõem um sistema de energia, bem como seus custos operacionais, com base na evolução das demandas de energia, na vida operacional dos equipamentos existentes, nas características de tecnologias futuras e o potencial de suas reservas primárias. Ele foi desenvolvido para análise de política energética de longo prazo, de modo semelhante ao Modelo MARKAL (SEEBREGTS et al., 2002). O Modelo MATRIZ teve os resultados validados utilizando como referência o modelo TIMES (LOULOU et. al., 2005), resultados estes apresentados no artigo "MATRIZ – Modelo para Estudos Integrados do Planejamento de Longo Prazo para o Sistema Energético Brasileiro" (LISBOA et. al., 2012).

A geração termossolar, heliotérmica ou solar concentrada (CSP) é uma tecnologia de geração de eletricidade renovável que aproveita o recurso solar e pode incorporar armazenamento de energia, permitindo grau de despachabilidade maior do que a das energias eólica e solar fotovoltaica (TRAMA et al., 2021). Os dispositivos CSP geram eletricidade concentrando a energia dos raios do sol para aquecer um receptor. Contudo os planos oficiais de expansão energética não consideram essa tecnologia principalmente devido a desafios técnico-econômicos (BRASIL, 2020b; SORIA et al., 2016; SOUZA e CAVALCANTE, 2017).

Para definir arranjos possíveis representando plantas CSP viáveis do ponto de vista econômico foi utilizado como ponto de partida o trabalho de BURGI (2013). Trata-se de um trabalho utilizado como referência nos cadernos de estudo do PNE 2050

(BRASIL, 2020) para definir o potencial de expansão da fonte CSP no país. Assim foram considerados 3 arranjos:

- Calha parabólica com armazenamento de 6 horas e refrigeração a água (CPCA_AGUA);
- Calha parabólica com armazenamento de 6 horas e refrigeração a ar (CPCA_AR);
- Calha parabólica com armazenamento de 6 horas, refrigeração a ar e despacho no horário do pico (CPCA_AGUA_D)

Para selecionar dentre os impactos da geração de energia elétrica por diversas fontes, aqueles a utilizar na composição dos custos no modelo MATRIZ levaram-se em consideração dois principais critérios: 1) impactos importantes no contexto geral da sustentabilidade da atividade de geração de energia elétrica; 2) impactos precificáveis/valoráveis com o menor grau de subjetividade possível, e aplicáveis ao país como um todo.

Os indicadores ambientais selecionados após apreciação dos critérios citados foram a pegada de carbono e a pegada hídrica das principais tecnologias de geração de energia elétrica da matriz elétrica brasileira. A pegada de carbono impõe-se pela contabilização das emissões de gases de efeito estufa, devido a importância do tema “mudança climática” no contexto mundial. A existência de metodologia reconhecida internacionalmente de contabilização das emissões de GEE, assim como metodologias de precificação das emissões de GEE, e seu caráter não dependente de sua localização permite sua utilização em modelos de planejamento de longo prazo de abrangência nacional. A pegada hídrica apresenta grau de dificuldade um pouco maior para sua utilização nessa escala de tempo e espaço, uma vez que o impacto do consumo de água é *site specific*. Foram utilizados como referência nesse caso os custos existentes para consumo de água em bacias hidrográficas brasileiras corrigidos por fatores regionais de disponibilidade hídrica.

Para fazer uma comparação mais abrangente entre as diferentes fontes de geração de energia elétrica, renováveis e não renováveis, os coeficientes de impacto ambiental foram obtidos considerando o ciclo de vida do berço ao portão de cada um deles. Considerar os aspectos ambientais de tecnologias de geração de energia elétrica é uma forma de ajudar na viabilização daquelas menos maduras do ponto de vista comercial e mais sustentáveis, como a geração heliotérmica em particular.

Neste contexto, este trabalho tem o objetivo de fazer uma contribuição à introdução de alternativas renováveis e despacháveis na matriz elétrica brasileira, avaliando como a consideração dos indicadores ambientais de emissões de gases de efeito

estufa e consumo de água doce afeta a viabilidade da incorporação da geração heliotérmica na matriz brasileira. Esta avaliação é feita usando como instrumento um modelo de otimização do planejamento de longo prazo, o modelo MATRIZ (LISBOA et al., 2012).

São objetivos específicos:

1. Apresentar a geração heliotérmica, seus aspectos ambientais e de planejamento para o setor elétrico;
2. Fazer levantamento das principais questões ambientais para o setor elétrico no panorama nacional e internacional inserindo a geração heliotérmica nesse contexto e discutir a consideração de aspectos ambientais no planejamento do setor elétrico de longo prazo. A partir daí, justificar a seleção dos indicadores emissões de gases de efeito estufa e consumo de água doce considerando critérios para sua inserção no planejamento de longo prazo e valorar os impactos ambientais selecionados para inclusão no modelo de planejamento, em duas fases:
 - a. Definir coeficientes de impacto ambiental ao longo do ciclo de vida das tecnologias de geração de energia elétrica no planejamento de longo prazo, incluindo a fonte heliotérmica;
 - b. Definir custos por unidade de impacto;
3. Definir a metodologia para aplicar o modelo Matriz, definindo um cenário básico, sendo necessário definir, entre outras informações:
 - a. Passagem de dois para oito patamares;
 - b. Planta heliotérmica típica;
 - c. Curvas sazonais e horo-sazonais atualizadas da geração eólica, solar fotovoltaica, estimativa para heliotérmica e curva de carga;
 - d. Custos de investimento e O&M;
 - e. Custos ambientais.
4. Realizar simulações do modelo MATRIZ considerando uma taxa de decréscimo do custo de investimento da geração heliotérmica e inserindo os custos dos impactos ambientais no modelo.

Espera-se como contribuição ao final do estudo responder às seguintes questões:

- Qual dos arranjos de CSP propostos parece mais competitivo frente às demais alternativas de geração de energia elétrica da matriz elétrica brasileira?
- A fonte heliotérmica tem perspectiva de tornar-se economicamente competitiva até 2050 no contexto Brasileiro? Com ou sem a implementação dos custos ambientais na otimização?

- Quais fontes são deslocadas no planejamento com a entrada da geração heliotérmica? Como isso influi nas emissões de gases de efeito estufa da expansão como um todo?

Para realizar estes objetivos a tese se divide em 6 capítulos. No capítulo 1 é feita uma revisão sobre as principais referências a respeito da fonte heliotérmica, descrição da tecnologia, seus principais impactos ambientais e aspectos para sua inclusão no planejamento de longo prazo.

No capítulo 2 são abordados aspectos ambientais da atividade de geração de energia elétrica e de valoração dos impactos ambientais selecionados para compor os critérios do planejamento de longo prazo.

No capítulo 3 é apresentada a metodologia para obtenção do cenário base para realizar simulações da expansão da atividade de geração de energia elétrica até 2050 utilizando o modelo MATRIZ.

O capítulo 4 apresenta os resultados das simulações considerando os seguintes cenários: 1) inclusão de custos das emissões de gases de efeito estufa; 2) inclusão de custos do consumo de água doce; 3) inclusão de ambos os custos no mesmo cenário; 4) inserção da geração heliotérmica; 5) inserção da geração heliotérmica e custos das emissões de gases de efeito estufa; 6) inserção da geração heliotérmica e custo do consumo de água doce.

No capítulo 5 são produzidas informações adicionais para comparar os resultados obtidos nos diferentes cenários simulados, que ajudam a responder as questões levantadas na definição de objetivos do presente trabalho.

O capítulo 6 apresenta as conclusões do estudo, assim como seus possíveis desdobramentos.

1. Geração Heliotérmica

Neste capítulo é feita uma revisão sobre a tecnologia de geração heliotérmica, desde sua caracterização, descrição de aspectos ambientais e informações relativas a sua inserção no Plano Nacional de Expansão de longo prazo, com o objetivo de justificar a escolha dos arranjos de usinas que compõem as simulações e a premissa de que apesar de no momento a tecnologia não ser competitiva frente às demais que participam do mix de geração nacional, existem condições que podem ajudar a torná-la mais competitiva dentro do horizonte até 2050. O item que encerra o capítulo, “em resumo” destaca os principais pontos levantados e sua contribuição para o desenvolvimento deste estudo.

A capacidade instalada de geração heliotérmica ao redor do mundo até novembro de 2023 de acordo com SolarPACES (2023) era de 8.182 MW, sendo que destes cerca de 80 % instalados e 20% em processo de instalação⁴. Destacam-se em capacidade instalada nas Américas os EUA, México e Chile, na Europa a Espanha, e nas demais regiões do mundo destacam-se Marrocos e Índia. As regiões com projetos instalados e em instalação são África do Sul, China e Oriente Médio, dados atualizados pelo NREL (*US National Renewable Energy Laboratory*).

A capacidade instalada cumulativa de usinas CSP cresceu cinco vezes, globalmente, entre 2010 e 2019, atingindo cerca de 6,3 GW. No entanto, em comparação com outras tecnologias de energia renovável, a helioterminia ainda pode ser considerada em sua infância, em termos de implantação. Após uma atividade muito modesta em 2016 e 2017 - com adições anuais girando em torno de 100 MW por ano - o mercado global cresceu em 2018 e 2019. Nestes anos, um número crescente de projetos entrou em operação na China, Marrocos e África do Sul. No entanto, as novas adições de capacidade em geral permaneceram relativamente baixas no período, em 660 MW por ano em média. O setor estava otimista: os planos para expandir a tecnologia em território chinês dariam um impulso à indústria e levariam a implantação a novos níveis. A política do país para apoiar a construção de 20 fábricas em escala comercial para expandir uma variedade de soluções de tecnologia, desenvolver cadeias de suprimentos e ganhar experiência operacional incluiu um cronograma ambicioso para a conclusão. Vários desenvolvedores conseguiram cumprir as datas de comissionamento exigidas, mas muitos tiveram diversos problemas, desde aquisição

⁴ Fonte: <https://www.solarpaces.org/worldwide-csp/csp-projects-around-the-world/> (atualizado em 11/2023)

de terras até atrasos em empreiteiros de EPC (*Engineering, procurement and construction*). (IRENA, 2020)

Segundo o relatório "IEA Renewables 2022" (IEA, 2022) o crescimento das energias renováveis despacháveis, incluindo energia hidrelétrica, bioenergia, geotérmica e energia solar concentrada, permanece limitado, apesar de seu papel crítico na integração da energia eólica e solar fotovoltaica aos sistemas globais de eletricidade. No relatório, este crescimento limitado (para CSP estima-se um aumento de 5 GW instalados no mundo até 2027) credita-se aos altos custos de investimento, falta de políticas de apoio e uma inadequada contabilização do valor da flexibilidade de fontes, citando-se neste último caso as fontes hidrelétrica, bioenergia, geotérmica e heliotérmica.

Ainda não existem plantas de geração heliotérmica comerciais em funcionamento no Brasil, mas foram implementadas estruturas para estudar o funcionamento de uma planta nas condições locais. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2015 lançou uma chamada de trabalhos referente ao desenvolvimento de tecnologia nacional de geração heliotérmica, a chamada 19, que foi respondida por 77 empresas. Um dos resultados desta chamada de trabalho foi a implantação da planta piloto de geração CSP pela CESP (Companhia Energética de São Paulo). O projeto utiliza a tecnologia de calha parabólica, de 0,5 MW de potência instalada. Começou a ser desenvolvida em 2017 e foi instalada no complexo de energias alternativas da hidrelétrica Porto Primavera, no estado de São Paulo.

A Chesf e o Cepel estabeleceram termo de cooperação técnica para realizar atividades que tem como objetivo consolidar o Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (CRESP), com a instalação de unidades piloto de geração solar fotovoltaica, heliotérmica com tecnologia de calha parabólica e heliotérmica com tecnologia de torre solar. Até o momento a unidade piloto de geração fotovoltaica encontra-se em operação e a unidade de geração heliotérmica utilizando tecnologia de calha parabólica com potência instalada de 0,5 MW obteve o licenciamento ambiental.

Finalmente, foi desenvolvido no Centro Tecnológico de Engenharia Civil de Furnas, em Aparecida, Goiânia/GO, um projeto do primeiro coletor heliotérmico brasileiro. O estudo é uma parceria de Furnas com a Eudora Energia, responsável pelos projetos de usinas termossolares implantadas pela Eletrosul e CESP.

1.1. Principais Referências sobre a Fonte Heliotérmica Utilizadas

Como fonte de informações sobre a tecnologia CSP e suas potencialidades no Brasil foram utilizadas referências que provêm do material desenvolvido ao longo do projeto Energia Heliotérmica no Brasil, uma iniciativa de cooperação entre Brasil e Alemanha envolvendo a GIZ (Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) e o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), entre os anos de 2013 e 2018. Alguns dos cadernos lançados em função desta iniciativa foram os seguintes:

- *CSP in Brazil – Perspectives for Industrial Development* (GIZ/MCTI, 2014);
- *Parabolic Trough CSP Technology – State of Art and Market Overview* (GIZ/MCTI, 2014b);
- *Tower CSP Technology – State of Art and Market Overview* (GIZ/MCTI, 2014c);
- *Basic Mapping of General Pre-Conditions for CSP Technologies in Brazil* (GIZ/MCTI, 2014d);
- *Survey on potential hybridisation options for concentrating solar power plants in Brazil* (GIZ/MCTI, 2016)
- Guia de licenciamento ambiental de heliotérmicas (GIZ/MCTI, 2017).

Diversas análises foram realizadas, enfocando aspectos técnico-econômicos da geração heliotérmica, em nível de mestrado e doutorado, podendo ser citados:

- Perspectivas para a geração de energia elétrica no Brasil utilizando a tecnologia solar térmica concentrada (LODI, 2011), dissertação com o objetivo de analisar o potencial técnico e econômico da geração de energia elétrica utilizando a tecnologia CSP.
- Cenário de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização (PENAFIEL, 2011), dissertação que analisa cinco arranjos de plantas CSP (cilindro parabólico) com potência instalada de 100 MW e propõe a hibridização com biomassa ao invés de combustível fóssil, de forma a minimizar as emissões de gases de efeito estufa;
- Avaliação de alternativas para introdução da geração elétrica termossolar na matriz energética brasileira (MALAGUETA, 2013), tese que propõe diferentes arranjos para a tecnologia e avalia a viabilidade técnica e econômica de diferentes arranjos de plantas CSP no Brasil e propõe medidas de incentivo para a entrada gradativa no Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir da modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais (BURGI, 2013), dissertação que propôs um cálculo para o potencial de expansão da CSP no

Brasil, que serviu como referência para a Empresa de Pesquisa Energética no Plano Nacional de Energia 2050 (BRASIL, 2020);

- Hibridização de energia heliotérmica com gaseificação de biomassa para geração de energia elétrica (TAVARES, 2016), dissertação que se propõe analisar as possibilidades de hibridização de energia heliotérmica e biomassa através de gaseificação, destacando a operação, a energia gerada e o fator de capacidade das alternativas propostas;
- Proposta metodológica para formulação de política para o desenvolvimento da tecnologia heliotérmica no Brasil (PENAFIEL, 2016), tese que propõe uma metodologia para formulação de política para o desenvolvimento da geração heliotérmica no Brasil, que tem como vantagens o aumento da flexibilidade do sistema elétrico brasileiro e a geração de emprego e renda em uma zona carente do país
- Metodologia de Suporte à Tomada de Decisão em Projetos de Usinas Termossolares através de Análise Multicritério Geoespacial (PASCHOALOTTO, 2018), dissertação de mestrado que apresenta o desenvolvimento e aplicação de uma metodologia multicritérios geoespacial para apoio à tomada de decisão quando da escolha de locais para implantação de usinas termossolares no Estado de São Paulo.
- Avaliação Custo-Benefício da inserção da geração heliotérmica num sistema hidrotérmico (TRAMA, 2023). O objetivo deste estudo consistiu em analisar a viabilidade econômica da tecnologia heliotérmica no Brasil, tomando-se como referência o cálculo do custo líquido da energia elétrica gerada pela usina CSP, incluindo os custos e os benefícios dessa tecnologia para a operação do Sistema Interligado Nacional.

Estes trabalhos consideram aspectos tecnológicos, econômicos e de localização das usinas de geração heliotérmica, mas não tem seu foco nas questões ambientais relacionadas. Serviram como referência principalmente na definição da planta padrão a ser utilizada para a simulação da geração de energia elétrica e inserção no modelo MATRIZ.

Dentre estas referências destaca-se como contribuição direta para o presente trabalho a dissertação de BURGI (2013), utilizado como referência no Plano Nacional de Energia 2050 (BRASIL, 2020), que elabora uma metodologia e define o potencial brasileiro de geração heliotérmica para três tipologias tecnológicas: calha parabólica sem armazenamento, calha parabólica com armazenamento de 6,0 horas e torre solar com armazenamento de 7,5 horas. Neste trabalho as simulações de geração de energia por fonte heliotérmica foram realizadas utilizando o software SAM (TURCHI

et al., 2018), com dados meteorológicos de estações em diversas localidades, destacando aqui Bom Jesus da Lapa, Fortaleza, Petrolina e Recife, na região Nordeste. Observando-se a faixa de distância entre as áreas aptas para geração heliotérmica, definidas por geoprocessamento no trabalho, e o ponto de localização das estações meteorológicas destas localidades, observou-se uma quase coincidência geográfica no caso de Bom Jesus da Lapa (BURGI, 2013).

No trabalho de PASCHOALOTTO (2018) propõe-se uma metodologia para a seleção de áreas aptas a localização de plantas de geração heliotérmica como um problema multicritério com fatores que podem ser classificados como eliminatórios e classificatórios, tanto no sentido de definir áreas com aptidão quanto na definição de áreas com restrição para instalação deste tipo de atividade. Foram definidos como eliminatórios a qualidade do recurso solar, com requisito de irradiação direta normal (DNI) superior a 1.785 kWh/m²/ano; a disponibilidade de água para o sistema de refrigeração e lavagem de espelhos e a ausência de impeditivos ambientais. Como critérios classificatórios foram considerados a proximidade a rede elétrica, a infraestrutura de transportes, a topografia do terreno e a qualidade do recurso solar. Destaca-se aqui, como em outros trabalhos sobre seleção de sítio para localização de plantas de geração heliotérmica, a importância dada a disponibilidade de recurso hídrico. Tal se dá devido ao requisito de água para refrigeração no bloco de potência do circuito *Rankine*, aliado ao fato de que as características climatológicas de locais com alto DNI normalmente coincidem com região de baixa disponibilidade do mesmo recurso.

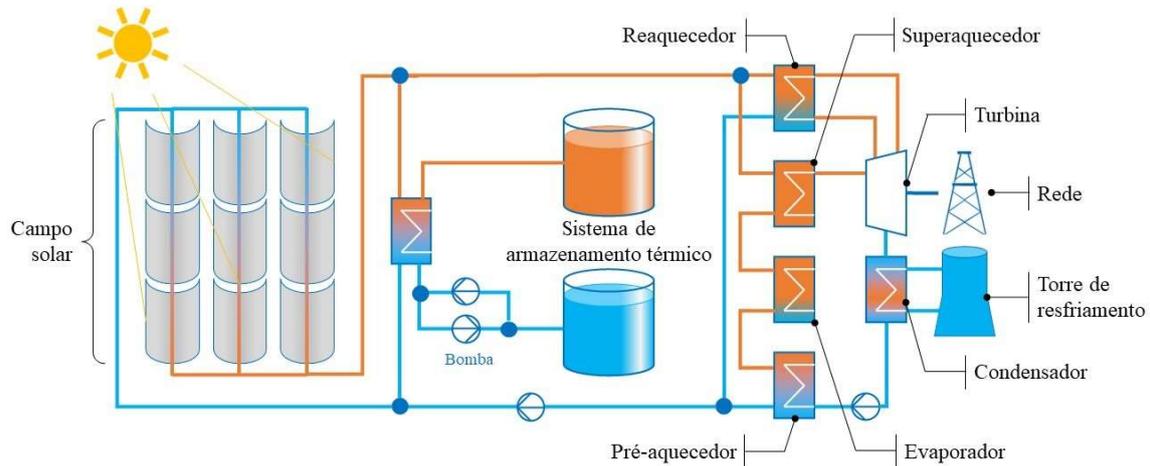
Os parâmetros utilizados para a definição da planta padrão de geração heliotérmica têm como referência os trabalhos de BURGI (2013) e TRAMA (2023), posteriormente utilizados para simulação da geração de energia elétrica ao longo do ano utilizando o software System Advisory Model (SAM).

1.2. Descrição da Tecnologia

A geração heliotérmica, termossolar, solar concentrada, ou na sigla do inglês, CSP (*concentrated solar power*), é uma tecnologia que utiliza um concentrador óptico para criar um fluxo de energia nos chamados receptores. Nos receptores, a radiação solar é absorvida e convertida em calor. O calor é transferido por meio de um fluido transportado para um sistema de geração térmica do tipo *Rankine* (ou para um sistema de armazenamento). No sistema de geração térmica, o calor é convertido em energia elétrica (GIZ/MCTI, 2014a).

A geração de CSP engloba quatro tecnologias diferentes: (i) Refletor Fresnel Linear; (ii) Calha parabólica ou cilindro parabólico (Figura 1.1); (iii) Torre solar (Figura 1.2); e (iv) prato parabólico. As tecnologias mais maduras para instalação de geração centralizada em ordem de prioridade são a calha parabólica e torre solar.

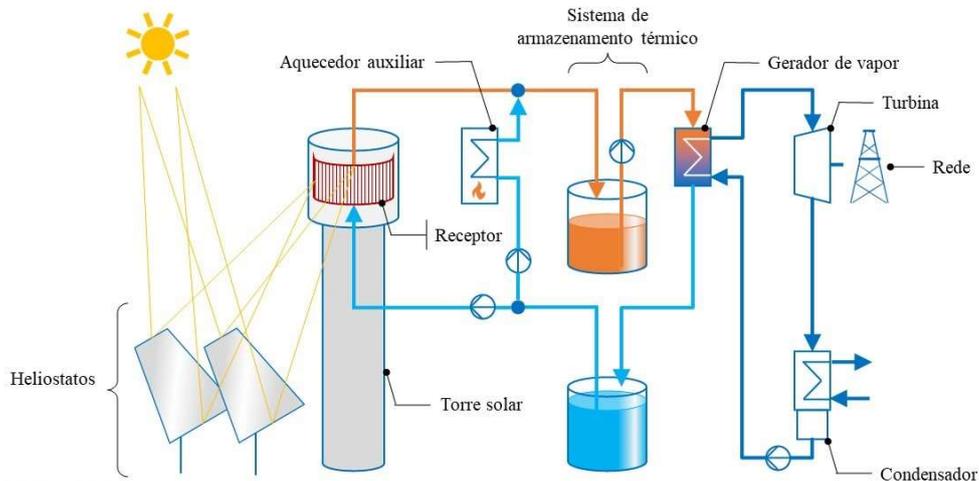
Figura 1.1 – Esquema de uma Planta Heliotérmica – Tecnologia Calha Parabólica.



Fonte: baseado em GIZ/MCTI (2014b)

A tecnologia de calha parabólica utiliza semicilindros com seções parabólicas para concentrar a energia solar nos tubos absorvedores. Os principais sistemas das usinas de PT são: (i) campo solar; (ii) armazenamento térmico (TSS, *termal storage system*); (iii) sistema de transferência de calor; e (iv) sistema de geração de energia. O despacho da energia gerada é mais eficiente quando ocorre ao mesmo tempo em que está disponível. O TSS permite regular o despacho da energia gerada na usina, caso seja vantajoso, e muitas vezes é medido em horas. Normalmente, as usinas de tecnologia de calha parabólica usam combustível fóssil para complementar a produção solar durante os períodos de baixa radiação solar.

Figura 1.2 – Esquema de uma Planta Heliotérmica -Tecnologia Torre Solar



Fonte: Baseado em GIZ/MCTI (2014b)

A tecnologia de torre solar (ou receptor central) é um sistema de usina termossolar de foco pontual. Ela é composta pelos seguintes componentes principais: campo de heliostatos; receptor; torre; sistema de armazenamento e bloco de potência.

O campo de heliostatos congrega este tipo específico de espelhos planos ou ligeiramente curvados, rastreados em dois eixos, para refletir a radiação solar para o receptor. O receptor absorve a energia solar concentrada e a transfere para um meio de transferência de calor. A torre de concreto ou aço suporta o receptor em seu topo. O sistema de armazenamento térmico permite a geração de eletricidade quando não há energia solar suficiente disponível, e pode ser feito através de sais fundidos armazenados em tanques. Finalmente, tem-se o bloco de potência, onde a energia térmica é transformada em energia elétrica num ciclo *Rankine* convencional.

Existem vários arranjos possíveis para uma planta de geração heliotérmica, devido as alternativas tecnológicas, de armazenamento (com diferentes capacidades e meios para o armazenamento) e a possibilidade de hibridização com outras fontes de geração de calor, o que pode aumentar o fator de capacidade da planta e diminuir o custo da energia gerada, mas que também pode aumentar seu impacto sobre a mudança do clima, caso a hibridização seja feita utilizando fontes fósseis (como gás natural ou óleo Diesel).

De acordo com o site da SEIA (*Solar Energy Industries Association*)⁵, os requisitos chave para a instalação de plantas CSP são: áreas com irradiação direta normal alta, parcelas extensas contíguas de área, uma vez que uma planta típica requer entre 20 e 40 mil metros quadrados por MW instalado, disponibilidade de água e proximidade com o sistema de transmissão. O requisito "radiação direta normal" (ou DNI, *Direct Normal Irradiation*) para instalação de plantas de geração de energia elétrica usando tecnologia heliotérmica com viabilidade econômica pode variar de estudo para estudo, normalmente sendo superior a 1.700 kWh/m²/ano (PASCHOALOTTO, 2018, 2018; GUIMARÃES et al, 2011). Tal condição climática ocorre em regiões de baixa pluviosidade e umidade relativa do ar, como aquelas de clima seco a desértico.

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica conduziu estudos para seleção de um sítio para instalação de uma planta piloto heliotérmica na região semiárida nordestina. (GUIMARÃES et al, 2011). Foram considerados alguns sítios localizados às margens do rio São Francisco e algumas localidades do Estado da Paraíba. A análise comparativa considerou os seguintes critérios: DNI, característica de intermitência ou perenidade do fluxo de rios próximos, existência de linhas de transmissão e

⁵<https://www.seia.org/initiatives/concentrating-solar-power#:~:text=Contiguous%20parcels%20of%20land%20with,land%20per%20MW%20of%20capacity.>

subestações na proximidade e existência de infraestrutura de acesso local. Além do DNI outro indicador relevante para escolha da localização da planta é o coeficiente de variação da irradiação solar média mensal, uma vez que valores elevados do coeficiente de variação podem indicar uma maior necessidade de combustível auxiliar para operação da planta solar ao longo do ano. Dentre as localidades avaliadas no artigo, do ponto de vista da irradiação, os sítios mais adequados por ordem de mérito para instalação de um projeto de demonstração de geração heliotérmica foram Petrolina (PE), Bom Jesus da Lapa (BA) e Juazeiro (BA), todos com DNI superior a 1.900 kWh/m²/ano.

1.3. Impactos Ambientais da Geração Heliotérmica

1.3.1. Avaliação de Ciclo de Vida da Geração Heliotérmica

Do rol de impactos potenciais das tecnologias de geração de energia elétrica alguns apresentam dificuldades metodológicas para serem quantificados por meio de uma abordagem de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), podendo-se citar como exemplo impactos estéticos ou ameaças específicas à biodiversidade (UN, 2021). Riscos são excluídos da ACV, pois esta avalia apenas as operações rotineiras de um sistema (UN, 2021).

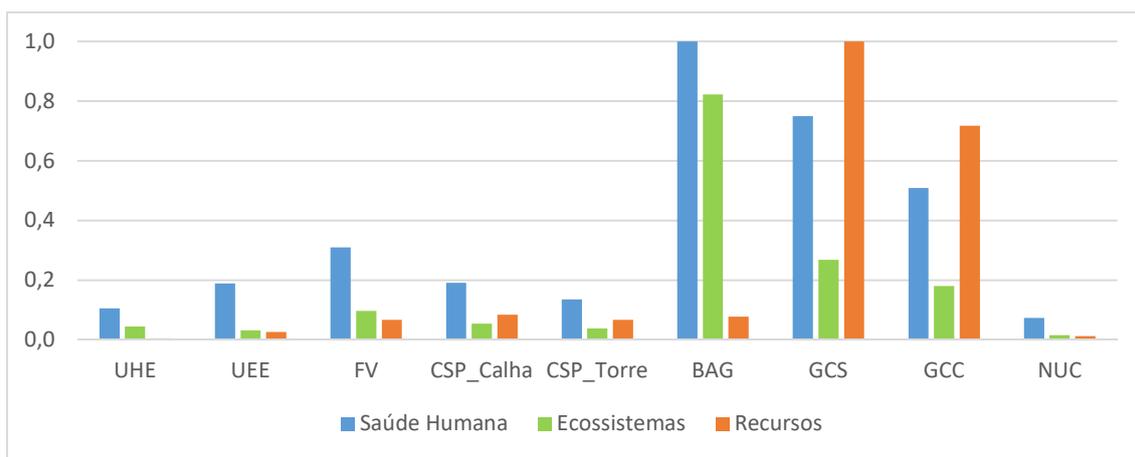
Contudo, no caso das energias renováveis, alguns dos principais impactos ambientais não ocorrem na operação dos empreendimentos, mas durante as fases de construção ou disposição final, o que faz da avaliação de ciclo de vida uma alternativa de avaliação capaz de captar um conjunto amplo de processos críticos envolvidos na atividade de geração de energia elétrica. No presente estudo foram incluídas entre as alternativas para expansão da geração no longo prazo as principais alternativas de geração do mix brasileiro: hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica, biomassa, carvão, gás ciclo simples, gás ciclo combinado, nuclear e incluindo a geração heliotérmica.

Utilizando os inventários de dados disponíveis no banco de dados *Ecoinvent* v. 3.5 (WERNET et al., 2016) listados no **Anexo 1** e o Método ReCiPe 2016 (HUIJBREGTS et al, 2016) foi elaborado o gráfico da Figura 1.3, que mostra os impactos ambientais das fontes de geração de energia elétrica citadas no parágrafo anterior, excluindo o carvão mineral, normalizados pelo valor máximo entre o rol de fontes, de forma que o valor máximo em cada categoria assume o valor 1,0.

O cálculo dos impactos sobre a saúde humana (diminuição de dias de vida humana), ecossistemas (perda de espécies) e depleção de recursos (dólares) é feito a partir de relações com uma série de impactos intermediários chamados de *midpoint*, entre os quais estão incluídos as emissões de gases de efeito estufa, consumo de água doce,

ecotoxicidade (marinha, terrestre e de água doce), uso da terra, entre outros. Se por um lado os impactos *endpoint* são importantes por retratar os efeitos das alterações ambientais, seu cálculo embute um conjunto maior de simplificações e incertezas quando comparados ao método de cálculo dos impactos *midpoint*. Essa é uma das razões para muitos estudos de avaliação de ciclo de vida apresentarem os impactos *midpoint* como resultado da análise.

Figura 1.3 - Impactos Ambientais da Geração de Energia Elétrica ao Longo do Ciclo de Vida



Fonte: Elaboração Própria

O carvão mineral não foi considerado na figura por apresentar valores altos para os impactos sobre saúde humana e ecossistemas, dificultando a visualização da comparação das demais fontes entre si. Essa abordagem é muito genérica mas podem ser destacados dois conjuntos de fontes de acordo com os impactos ambientais que provocam, dentre os contabilizados no método: Carvão mineral, seguido pela geração a gás natural (ciclo simples e combinado) e biomassa de um lado, e a geração hidrelétrica, eólica, solar, nuclear e CSP (calha parabólica e torre solar), de outro. Isso coloca a geração heliotérmica no grupo de alternativas de geração de energia elétrica com potencial de impacto ambiental menos significativo, comparativamente, considerando os inventários de dados e método utilizado.

No que diz respeito aos aspectos ambientais das tecnologias CSP, na avaliação de ciclo de vida, as principais preocupações estão relacionadas aos processos *upstream* de sua cadeia de valor, assim como algumas atividades em sua etapa de operação.

A operação das usinas CSP consome água principalmente para resfriamento e lavagem de espelhos. A utilização de tecnologia de resfriamento a ar diminui consideravelmente o requisito de água a ser utilizado na planta, contudo há uma diminuição na eficiência da planta. Outra fonte de impactos, ainda que indiretos, é a

utilização de energia elétrica da rede durante sua operação, o que pode aumentar o potencial de emissões indiretas de gases de efeito estufa, de acordo com o coeficiente de emissões do grid utilizado (GIZ/MCTI, 2014a; Ko et al., 2018;).

Convém citar como referência de avaliação dos impactos no ciclo de vida de plantas de geração heliotérmica a tese de doutorado "Análisis de Sostenibilidad del Ciclo de Vida de Una Configuración Innovadora de Tecnología Termosolar", de Blanca Corona Bellostas (CORONA, 2016), que compara sobre o ponto de vista da sustentabilidade no ciclo de vida três alternativas de geração heliotérmica: calha parabólica hibridizada usando como combustível o gás metano, calha parabólica hibridizada usando como combustível gás natural e calha parabólica com backup a gás natural. Esta avaliação levou em conta as categorias de impacto mudança climática, acidificação terrestre, eutrofização da água doce, toxicidade humana, formação de partículas, ecotoxicidade de água doce, ecotoxicidade marinha, CED (demanda acumulada de energia) e stress hídrico.

Muito da literatura disponível sobre ACV de geração de CSP está voltada para o conhecimento e análise comparativa de seus diferentes aspectos técnicos e ambientais, especialmente no que diz respeito às possibilidades relacionadas ao sistema de armazenamento térmico, Ciclo *Brayton/Organic Rankine* e aspectos de hibridização. A Figura 1.4 apresenta uma visão geral dos temas abordados em artigos sobre avaliação de ciclo de vida de plantas heliotérmicas.

Figura 1.4: Visão geral dos temas abordados pela literatura sobre Avaliação de Ciclo de Vida e a tecnologia de geração heliotérmica



Fonte: Matos et al, 2021⁶

Além disso a ACV também é empregada para comparar diferentes fontes de energia com tecnologias CSP, abordando emissões de GEE, consumo de água e uso da terra,

⁶ Nuvem de palavras de palavras-chave de 35 artigos coletados da base de dados da CAPES usando LCA e CSP como palavras-chave.

entre outros indicadores. Vale destacar que entre todos os indicadores ambientais tratados, a contabilização das emissões de gases de efeito estufa prevalece como tema central, devido a questão da mudança climática e descarbonização.

1.3.2. Impactos da Atividade da Geração Heliotérmica

Dado que a conformação das plantas CSP pode variar bastante em função da tecnologia utilizada, combustível de *backup* da planta, existência ou não de armazenamento, fluido de transferência de calor utilizado, forma de refrigeração, e outras características, os impactos socioambientais da geração heliotérmica aqui relatados são os mais comuns reportados na literatura.

As tecnologias calha parabólica e torre solar, mais utilizadas nas unidades de geração centralizada, podem, por exemplo, afetar de forma diferente a biodiversidade no entorno; o combustível de *backup* utilizado pode ser tanto fóssil quanto renovável, trazendo consigo os impactos inerentes do uso de cada um deles; a forma de refrigeração pode requerer maior ou menor consumo de água.

Além dos impactos ambientais, é um ponto de atenção para plantas heliotérmicas os riscos envolvidos na operação, principalmente riscos de incêndio relacionados ao emprego de fluidos térmicos para troca de calor entre o campo solar e o bloco de potência e o sistema de armazenamento de calor. Podem ser contabilizados ainda riscos relacionados ao uso de combustíveis, como *backup* ou hibridização da planta. Contudo, as questões relativas a riscos estão fora do escopo do presente estudo.

Os principais impactos socioambientais negativos citados em algumas publicações, associados à implantação e operação de plantas heliotérmicas encontram-se listados no Quadro 1.1.

Quadro 1.1 Principais Impactos Socioambientais Negativos da Geração Heliotérmica

Referência	Principais Impactos Socioambientais
GIZ/MCTI, 2017	Fase de implantação: supressão de vegetação; comprometimento de populações tradicionais locais; comprometimento do patrimônio arqueológico e paleontológico local; alteração da paisagem; terraplanagem; fundação; montagem eletromecânica e obras civis; poluição por resíduos perigosos;
	Fase de operação e manutenção: comprometimento da disponibilidade hídrica local; risco de colisão de aves com as estruturas do campo solar; comprometimento de rotas, vôos e pouso de aves migratórias; morte de insetos e aves decorrente do fluxo solar; uso inadequado das estruturas da planta por aves, morcegos e outros animais; piora nas condições microclimáticas; poluição e/ou contaminação por fluidos térmicos;

Referência	Principais Impactos Socioambientais
	comprometimento hídrico pela lavagem dos espelhos; poluição e contaminação no controle da vegetação sobre o campo solar.
LOVEGROVE & STEIN, 2012	Impacto visual; ruído; impactos ecológicos devido ao uso da terra; impactos sobre recursos hídricos.
WU et al, 2014	Uso de áreas extensas; consumo de água; alterações na temperatura do solo.
SAVANNAH/IKhi CSP South Africa, 2010	Impactos sobre a vegetação nativa e espécies endêmicas; impactos sobre a drenagem; impacto de introdução de espécies invasoras; impactos sobre a erosão do solo; perda de sistemas ripários; impacto visual; geração de emprego; impacto da chegada de trabalhadores sobre as comunidades locais; promoção de energia limpa e renovável.

Fonte: Elaboração Própria

De acordo com GEKAS et al (2002), os principais impactos de plantas heliotérmicas para gerar eletricidade são os seguintes: interferência sobre o uso da terra; impactos sobre a avifauna; impacto visual; impacto sobre o recurso hídrico; impactos sobre saúde e segurança e de contaminação de recursos hídricos e solo devido ao risco de vazamentos do fluido de transferência de calor e combustíveis auxiliares.

A integração de uma alternativa tecnológica nova, assim como aspectos ambientais, no planejamento de longo prazo do setor elétrico, requer um parêntese sobre as ferramentas utilizadas para realizar este planejamento.

1.4. Planejamento de Longo Prazo e Geração Heliotérmica

A definição da melhor carteira de geração de eletricidade é um assunto sobre o qual há significativo trabalho de pesquisa, no mundo e no Brasil. Alguns dos primeiros pesquisadores a introduzir a análise de portfólio no setor de geração de eletricidade foram BAR-LEV e KATZ (1976). Pesquisas mais recentes (AWERBUCH e BERGER, 2003; BAZILIAN e ROQUES, 2009) estenderam a análise para várias combinações de expansão de energia. Técnicas de carteira de média-variância têm sido aplicadas em várias instâncias, introduzindo também várias medidas de risco (ROQUES et al., 2008).

Os modelos de otimização de sistemas energéticos utilizam uma abordagem de engenharia de sistemas, com representação de tecnologias de extração, transformação, transporte, distribuição e consumo de energia (ex: MESSAGE (MESSNER, S. & STRUBEGGER, 1995; IIASA, 2009) e MARKAL). O MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact*) é um modelo de análise e planejamento energético desenvolvido pelo *International Institute for Applied Systems Analysis* (IIASA), utilizado para avaliar estratégias de

suprimento de energia em cenários de longo prazo, considerando múltiplas fontes de energia, tecnologias e políticas públicas para o setor.

O MARKAL se tornou realidade na década de 1980 a partir de uma decisão formal da Agência Internacional de Energia (IEA), que levou à criação de uma ferramenta comum para analisar sistemas de energia, a ser compartilhada pelas nações participantes da OCDE. O modelo é projetado para a análise do sistema energético como um todo. Também pode ser aplicado ao setor de eletricidade para analisar vários cenários e questões. Após melhoramentos sucessivos que criaram subprodutos advindos do modelo original, ao final da década de 1990, um grupo internacional de pesquisadores (o ETSAP - Programa de Análise de Sistemas de Tecnologia Energética) foi formado para criar o que se tornou o modelo TIMES. Apesar da superioridade da nova versão, o modelo MARKAL permanece em uso em função de dificuldades de substituição das bases de dados implementadas. Os modelos MARKAL/TIMES são uma plataforma de otimização de sistemas de energia integrada de referência disponível para uso em todo o mundo (LOULOU, R. 2016).

No Brasil existe uma trajetória longa no desenvolvimento de modelos para o planejamento do setor elétrico, calcada na atuação da Eletrobras no período em que foi empresa estatal e responsável pelo planejamento e operação sistema elétrico nacional, reforçada a partir da década de 1970 com a criação do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL (JUSTINO, 2020).

O CEPEL desempenhou um papel fundamental no desenvolvimento de ferramentas e tecnologias para o planejamento do setor elétrico, tendo estruturado uma cadeia de metodologias e programas computacionais baseados em técnicas matemáticas de otimização e simulação, considerando o tratamento de incertezas e balanceando os requisitos de representação de incertezas e modelagem do sistema com os de precisão e esforço computacional. Esta cadeia de metodologias e programas computacionais permitem a integração de horizontes de longo, médio e curto prazos, possibilitando a definição de planos coordenados de expansão e operação do sistema elétrico com bases sustentáveis (JUSTINO, 2020).

Mesmo após a reestruturação do setor elétrico no início dos anos 2000, diversos agentes seguem utilizando ferramentas da cadeia de modelos do CEPEL, tal como o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Entre os modelos desenvolvidos no CEPEL para o planejamento de longo prazo destacam-se o MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo) e o MATRIZ, modelo que integra as cadeias elétrica e energética. O modelo MATRIZ é um modelo *bottom-up*

para o planejamento de sistemas energéticos, cuja consistência dos resultados foi validada por comparação com resultados do modelo TIMES (LISBOA et. al. 2012).

Com a criação da EPE, que entrou em funcionamento no ano de 2005, permitiu-se ao Ministério de Minas e Energia realizar a integração dos estudos energéticos do país. Entre os estudos desenvolvidos pela EPE, do ponto de vista da integração dos estudos energéticos, destacam-se os Planos Decenais de Energia, com horizonte de planejamento de 10 anos e atualizados anualmente, e os Planos Nacionais de Expansão, com horizonte de 25 anos. Após o ano 2000 foram publicados dois planos nacionais de expansão, PNE 2030 e PNE 2050.

O Plano Nacional de Expansão de 2030, lançado em 2007 representou o primeiro planejamento integrado dos recursos energéticos de longo prazo no Brasil⁷. Para sua realização foram utilizados vários modelos entre eles (BRASIL, 2007):

- MSR - Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia, desenvolvido na EPE, modelo do tipo bottom-up em que a demanda de um consumidor residencial é obtida a partir da posse e do uso de equipamentos eletrodomésticos;
- M-Ref – Modelo de Estudo do Refino, desenvolvido na EPE a partir de modelagem proposta pela COPPE, aplicado no dimensionamento da expansão do parque de refino de petróleo adequado à demanda projetada de derivados;
- MELP – Modelo de otimização desenvolvido pelo CEPEL, que permite achar a solução de expansão da oferta de energia elétrica minimizando o custo da expansão e de operação, considerando os custos de investimento na expansão das interligações entre os subsistemas.

Os resultados obtidos nos estudos da oferta e demanda foram consistidos e integrados com a aplicação do modelo MESSAGE. O resultado permitiu a visualização da evolução das ofertas interna de energia, permitindo formular hipóteses de projeção da matriz energética brasileira num horizonte de longo prazo (25 anos). (BRASIL, 2007, pg. 32).

O Plano Nacional 2050 foi o plano seguinte, lançado em 2020. Em sua introdução são destacadas duas principais diferenças em relação ao plano anterior: a busca por maior eficiência energética e o respeito às questões socioambientais. Destaca-se ainda, como diferença ao plano anterior, o reconhecimento da imprevisibilidade inerente do futuro e uma perspectiva de abundância de recursos no horizonte do plano. (BRASIL, 2020)

⁷www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030

O modelo de otimização da expansão da oferta de energia elétrica utilizado na elaboração do PNE 2050, desenvolvido pela EPE, foi o PLANEL. Este modelo de otimização:

“[...] resolve um problema de programação linear inteira mista de grande porte cujo resultado determina um cronograma anual viável de expansão das capacidades de geração e de transmissão, minimizando o valor presente do custo total de expansão do sistema (custos de investimento de todos os novos projetos mais custos operacionais de todo o sistema, incluindo o sistema existente) no intervalo de tempo considerado” (BRASIL, 2022).

A realização de um plano nacional de longo prazo requer uma série de estudos definindo premissas desde cenários econômicos, demanda de energia, recursos energéticos disponíveis, premissas sobre custos de investimento e operação, características das tecnologias consideradas como alternativas no plano, entre outras informações. A organização dessas informações e incorporação a um modelo de otimização permite a criação de cenários de expansão. Faz parte dos estudos preliminares para elaboração do plano testar a inserção de tecnologias novas e promissoras, para verificar se ao longo do horizonte do plano as mesmas tornam-se alternativas viáveis para a expansão.

No contexto da mudança climática e descarbonização da economia, houve aumento de interesse sobre as alternativas de geração renovável, e no caso do Brasil, despachável, em vista da entrada massiva de alternativas renováveis e intermitentes na matriz elétrica. A geração heliotérmica foi testada como alternativa de geração renovável nos estudos para elaboração do PNE 2050.

A nota técnica “Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050 (BRASIL, 2018a) inclui a fonte solar heliotérmica, e apresenta um item com os aspectos tecnológicos e custos de referência desta fonte. Os parâmetros utilizados para a modelagem das plantas heliotérmicas apresentados na nota técnica têm como fonte as publicações IRENA (2016) e IEA (2014), e o fator de capacidade médio representa uma planta com armazenamento de 6 horas, baseado em BURGI (2013). O Quadro 1.2 reproduz estes valores.

Quadro 1.2: Parâmetros técnico-econômicos de geração heliotérmica

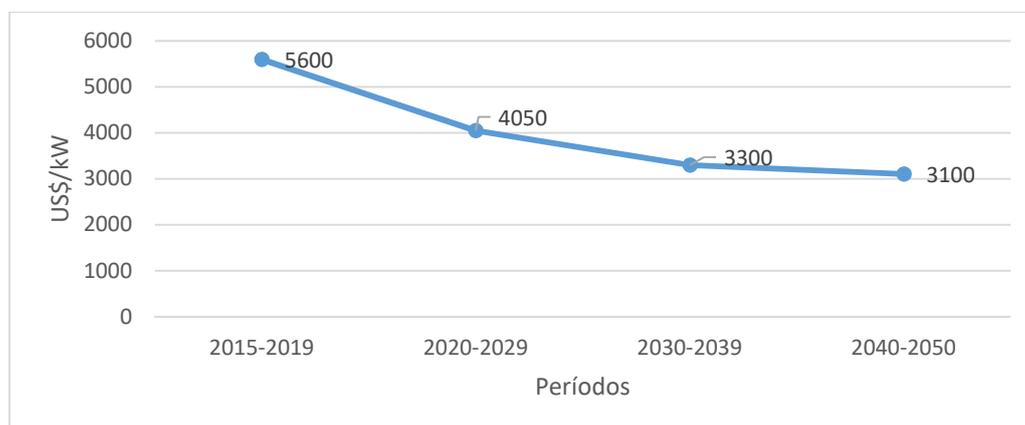
Parâmetros Técnico-Econômicos	Valor
Custo de Investimento (US\$/kWp)	5.600
Custo O&M Fixo (R\$/kWp/ano)	70
Potência Típica (MWp)	100

Parâmetros Técnico-Econômicos	Valor
Vida útil (anos)	20
Tempo de construção (anos)	1
Fator de Capacidade Médio (%)	41

Fonte: BRASIL, 2018a, P. 63

Neste relatório considera-se que a expectativa segundo dados internacionais é que os custos de investimento para usinas heliotérmicas apresentem reduções no período 2015/2019 a 2040/2050 devido a fatores como curva de aprendizagem, domínio da tecnologia e conteúdo local. O gráfico apresentado na Figura 1.5 apresenta a curva de custo de investimento, decrescente partindo de 5600 US\$/kW no período entre 2015 e 2050.

Figura 1.5: Curva de Custo de Investimento - Geração Heliotérmica Calha Parabólica - Armazenamento de 6 horas



Fonte: IRENA 2016 e IEA 2014 apud BRASIL, 2020

No que diz respeito ao potencial heliotérmico no país, a Empresa de Pesquisa Energética (BRASIL, 2018b), utilizou como referência na nota técnica "Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050", o trabalho desenvolvido por BURGÍ (2013). O autor, em sua dissertação de mestrado intitulada "A avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir da modelagem em Sistema de Informações Geográficas e simulação de plantas virtuais", faz uma estimativa das áreas aptas a instalação de plantas CSP seguindo um conjunto de critérios de exclusão, tais como nível mínimo de DNI, declividade do terreno, proximidade de subestações e rodovias, existência de unidades de conservação e terras indígenas, uso do solo, entre outros.

Paras as áreas selecionadas, foram aplicados requisitos mínimos de contiguidade para localizar plantas de 100 MW de potência instalada, com três tecnologias diferentes: cilindro parabólico sem armazenamento, cilindro parabólico com

armazenamento de 6 horas e torre solar com armazenamento de 7,5 horas. A estimativa é conservadora, pois exclui áreas que posteriormente podem passar a serem consideradas aptas, em vista da chegada de infraestrutura e mudanças de uso do solo, e é não cumulativa, visto que o potencial foi calculado para cada tecnologia em separado. No capítulo sobre parâmetros utilizados no modelo Matriz é apresentado o potencial para CSP por subsistema do SIN de acordo com BURGI (2013).

Ao disponibilizar o Plano Nacional de Energia 2050 pela CONSULTA PÚBLICA Nº 95 DE 13/07/2020, aberta até outubro deste ano, a Empresa de Pesquisa Energética afirmou que:

“Em relação à tecnologia heliotérmica, seu maior diferencial é a possibilidade de maior controle de despacho por meio de sistemas de armazenamento térmico, o que reduz a variabilidade da geração e aumenta o tempo de operação diário. No entanto, nos últimos anos houve certa estagnação no desenvolvimento de novos projetos comerciais no mundo, o que atrasa o desenvolvimento da tecnologia, especialmente sob o aspecto econômico, com a evolução mais lenta de uma curva de aprendizado e baixa economia de escala, com perspectiva de continuar como uma tecnologia relativamente cara para os padrões brasileiros, mesmo no horizonte de 2050. Portanto, com as perspectivas atuais de evolução dessa fonte, são baixas as expectativas para o avanço dessa tecnologia no País. Entretanto, é importante um acompanhamento das atividades internacionais para verificar possíveis oportunidades no futuro.” (BRASIL, 2020, P.8)

1.5. Em Resumo

Segundo PENAFIEL (2016) as duas principais vantagens da geração CSP são, pelo lado técnico, a possibilidade de fornecimento de energia firme, e do ponto de vista ambiental, o fornecimento de eletricidade sem emissões de gases de efeito estufa GEE, ou com baixas emissões de GEE. A inserção da geração heliotérmica no modelo MATRIZ proposta neste trabalho busca contabilizar possíveis vantagens ambientais e de despachabilidade da geração heliotérmica no planejamento de longo prazo, verificando se desta forma a tecnologia passa a participar do planejamento até o horizonte de 2050.

A tecnologia de geração heliotérmica a ser considerada no estudo, dentre as descritas no item 1.2, é a **calha parabólica**, mais madura do ponto de vista comercial e referenciada no estudo “Premissas e Custos da Oferta de Combustíveis no Horizonte

2050” (BRASIL, 2018a). Para testar diferentes possíveis vantagens da tecnologia foram considerados três arranjos:

- Calha parabólica com refrigeração a água e com armazenamento de 6 horas;
- Calha parabólica com refrigeração a ar e com armazenamento de 6 horas;
- Calha parabólica com refrigeração a água e com armazenamento de 6 hora e atrasando o despacho do armazenamento térmico para o horário de pico da demanda.

O primeiro arranjo da lista pode ser definido como uma escolha “padrão”, no sentido de que é similar às duas variações seguintes, e tem maior eficiência. O segundo arranjo da lista apresenta as mesmas características do primeiro arranjo, tendo como diferença a refrigeração seca, para captar se esta característica pode influenciar a seleção de fontes de geração, sobretudo pela probabilidade da tecnologia CSP ser instalada em regiões de reduzida disponibilidade hídrica. O terceiro arranjo da lista foi definido de forma a fazer o despacho do armazenamento térmico coincidir com o horário de maior demanda por energia elétrica. Toda alteração no despacho do armazenamento, diferente do despacho *default*, que ocorre na medida em que o fluido térmico passa a absorver menos calor no campo solar, também acarreta uma queda na eficiência da planta. Assim pode-se testar as vantagens da característica de energia renovável com baixa emissão de GEE, acrescida de reduzido consumo de água doce e no terceiro caso, energia renovável com baixa emissão de GEE com armazenamento térmico.

As unidades de geração heliotérmica devem estar localizadas em áreas com potencial para tanto, o que significa dizer, com áreas com alto valor de Irradiação Direta Normal (DNI), de no mínimo 1.750 kWh/m²/ano, o que torna a **região Nordeste** do país a principal candidata para plantas comerciais. O estudo realizado por GUIMARÃES (2011) cita as cidades de **Petrolina, Bom Jesus da Lapa e Juazeiro** como alternativas para localização de plantas heliotérmicas.

A justa consideração de impactos ambientais para influenciar a decisão do modelo de otimização quanto a expansão setorial no longo prazo, considerando que na cesta de alternativas constam fontes renováveis e não renováveis, aponta para indicadores considerando o **ciclo de vida** da atividade de geração de energia elétrica. A consideração do ciclo de vida inclui na avaliação os impactos de extração de materiais, transporte e fabricação de equipamentos, assim como descomissionamento de usinas, que podem ser significativos; assim como visa evitar *tradeoffs* indesejáveis de impactos, quando se cria ou amplia-se um impacto negativo por não saber de sua existência.

Em recapitulação, os principais impactos ambientais negativos da geração heliotérmica citados no capítulo 1 são: **interferência sobre o uso da terra**; impactos sobre a **avifauna**; impacto **visual**; impacto sobre o **recurso hídrico**; impactos sobre **saúde e segurança** e de **risco de contaminação de recursos hídricos e solo** devido ao risco de vazamentos do fluido de transferência de calor e combustíveis auxiliares.

O planejamento setorial de longo prazo caracteriza-se por definir a demanda de energia elétrica por período em um horizonte de tempo, e indicar de forma otimizada as alternativas tecnológicas que podem atender a esta demanda. Nesta etapa do planejamento não há informações detalhadas sobre onde devem se localizar os empreendimentos, ou sobre os empreendimentos a serem instalados, o que exclui a possibilidade de avaliar uma série de impactos ambientais cuja magnitude é mais dependente do contexto geográfico em que ocorrem (*site specific*). A seleção de impactos ambientais e sociais na tomada de decisão no planejamento de longo prazo do setor elétrico é limitada por esta condição.

Impactos como efeitos sobre a avifauna, impacto visual, impactos sobre populações tradicionais, são *site specific*, o que torna complexa sua consideração na modelagem. Outra forma de considerar estes impactos sem inseri-los diretamente na modelagem é restringindo o potencial máximo de expansão de uma tecnologia tendo como parâmetro a restrição do uso de áreas devido a questões ambientais, o que ocorre efetivamente no planejamento setorial.

O modelo de otimização selecionado como ferramenta para realizar as simulações é o **MATRIZ**, disponível para uso e com resultados validados por comparação utilizando o modelo TIMES, de ampla aceitação internacional (LISBOA et. al. 2012). O modelo MATRIZ também tem sido utilizado no projeto DECARBOOST - Viabilização de investimentos na transição para uma sociedade de baixo carbono em países latino-americanos (DECARBOOST/CENTROCLIMA, 2023), além de ser utilizado no CEPEL em projetos para as empresas associadas ao Centro.

A incorporação da tecnologia CSP num modelo de planejamento de longo prazo para o setor elétrico/energético requer o levantamento de um conjunto de informações e sua modelagem. **Alguns** destes parâmetros foram obtidos junto à documentação do **Plano Nacional de Energia 2050** (BRASIL, 2020). Muitos parâmetros foram obtidos em diversas fontes. Mais detalhes sobre a obtenção destas informações são descritos no capítulo 3, que descreve a metodologia do estudo.

2. Inserção de Impactos Ambientais no Planejamento do Setor Elétrico

Neste capítulo são apresentados os principais impactos ambientais da atividade de geração de energia elétrica, indicadores ambientais que representam estes impactos, e estudos que utilizam de diferentes formas estes indicadores para incorporar a variável ambiental no processo de tomada de decisão que é o planejamento de longo prazo do setor elétrico. Em seguida são apresentados os indicadores selecionados para inserção no modelo MATRIZ para realização do presente estudo, assim como a metodologia de valoração utilizada para transformar os indicadores selecionados em custos ambientais. O item que encerra o capítulo, "em resumo" destaca os principais pontos levantados e sua contribuição para o desenvolvimento deste estudo.

2.1. Inserção da Variável Ambiental no Planejamento da Expansão

As principais questões ambientais que alcançaram importância global e ocupam todos os dias os meios de comunicação e o mundo corporativo incluem a poluição por plásticos, a poluição do ar e da água, o desmatamento, a perda de biodiversidade, a escassez de água, e com maior destaque, a mudança climática. Com exceção da poluição por plásticos pode-se dizer que cada uma destas questões citadas é relevante na avaliação dos impactos das atividades do setor elétrico, considerando as diferentes tecnologias utilizadas para geração e transmissão de energia elétrica. Assim o setor de geração e transmissão de energia elétrica e seus efeitos sobre o meio socioambiental participa dos principais debates a respeito de sustentabilidade da atividade econômica nos dias atuais, sendo um protagonista da discussão quando o tema é mudança climática e descarbonização.

Para selecionar os principais temas e impactos socioambientais em consequência das atividades do setor existe uma ampla literatura disponível, incluindo desde artigos científicos, teses e dissertações, relatórios técnicos ligados a instituições de planejamento e projetos de pesquisa e inovação. Entre esse conjunto de publicações destacam-se aqui as seguintes referências, como fontes para seleção de temas socioambientais relevantes para o setor elétrico:

- *Externalities of Energy – Methodology 2005 Update*. European Commission (2005). A internalização dos custos externos é um elemento chave para a implementação do desenvolvimento sustentável na Europa. A chamada "Metodologia ExternE" foi atualizada para o ano de 2005 para melhor valorar

os danos socioambientais da energia, especialmente aqueles provocados pela poluição do ar proveniente da produção e consumo de energia. A metodologia utilizada é chamada de *"impact pathway approach"*. A revisão de 2005 inclui as seguintes tecnologias: térmicas a carvão, linhita, gás natural e óleo; e as renováveis eólica e hidrelétrica.

- O Plano Nacional de Energia 2030 – PNE2030 (BRASIL/MME/EPE, 2007). O PNE2030 agrupa os impactos em quatro temas: Atmosfera, Água, Solo e Populações Indígenas. Em cada um dos quatro temas são considerados diversos tipos de impacto, tais como, emissões de gases de efeito estufa, poluição do ar e da água, perda de habitats naturais, interferência com unidades de conservação, comprometimento da fauna (aquática, terrestre e alada) e flora, interferência nos modos de vida e organização territorial, interferência em terras indígenas, etc.
- Projeto IAREF (CEPEL, 2012): "Metodologia para a consideração do impacto socioambiental negativo do não-aproveitamento de potenciais hidrelétricos economicamente atrativos em estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas" (CEPEL, 2012). Neste estudo buscou-se identificar os impactos mais relevantes das diversas tecnologias para produção de energia elétrica constantes do Plano Nacional de Energia 2030 – PNE2030 (BRASIL/MME/EPE, 2007). O objetivo central foi criar um índice de impacto socioambiental negativo a ser incluído nos estudos de inventário, avaliando o impacto de abrir mão de potencial hidrelétrico, gerando energia elétrica por meio das outras fontes do mix. Para tal, foi realizada uma extensa revisão bibliográfica, destacando-se: BRASIL/MME (2007), BRASIL/MME/EPE (2007), *European Commission* (2005), *World Energy Council* (2004) e BRASIL/MME/ELETRONBRAS (1994), resultando na seleção de dez *"impactos tipo"*, contemplando todas as tecnologias constantes do PNE2030, quais sejam: interferência sobre o uso e ocupação do solo, interferência na qualidade da água, interferência na qualidade do ar, geração de resíduos sólidos radioativos, contaminação das áreas circunvizinhas com radiação, interferência nos modos de vida, interferência nas condições etnoecológicas (populações tradicionais e povos indígenas), contribuição para o aquecimento global, poluição sonora e aversão ao risco. A seleção buscou privilegiar os principais impactos socioambientais das principais alternativas disponíveis, definindo indicadores de forma a quantificar impactos e compor um índice sintético. A partir deste esforço um caminho que se abriu foi a consideração dos impactos socioambientais no planejamento de longo prazo.

A criação de um índice sintético para impactos ambientais é sedutora, por possibilitar a consideração de várias dimensões de impacto, geralmente multifacetados. Por outro lado, isso dificulta o entendimento do efeito de cada dimensão sobre o resultado final. A transformação dos impactos ambientais em custos permite sua participação na otimização da expansão, e seu tratamento individual permite a visualização dos efeitos da consideração de cada impacto na tomada de decisão. A incorporação dos custos dos impactos ambientais na tomada de decisão leva a mitigação destes impactos, dentro de uma concepção de que as externalidades negativas levam a falhas de mercado, e sua inclusão nos custos dos produtos e serviços ajuda a minimizar tais distorções.

Como continuidade ao estudo proposto em 2012 pelo CEPEL, no artigo "*Brazilian Energy System Long-term Studies and the Freshwater Consumption under a Life Cycle Assessment*" são citadas as principais questões-chave para a sustentabilidade socioambiental dos empreendimentos de geração de energia elétrica no contexto brasileiro (RAUPP et al, 2020): interferência com a biodiversidade; emissão de poluentes; risco de acidentes; interferências sobre economia e modos de vida da população; consumo de água doce; e emissões de gases de efeito estufa. Avaliando as questões-chave descritas foram identificados os impactos socioambientais mais relevantes da atividade geração de energia elétrica, considerando as principais tecnologias presentes no mix nacional.

Quadro 2.1: Questões-chaves Socioambientais e os Impactos Associados

Questões-Chave	Subdivisão das Questões	Impactos
Mudanças Climáticas	Aumento da concentração de GEE na atmosfera	Alteração na circulação geral da atmosfera
		Alteração da evolução dos sistemas climáticos
		Perda de habitats naturais e de espécies
		Diminuição das calotas polares
		Aumento do nível do mar
		Aumento da frequência de ocorrência de eventos extremos
	Adaptação às Mudanças Climáticas	Diminuição na produção de alimentos
		Alteração na capacidade de adaptação à mudança climática
		Alteração na sensibilidade à mudança climática
		Alteração na resiliência à mudança climática
Recursos Hídricos	Alteração da disponibilidade de água	Escassez hídrica
		Alteração dos regimes de vazões
	Alteração da qualidade da água	Danos à saúde humana e qualidade de vida
		Maior número de atendimentos e internações hospitalares
		Maiores requisitos para o tratamento da água para consumo humano
		Perda de biodiversidade

Questões-Chave	Subdivisão das Questões	Impactos
Biodiversidade	Perda e fragmentação de habitats	Perda de Biodiversidade
	Contaminação por poluentes	Perda de Biodiversidade, danos à saúde, etc.
Poluição	Alteração da qualidade do ar	Danos à saúde humana e qualidade de vida
		Maior número de atendimentos e internações hospitalares
		Corrosão de Materiais
		Contaminação da água e do solo
		Baixa Visibilidade
		Perda de Biodiversidade
	Alteração da Qualidade da água	Queda de produtividade agrícola
		Danos à saúde humana e qualidade de vida
		Maior número de atendimentos e internações hospitalares
		Maiores requisitos para o tratamento da água para consumo humano
		Diminuição da disponibilidade de água para outros usos
		Contaminação do solo
	Alteração da Qualidade do Solo	Perda de biodiversidade
		Danos à saúde humana e a qualidade de vida
		Queda de produtividade agrícola
Risco de Acidentes	Acidentes que atingem o público interno	Perda de Biodiversidade
		Danos à saúde humana e a qualidade de vida
	Acidentes que atingem o público externo	Acidentes ocupacionais
		Danos à saúde dos trabalhadores
		Danos à saúde da população
	Base Econômica Local	Mercado de Trabalho
Geração/supressão de empregos		
Atividade Econômica/ Tributos		Aumento/redução da renda domiciliar per capita
		Redução da produção de atividades econômicas afetadas
		Redução da produção dos mercados afetados
Base de Recursos		Aumento/redução da arrecadação tributária e das transferências de receitas
		Perda de usos existentes e potenciais dos recursos ambientais atingidos
		Depleção de recursos ambientais expressivos e potenciais
Meio Social Local	Populações Indígenas e Tradicionais	Interferência em Terras e Populações Indígenas
		Interferência em Terras e Populações tradicionais
	Organização Territorial	Remanejamento populacional
		Interferência na mobilidade e nos fluxos de circulação e comunicação
	Modos de Vida	Comprometimento das estratégias de sobrevivência, dos vínculos sociais e da identidade sociocultural

Fonte: CEPEL, 2012

A partir da identificação dos impactos é possível selecionar indicadores que melhor representam a intensidade das modificações causadas pelas ações e atividades desenvolvidas sobre o meio ambiente.

A seguir são destacados estudos que incorporam questões socioambientais relevantes no planejamento de longo prazo de sistemas energéticos, utilizando alguns dos indicadores citados no Quadro 2.1.

- *A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning*, C.H ANTUNES, A.G MARTINS, I.S. BRITO, ELSEVIER, Energy 29 (2004) 613-627. A maior contribuição deste trabalho é a forma proposta para a incorporação das questões ambientais no planejamento da expansão da geração, através de uma abordagem multiobjetivo que considera a minimização dos custos das etapas de implantação e operação. Na etapa de operação são considerados os custos de geração e os custos ambientais referentes a emissões, saúde pública e acidentes ocupacionais (monetarizados), enquanto que, na etapa de implantação são considerados os custos de implantação e os impactos ambientais não monetarizados referentes à: uso da terra, grandes acidentes e efeitos nos ecossistemas.
- *Incorporação da Dimensão Ambiental no Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Geração de Energia Elétrica por Meio de Técnicas Multicritério de Apoio a Tomada de Decisão*, CONDE, M. R. (2013). O foco deste trabalho é a incorporação da dimensão ambiental no planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica. Na etapa de revisão bibliográfica é feito um extenso levantamento dos impactos socioambientais das diversas tecnologias, tornando-se então uma referência para o presente trabalho. No seu trabalho Conde sintetizou os impactos em três tipos: área transformada, consumo de água e emissões de gases de efeito estufa.
- *Sustainability Assessment of Electricity Generation Technologies Using Weighted Multi-criteria Decision Analysis*, Alexandru MAXIM, 2014. O objetivo do trabalho foi ranquear 13 tecnologias de geração de energia elétrica baseado no critério de sustentabilidade, numa avaliação posterior à escolha da alternativa de expansão. O método selecionado foi uma soma ponderada multiatributo, cujos pesos foram selecionados por especialistas.
- *Prospective Life Cycle Assessment of the Spanish Electricity Production*. GARCÍA-GUSANO, GARRAÍN, DUFOUR. 2017. Este artigo apresenta um conjunto de estudos prospectivos de Avaliação de Ciclo de Vida de tecnologias de produção de eletricidade do mix Espanhol de 2014 a 2050. A projeção do

sistema de energia foi feita usando o modelo de energia TIMES-Espanha, em que dois cenários prospectivos foram implementados, um Business as Usual (BaU) e outro com uma meta de Redução de 80% nas emissões de CO₂ até 2050 em relação aos níveis de 2005. As categorias de impacto selecionadas para avaliação dos cenários foram: mudança climática, depleção da camada de ozônio, formação de ozônio fotoquímico, Acidificação, Eutrofização, Ecotoxicidade Aquática e depleção abiótica, entre os impactos que representam pressões sobre o meio ambiente, e saúde humana e efeitos sobre os ecossistemas, como efeitos destes impactos

- Inserção da Variável Ambiental na Expansão da Oferta de Energia Elétrica, Coord. RAMOS, D. S. 2020. (PROJETO SINAPSE). Para o Projeto Sinapse foram levantados valores para inserção dos indicadores socioambientais sob a forma de custos, mas optou-se no exercício apresentado na conclusão do projeto, pelo conjunto de indicadores socioambientais e seu uso por meio de indicadores sintéticos. Foram selecionados 40 indicadores divididos em 4 dimensões: ambiental (15 indicadores), social (7 indicadores), econômica (8 indicadores), político-institucional (10 indicadores). A média dos indicadores foi considerada o índice dos aspectos, a média dos aspectos, o índice dos temas, a média dos temas, o índice da dimensão. Os quatro índices resultantes, ambiental e social com sinal negativo e econômico e político institucional com sinal positivo, foram usados para cálculo de um índice final por fonte utilizando a análise envoltória de dados. Estes índices foram utilizados em restrições no modelo MELP para definir um cenário de expansão mais sustentável.

Os estudos citados são exemplos de diferentes usos para os indicadores socioambientais no contexto do planejamento da expansão do setor elétrico. Temos estudos que consideram um grande número de indicadores (RAMOS, 2020) e estudos que focam em poucos aspectos ambientais (CONDE, 2013); estudos que incorporam a variável ambiental (ou socioambiental) para realizar a tomada de decisão (ANTUNES et al, 2004, RAMOS, 2020) e estudos que utilizam indicadores ambientais para avaliar cenários produzidos a partir de premissas *a priori* (GARCÍA-GUSANO, GARRAÍN, DUFOUR. 2017); estudos que consideram o ciclo de vida das tecnologias (GARCÍA-GUSANO, GARRAÍN, DUFOUR. 2017); estudos que propõem uma hierarquização das tecnologias de geração de energia elétrica (MAXIM, 2014).

O Quadro 2.2 apresenta um resumo dos indicadores ambientais utilizados nos estudos citados para avaliar a sustentabilidade de sistemas de geração de energia elétrica, destacando apenas os indicadores de pressão e impacto.

Quadro 2.2: Indicadores Ambientais Presentes em Artigos de Avaliação da Sustentabilidade da geração de Energia Elétrica

Fonte	Parâmetros
ANTUNES et al., 2004	Operação: custos de geração e os custos ambientais referentes a emissões, saúde pública e acidentes ocupacionais (monetarizados), Implantação: custos de implantação e os impactos ambientais não monetarizados referentes à: uso da terra, grandes acidentes e efeitos nos ecossistemas.
CONDE, 2013	Emissões de Gases de Efeito Estufa, Consumo de água, Área transformada
GARCÍA-GUSANO, 2017, análise posterior a escolha do cenário	Mudança climática, depleção da camada de ozônio, formação de ozônio fotoquímico, Acidificação, Eutrofização, Ecotoxicidade Aquática, depleção abiótica e efeitos sobre os ecossistemas, descritos segundo métodos de cálculo de impactos incorporados a ferramentas de Avaliação de Ciclo de Vida, tais como Recipe, EcoIndicator, entre outros.
MAXIM, 2014 análise posterior a escolha do cenário	Uso e cobertura do solo no ciclo de vida; custos das externalidades ambientais no ciclo de vida (considerando emissões de particulados, SO ₂ , NO _x , O ₃ , deposição ácida, deposição de nitrogênio, emissões GHG, emissão de compostos voláteis orgânicos)
SINAPSE, incorporação no modelo	Área ocupada por energia gerada, potencial de redução de espécies nativas, possibilidade de ocorrência de unidades de conservação em áreas com potencial, água consumida por energia gerada, potencial de redução da ictiofauna, grau de transformação do ambiente lótico para lêntico, aumento de doenças causadas por vetores hídricos, emissões GHG, toneladas de particulados emitidos por energia gerada, toneladas de óxidos nitrosos emitidos por energia gerada, toneladas de dióxido de enxofre por energia anual gerada, aumento de doenças respiratórias por energia anual gerada, riscos de perda de geração decorrentes de erros humanos, potencial de riscos de perdas de geração por eventos naturais, riscos de perda de geração decorrentes de eventos tecnológicos.

Fonte: Elaboração própria

Destaca-se a unanimidade quanto a consideração das emissões de gases de efeito estufa nos estudos sobre desenvolvimento sustentável das fontes de geração de energia elétrica. O tema da mudança climática e a meta de descarbonização da economia mundial até 2050 tornam sua consideração praticamente obrigatória.

Além desta variável, destacam-se nos estudos consultados os indicadores uso e consumo da água, uso do solo, impactos sobre a biodiversidade e emissão de poluentes.

A consideração de um número amplo de indicadores pode gerar um efeito difícil de interpretar nos resultados, uma vez que diferentes indicadores podem influenciar em direções opostas a tomada de decisão. Para a realização do presente estudo foram selecionados indicadores com as seguintes propriedades:

- Indicadores que representam questões ambientais relevantes para um grande número de tecnologias de geração de energia elétrica;
- Indicadores contabilizados ao longo do ciclo de vida do produto ou serviço;
- Indicadores que não sejam dependentes da localização dos empreendimentos, ou cuja espacialidade possa ser traduzida em escala compatível com o tratamento do modelo computacional;
- Indicadores passíveis de quantificação e valoração econômica e aplicáveis a nível nacional.

Os indicadores de **consumo de água doce** e **emissão dos gases de efeito estufa** atendem as propriedades citadas. Ambos no contexto da avaliação de ciclo de vida recebem a denominação de **pegada de carbono** e **pegada hídrica**, correspondendo a importantes aspectos de sustentabilidade ambiental das tecnologias de geração de energia elétrica. Estes indicadores atendem aos requisitos de relevância e são passíveis de quantificação.

A consideração da pegada de carbono e pegada hídrica das tecnologias de geração de energia elétrica no planejamento de longo prazo amplia o objetivo a ser alcançado pelo planejamento, embutindo aspectos ambientais na tomada de decisão para expansão da matriz elétrica.

As questões relacionadas à mudança climática (pegada de carbono) e o consumo de água doce (pegada hídrica) são de extrema relevância no contexto atual e ocupam posição de destaque nos debates sobre meio ambiente em todo o mundo. Com o desenvolvimento de metodologias para quantificação de emissões de gases de efeito estufa e consumo de água doce ao longo do ciclo de vida de numerosas atividades econômicas, tornou-se possível conhecer com mais detalhe os pontos críticos de emissões de GEE e consumo de água de produtos e serviços, o que abre um leque de possibilidades, desde a melhoria de processos até a comparação entre diferentes produtos e serviços para a tomada de decisão.

A existência de premissas de cobrança pelo uso da água, e iniciativas e discussões a respeito de uma precificação do carbono viabilizam que sejam produzidas estimativas de preço por unidade emitida/consumida de forma que tais custos sejam somados aos custos de investimento e operação considerados no modelo, ainda que estes

últimos possuam mais solidez por serem fruto de anos de trocas em mercados já estabelecidos.

Para incorporar os impactos socioambientais a modelos *bottom-up* de planejamento de longo prazo, a exemplo do modelo MATRIZ, optou-se por transformar os impactos descritos pela pegada de carbono e pegada hídrica em valores monetários e somá-los aos custos de investimento e operação, de forma que a expansão resultante embute a dimensão ambiental.

No presente trabalho a valoração econômica das emissões de gases de efeito estufa e consumo de água doce foi feita pelo cálculo de emissões de GEE e consumo de água doce por energia gerada na vida útil utilizando metodologia ACV. Posteriormente, aos fatores de impacto por energia gerada foi conferido um valor em dólares por unidade de impacto. Os itens 2.4 e 2.5 descrevem estes pontos com maior detalhamento. Os itens 2.4.1 e 2.5.1 apresentam as metodologias adotadas de precificação dos impactos, e os itens 2.4.2 e 2.5.2 apresentam o cálculo dos coeficientes de impacto para as tecnologias de geração de energia elétrica da matriz elétrica brasileira. O item 2.6 descreve os cálculos para obtenção dos valores de pegada de carbono e hídrica da geração heliotérmica.

2.2. Emissão de Gases de Efeito Estufa - Pegada de Carbono

A questão das mudanças climáticas em curso em nosso planeta pode ser elencada entre as questões socioambientais que mais afligem a humanidade neste início de século. Devido à complexidade deste tema, tanto o conceito de mudanças climáticas quanto a avaliação sobre a contribuição das ações humanas para o agravamento deste fenômeno são pontos que demandam uma definição precisa.

No primeiro volume do quinto relatório de avaliação do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (CUBASH et al, 2013), destaca-se a necessidade de distinguir entre os significados de tempo e clima (*weather/climate*). Conforme o IPCC, o tempo descreve as condições atmosféricas em um local e momento específicos, com base em parâmetros chave como temperatura, pressão, umidade, vento, entre outros. O clima, de forma simplificada, é geralmente definido como o comportamento médio do tempo ou, de maneira mais rigorosa, como uma descrição estatística que engloba a média e a variabilidade dos parâmetros climáticos ao longo de um período que varia de meses a milhares ou milhões de anos. Os elementos mais relevantes comumente considerados são as variáveis de superfície, como temperatura, precipitação e vento. Tradicionalmente, o período de análise dessas variações é de 30 anos, conforme estabelecido pela Organização Meteorológica Mundial (*World*

Meteorological Organization). Além das condições médias, o clima, em uma perspectiva mais ampla, inclui também as estatísticas associadas, como frequência, magnitude, persistência, tendência, entre outros. Mudanças climáticas referem-se a alterações no estado do clima que podem ser identificadas (por meio de testes estatísticos) a partir de mudanças na média ou na variabilidade de suas propriedades.

A crescente intensidade das atividades humanas desde o início da era industrial tem provocado alterações no balanço energético da radiação na atmosfera terrestre, o que resulta em mudanças climáticas, sendo mais evidentes os efeitos sobre a temperatura da superfície. Os principais fatores indutores dessas alterações no balanço energético da radiação são as emissões de gases e aerossóis resultantes das atividades humanas, destacando-se a queima de combustíveis fósseis, o que ocasiona mudanças na concentração atmosférica desses componentes, bem como alterações nas características da superfície terrestre causadas pelas transformações no uso do solo (CUBASH et al, 2013). Há múltiplas linhas de evidência que atestam que, principalmente em decorrência das atividades humanas, o clima está sofrendo transformações. A evidência mais convincente para as mudanças climáticas advém de observações científicas realizadas na atmosfera, na superfície terrestre, nos oceanos e na criosfera. Evidências provenientes de observações *in loco* e de dados obtidos por meio de amostras de gelo demonstram que a concentração atmosférica de gases de efeito estufa de grande relevância, como o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) vem aumentando consideravelmente nos últimos séculos.

Conforme afirmado no sexto relatório de avaliação do IPCC (AR6), "a mudança climática é uma ameaça ao bem-estar humano e à saúde do planeta", uma afirmação com um nível de confiança muito alto (IPCC, 2023a). De acordo com o mesmo relatório, "as emissões globais de gases de efeito estufa (GEE) em 2030, implicadas pelas NDCs anunciadas até outubro de 2021, tornam provável que o aquecimento exceda 1,5°C durante o século XXI e tornam mais difícil limitar o aquecimento abaixo de 2°C". As consequências desse aumento na temperatura da Terra incluem, entre outras coisas, o aumento no número de eventos extremos, como ondas de calor, precipitação intensa, secas e ciclones tropicais, que por sua vez teriam impactos em diversos aspectos, como segurança alimentar, saúde humana e biodiversidade. Para se manter entre 1,5°C e 2,0°C de aumento de temperatura, de acordo com o painel de especialistas, é necessária uma redução profunda, rápida e sustentada nas emissões de gases de efeito estufa. A premência da mitigação das emissões de gases de efeito estufa coloca o problema no nível de "emergência climática".

Além do eminente aumento de temperatura, podem-se esperar os seguintes efeitos adversos decorrentes das mudanças climáticas: declínio significativo dos estoques de água doce em forma de gelo e neve (geleiras, placas de gelo continentais) nas regiões polares do planeta com consequências dramáticas para as formas de vida que habitam essas regiões do planeta; aumento do nível médio dos oceanos provocando perdas significativas de terras habitáveis e pressões sobre todas as cidades costeiras e países insulares; alteração nos regimes de chuva e vazão fluvial podendo, em algumas regiões intensificar fenômenos como cheias e secas, provocando deslocamento forçado de pessoas e grandes perdas para a agricultura; intensificação de desastres naturais como chuvas intensas, ventos intensos, furacões e tornados, etc. Entre as fontes de geração de energia elétrica as maiores contribuintes para o aquecimento global são as que utilizam a queima de combustíveis fósseis, como carvão, gás natural e óleo.

Nesse contexto faz-se necessário o uso de métricas para quantificar a contribuição das atividades humanas para o efeito estufa. O conceito de Pegada de Carbono é aqui entendido como a quantificação de emissões de Gases de Efeito Estufa ao longo do ciclo de vida de um produto ou serviço, conceito respaldado por documentos de referência como normas ou manuais com amplo reconhecimento internacional. Neste sentido, três documentos podem ser destacados: norma ISO 14.040 (ABNT, 2014), ISO 14.067 (ABNT, 2015) e diretrizes do GHG Protocol (*World Resources Institute*, 2020).

A norma ISO 14.040 (ABNT, 2014) pode ser considerada um marco importante por trazer as definições de conceitos fundamentais para a realização de um estudo de ACV. Segundo esta fonte, um estudo de ACV é composto por quatro fases: (i) definição de objetivos e escopo; (ii) análise de inventário; (iii) avaliação de impactos e (iv) interpretação. A definição de Pegada de Carbono, de acordo com ISO 14.067 (ABNT, 2015) é a seguinte:

“Soma das emissões de GEE e remoções em um sistema de produto expressa em CO₂ equivalentes e com base em uma avaliação de ciclo de vida, usando a categoria de impacto exclusiva de mudança climática”.

No que diz respeito à categoria de impacto de Aquecimento Global, o ReCiPe 2016 emprega como fator de caracterização a medida denominada como *Global Warming Potential* (GWP). O GWP expressa a quantidade de forçante radiativa adicional associada a 1 kg de um gás de efeito estufa (GEE) com relação à forçante radiativa adicional de 1 kg de dióxido de carbono (CO₂), sob um mesmo período de tempo. A

quantidade de forçante radiativa adicional causada pela emissão de 1 kg de GEE é chamada de *Absolute Global Warming Potential* (AGWP) e é expressa em termos de $W m^{-2} yr kg^{-1}$.

Tendo em vista que os vários GEEs têm tempos de vida na atmosfera muito diferentes, resultando em fatores de caracterização dependentes do horizonte de tempo, o ReCiPe 2016 relaciona três GWPs (com horizontes de tempo de 20, 100 e 1.000 anos) com as suas perspectivas Individualista, Hierarquizada e Iguatária.

Os GWP20 e GWP100 foram obtidos diretamente do quinto relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2013), enquanto para o GWP1000, foi utilizado o AGWP1000 para o CO₂ e foram calculados os AGWP1000 dos outros GEEs.

Para o cálculo da pegada de carbono (e também da pegada hídrica) podem ser utilizados inventários de dados secundários adaptados para o país, ou serem realizadas adaptações que aproximam dados globais ou de outros países à realidade do país em estudo. Na presente tese foram utilizados inventário de dados adaptados para o Brasil disponíveis no banco de dados *Ecoinvent* v. 3.5 (WERNET et al., 2016) para calcular os coeficientes de pegada de carbono e pegada hídrica das tecnologias de geração de energia elétrica mais relevantes da matriz elétrica brasileira.

2.3. Consumo de Água para Geração de Energia Elétrica - Pegada Hídrica

O conceito de desenvolvimento sustentável exige o uso racional dos recursos naturais, visando minimizar seus impactos negativos na sociedade e no meio ambiente (ONAT et al., 2010). Um desses recursos é a água doce, que, apesar de ser abundante, nem sempre está disponível em quantidades, qualidade, tempo e local apropriados. De acordo com dados da OECD/IEA (2012), apenas cerca de 2,5% da água no mundo é água doce, e menos de 1% desse total está acessível em fontes superficiais ou aquíferos. A maior parte está nas formas de geleiras, calotas de gelo ou em aquíferos profundos.

A importância desse recurso é ainda maior, uma vez que, ao contrário de outros insumos, a água não possui substituto para a maioria de seus usos, além de ser impraticável transportar grandes volumes por longas distâncias e ser escassa em algumas regiões, resultando em séria degradação ambiental, restrições na produção agrícola e industrial, ameaças à saúde humana e potencial desencadeador de conflitos (POSTEL et al., 1996).

No Brasil, de acordo com os princípios da Lei nº 9.433/97, conhecida como "Lei das Águas", a água é um recurso natural limitado, dotado de valor econômico, e a gestão dos recursos hídricos deve sempre garantir o uso múltiplo das águas. Assim, o uso da água para geração de energia compete com outros usos, como consumo humano e dessedentação de animais, que são prioritários em situações de escassez, conforme estabelecido por lei.

Segundo o USDOE (2014), os sistemas de água e energia são interdependentes e formam a base das infraestruturas modernas em todo o mundo. Os sistemas de captação e tratamento de água consomem considerável quantidade de energia em seus processos (cerca de 80% de seus custos totais), pois requerem energia para a captação, tratamento e distribuição de água (DIAS et al., 2014). Por outro lado, a disponibilidade de água é um fator determinante no setor de energia, uma vez que esse recurso está presente em grande parte dos processos de produção de energia primária (extração, transporte e processamento de combustíveis fósseis) e nos sistemas de geração de energia elétrica.

Além da relação entre água e energia, existe um terceiro fator que surge do crescimento populacional, resultando na tríade água-alimento-energia. Com o aumento da população, há uma maior demanda por alimentos, o que requer mais áreas para agricultura e pecuária, resultando em um aumento do uso da irrigação e, conseqüentemente, do consumo de energia para o bombeamento.

De acordo com o documento "Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil" (BRASIL, 2022), o setor de irrigação (incluindo a irrigação de biocombustíveis) é o maior demandante de água no Brasil, responsável por 53% do total de vazão retirada em 2021. Os demais setores foram responsáveis em ordem decrescente por 22,6% (abastecimento urbano); 8,8% (Indústria); 7,6% (dessedentação animal); 4,3% (geração termelétrica); 1,6% (abastecimento rural) e 1,4% (mineração) do uso consuntivo de água no país. Estes percentuais se aplicam a uma retirada total de usos setoriais de 2.134,8 m³/s o que corresponde a aproximadamente 67,3 trilhões de l/ano.

Por Projeções do Relatório Mundial das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento dos Recursos Hídricos (WWAP, 2015), estima-se que até 2050 a demanda mundial por água deverá aumentar em 55%, devido às crescentes demandas dos setores industrial, energético e doméstico. Até 2030, prevê-se que o mundo enfrentará um déficit global de água de 40%, de acordo com o cenário "*business-as-usual*" (2030 WRG, 2009).

As demandas concorrentes pela água impõem decisões difíceis quanto à sua alocação e limitam a expansão de setores essenciais para o desenvolvimento sustentável, especialmente a produção de alimentos e energia. Isso aumenta ainda mais o risco de conflitos localizados e desigualdades persistentes no acesso a serviços, com impactos significativos nas economias locais e no bem-estar humano. Esse cenário pode ser agravado ainda mais pelo impacto das alterações climáticas.

Em virtude disto, a questão-chave “Recursos hídricos” é um item relevante a ser considerado no planejamento da expansão do setor de energia. Esta questão-chave se subdivide em duas questões principais: alteração da disponibilidade de água e alteração da qualidade da água.

No que diz respeito à produção de energia primária, as tecnologias de extração de energia são muito diversas, apresentando uma ampla gama de eficiências no consumo de água. O consumo de água é um dos principais componentes na produção de carvão, utilizado durante a mineração, transporte, armazenamento e refino. Além disso, a água também é usada para refrigeração e lubrificação dos equipamentos de perfuração, supressão de poeira, processamento do combustível e revegetação após o fim da atividade de mineração. A produção de gás natural é uma das mais eficientes em termos de consumo de água, sendo principalmente utilizada na purificação do gás. Durante as perfurações, apesar de ser retirado um grande volume de água subterrânea juntamente com o gás extraído, essa água é reinjetada de volta no aquífero. O mesmo pode ser considerado para o caso do petróleo, que adicionalmente utiliza água no processo de refino (YOUNOS et al., 2009). No que se refere às tecnologias de produção de biocombustíveis à base de soja (uma das matérias-primas para a produção de biodiesel) e milho (uma das matérias-primas para a produção de etanol), essas são as mais intensivas em água devido à irrigação das culturas. Embora cenários de desenvolvimento energético sustentável sugiram políticas para seu crescimento significativo, a expansão da produção desses biocombustíveis aumenta a pressão sobre os recursos hídricos e as terras cultiváveis, sendo a disponibilidade de água doce uma condição necessária para o crescimento da biomassa (BERNDES, 2002).

No que se refere à geração de energia elétrica, a geração hidrelétrica é considerada altamente eficiente em termos de uso da água, uma vez que a água utilizada para a produção de energia retorna ao corpo hídrico. No entanto, esse uso da água restringe significativamente os usuários a montante. Além disso, essa fonte de energia pode sofrer perdas substanciais devido à evaporação, as quais variam conforme a localização e o tamanho do reservatório. A geração de energia geotérmica e solar também apresenta eficiência no uso da água, principalmente para alimentar caldeiras

e resfriar o vapor condensado. Embora essas fontes demandem quantidades reduzidas de água, a disponibilidade de energia geotérmica é localizada e a capacidade de geração de suas usinas é significativamente menor em comparação com usinas termelétricas de energia nuclear e de combustíveis fósseis (MOURA, 2010). A geração de energia nuclear requer grande quantidade de água, principalmente devido à baixa eficiência dos sistemas de turbinas a vapor, sendo a quantidade de água demandada variável de acordo com a tecnologia de resfriamento adotada na usina (USDOE 2006). A maioria da água demandada nas usinas termelétricas é utilizada nos sistemas de refrigeração, sendo uma parte perdida por evaporação. Além disso, as usinas térmicas também utilizam água em menor escala para operação de dispositivos de dessulfuração de gases de combustão, lavagem, tratamento de águas residuais e manipulação de cinzas (YOUNOS et al., 2009).

A contabilização dos processos consumidores de água ao longo da extração de materiais e fabricação de equipamentos, implantação, operação e descomissionamento das plantas de geração de energia elétrica é uma das principais dimensões do conceito de pegada hídrica (PH), que inclui também aspectos de qualidade de água em sua forma mais abrangente.

O conceito de pegada hídrica foi introduzido em 2002 por Arjen Hoekstra na reunião de peritos internacionais sobre o comércio de água virtual realizada em Delf, Holanda. A pegada hídrica das nações foi avaliada quantitativamente por HOEKSTRA e HUNG (2002) e, posteriormente, de forma mais abrangente, por HOEKSTRA e CHAPAGAIN (2006). O termo Pegada Hídrica foi escolhido por Hoekstra em analogia à pegada ecológica (SILVA et al., 2013).

Em 2007, foi criado o WULCA (*Water Use in Life Cycle Assessment*), um grupo de trabalho internacional da UNEP/SETAC *Life Cycle Initiative*, cujo objetivo era congrega aspectos de disponibilidade e uso da água sob a perspectiva da ACV. Para esse grupo, a pegada hídrica pode ser definida como a fração dos impactos calculados em uma Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) que está relacionada com o uso da água, e os efeitos subsequentes na disponibilidade hídrica para os seres humanos e ecossistemas.

Em 2008, foi criada a *Water Footprint Network* (WFN), que congrega parceiros de diversos setores a fim de disseminar o conceito, aprimorar a técnica e padronizar a ferramenta. É a Organização Internacional de Padronização (ISO), através da ISO 14.046 (ISO, 2014), que normatiza estes estudos.

Existem atualmente duas abordagens principais para a ampla avaliação da pegada hídrica. A primeira foi desenvolvida por HOEKSTRA et al. (2011) e promovida pela WFN, denominada abordagem *Water Footprint Assessment* (WFA). Esta abordagem mapeia três pegadas hídricas (azul, verde e cinza) e avalia a sustentabilidade, eficiência e equitabilidade do uso da água. A segunda abordagem, da ISO 14.046, é denominada abordagem ACV, e é usada para determinar os potenciais impactos ambientais relacionados ao uso da água ao longo do ciclo de vida de um produto, processo ou organização.

A avaliação da pegada hídrica na abordagem WFA é feita dentro de um contexto, comparando atividades ou produtos com uma referência, ou mesmo com a disponibilidade de água na bacia, e inclui a análise da disponibilidade hídrica. A abordagem ACV, por sua vez, também usa os indicadores quantitativos na fase de inventário, mas seu uso mais significativo é na fase de avaliação de impacto, que tem por foco três áreas de proteção: saúde humana, impactos nos ecossistemas e esgotamento de recursos, por onde eventualmente são avaliadas a escassez hídrica (BOULAY et al., 2013).

A pegada hídrica pela abordagem ACV pode ser representada por uma única categoria de impacto (identificada com um qualificador, por exemplo, pegada de escassez de água) ou um conjunto de categorias de impacto, de preferência abordando degradação e disponibilidade da água. Pela norma ISO 14.046 preconiza-se o uso de avaliação do ciclo de vida e modelagem de mecanismos ambientais (sistemas de processos biológicos, físicos ou químicos), o que permite a quantificação de impactos e/ou danos (MARTÍNEZ-ARCE et al., 2018).

Atualmente, existem diversos métodos de cálculo para pegada hídrica com abordagem de ACV disponíveis, os quais podem abordar diversas categorias de impactos através de diferentes mecanismos ambientais e indicadores. Em linhas gerais, eles podem ser classificados em dois grupos principais: métodos *midpoint* (ou, métodos de ponto médio) e métodos *endpoint* (ou, métodos de ponto final). Enquanto o primeiro grupo descreve um problema ambiental (*midpoint*), o segundo avalia o dano causado sobre uma área de proteção (*endpoint*) (GOEDKOOP et al., 2009). Na versão 9.2 do software SimaPro estão disponíveis diversos métodos para cálculo de Pegada Hídrica.

O ReCiPe 2016 (HUIJBREGTS et al., 2017) é um dos principais métodos de cálculo que está à disposição. É um método de Avaliação de Impactos de Ciclo de Vida (AICV) que oferece resultados orientados a problemas e danos, transformando a lista de

informações do ICV em um número limitado de indicadores, que podem ser do tipo *midpoint* ou *endpoint*. (GOEDKOOOP et al., 2009).

No nível *midpoint*, o ReCiPe 2016 compreende as seguintes categorias de impacto: Aquecimento global, Depleção da camada de ozônio, Radiação ionizante, Formação de oxidantes fotoquímicos, Formação de material particulado, Acidificação terrestre, Eutrofização de água doce, Eutrofização marinha, Ecotoxicidade terrestre, Ecotoxicidade de água doce, Ecotoxicidade marinha, Toxicidade humana (carcinogênicos), Toxicidade humana (não carcinogênicos), Uso do solo, Escassez de recursos minerais, Escassez de recursos fósseis e Consumo de água. Já no nível *endpoint*, o ReCiPe 2016 cobre as seguintes áreas de proteção: Saúde humana, Ecossistemas e Disponibilidade de recursos (HUIJBREGTS M, 2016). Como pode-se perceber, inclui categorias de impacto da pegada hídrica de natureza tanto de quantidade quanto de qualidade da água.

Sob uma perspectiva de escassez hídrica, HOEKSTRA et al. (2012) fornecem um método baseado em uma relação consumo-disponibilidade. Paralelamente, o método AWARE (*Available Water Remaining*) (BOULAY et al., 2018) pode ser usado como um indicador de ponto médio para avaliar o potencial de privação à água para os seres humanos e o ecossistema. Este método é recomendado pela UNEP/SETAC para avaliar o impacto de escassez hídrica (CASTRO et al., 2019). Outro método que auxilia no cálculo da pegada hídrica, neste caso pelo aspecto de qualidade da água é o USEtox. O USEtox é um modelo de consenso científico também endossado pela UNEP/SETAC *Life Cycle Initiative* para caracterizar os impactos humanos e ecotoxicológicos de produtos químicos.

As questões relacionadas à mudança climática (pegada de carbono) e o consumo de água doce (pegada hídrica) são de extrema relevância no contexto atual e ocupam posição de destaque nos debates sobre meio ambiente em todo o mundo. Com o desenvolvimento de metodologias para quantificação de emissões de gases de efeito estufa e consumo de água doce ao longo do ciclo de vida de numerosas atividades econômicas, tornou-se possível conhecer com mais detalhe os pontos críticos de emissões de GEE e consumo de água de produtos e serviços, o que abre um leque de possibilidades, desde a melhoria de processos até a comparação entre diferentes produtos e serviços para a tomada de decisão.

2.4. Valoração das Emissões de Gases de Efeito Estufa

2.4.1. Precificação das Emissões de Gases de Efeito Estufa

Uma das dificuldades encontradas para incluir o custo do carbono (emissões de GEE) no modelo de planejamento é a definição dos preços que devem ser utilizados. Em alguns países do mundo, inclusive na América do Sul, políticas pioneiras visando internalizar o custo das emissões na economia já estão sendo implantadas. A mais comum é a taxação das emissões, mas há exemplos de iniciativas de mercados de emissões de GEE.

No Brasil a Câmara dos Deputados aprovou a proposta que regulamenta o mercado de carbono do Brasil (PL 2.148/15)⁸, que estabelece tetos para emissões de GEE e um mercado para venda de títulos. O projeto cria o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões, responsável por controlar o setor, e define que será desenvolvido o Plano Nacional de Alocação. Estão sujeitos à nova lei todas as empresas emissoras de 10 mil toneladas de gás carbônico ou mais por ano, sendo que as que produzem acima de 25 mil toneladas estão obrigadas a maior rigidez no monitoramento de suas atividades. O sistema será aplicado gradualmente, e o governo tem até dois anos após a aprovação do texto para realizar a regulamentação do mercado, depois três para um período de teste. Com isso a efetivação do plano deve ficar para o final da década⁹ de 2020.

No presente estudo o objetivo principal é determinar os efeitos de longo prazo de um preço para as emissões de carbono, haja vista que o final do horizonte do caso teste estudado foi fixado para o ano de 2050. Desta forma, mesmo se houvesse uma política efetivamente implantada para a internalização dos custos das emissões na economia brasileira atual, não há como prever se essa política se manterá até o fim do horizonte estudado.

Uma alternativa para o estabelecimento dos preços é buscar uma abordagem teórica, baseada em trabalhos desenvolvidos na literatura científica internacional, tendo como foco o atingimento de um objetivo relacionado com a precificação do carbono. Nesse sentido, procurou-se iniciativas de determinação de preço que visam o atendimento dos acordos internacionais aos quais o Brasil é signatário, com destaque para o acordo de Paris, que visa limitar o aumento da temperatura média global à 2°C até o final deste século.

⁸www.camara.leg.br/noticias/1029046-camara-aprova-projeto-que-regulamenta-o-mercado-de-carbono-no-brasil-acompanhe/

⁹ www1.folha.uol.com.br/mercado/2023/10/brasil-poupa-agro-e-deixa-de-fora-do-mercado-de-carbono-setor-que-mais-emite-gases.shtml

Como principal referência para a utilização de preços de carbono a serem utilizados na modelagem realizada pelo modelo MATRIZ optou-se por considerar preços-sombra (*Shadow Price*) calculados pela Comissão Internacional de Alto Nível em Preços de Carbono (World Bank, 2017).

De acordo com *World Bank* (2017) um preço-sombra pode ser definido como “atribuição de um valor monetário a uma mercadoria sem preço em uma análise de custo-benefício ou em uma avaliação de impacto”. Desta forma, a utilização de um preço-sombra determinado por um modelo, mesmo que não corresponda a realidade atual, pode ser a melhor abordagem para definição dos preços no modelo MATRIZ, pois foi definido com uma premissa de atendimento à um objetivo específico, neste caso, a limitação dos efeitos da mudança climática global até um certo patamar definido por acordos globais.

MEDEIROS (2019) utilizou os valores propostos no trabalho “*Report of the High-Level Commission on Carbon Prices*” (World Bank, 2017) para a consideração dos custos das emissões de GEE relativas a operação de empreendimentos de geração de energia elétrica no planejamento de longo prazo, avaliando seu impacto sobre os resultados. A abordagem de preço-sombra para o carbono tem 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 à era industrial.

A abordagem de preço sombra adotada considera uma variação ao longo dos anos, seguindo uma trajetória de crescimento gradual de forma a evitar 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 no Quadro 2.3.

Quadro 2.3 – Preços de Carbono Adotados no Modelo (\$/t CO₂ eq)

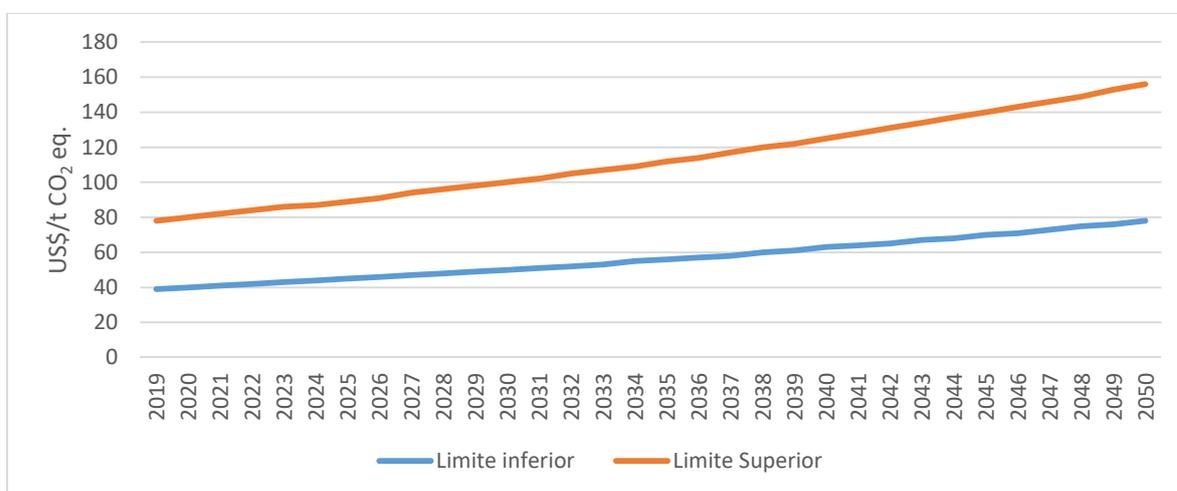
Ano	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Limite inferior	39,00	40,00	41,00	42,00	43,00	44,00	45,00	46,00
Limite Superior	78,00	80,00	82,00	84,00	86,00	87,00	89,00	91,00
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Limite inferior	47,00	48,00	49,00	50,00	51,00	52,00	53,00	55,00
Limite Superior	94,00	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	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

Fonte: World Bank, 2017.

A Figura 2.1 apresenta a evolução dos preços adotados ao longo do horizonte estudado.

Figura 2.1: Precificação de Carbono



Fonte: World Bank, 2017.

No estudo "UMA ESTRATÉGIA DE DESCARBONIZAÇÃO PARA UMA ECONOMIA BRASILEIRA DE ZERO CARBONO LÍQUIDO EM 2050: instrumentos de política e planos setoriais de mitigação", desenvolvido no contexto do projeto Decarboost (DECARBOOST/CENTROCLIMA, 2023) foi desenvolvida uma proposta de precificação de carbono para o Brasil, com preços para o carbono em níveis mais baixos do que os apresentados no trabalho do Banco Mundial, uma vez que estariam conjugados a ações focadas para evitar emissões de GEE por setores poluidores. Desenvolvido com base em projetos relacionados a precificação de carbono coordenados pelo Centro Clima como PMR Brasil (LA ROVERE et al, 2020) e a Iniciativa Clima e Desenvolvimento (LA ROVERE et al, 2021), consultas a *stakeholders* e partes interessadas, os resultados mostraram que uma série de iniciativas como redução do desmatamento e outras medidas dentro do setor AFOLU (agricultura, floresta e outros usos do solo) poderiam ser suficientes para evitar cerca de 2/3 das emissões

de GEE do país, e que a precificação do carbono nesse caso ficaria responsável por 1/3 das emissões evitadas.

O Quadro 2.4 apresenta os níveis de precificação de carbono até 2050 requeridos no cenário de mitigação adicional para alcance da meta brasileira de neutralidade climática.

Quadro 2.4: Precificação de Carbono no Brasil – Meta neutralidade climática até 2050

Ano	2010	2020	2030	2040	2050
Preço do Carbono (US\$/t CO ₂ eq,	0	0	19,0	34,1	49,3

Fonte: DECARBOOST/CENTROCLIMA, 2023

A aplicação das diferentes curvas de preço sombra propostas oferece uma perspectiva sobre a inércia da economia para absorver o custo das emissões de GEE e gerar uma queda das mesmas, pela substituição de atividades com maior potencial de emissão de GEE por outras com menor potencial.

2.4.2. Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Ciclo de Vida

O cálculo de impactos no ciclo de vida das tecnologias de geração de energia elétrica pode apresentar os resultados subdivididos em etapas com maior ou menor detalhe. No presente estudo para fins de ilustração alguns resultados são apresentados com uma divisão em duas etapas, implantação e operação, sendo que materiais e equipamentos utilizados na implantação das plantas de geração são contabilizados na implantação e a obtenção de materiais e combustíveis utilizados na geração de energia elétrica são contabilizados na operação. O Quadro 2.5 apresenta os principais processos responsáveis pelas emissões de gases de efeito estufa da atividade de geração de energia elétrica por diferentes fontes.

Quadro 2.5: Principais fontes de GEE associadas à geração de 1 kWh e suas características

Fonte	Processos	Etapas	% das emissões de GEE	Grau de Controle
UHE	Emissões de GEE a partir do reservatório	Operação	92	Direta
EOL	Produção de materiais metálicos (torre em aço) e plástico reforçado com fibra de vidro	Implantação	99	Indireta
SOL	Energia utilizada na produção de componentes	Implantação	~100	Indireta

Fonte	Processos	Etapa	% das emissões de GEE	Grau de Controle
BAG	Emissões durante a operação e incorporada à matéria prima	Operação	92	Direta/Indireta
LEN	Emissões durante a operação	Operação	97	Indireta
NUC	Obtenção do combustível nuclear	Operação	73	Direta
GCS	Emissões durante a operação	Operação	99	Direta
GCC	Emissões durante a operação	Operação	~100	Direta
CVP	Emissões durante a operação	Operação	~100	Direta/Indireta

Fonte: Elaboração própria

Legenda: UHE – hidrelétrica; EOL – eólica; SOL – solar; BAG – térmica a bagaço de cana; LEN – térmica a lenha; NUC – nuclear; GCS – térmica a gás natural ciclo simples; GCC – térmica a gás natural ciclo combinado; CVP - térmica a carvão; OP - operação; IMPL – implantação.

Para reunir os fatores de emissão de GEE das fontes de geração de energia elétrica no ciclo de vida foram pesquisadas duas referências: o trabalho “Incorporação do custo da água e do carbono no planejamento energético de longo prazo”, de MEDEIROS et al (2019) e cálculos utilizando o banco de dados secundários *Ecoinvent* (WERNET et al., 2016).

A definição dos coeficientes de emissão utilizados no trabalho de MEDEIROS et al. (2019) tomou como base uma busca na literatura científica de valores médios que representam as emissões dos principais gases de efeito estufa envolvidos nos processos de geração de energia elétrica. Os coeficientes finais são, em sua maioria uma combinação das emissões de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e dióxido nitroso (N₂O) expressas na unidade de toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂eq.). Basicamente foram reunidas três referências bibliográficas a saber: IPCC (2006); GUIMARÃES DA SILVA et al (2017) e BRASIL (2014). Este trabalho não considerou a geração heliotérmica.

Quando se trata da definição de coeficientes de emissões de gases de efeito estufa relacionados à fonte de geração hidrelétrica é preciso considerar a dificuldade de obtenção de um valor síntese, que exprima a realidade das emissões para todo o conjunto de usinas hidrelétricas. Essa dificuldade está relacionada ao fato de que as características físicas, geográficas e do arranjo de engenharia utilizado nos aproveitamentos hidrelétricos afetam as emissões de GEE dos seus reservatórios.

As medições realizadas em campo durante o projeto Balcar (Brasil, 2014) foram selecionadas por conter uma amostra representativa de estimativas de emissões de

GEE para UHEs distribuída por todo o território Nacional. O Quadro 2.6 apresenta os coeficientes técnicos reunidos e utilizados em MEDEIROS (2019):

Quadro 2.6: Fatores de Emissão de Gases de Efeito Estufa

Tecnologia	Coeficientes de Emissão (tCO₂e/tep)	Fonte
Extração de GN	0,040	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy
Transporte de GN	0,029	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy
Processamento de GN	0,016	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy
Extração de Carvão Mineral	0,079	GUIMARÃES DA SILVA et. all 2017. 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.
Geração Termelétrica - Gás Natural - CS	6,711	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy
Geração Termelétrica - Gás Natural - CC	4,271	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy
Geração Termelétrica - Carvão Mineral	11,316	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy
Usinas Hidrelétricas no Norte	0,109	Brasil, Ministério de Minas e Energia. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas. Rio de Janeiro, março de 2014.
Usinas Hidrelétricas no Nordeste	0,259	Brasil, Ministério de Minas e Energia. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas. Rio de Janeiro, março de 2014.
Usinas Hidrelétricas no Sudeste	0,146	Brasil, Ministério de Minas e Energia. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas. Rio de Janeiro, março de 2014.
Usinas Hidrelétricas no Centro-Oeste	0,146	Brasil, Ministério de Minas e Energia. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas. Rio de Janeiro, março de 2014.
Usinas Hidrelétricas no Sul	0,025	Brasil, Ministério de Minas e Energia. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas. Rio de Janeiro, março de 2014.
Itaipu Binacional	0,019	Brasil, Ministério de Minas e Energia. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas. Rio de Janeiro, março de 2014.

Fonte: Medeiros et al, 2019.

Outra forma de obtenção das emissões de gases de efeito estufa no ciclo de vida das principais tecnologias de geração de energia elétrica da matriz nacional é utilizar os

inventários disponíveis no banco de dados *Ecoinvent* v. 3.5 e realizar os cálculos utilizando o *software* Simapro 9.2 e o método do IPCC disponível nesta plataforma. Os resultados obtidos para implantação e operação são apresentados no Quadro 2.7.

Quadro 2.7: Fatores de Emissão de GEE na Implantação e Operação de Tecnologias de Geração de Energia Elétrica – Inventário do Banco de Dados *Ecoinvent*

Fontes	(t CO ₂ eq / kwh gerado)			(t CO ₂ eq / tep)		
	Implantação	Operação	Total	Implantação	Operação	Total
Solar PV	8,01E-05	2,07E-11	0,080	9,31E-01	2,41E-07	9,31E-01
Eólica	2,55E-05	9,23E-08	0,026	2,97E-01	1,07E-03	2,98E-01
Bagaço de cana	4,95E-07	3,20E-04	0,321	5,75E-03	3,72E+00	3,73E+00
Lenha	3,37E-06	4,39E-05	0,047	3,92E-02	5,10E-01	5,49E-01
Hidrelétrica	6,32E-06	7,48E-05	0,081	7,35E-02	8,69E-01	9,43E-01
Gás CS	3,66E-07	5,65E-04	0,566	4,26E-03	6,57E+00	6,58E+00
Gás CC	1,04E-06	3,88E-04	0,389	1,21E-02	4,52E+00	4,53E+00
Carvão	2,33E-06	1,44E-03	1,438	2,71E-02	1,67E+01	1,67E+01
Nuclear	2,14E-06	1,00E-05	0,012	2,48E-02	1,17E-01	1,42E-01

Fonte: Elaboração Própria

Optou-se no presente trabalho por utilizar os coeficientes de emissão de GEE calculados a partir dos inventários disponíveis do banco de dados *Ecoinvent* v. 3.5 adaptados para o Brasil sempre que disponíveis. Os fatores de impactos relativos a geração heliotérmica são apresentados no item 2.6 deste trabalho. O **Anexo 1** apresenta os inventários de dados utilizados para calcular os coeficientes apresentados.

Os coeficientes de emissão de GEE, obtidos por meio de *software* de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV), são expressos em termos da energia gerada durante a vida útil dos empreendimentos.

2.5. Valoração do Consumo de Água Doce

2.5.1. Precificação do Consumo de Água

Conforme afirma-se no relatório “O Valor da Água” (UN WATER, 2021), “embora o termo ‘valor’ e o processo de valoração possam ser bem definidos, existem muitas visões e perspectivas diferentes sobre o que ‘valor’ significa concretamente para vários grupos de usuários e partes interessadas”, assim como “existem também vários métodos para calcular esse valor e diferentes métricas para expressá-lo”.

O relatório citado, da Organização das Nações Unidas (ONU), apresenta uma compilação de cinco perspectivas de valoração relacionadas ao consumo de água doce, a saber: 1) a valoração das fontes de água, dos recursos hídricos *in situ* e dos ecossistemas associados; 2) a avaliação econômica da infraestrutura hídrica

destinada ao armazenamento, utilização, reutilização e expansão do suprimento de água; 3) a apreciação dos serviços hídricos, com ênfase particular na água potável, saneamento e questões relacionadas à saúde humana; 4) a mensuração do valor da água como um insumo essencial para atividades de produção e socioeconômicas, incluindo a agricultura, geração de energia, setor industrial, empresas e criação de empregos; 5) a consideração de outros valores socioeconômicos da água, abrangendo dimensões recreativas, culturais e espirituais.

O valor que a água assume considerando diferentes usos, como o doméstico, crenças tradicionais ou ainda preservação da biodiversidade não pode ser integralmente expresso por sua contabilização econômica, mas esta é frequentemente utilizada para fundamentar a tomada de decisão referente a racionalização do uso de recursos hídricos.

No Brasil a cobrança pelo uso da água é um instrumento previsto na lei no. 9.433/97, a Política Nacional de Recursos Hídricos, e tem como objetivos: obter verba para a recuperação das bacias hidrográficas brasileiras, estimular o investimento em despoluição, dar ao usuário uma sugestão do real valor da água e incentivar a utilização de tecnologias limpas e poupadoras de recursos hídricos. O valor da cobrança é escolhido a partir da participação dos usuários, da sociedade civil e do poder público, no âmbito dos Comitês de Bacia Hidrográfica (CBHs).¹⁰ (BRASIL, 1997).

Em RAUPP (2020) utilizou-se dados de cobrança pelo consumo da água já praticados em algumas bacias hidrográficas brasileiras como referência para a incorporação de um valor para o impacto do consumo da água no planejamento da expansão do setor elétrico.

Foram considerados naquele trabalho três alternativas de valoração do consumo de água doce, sendo a alternativa 1, considerando um custo fixo inicial (em US\$/m³), a alternativa 2, com diferenciação deste custo de acordo com as características regionais do país em termos de escassez hídrica, de modo a penalizar os consumos de água doce em áreas de escassez deste recurso, e a alternativa 3 considerando um custo fixo mais alto que o da alternativa 1, sem diferenciação em termos de escassez.

No presente trabalho propõe-se uma atualização dos coeficientes de valoração do consumo de água calculando:

¹⁰ Referência: <https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/gestao-das-aguas/politica-nacional-de-recursos-hidricos/cobranca>

- Um valor médio de cobrança pelo consumo de água atualizado para o ano de 2023 em bacias hidrográficas brasileiras, em dólar, utilizando a cotação do PDE 2030;
- Um fator de caracterização de escassez hídrica por sub-região do país utilizando informações que compõem o método AWARE (BOULAY et al. 2018 e LASSIO et. al. 2023)

Há que se considerar que, diferente do preço sombra estabelecido para as emissões de gases de efeito estufa, neste caso a definição de uma referência de preço para o consumo de água ainda não corresponde ao alcance de metas de diminuição do consumo, mas à conscientização quanto a importância do recurso, de forma que o efeito destes valores sobre as alternativas de planejamento de longo prazo pode não ser significativo. Assim, para obter um resultado que mostre como os cenários de expansão se alteram considerando o custo da água e a pegada hídrica das alternativas de geração, foram selecionados fatores de escassez hídrica regional para diferenciar áreas de acordo com a disponibilidade do recurso água. O Quadro 2.8 apresenta o valor da cobrança pelo uso dos recursos hídricos para o ano de 2023.

Quadro 2.8: Cobrança pelo Uso dos Recursos Hídricos – 2023*

Bacia Hidrográfica	Captação de Água Bruta (R\$/m³)	Consumo de Água Bruta (R\$/m³)
Rio Paraíba do Sul (MG/SP/RJ)	0,0294	0,0588
Rio São Francisco (MG/GO/BA/PE/AL/SE)	0,0151	0,0302
Rio Piracicaba, Capivari e Jundiá (SP/MG)	0,0171	0,0344
Rio Verde Grande (MG/BA)	0,032	-
Rio Doce (MG/ES)	0,0526	-
Rio Paranaíba (GO/MS/MG)**	0,0052	-
Média	0,025	0,041

Fonte: <https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/gestao-das-aguas/politica-nacional-de-recursos-hidricos/cobranca/informacoes-por-bacia> consultado em 01/10/2023

*Considerando os efeitos da Resolução CNRH no.192/17

** Usos gerais. A cobrança considera uma segunda categoria, de usos rurais.

No artigo “Pegada Hídrica da Geração de Energia no Brasil: Utilização de Fatores de Caracterização Regionalizado a partir do Método AWARE”, LASSIO et al (2023) apresentam um cálculo para definir fatores de caracterização de escassez hídrica compatíveis com o método AWARE para as sub-regiões brasileiras. No Quadro 2.9 os fatores de caracterização são apresentados, assim como o produto destes pela média do valor de cobrança pelo consumo de água em bacias hidrográficas brasileiras, a saber, 0,008 US\$/m³, utilizando a cotação do dólar usada no PDE 2030.

Quadro 2.9: Custos do m³ de Água por Região (US\$)

Região	<i>FC_{AWARE}</i> médio	<i>FC_{AWARE}</i> máximo	<i>FC_{AWARE}</i> Normalizado	0,008 * <i>FC_{AWARE}</i> médio	0,008 * <i>FC_{AWARE}</i> máximo	0,008 * FC <i>AWARE</i> Normalizado
				(US\$/m ³)	(US\$/m ³)	(US\$/m ³)
N	0,42	0,83	1,0	0,0033	0,0066	0,01
NE	5,34	8,53	12,7	0,0422	0,0675	0,10
CO	1,02	1,86	2,4	0,0081	0,0147	0,02
SE	2,03	3,65	4,8	0,0161	0,0289	0,04
S	0,5	0,6	1,2	0,0040	0,0047	0,01

Fonte: Adaptado de LASSIO et al, 2023

Como resultado os fatores de valoração do consumo de água são diferentes por sub-região sendo maiores onde há menor disponibilidade hídrica, de forma proporcional aos seus coeficientes de escassez hídrica.

2.5.2. Consumo de Água Doce no Ciclo de Vida

Para reunir os fatores de consumo de água das fontes de geração de energia elétrica no ciclo de vida foram utilizadas duas referências: o trabalho "*Energy Long-term Studies and the Freshwater Consumption*", de RAUPP et al (2020) e cálculos utilizando o banco de dados secundários.

Na metodologia apresentada em RAUPP et al (2020), para quantificação do consumo de água doce por tecnologia, após revisão bibliográfica, foram considerados os dados de *Harvard Kennedy School* (2010), uma referência com coeficientes de consumo de água por energia gerada para um conjunto abrangente de alternativas de geração de energia elétrica. Estes valores apresentam duas desvantagens: não consideram o ciclo de vida das tecnologias, e referem-se ao contexto internacional. Ainda em RAUPP et al (2020) foram realizados cálculos específicos para o Sistema Interligado Nacional (SIN) considerando coeficientes de evaporação regionalizados para calcular o consumo de água da geração hidroelétrica.

No presente trabalho optou-se por usar os coeficientes de consumo de água ao longo do ciclo de vida das principais alternativas tecnológicas de geração de energia elétrica no Brasil, obtidos por cálculo utilizando o método ReCiPe 2016, disponível no *Software Simapro*, assim como os inventários de dados do *Ecoinvent* v. 3.5, adaptados para o Brasil sempre que disponível no banco de dados. Para os dados relativos a geração hidroelétrica, para a etapa de implantação foram utilizados os coeficientes calculados ao longo do ciclo de vida, e para a etapa de operação, os coeficientes regionalizados obtidos em RAUPP et. al. (2020). O Quadro 2.10

apresenta os principais processos responsáveis pelo consumo de água doce da atividade de geração de energia elétrica por diferentes fontes.

Quadro 2.10: Principais processos consumidores de água associada à geração de 1 kWh, tipo de consumo de água do principal processo e grau de controle do principal processo.

Fonte	Processos	Etapa	% do Consumo	Tipo	Grau de Controle
UHE	Evaporação	OP	99,7	Água azul	Direta
EOL	Água incorporada à estrutura de concreto armado (~45%), fibra de vidro (~20%) e cobre (~12%)	IMPL	99,7	Água azul	Indireta
SOL	Água incorporada aos painéis fotovoltaicos	IMPL	~100	Água azul	Indireta
BAG	Água usada na refinaria (não específica a função)	OP	~100	Água azul/cinza	Direta
LEN	Água incorporada à matéria-prima lenha	OP	81,9	Água verde	Indireta
NUC	Água usada na usina (não específica a função)	OP	99,7	Água azul/cinza	Direta
GCS	Água usada na usina (não específica a função)	OP	99,6	Água azul/cinza	Direta
GCC	Água usada na usina para resfriamento	OP	98,8	Água azul/cinza	Direta
CVP	Água usada na usina para resfriamento Água incorporada ao carvão	OP	99,3	Água azul/cinza	Direta/Indireta

Fonte: Elaboração própria

Legenda: UHE – hidrelétrica; EOL – eólica; SOL – solar; BAG – térmica a bagaço de cana; LEN – térmica a lenha; NUC – nuclear; GCS – térmica a gás natural ciclo simples; GCC – térmica a gás natural ciclo combinado; térmica a carvão; OP - operação; IMPL – implantação.

Para a geração hidrelétrica, a maior parte do consumo de água doce ocorre durante a etapa de operação, e não está correlacionado com a geração de energia propriamente dita. De acordo com USDOE (2006), existe uma questão quanto a razoabilidade de se considerar toda a perda por evaporação dos reservatórios apenas para a geração de energia, uma vez que, apesar de existir esta perda de água (ou consumo), estes reservatórios também são utilizados para outros usos. A Agência Nacional de Águas (BRASIL, 2017) 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 *WORLD ENERGY COUNCIL* (2010) levanta alguns pontos relevantes nesse sentido, tais como:

- As taxas de evaporação variam de acordo com as diferenças regionais;

- A evaporação é maior em áreas áridas, onde os reservatórios servem para armazenar e prover água que de outra forma não estaria disponível; e
- A evaporação não pode ser atribuída apenas a geração de energia hidrelétrica, mas também aos demais usos da água no reservatório.

Em RAUPP et al (2020) considerou-se como consumo de água das UHEs toda a perda por evaporação líquida em seus reservatórios, assumindo que estes reservatórios foram construídos tendo como uso preponderante a geração de energia, e foram utilizados como dados de evaporação, as estimativas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2004) e do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 (BRASIL, 2017). Foram consideradas as médias de evaporação líquida (em mm/ano) e relação de área média inundada por potência instalada de usinas representativas de cada subsistema (em km²/MW), de modo a permitir a regionalização destas características (Quadro 2.11).

Quadro 2.11: Dados de evaporação por subsistema para Usinas Hidrelétricas

Subsistemas	UHE representativa	Evaporação líquida (mm/ano)	Relação km²/MW	Consumo de Água (m³/MW)
Norte	Tucuruí	99	0,36	35.640,00
Nordeste	Sobradinho, Xingó e Boa Esperança	1705,7	1,30	2.217.410,00
Sul (UHE)	Foz Chapecó e Salto Santiago	251,5	0,11	27.665,00
Sudeste (UHE)	Funil (paraíba do Sul) e Baguari	386	0,44	169.840,00
Paraná	Promissão, Furnas, Porto Primavera e Itumbiara	371,5	1,07	397.505,00
Manaus	Praíha e Cachoeira Galinha	122 ¹¹	0,45	-
Teles Pires	Teles Pires	325	0,07	22.750,00
Belo Monte	Belo Monte	74	0,05	3.700,00
Itaipu	Itaipu	260	0,10	26.000,00
Tapajós	São Luiz do Tapajós	89	0,09	8.010,00
Madeira	Jirau e Santo Antônio	-626	0,07	-43.820,00
Sudeste/Centro-oeste (PCH)	-	386	0,21	81.060,00
Sul (PCH)	-	251,5	0,13	32.695,00

Fonte: CEPEL, 2020.

Foram selecionados os dados das regiões Norte, Nordeste, Sul e Sudeste para serem utilizados como os coeficientes de consumo de água na operação das plantas

¹¹ Por falta de dado destas usinas, considerou-se a evaporação da UHE Balbina. Não foi utilizada a relação área por potência da UHE Balbina, por ser a pior relação dentre todas as usinas hidrelétricas do Brasil, o que não representa as usinas deste subsistema. As UHEs escolhidas são as indicadas para expansão neste subsistema.

hidrelétricas que compõem o conjunto de informações disponíveis no modelo MATRIZ, para realizar as simulações.

2.6. Emissões de GEE e Consumo de Água Doce da Geração Heliotérmica

Para incluir a tecnologia de geração heliotérmica e realizar sua comparação com relação às outras tecnologias pertencentes a matriz elétrica brasileira nos termos de custos de investimento e operação e emissões de gases de efeito estufa e consumo de água ao longo do seu ciclo de vida, foram realizadas adaptações ao cálculo dos coeficientes de impacto utilizando as informações da base de dados secundários.

Algumas limitações apresentadas pelos inventários disponíveis no banco de dados:

- A diferença de dimensão em relação às unidades consideradas para o planejamento no caso brasileiro (BRASIL, 2020), com 100 MW de potência instalada, e a potência instalada das plantas CSP com inventário de dados disponível no banco de dados, de 50 MW (calha parabólica), o que se traduz num aumento no requisito de materiais e equipamento para montagem das plantas;
- Inventário de dados com planta de refrigeração a ar.

Foi utilizado o software SimaPro 9.2, adaptando dados da abordagem atribucional do banco de dados *Ecoinvent* 3.5 (WERNET et al., 2016) – para melhor refletir as tecnologias estudadas e o contexto brasileiro –, e considerando as categorias de impacto do aquecimento global e consumo de água do método ReCiPe 2016 Midpoint (HUIJBREGTS et al., 2017). Também foram consideradas informações fornecidas pelo *software System Advisory Model (SAM)* do *National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2018)*, e outros dados encontrados na literatura.

O Quadro 2.12 apresenta os inventários de unidades de geração CSP no Banco de dados *Ecoinvent* e algumas características retiradas da documentação.

Quadro 2.12 Inventários do banco de dados *Ecoinvent* v.3.5 adaptado na análise baseada no ciclo de vida das tecnologias CSP

Tecnologia	Título do Inventário	Origem
CPCA_AR	Electricity, high voltage {ZA} electricity production, solar thermal parabolic trough, 50 MW APOS, U	Planta Calha Parabólica 50 MW refrigeração a ar, com armazenamento de 3 a 6 horas, localização na África do Sul

Fonte: Ecoinvent Database 3.5 - (WERNET et al., 2016).

A fim de obter resultados em conformidade com os critérios do Planejamento Brasileiro (BRASIL, 2020b), que assumiu o trabalho de BURGI (BURGI, 2013) para estabelecer o potencial de expansão nacional da tecnologia de geração heliotérmica, alguns arranjos foram feitos para adaptar o inventário das plantas CSP disponíveis no banco de dados *Ecoinvent* 3.5. Dessa forma, foi ampliado uma planta de calha parabólica de 50 MW para 100 MW, com armazenamento de 6 horas. Uma descrição mais detalhada deste procedimento encontra-se em MATOS et al. (2022).

Quadro 2.13: Fatores de Reescalamento das Plantas

Principais Componentes e Processos	CPCA
Capacidade Instalada (De-Para)	50 MW – 100 MW
Estruturas e Atividades construtivas	(×) 1.6 ¹
Campo Solar	Razão entre as áreas dos campos solares
Bloco de Potência	Razão entre as capacidades instaladas
Sistema de <i>Receivers</i>	N/A
Sistema de Armazenamento	Razão entre o volume dos tanques de armazenamento

¹ Baseado em Corona and San Miguel (2019).

² Dados do Ecoinvent database 3.5 (Wernet et al., 2016) foram escalados linearmente com fatores baseados em Corona e San Miguel (2019)

Pode-se observar que as emissões de GEE de CPCA_AR são estimadas em aproximadamente 24,82 g CO²eq./kWh. A etapa de instalação é responsável por mais de 90% do total de emissões de GEE de todo o seu ciclo de vida. Destaca-se nesse caso a produção dos equipamentos do campo solar e sistema de armazenamento de calor.

No que diz respeito ao consumo de água, CPCA_AR apresenta consumo de 0,54 l/kWh. Nesta categoria de impacto, a etapa de operação é responsável por cerca de 60% das necessidades totais de água de todo o seu ciclo de vida. O contribuinte mais significativo nesta etapa é a água usada para limpar espelhos. É neste impacto que reside a maior diferença entre os três arranjos, pois os dois tipos que usam refrigeração úmida consomem 3,76 (CPCA_ÁGUA_D) e 3,73 (CPCA_AGUA) l/kWh, números cerca de 7 vezes maiores do que o apresentado pelo arranjo com refrigeração a ar. Com base nestas premissas foram calculados os coeficientes de impactos das tecnologias CSP, apresentados no Quadro 2.14.

Quadro 2.14: Coeficiente de Emissão de GEE e Consumo de Água Doce – Geração Heliotérmica

Tecnologias	Aquecimento global (t CO ₂ eq/kWh)			Consumo de água (m ³ /kWh)		
	Inst.	Oper.	Total	Inst.	Oper.	Total
CPCA_ÁGUA	1,90*10 ⁻⁵	4,68*10 ⁻⁶	2,37*10 ⁻⁶	2,02*10 ⁻⁴	3,53*10 ⁻³	3,73*10 ⁻³
CPCA_AR	2,12*10 ⁻⁵	3,62*10 ⁻⁶	2,48*10 ⁻⁵	2,24*10 ⁻⁴	3,16*10 ⁻⁴	5,4*10 ⁻⁴
CPCA_ÁGUA_D	1,93*10 ⁻⁵	4,68*10 ⁻⁶	2,39*10 ⁻⁵	2,04*10 ⁻⁴	3,55*10 ⁻³	3,76*10 ⁻³

Fonte: Elaboração Própria

2.7. Em Resumo

É possível elaborar extensas listas de potenciais impactos socioambientais da atividade de geração de energia elétrica, com métricas quantitativas e qualitativas, ambientais e sociais, da implantação e operação e ao longo do ciclo de vida, mais ou menos dependentes de características específicas de projeto e da localização das atividades.

A busca pela inserção da questão socioambiental na tomada de decisão do planejamento de longo prazo possui limites, partindo-se aqui do princípio de que é melhor deixar de considerar pontos do que considerá-los e distorcer em demasia a qualidade do resultado obtido, ou não conseguir oferecer interpretações elucidativas das perspectivas de expansão no horizonte de longo prazo.

A métrica selecionada para inserção da variável socioambiental na modelagem foi a **transformação dos impactos em custos ambientais**, a serem somados aos custos já considerados na otimização. A mitigação dos impactos por esta via se dá pela “internalização das externalidades negativas”. Existem outras formas de inserir os impactos socioambientais em modelos de otimização, através do uso de restrições, ou pela transformação do problema, de monocritério para multicritério. A existência de metodologias de preço sombra para mitigação de emissões de gases de efeito estufa no contexto nacional e internacional e no longo prazo possibilitaram sua utilização como um custo somado aos demais.

Assim, das inúmeras publicações que poderiam ser citadas, elencando indicadores socioambientais da geração e transmissão de energia elétrica, foi citado um pequeno conjunto a partir do qual destacam-se as principais questões envolvidas no tema: interferência com a biodiversidade; emissão de poluentes; risco de acidentes; interferências sobre economia e modos de vida da população; consumo de água doce; e emissões de gases de efeito estufa.

Visando *a priori* um número reduzido de indicadores ambientais, foram definidos os seguintes critérios de seleção:

- Indicadores que representam questões ambientais relevantes para um grande número de tecnologias de geração de energia elétrica;
- Indicadores contabilizados ao longo do ciclo e vida do produto ou serviço;
- Indicadores que não sejam dependentes da localização dos empreendimentos, ou cuja espacialidade possa ser traduzida em escala compatível com o tratamento do modelo computacional;
- Indicadores passíveis de quantificação e valoração econômica e aplicáveis a nível nacional.

A aplicação destes critérios sobre as listas conhecidas de indicadores de pressão que resultam em impactos ambientais levaram a seleção dos indicadores **pegada de carbono** e **pegada hídrica**. Mesmo entre os dois indicadores selecionados, a disponibilidade de metodologia e a importância da localização geográfica é desigual, com desvantagem para a definição de um valor econômico para o consumo de água doce aplicável a todo o território nacional. Considerou-se que a existência do método de cálculo de escassez hídrica (BOULAY et al., 2018) permitiu aplicar uma diferenciação regional para diferenciar os subsistemas brasileiros do SIN.

A partir da seleção da pegada de carbono e pegada hídrica como indicadores de impactos a serem levados em conta no planejamento de longo prazo do setor elétrico por meio de valoração econômica dos coeficientes de consumo e emissões de GEE das alternativas tecnológicas em análise, partiu-se para o **cálculo dos coeficientes** utilizando o método de **Avaliação de Ciclo de Vida** balizado nas normas ISO ABNT 14.040, 14.044, 14.046 e 14.067; inventários de dados do banco de dados *Ecoinvent* (WERNET et al., 2016) e o método ReCiPe 2016 (HUIJBREGTS et al., 2017), incorporado ao software Simapro, em conjunto com coeficientes específicos para a geração hidrelétrica, referente a etapa de operação da atividade (RAUPP et al, 2020).

Para a **precificação da pegada de carbono** e inserção no modelo MATRIZ foram utilizados os métodos propostos pelo **WORLD BANK** (2017) e **DECARBOOST** (2023), que propõem preços-sombra para as emissões de carbono ascendentes no horizonte até 2050.

A precificação da pegada hídrica para inserção no modelo MATRIZ foi resultado do **valor médio da cobrança pelo consumo de água**, nas bacias hidrográficas onde feita tal cobrança no país, aplicando-se uma **penalidade proporcional** ao indicador de **escassez hídrica** calculado para as regiões brasileiras.

Finalmente, foi realizada uma **adaptação** no cálculo dos coeficientes de pegada hídrica e de carbono para a geração heliotérmica, uma vez que os inventários de dados disponíveis no banco de dados *Ecoinvent* v. 3.5 relativos a geração heliotérmica são referentes a uma planta de características diferentes da utilizada como padrão no presente estudo com inventário de dados relativo a África do Sul.

De posse destas informações, no capítulo 3 é descrita a metodologia de obtenção das informações necessárias à inserção da geração heliotérmica no modelo MATRIZ, atualização das informações, aumento da granularidade temporal e obtenção de um cenário base para o estudo.

3. Metodologia – Cenário Base

Neste capítulo é apresentado o modelo MATRIZ, a metodologia de obtenção das informações que compõem o Cenário Base para o estudo e a apresentação dos resultados do Cenário Base. Tais resultados servem como termo de comparação para verificar os efeitos da introdução dos custos das emissões de gases de efeito estufa e consumo de água doce das tecnologias de geração de energia elétrica e sua interação com a inserção da geração heliotérmica na expansão de longo prazo.

3.1. O Modelo MATRIZ

Como dito na introdução, o modelo de planejamento da expansão utilizado no presente trabalho é o MATRIZ, uma aplicação de programação linear para análise *bottom-up* da expansão de sistemas integrados de energia com demandas exógenas de energia. Seu objetivo é minimizar o custo dos investimentos em equipamentos (ou seja, tecnologias de transformação de energia) que compõem um sistema de energia, bem como seus custos operacionais, com base na evolução das demandas de energia, na vida operacional dos equipamentos existentes, nas características de tecnologias futuras e no potencial de suas reservas primárias.

Além do objetivo de minimizar o custo de investimentos em equipamentos, a formulação matemática do MATRIZ também é baseada em variáveis de decisão e um conjunto de restrições. Os coeficientes técnicos e a eficiência de cada tecnologia energética representam os primeiros. Dada a forma de energia de referência para uma tecnologia específica, seu coeficiente técnico relativo à entrada e saída de energia é calculado pela razão entre a quantidade de energia consumida ou gerada e a quantidade de energia associada à energia de referência. As restrições inseridas relacionam os fluxos de energia ao funcionamento da tecnologia (LISBOA et Al, 2012).

No artigo “Modelo para Estudos Integrados de Planejamento de Longo Prazo para o Sistema Energético Brasileiro” (LISBOA et Al, 2012) é apresentado e descrito o processo de validação do sistema computacional do modelo MATRIZ. Foram consideradas as cadeias de valor do petróleo, gás natural, biomassa, carvão, lenha, urânio e eletricidade, que foram modeladas levando em conta os dados do Balanço Energético Nacional Brasileiro (BRASIL, 2012). Diversas simulações foram realizadas com o modelo MATRIZ e o Modelo MARKAL-EFOM (TIMES) (LOULOU et al., 2005) – desenvolvido pelo IEA – a fim de explorar cenários energéticos com base em análises energéticas e ambientais. Em todos os casos simulados, os resultados obtidos em ambos os métodos foram concordantes, indicando que a formulação do modelo

MATRIZ e a implementação computacional foram consistentes (LISBOA et al., 2012). Para o presente trabalho utilizou-se o modelo MATRIZ por sua disponibilidade, partindo de um conjunto (*deck*) de informações formatado de acordo com o Plano Decenal de Energia 2026 e com custos atualizados de acordo com o Plano Decenal de Energia 2030 (BRASIL, 2021).

A inserção de uma nova tecnologia no modelo MATRIZ requer informações sobre seu investimento e custos operacionais, assim como das demais fontes e tecnologias incluídas na análise. Estas informações tiveram como principais fontes:

- Plano Nacional de Energia 2030 (BRASIL, 2007) e Cadernos de Estudos do PDE 2030, editados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão do Ministério de Minas e Energia responsável pelo planejamento do setor;
- Plano Nacional de Energia 2050 (BRASIL, 2020) e Cadernos de Estudos do PNE 2050, editados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Plano Decenal de Energia (PDE) 2030 (BRASIL, 2021) e Cadernos de Custos do PDE, editados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Página do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), principalmente as curvas de geração eólica e solar, e da carga, de 2019;
- *Software* SAM (*System Advisory Model*) para realizar simulações da geração heliotérmica na região nordeste do Brasil;
- *Software* SIMAPRO (versão 9.5.1), e as informações do banco de dados ECOINVENT (WERNET et al., 2016) (versão 3.5, adaptados para o Brasil sempre que disponíveis) para calcular os coeficientes de impacto ambiental das fontes de geração de energia elétrica por meio dos modelos de caracterização de impacto incorporados ao *software*.

No MATRIZ o horizonte de planejamento é dividido em períodos, cada período representado por um ano denominado *ano de estudo*, definidos pelo usuário. O horizonte do planejamento é considerado como o intervalo entre o primeiro ano do estudo e o ano final. No processo de otimização o modelo leva em consideração a capacidade dos equipamentos existentes, sua vida útil e calcula os incrementos de capacidade necessários para o atendimento à demanda de energia estimada para cada período de análise. Algumas demandas podem ser modeladas com variações entre uma estação do ano e outra e/ou variações dentro do próprio dia. Nesse caso o modelo otimiza a expansão para atendimento da demanda a cada intervalo de análise considerado. Da mesma forma algumas tecnologias podem apresentar variações sazonais em sua capacidade de produção. Estas variações são representadas por meio de fatores sazonais e/ou diurnos típicos fornecidos pelo usuário.

As tecnologias são ordenadas conforme a ordem de entrada de seus dados. O usuário pode definir vários tipos de limites para uma dada tecnologia, por exemplo: limite máximo de expansão de capacidade até o final do horizonte, limites operativos, limites mínimos e máximo de expansão em cada período (seja por meio de valores absolutos ou por taxas de crescimento). O modelo permite também modelar relações entre tecnologias, por exemplo, limite de participação de uma tecnologia com relação a outras no atendimento de uma certa demanda.

Os subsistemas do Sistema Interligado Nacional podem ser representados no modelo, inclusive com maior granularidade, através das alternativas tecnológicas consideradas, pois as mesmas vão apresentar variações nos seus parâmetros de entrada em diferentes partes do país.

O fluxo de dados necessários para a execução do programa MATRIZ inclui: dados gerais; reservas; formas de energia; curvas sazonais e patamares de carga; demandas; tecnologias e restrições flexíveis.

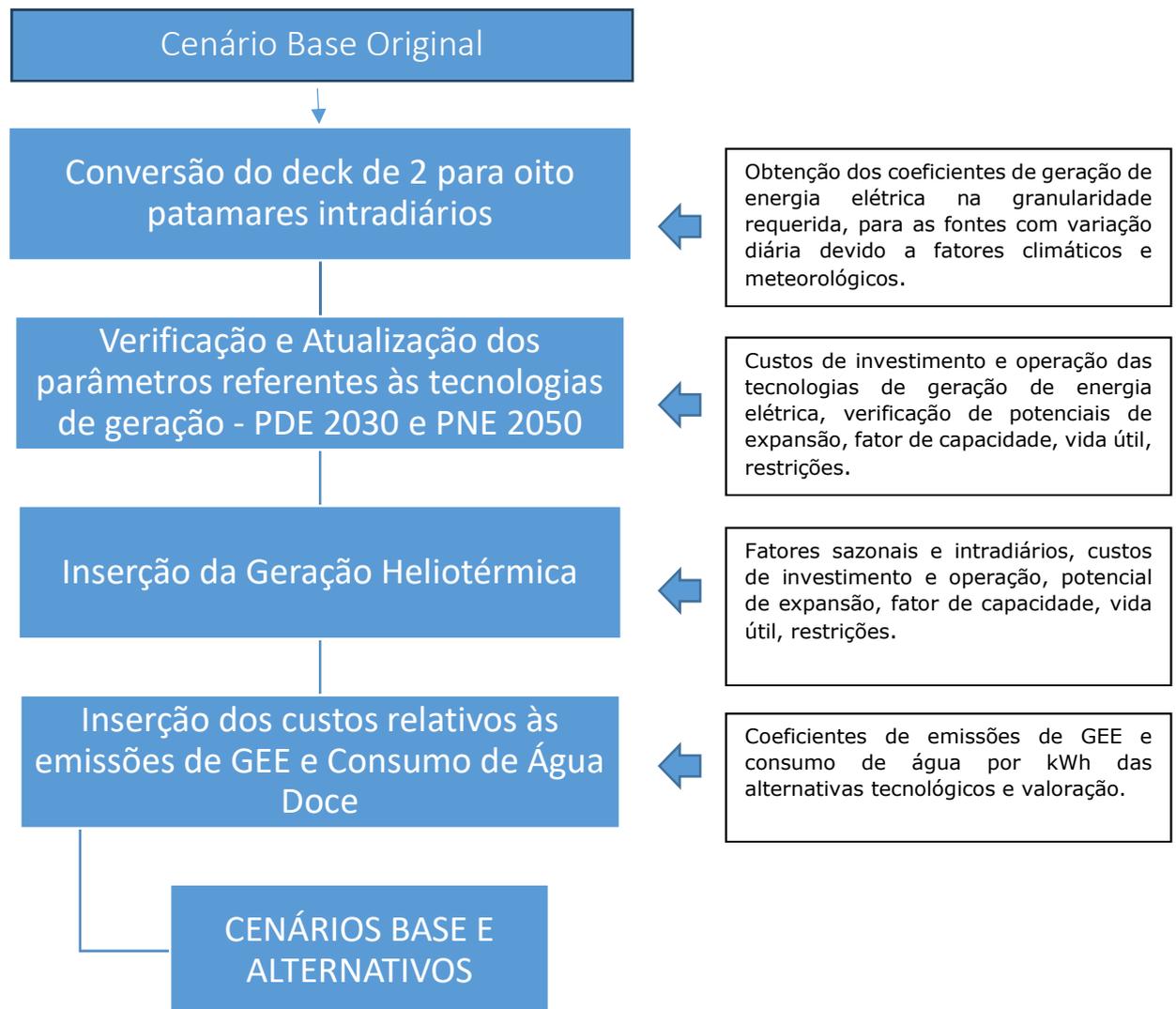
Para realizar as simulações e obter os resultados relativos a inserção da geração heliotérmica e custos dos impactos ambientais no planejamento de longo prazo do setor elétrico brasileiro foi aproveitado um conjunto de entradas com referência no Plano Decenal de Energia de 2026 (chamado de *deck* de 2026).

Foram realizados quatro tipos principais de alteração no conjunto de dados de entrada:

- a) Aumento do número de fatores intradiários (ou patamares);
- b) Atualização dos custos de investimento e operação utilizando como referência o Plano Decenal de Energia 2030;
- c) A inserção da tecnologia de geração heliotérmica para compor o conjunto de alternativas de geração de energia elétrica;
- d) Inserção dos custos para emissões de gases de efeito estufa e consumo de água doce.

O esquema na página seguir ilustra o plano de trabalho executado.

METODOLOGIA PARA PREPARAÇÃO DO CENÁRIO BASE
E CENÁRIOS ALTERNATIVOS - **MODELO MATRIZ**



A conversão do *deck* de 2 para 8 patamares intradiários de carga é uma forma de tornar o modelo sensível a variações de entrega de energia ao longo das 24 horas e captar a capacidade de armazenamento, levando-os em conta na tomada de decisão. Tecnologias como a geração eólica, solar fotovoltaica e também a geração solar concentrada ou heliotérmica são representadas com mais detalhe quando há maior granularidade dos patamares de carga.

3.2. Conversão do Número de Patamares Intradiários

Neste trabalho foi elaborado um cenário 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 e utilizada uma subdivisão para o sistema elétrico seguindo a configuração adotada no Plano Decenal de Expansão - PDE 2026. Os dados de potencial de renováveis, tamanho das reservas, e as projeções de demandas para eletricidade, produtos da cana e gás natural utilizados também foram baseados no PDE 2026 (*deck* de 2026).

O horizonte de estudo foi dividido em dez períodos, representados pelos anos típicos correspondendo às seguintes subdivisões: P1 – 2015; P2 – 2016; P3 – 2018; P4 – 2020; P5 – 2025; P6 – 2030; P7 – 2035; P8 – 2040; P9 – 2045 e P10 – 2050. As expansões definidas no PDE 2026 até 2025 foram consideradas obrigatórias na modelagem.

Para tecnologias com maior competitividade econômica (usinas hidrelétricas, eólicas e térmicas a carvão) foram adotados limites máximos de expansão quinquenal tendo como base principalmente no PDE 2030 (BRASIL, 2021b).

Este cenário, originalmente subdividido em dois patamares de carga, foi adaptado para oito patamares de carga. Com isso as curvas de geração eólica, solar fotovoltaica e de carga foram atualizadas para o ano de 2019, buscando o ano anterior ao ano da pandemia de COVID-19, e utilizando dados do Operador Nacional do Sistema.

A mudança de granularidade de 2 para 8 patamares intradiários, por si só, introduz modificações nos resultados, como pode ser verificado a partir dos gráficos da página a seguir, que apresentam o *deck* 2026 com a única alteração do número de patamares de carga.

Um efeito desse maior detalhamento é que as fontes de geração de energia elétrica com maior variação de disponibilidade perdem competitividade como pode ser verificado pela expansão da fonte solar fotovoltaica, que perdeu lugar para a expansão a biomassa com o aumento do número de patamares de carga (Figuras 3.1 e 3.2).

Figura 3.1: Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 - 2 Patamares - custos 2026

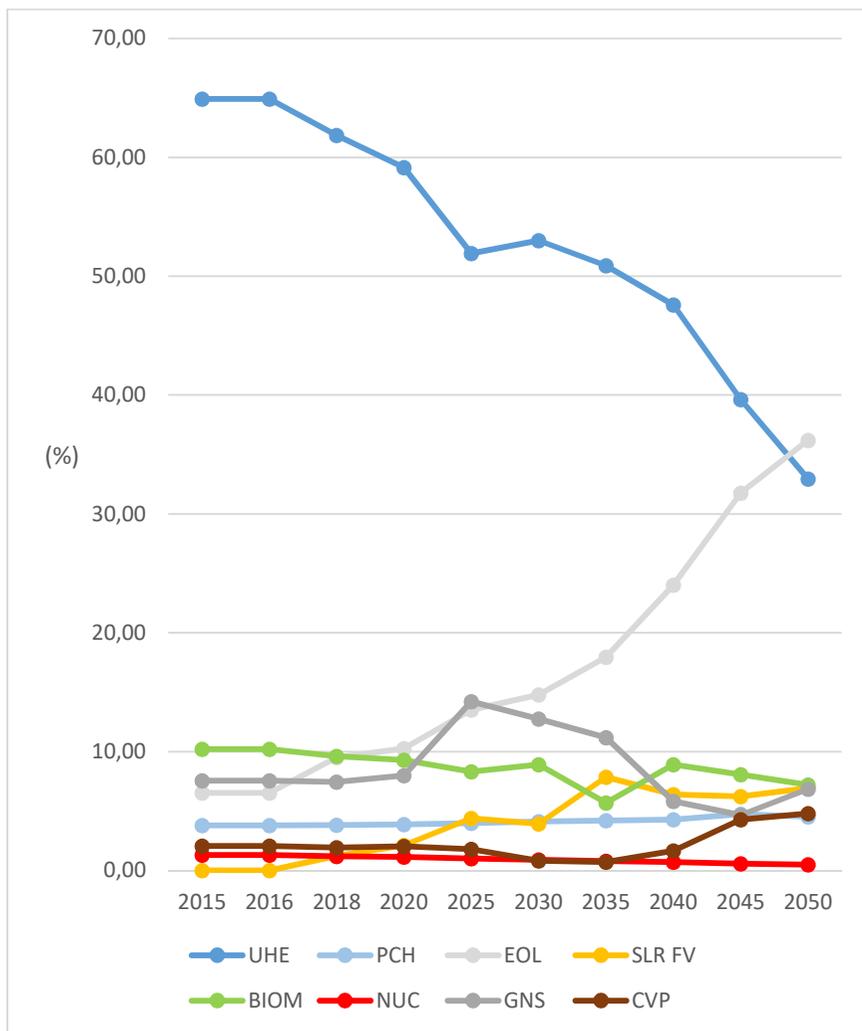
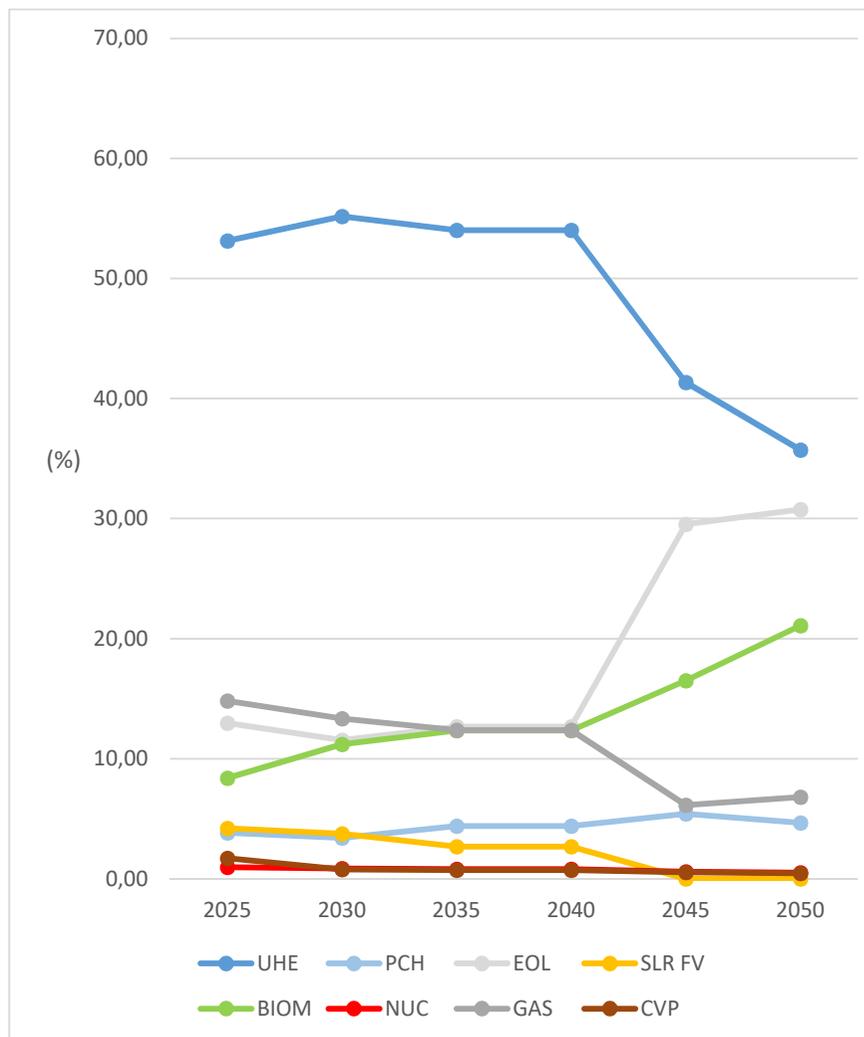


Figura 3.2: Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 - 8 Patamares - custos 2026



3.3. Parâmetros das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica

3.3.1. Potencial Brasileiro de Geração Heliotérmica

No que diz respeito ao potencial brasileiro de geração heliotérmica, foi elaborado por técnicos da Empresa de Pesquisa Energética (BRASIL, 2018b), a nota técnica "Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050", e neste trabalho utilizou-se como referência o trabalho desenvolvido por BURGI (2013), "Avaliação do Potencial Técnico de Geração Elétrica Termossolar no Brasil a partir de Modelagem em SIG e Simulação de Planta Virtuais". O autor, em sua dissertação de mestrado faz uma estimativa das áreas aptas a instalação de plantas CSP seguindo um conjunto de critérios de exclusão, tais como nível mínimo de DNI, declividade do terreno, proximidade de subestações e rodovias, existência de unidades de conservação e terras indígenas, uso do solo, entre outros.

Paras as áreas selecionadas, foram aplicados requisitos mínimos de contiguidade das áreas para localizar plantas de 100 MW de potência instalada, com três tecnologias diferentes: cilindro parabólico sem armazenamento, cilindro parabólico com armazenamento de 6 horas e torre solar com armazenamento de 7,5 horas. A estimativa é conservadora, pois exclui áreas que posteriormente podem passar a aptas, em vista da chegada de infraestrutura e mudanças de uso do solo, e também é não cumulativa, visto que o potencial foi calculado para cada tecnologia em separado. O Quadro 3.1 apresenta o potencial de geração heliotérmica brasileiro estimado no trabalho de BURGI (2013) e utilizado como referência no PNE 2050.

Quadro 3.1: Potencial Estimado Geração Heliotérmica no Brasil

Unidade Federativa	Potencial (MW)		
	Calha Parabólica SEM Armazenamento	Calha Parabólica COM Armazenamento	Torre Solar
Tocantins	5.094	2.250	814
Maranhão	612	123	
Piauí	23.654	11.400	4.328
Ceará	157	94	
Paraíba	23.227	13.133	6.935
Bahia	117.140	61.740	33.685
Minas Gerais	41.596	16.517	7.429
São Paulo	11.097	3.829	1.188
Paraná	336	123	
Mato Grosso do Sul	125.906	66.823	31.527
Mato Grosso	927		

Unidade Federativa	Potencial (MW)		
	Calha Parabólica SEM Armazenamento	Calha Parabólica COM Armazenamento	Torre Solar
Goiás	63.030	27.272	11.833
Brasil	412.776	203.306	97.739

Fonte: BRASIL, 2020

No presente trabalho é considerada a expansão da CSP no subsistema Nordeste, região que reúne condições para a instalação de empreendimentos deste tipo. Assim, caso seja necessário colocar um limite superior para a expansão das tecnologias de geração termossolar, o potencial a ser considerado é a soma dos potenciais nos estados do Nordeste, conforme referenciado no Plano Nacional de Energia 2050. Os valores são os seguintes: 164.790 MW de potencial para calha parabólica sem armazenamento, 86.492 MW para calha parabólica com armazenamento de 44.940 MW para torre solar com armazenamento.

3.3.2. Curvas Sazonais e Horó-sazonais atualizadas

Para adaptar o modelo de dois patamares de carga em quatro estações do ano para 8 patamares de carga em quatro estações do ano foram atualizadas as curvas de fatores sazonais e horó-sazonais das tecnologias com dependência climática-meteorológica-disponibilidade de luz solar, e as curvas de carga do sistema brasileiro. O Quadro 3.2 apresenta as referências utilizadas. Nos demais subitens do item 3.3 são apresentados os resultados destes levantamentos com maiores detalhes.

Quadro 3.2: Fontes das Informações Para cálculo das Curvas Sazonais e Horó-sazonais

Dado	Fonte
Curvas de carga dos Subsistemas do Brasil	Site ONS http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais Dados horários do ano de 2019
Geração Eólica e Solar Fotovoltaica	Site ONS http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-de-gera%C3%A7%C3%A3o-e-%C3%B3lica-e-solar Dados horários do ano de 2019
Geração Heliotérmica tecnologias Calha Parabólica e Torre Solar	Para cada tecnologia foi gerado um arquivo utilizando o Software SAM (System Advisor Model – NREL) versão 2018, com a geração horária anual de um ano típico.

3.3.2.1 Fatores Relativos às Curvas de Carga

O cálculo dos fatores sazonais e intradiários das curvas de carga foram feitos com base em dados horários para os 12 meses do ano de 2019 em formato .txt, por subsistema do Sistema Integrado Nacional (SIN), obtidos no site do Operador Nacional do Sistema (ONS) denominado "Histórico da Operação", na seção "carga de energia"¹². O Quadro 3.3 apresenta os fatores intradiários por estação do ano para o país.

Quadro 3.3: Curva de Carga – Brasil - 2019

Patamar	Jan-Mar	Abr-Jun	Jul-Set	Out-Dez
24:00-3:00	0,928	0,884	0,876	0,908
3:00-6:00	0,872	0,841	0,833	0,848
6:00-9:00	0,924	0,927	0,924	0,920
9:00-12:00	1,047	1,049	1,047	1,048
12:00-15:00	1,068	1,061	1,058	1,066
15:00_18:00	1,068	1,078	1,080	1,069
18:00-21:00	1,043	1,120	1,135	1,089
21:00-24:00	1,051	1,039	1,048	1,052

Fonte: Elaboração Própria

Os fatores sazonais são calculados dividindo-se a média de carga horária por trimestre pela média de geração horária anual. Pelas curvas regionais observa-se menor variação da demanda no subsistema Norte, e nos demais, maior demanda de outubro a março, nos meses mais quentes, e menor demanda de março a setembro.

Para cada uma das estações do ano (médias trimestrais) foram calculadas as médias de geração de um dia típico dividido em 8 partes (ou patamares, de três horas de duração), e foram calculados os fatores referentes às partes do dia dividindo-se as médias dos patamares pela média do trimestre. Os gráficos das Figuras 3.3 e 3.4 mostram as curvas de sazonalidade do Brasil e subsistemas e fatores intradiários nas diferentes estações para o Brasil.

¹²www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx

Figura 3.3: Curvas de Sazonalidade - Curvas de Carga

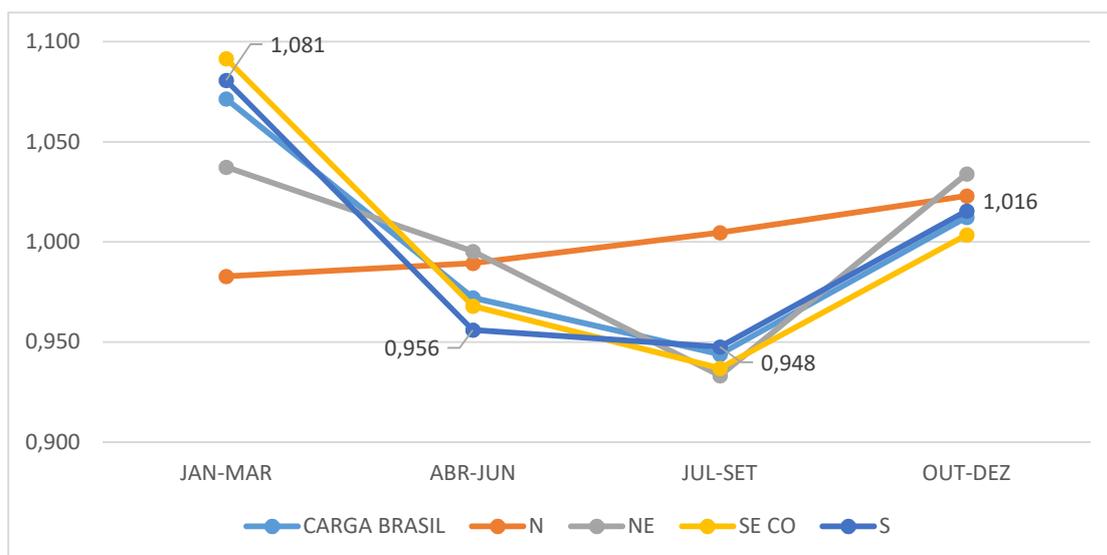
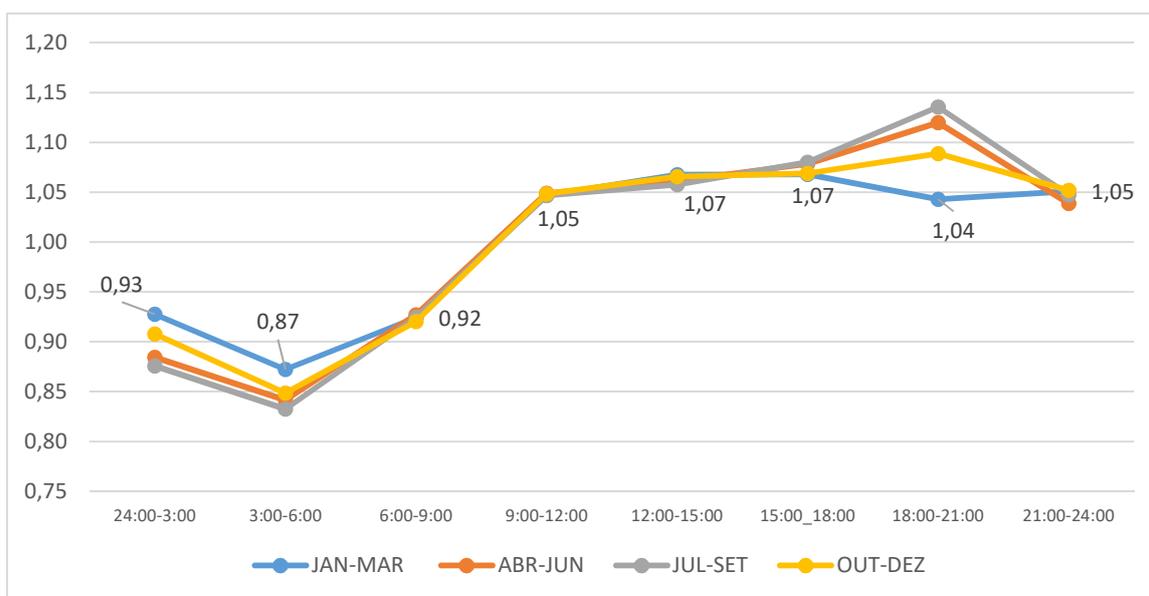


Figura 3.4: Curva de Carga - Fatores Intradiários - Brasil



O formato da curva de carga resultado do somatório de todos os subsistemas é mais próxima ao formato da curva de carga do subsistema SE CO, onde é maior o consumo de energia elétrica, devido à grande concentração populacional e de atividades econômicas na região sudeste do país. Observa-se que o perfil das curvas de cargas intradiárias em 2019 apresentou o horário de pico do consumo entre 18:00 e 21:00, horário em que as tecnologias a geração solar sem armazenamento não conseguem entregar energia para o sistema. Os gráficos das Figuras 3.5 a 3.8 mostram as curvas de fatores intradiários por estação do ano para os subsistemas do SIN.

Figura 3.5: Fatores Intradiários - Subsistema N

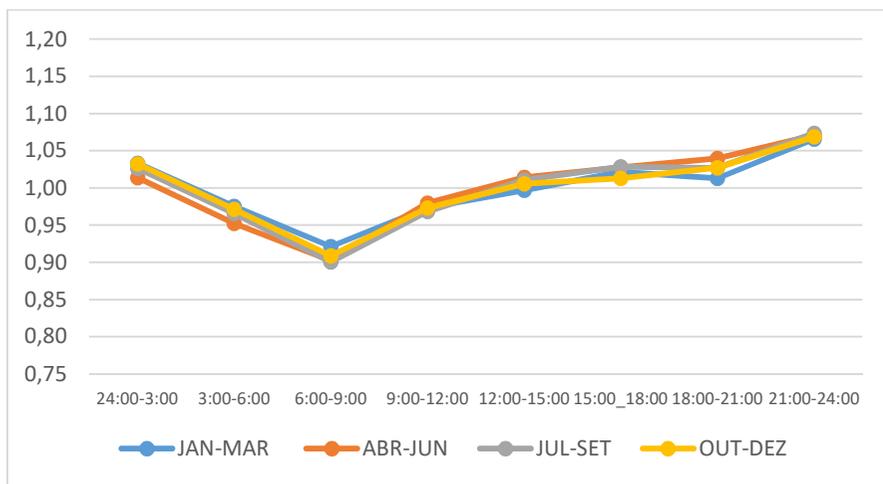


Figura 3.7: Fatores Intradiários - Subsistema NE

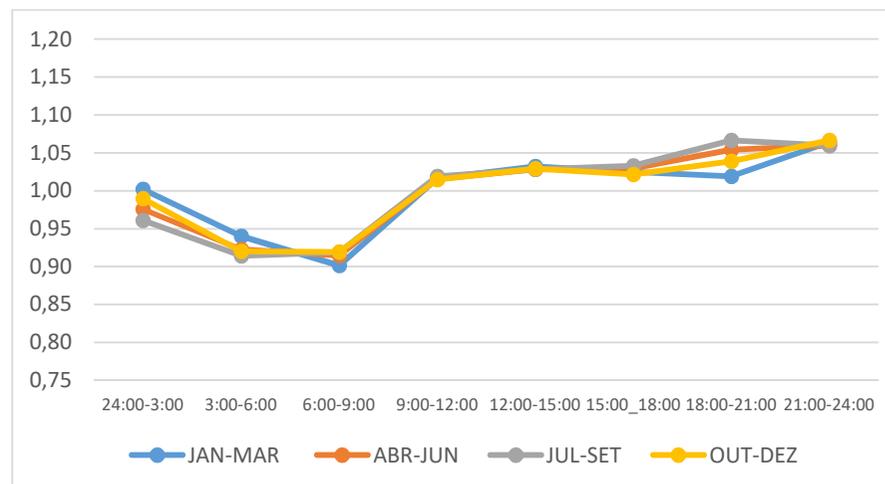


Figura 3.6: Fatores Intradiários - Subsistema SE CO

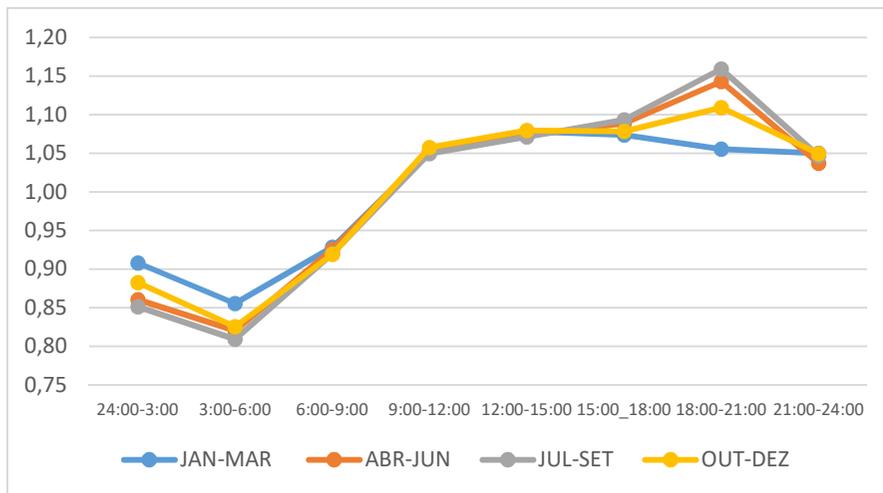
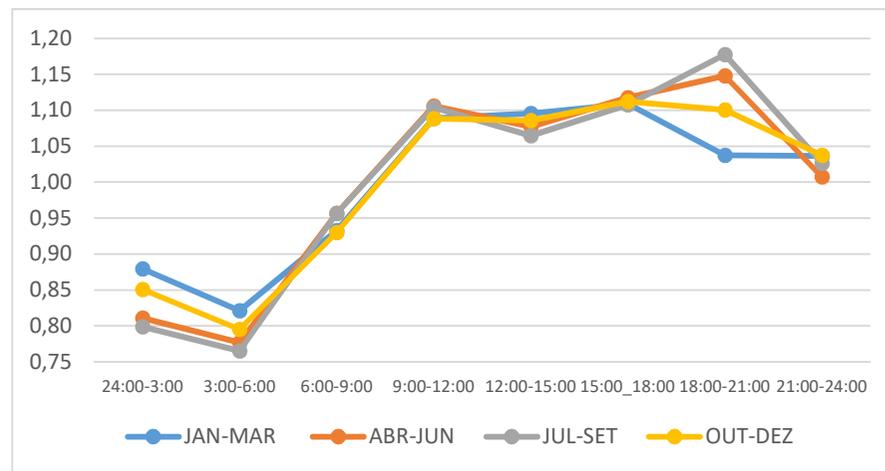


Figura 3.8: Fatores Intradiários - Subsistema S

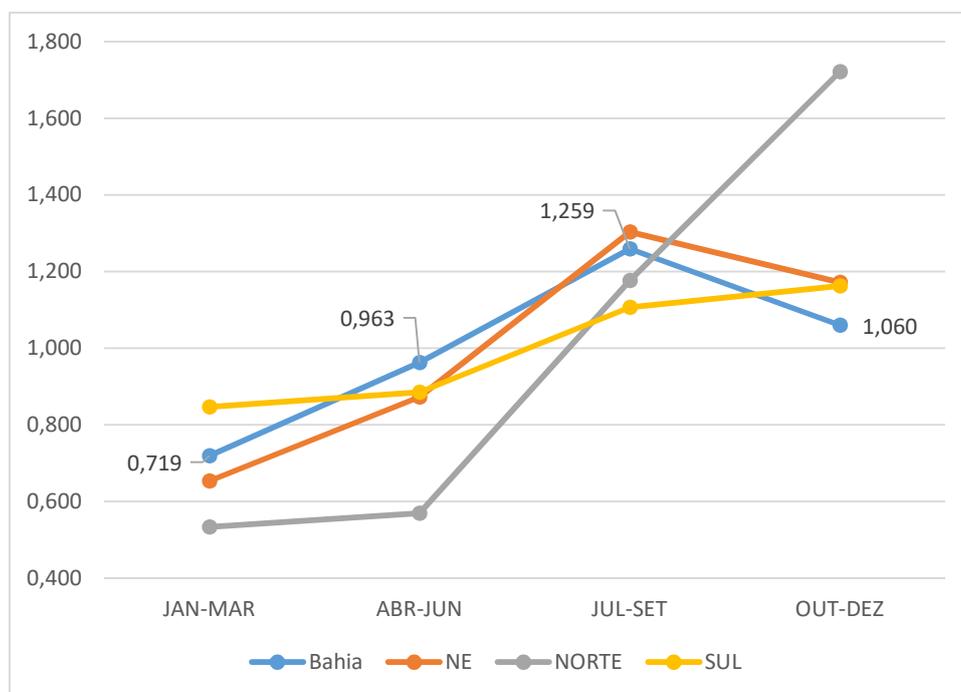


3.3.2.2 Fatores Relativos Gerações Eólica Onshore e Solar Fotovoltaica

- Geração Eólica Onshore

O cálculo dos fatores sazonais e intradiários para a geração eólica foram feitos com base em dados horários de geração para os 12 meses do ano de 2019 em formato .txt, para os subsistemas Norte, Nordeste e Sul, disponíveis no site do ONS "Histórico da Operação", na seção "Geração de Energia"¹³. Os gráficos das Figuras 3.9 a 3.13 mostram as curvas sazonais e horo-sazonais relativas aos subsistemas citados. Observa-se uma maior concentração da geração eólica de outubro a dezembro no subsistema Norte, enquanto nos demais subsistemas a maior geração ocorre no período de julho a setembro, entrando em queda a partir daí, com menor ponto em janeiro a março, o que é coincidente para os demais subsistemas.

Figura 3.9: Sazonalidade - Geração Eólica



¹³ https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

Figura 3.10: Fatores Intradiários - Geração Eólica Bahia

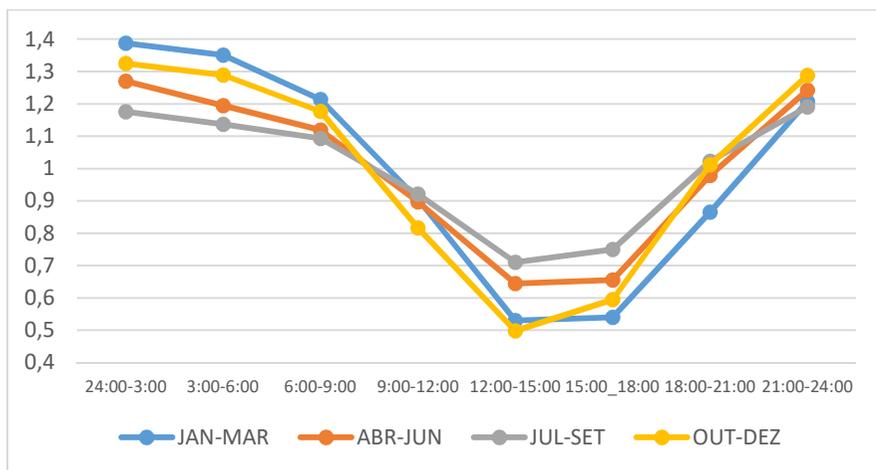


Figura 3.12: Fatores Intradiários - Geração Eólica Norte

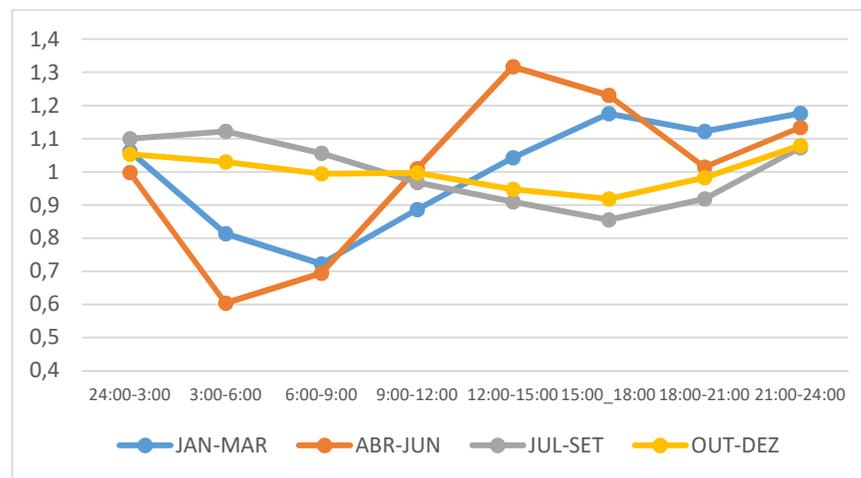


Figura 3.11: Fatores Intradiários - Geração Eólica Nordeste

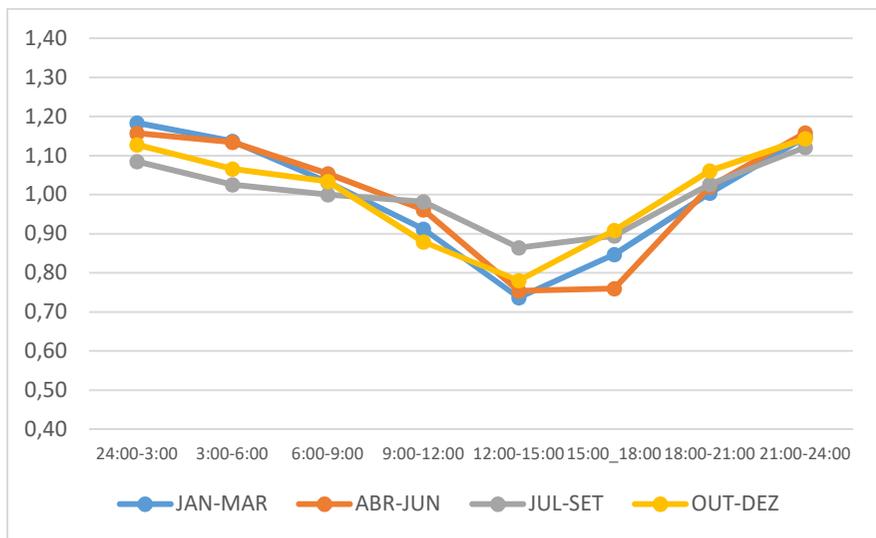
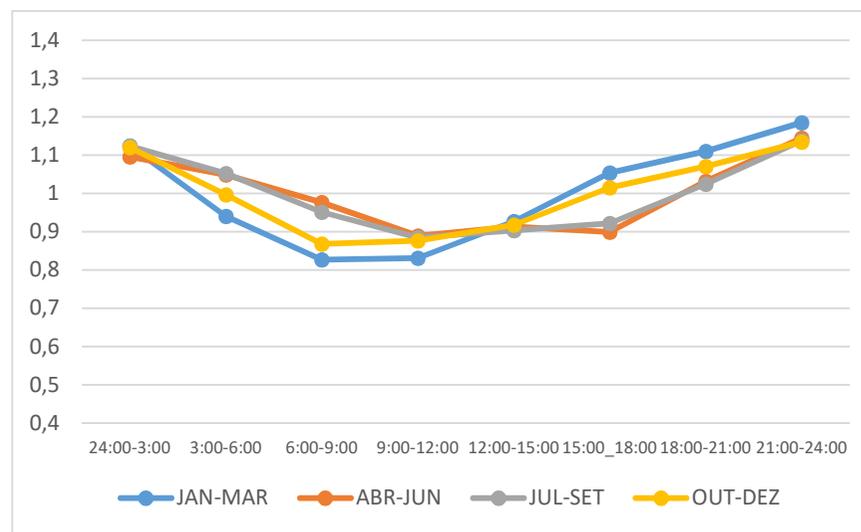


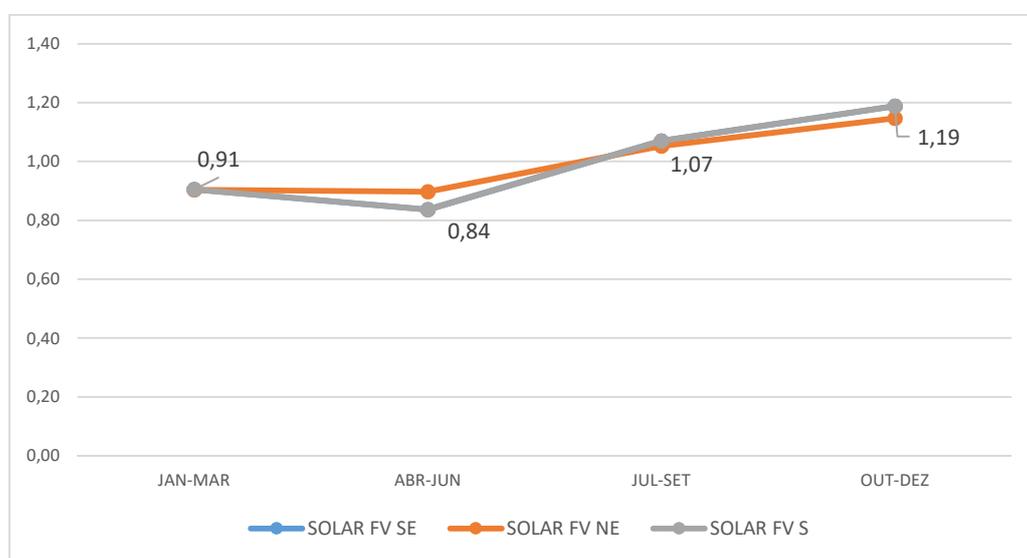
Figura 3.13: Fatores Intradiários - Geração Eólica Sul



- Geração Solar Fotovoltaica

O cálculo dos fatores sazonais e intradiários para a geração solar fotovoltaica foram feitos com base em dados horários para os 12 meses do ano de 2019 em formato .txt, para os subsistemas Norte, Nordeste e Sul, obtidos no site do ONS, "Histórico da Operação", na seção "Geração de Energia"¹⁴. Os gráficos das Figuras 3.14 a 3.17 mostram as curvas sazonais e horo-sazonais relativas aos subsistemas citados. Observa-se que não há muita variação de sazonalidade entre os três subsistemas, sendo que são coincidentes para os subsistemas Sudeste e Sul (a curva azul não aparece no gráfico por estar sob a curva cinza).

Figura 3.14: Curvas de Sazonalidade - Geração Solar Fotovoltaica



A maior geração de energia elétrica se concentra entre 9:00 e 15:00, sendo ascendente entre 6:00 e 9:00 e descendente entre 15:00 e 18:00, sendo esse um perfil que se repete nas diferentes estações e regiões do SIN.

¹⁴ https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

Figura 3.15: Fatores Intradiários - Geração Solar FV SE

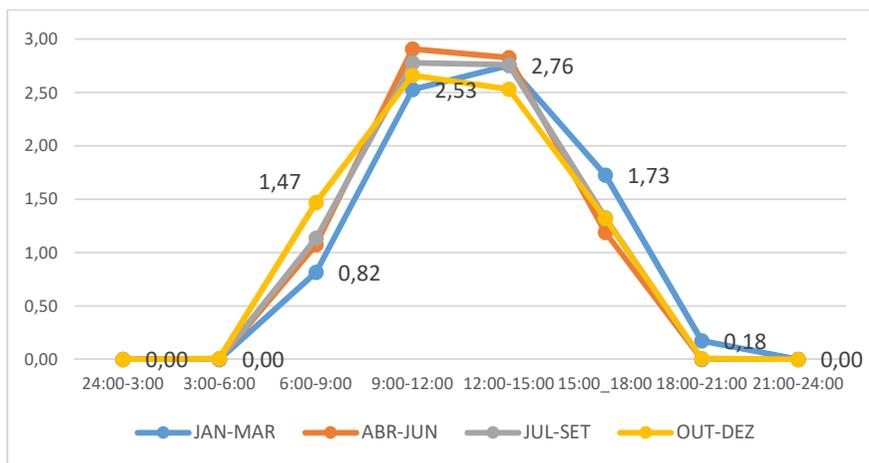


Figura 3.17: Fatores Intradiários - Geração Solar FV S

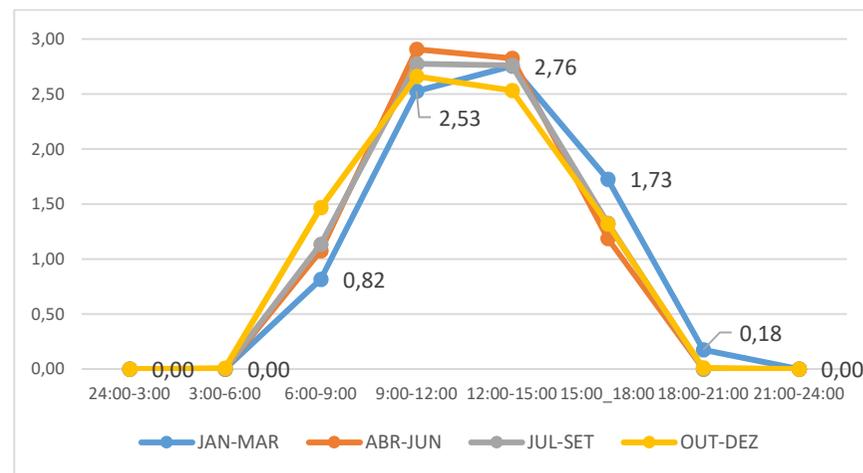
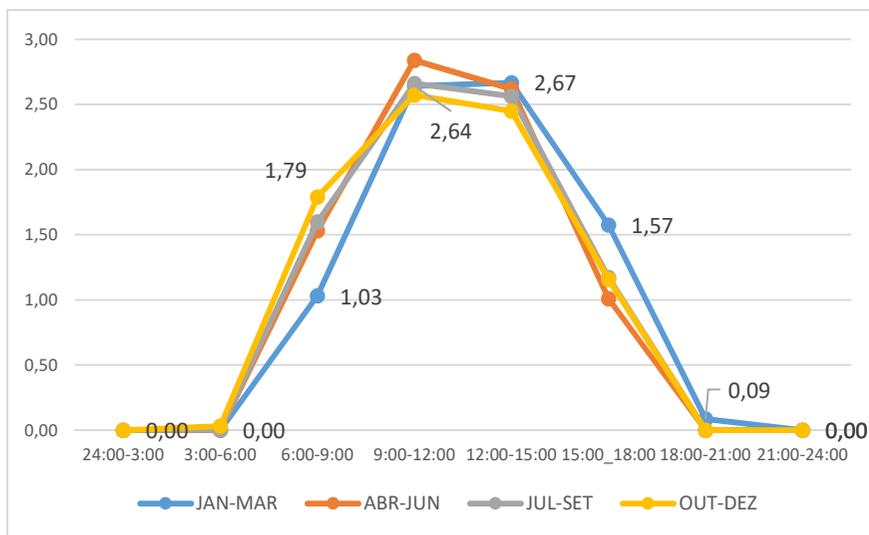


Figura 3.16: Fatores Intradiários - Geração Solar FV NE



3.3.2.3 Fatores Relativos a Geração Heliotérmica

Foram utilizadas como referência para a definição das plantas típicas de geração heliotérmica no Brasil os trabalhos de BURGI (2013) e TRAMA et al (2021).

Para obter a geração média horária da tecnologia calha parabólica com três variações para todos os meses do ano foi utilizado o *software System Advisory Model – SAM* (NREL, 2018)¹⁵. O desempenho das plantas CSP é simulado no SAM com base nos parâmetros técnicos da planta e nos dados climáticos, disponíveis para algumas localidades do Brasil em menu próprio do SAM. O banco de dados disponibiliza arquivos climatológicos de um “ano típico”, que vem a ser a escolha de 12 meses de registros que melhor representem as condições climatológicas típicas com base em um conjunto de dados plurianuais.

A localidade modelada foi Bom Jesus da Lapa, na Bahia, devido a disponibilidade de dados meteorológicos agregados ao software SAM para esta localidade, que além disso apresenta DNI (Irradiação Direta Normal) que contempla o requisito para a instalação de empreendimentos de geração heliotérmica e segundo BURGI (2013), cujas áreas aptas para instalação de plantas heliotérmicas estavam mais próximas às áreas com disponibilidade de dados meteorológicos, dispensando o uso de fatores de conversão para simular a geração de energia elétrica em um ano de operação, utilizando o SAM.

Optou-se por adotar uma capacidade instalada para as três plantas de 100 MW. No que tange os parâmetros financeiros e econômicos utilizados nas plantas CSP simuladas no SAM, a taxa de desconto utilizada foi de 10% a.a., a taxa interna de retorno (TIR) foi de 15% a.a. e o período de vida útil das plantas CSP simuladas foi de 30 anos (TRAMA, 2021)

Quadro 3.4: Plantas Típicas usadas na Simulação da Geração Anual Horária

Parâmetro	CPCA_ÁGUA	CPCA_AR	CPCA_AGUA_D
Armazenamento	6 horas Máxima eficiência	6 horas Máxima eficiência	6 horas Despacho no pico
Potência Instalada	100 MW	100 MW	100 MW
Múltiplo solar	1,7	1,7	1,7
Irradiação de projeto *	750 W/m2	750 W/m2	750 W/m2
TOD Factors	Despacho uniforme	Despacho uniforme	Despacho uniforme

¹⁵ System Advisor Model Version 2018.11.11 (SAM 2018.11.11). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Accessed since 2020.

Parâmetro	CPCA_ÁGUA	CPCA_AR	CPCA_AGUA_D
Vida útil	30 anos	30 anos	30 anos
Refrigeração	Úmida	Seca	Úmida
Controle do Despacho**	Apenas 1 período; no período 1 pode-se despachar 100% do armazenamento dia ou noite; Turb. Out. Fraction 1.05	Apenas 1 período; no período 1 pode-se despachar 100% do armazenamento dia ou noite; Turb. Out. Fraction 1.05	2 períodos: p1 - 12am a 16pm / p2 - 17pm a 11pm; no período 1 apenas armazena, no período 2, despacha o armazenamento; Turb. Out. Fraction 1.05

Fonte: Elaboração Própria

* Referências para este parâmetro: Trama (2023) e Malagueta (2013).

** O **anexo 2** apresenta as telas do SAM onde está definido o controle do despacho.

Utilizando as informações disponíveis no artigo "Cost-Benefit Analysis of Solar Thermal Plants with Storage in a Hydrothermal System" (TRAMA et al, 2021), e os demais parâmetros *default* do próprio modelo SAM, foi realizada parametrização do múltiplo solar da planta modelo, tendo como referência o custo nivelado da energia, obtendo-se neste caso o valor de 1,7, para as três alternativas de tipo de projeto. A importância da definição do múltiplo solar da planta modelo é seu impacto direto na geração da planta, no custo de investimento a ser utilizado no modelo de planejamento de longo prazo, além de influenciar nos impactos ambientais no ciclo de vida das plantas, pela influência no consumo de materiais. As Figuras 3.18 a 3.20 apresentam os valores obtidos no processo de otimização do múltiplo solar dos três arranjos de CSP propostos.

Figura 3.18: Variação do LCOE - planta CPCA - Refrigeração a Água - Bom Jesus da Lapa.



Figura 3.19: Variação do LCOE - planta CPCA - Refrigeração a Ar - Bom Jesus da Lapa.

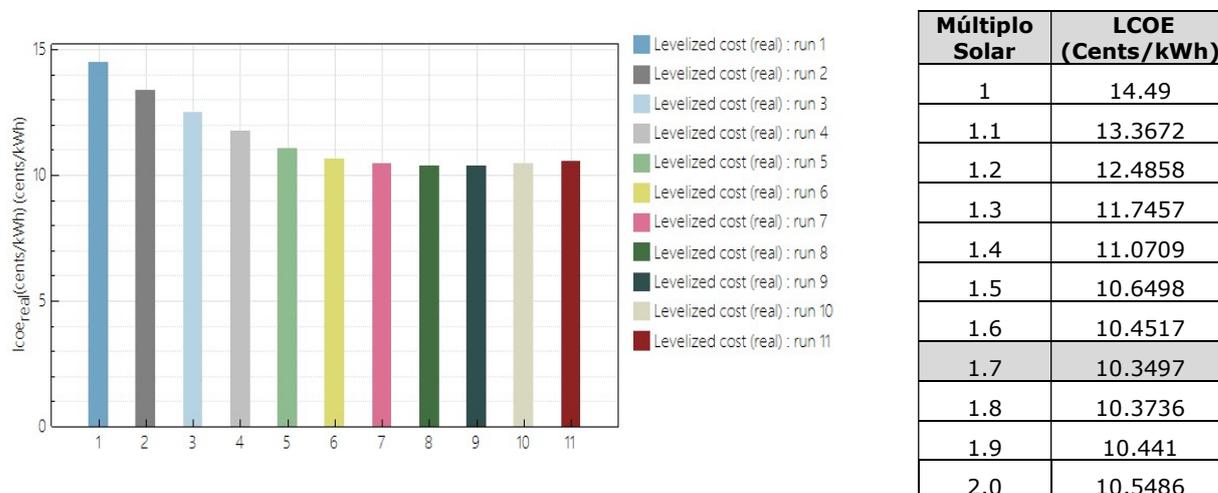
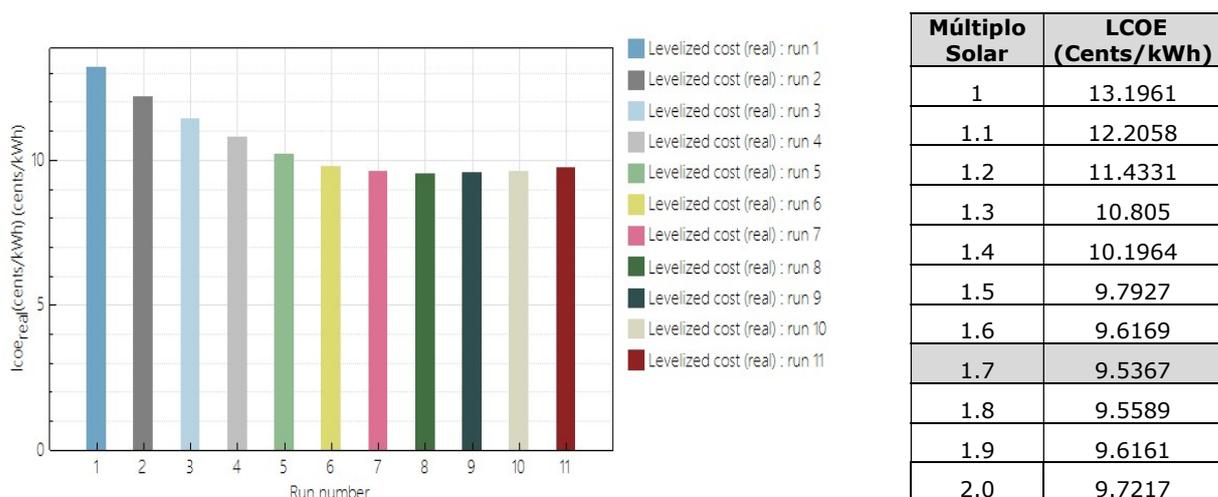


Figura 3.20: Variação do LCOE - planta CPCA - Refrigeração a Água - Armazena calor e despacha a partir das 18:00, em Bom Jesus da Lapa.



Ao gerar a simulação de geração horária no ano típico, percebeu-se que nas horas da madrugada em que não há irradiação solar e não há armazenamento disponível para o despacho foram encontrados valores negativos, indicando que a planta consome energia elétrica nestes períodos, para a manutenção de seus equipamentos. Estes valores negativos foram descartados ao serem calculadas as médias de geração mensal e por estação do ano.

Foram feitas comparações nas curvas de sazonalidade da geração heliotérmica em quatro diferentes localidades do Nordeste, a saber, Bom Jesus da Lapa, Fortaleza, Recife e Petrolina, usando dados de geração referentes à tecnologia calha parabólica

com armazenamento de 6 horas e refrigeração a água. Os gráficos da Figuras 3.21 e 3.22 mostram as curvas de sazonalidade e fatores intradiários, para as localidades de referência.

Figura 3.21: Curva de Sazonalidade CPCA - Localidades do Nordeste

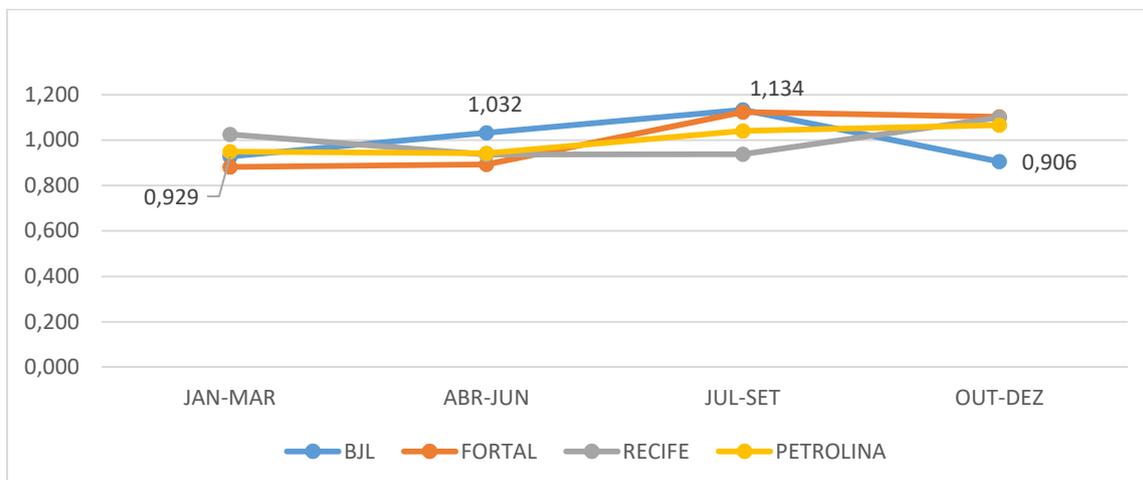
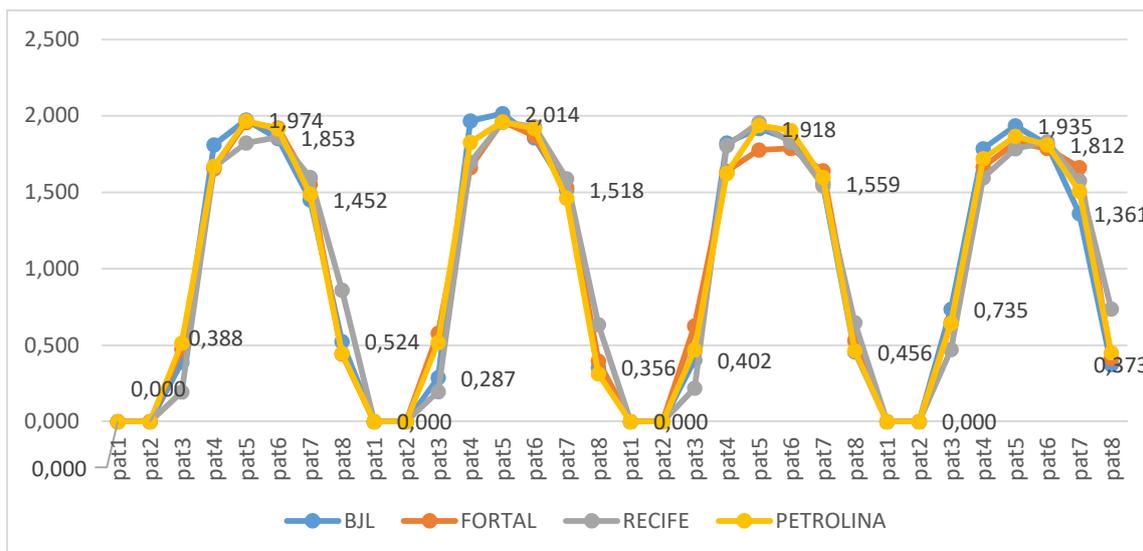


Figura 3.22: Fatores Intradiários - Localidades do Nordeste



Observou-se uma variação sazonal de comportamento similar e pequena discrepância na distribuição dos fatores intradiários nas quatro localidades de referência, o que permitiu a continuidade do exercício extrapolando os parâmetros obtidos com a simulação em Bom Jesus da Lapa para a região Nordeste como um todo.

O indicador de saída do *software* SAM utilizado para realizar o cálculo dos fatores de sazonalidade e intradiários foi o *System Power Generated*, que representa a energia gerada entregue ao sistema interligado. Os resultados obtidos são apresentados nos Quadros 3.5, 3.6 e 3.7, a seguir.

Quadro 3.5: Fatores Sazonais e Intradiários - Calha Parabólica - Refrigeração ÚMIDA COM Armazenamento de 6 horas (CPCA_ÁGUA)

Patamares	Jan-Mar	Abr-Jun	Jul-Set	Out-Dez
12:00-2:00	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00-5:00	0,000	0,000	0,000	0,000
6:00-8:00	0,452	0,354	0,447	0,837
9:00-11:00	2,025	2,335	2,029	2,023
12:00-14:00	2,120	2,259	2,012	2,031
15:00-17:00	1,967	1,986	1,872	1,806
18:00-20:00	1,188	1,001	1,372	1,045
21:00-23:00	0,249	0,065	0,269	0,257
Estações	0,91	0,99	1,18	0,91

Quadro 3.6: Fatores Sazonais e Intradiários - Espelho Parabólico Refrigeração SECA COM Armazenamento de 6 horas (CPCA-AR)

Patamares	Jan-Mar	Abr-Jun	Jul-Set	Out-Dez
12:00-2:00	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00-5:00	0,000	0,000	0,000	0,000
6:00-8:00	0,438	0,343	0,443	0,840
9:00-11:00	2,008	2,315	2,014	2,003
12:00-14:00	2,087	2,219	1,971	1,998
15:00-17:00	1,969	1,999	1,878	1,808
18:00-20:00	1,233	1,045	1,409	1,081
21:00-23:00	0,266	0,079	0,285	0,271
Estações	0,92	1,00	1,19	0,90

Quadro 3.7: Fatores Sazonais e Intradiários - Espelho Parabólico Refrigeração ÚMIDA com Armazenamento de 6 horas e despacho controlado do armazenamento (CPCA-AGUA_D)

Patamares	Jan-Mar	Abr-Jun	Jul-Set	Out-Dez
12:00-2:00	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00-5:00	0,000	0,000	0,000	0,000
6:00-8:00	0,422	0,355	0,444	0,810
9:00-11:00	1,949	2,285	2,007	1,957
12:00-14:00	1,982	2,072	1,923	1,795
15:00-17:00	1,865	1,787	1,786	1,675
18:00-20:00	1,456	1,403	1,543	1,465
21:00-23:00	0,325	0,098	0,295	0,298
Estações	0,91	0,99	1,19	0,91

A vida útil média para os empreendimentos de geração heliotérmica foi considerada de 30 anos (TRAMA, 2021). O fator de capacidade utilizado para cada uma das tecnologias CSP foi calculado de acordo com a média das estimativas de geração de

um ano de operação de uma planta de 100 MW de potência instalada na localidade de Bom Jesus da Lapa, usando o *software* SAM.

Quadro 3.8: Fatores de Capacidade das Alternativas CSP (%) e Vida Útil (anos)

Tecnologia	Fator de Capacidade (%)	Vida Útil (anos)
CPCA_AGUA	48,9	30
CPCA_AR	43,9	30
CPCA_AGUAD	48,4	30

Fonte: Elaboração própria – simulação *software* SAM

3.3.3. Fator de Capacidade Médio e Vida Útil

Alguns parâmetros que interferem na comparação entre as tecnologias são o fator de capacidade médio e a vida útil. Estes parâmetros definem-se como:

- Fator de capacidade médio - É a relação entre a energia gerada por uma usina e a respectiva capacidade instalada, ou seja, quanto uma usina gera em relação ao seu máximo possível. Para o cálculo do fator de capacidade, três fatores são considerados: potência, energia e horas. As diferentes tecnologias de geração de energia elétrica apresentam valores médios de fator de capacidade.
- Vida útil - A vida útil de uma usina refere-se ao período de tempo em que a usina pode operar de forma eficiente e segura, sem a necessidade de grandes reformas ou substituições de equipamentos.

A micro e mini geração distribuída (MMGD) foi inserida no modelo arbitrando-se a expansão externamente ao modelo, usando como base o Plano Nacional de Energia (PNE 2050) e o Plano Decenal de Expansão (PDE 2030). O Quadro 3.8 mostra a vida útil e fator de capacidade utilizadas no Cenário Base, cuja estrutura tem como referência o *deck* 2026.

Quadro 3.9: Fator de Capacidade Médio e Vida Útil das Tecnologias - Deck 2026

Tecnologia	Fator de Capacidade Médio (%)	Vida Útil (anos)
Térmica a carvão	70,0	40
Térmica a gás ciclo simples	60,0	30
Térmica a gás ciclo combinado	90,0	30
Térmica a lenha	80,0	30
Termonuclear	85,0	60
Térmica a biomassa da cana	0,30	25

Tecnologia	Fator de Capacidade Médio (%)	Vida Útil (anos)
Hidroelétrica	55,0 (SE); 46,0 (S); 44,0 (NE); 57,0 (N)	60
PCH	50,0	60
Solar Fotovoltaica	30,	20
Eólica	44,0 (NE); 40,0 (S)	25
Micro e Mini Geração Distribuída	-	-

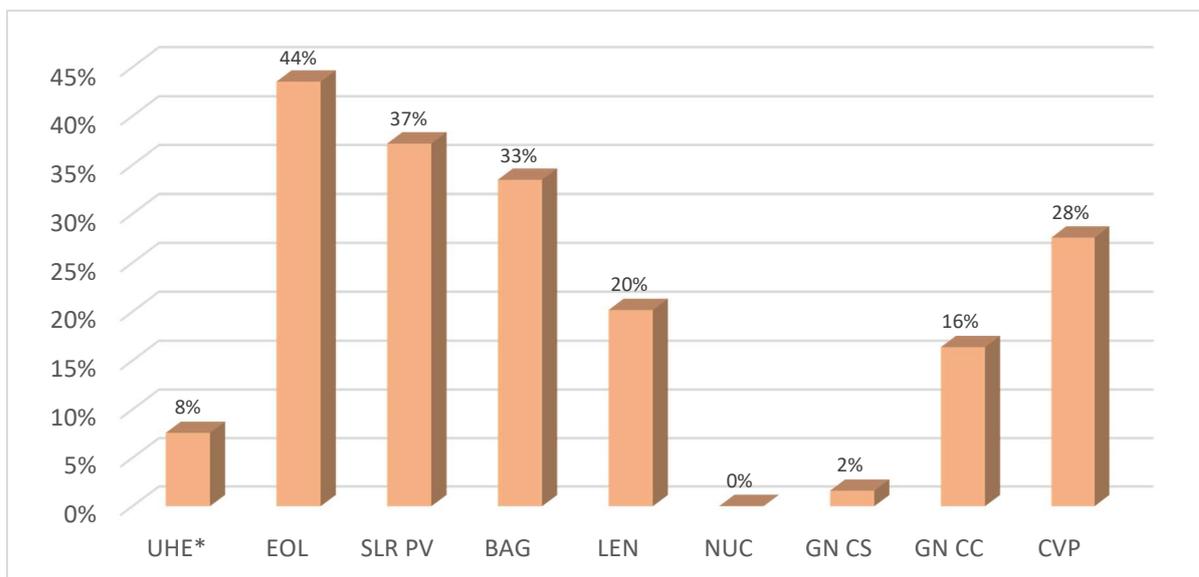
Fonte: Deck 2026

3.4. Atualização dos Custos de Investimento e Operação

Os custos de investimento das tecnologias de geração de energia elétrica e transmissão presentes no deck do Cenário Base foram atualizados com base na publicação “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 – Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão” (BRASIL, 2021).

De forma geral os custos de investimento para implantação das diferentes tecnologias avaliadas no plano decenal de energia tiveram queda, conforma pode ser observado na Figura 3.23.

Figura 3.23 - Queda dos Custos de Investimento das Principais Fontes de Geração de Energia Elétrica entre os PDEs 2026 e 2030 (%)



Fonte: Brasil, 2021

As tecnologias que apresentaram queda mais expressiva em seus custos de investimento entre os planos decenais 2026 e 2030 foram a geração eólica e solar fotovoltaica. A geração eólica já se mostrava competitiva, confirmando a forte

tendência a expansão da geração eólica no Brasil. A queda nos custos de investimento da geração solar fotovoltaica se traduziu num aumento expressivo da participação desta fonte na matriz elétrica brasileira.

Os custos da publicação de referência foram convertidos para dólar usando o câmbio utilizado no PDE 2030 (1US\$=4,90R\$) e para a unidade de geração tep, para compatibilização com a unidade de medida utilizada no Modelo MATRIZ, e são apresentados no Quadro 3.10.

Quadro 3.10: Custos de Investimento e de Operação – PDE 2030

Tecnologias	CAPEX REFER. SEM JDC PDE 2030	CAPEX REFER. S/ JDC PDE 2030	Custos de O&M fixo PDE 2030	Custos de O&M fixo PDE 2030
	R\$/kW*	US\$/tep	R\$/kW*	US\$/tep
UHE_N	9.237,99	2.502,52	40,00	10,83
UHE_NE	10.800,00	2.925,67	40,00	10,83
UHE_SE	11.958,66	3.239,54	40,00	10,83
UHE_S	8.851,89	2.397,94	40,00	10,83
PCH_Md	7.500,00	2.031,71	90,00	24,38
Eólica onshore	4.500,00	1.219,03	90,00	24,38
Eólica Offshore	12.250,00	3.318,47	490,00	132,74
Solar PV centralizada	4.000,00	1.083,59	50,00	13,54
Termonuclear	24.500,00	6.636,93	490,00	132,74
Térmicas a Carvão	9.800,00	2.554,77	160,00	43,34
Térmicas a gás natural cs	3.400,00	921,05	240,00	65,02
Térmicas a gás natural cc	4.100,00	1.110,66	160,00	43,34
Bagaço de cana	4.000,00	1.083,59	90,00	24,38
Cavaco de madeira	6.000,00	1.625,37	120,00	32,51
Interligações	R\$/Kw*	US\$/tep	R\$/kW/mês	US\$/TEP/ano
N-SE, N-S	1800	487,62	19,5	63,39
NE-SE, N-NE	1400	379,25	15,17	49,31
SE-S	800	216,72	8,67	28,18

Fonte: Adaptado de BRASIL, 2021

3.4.1. Custos de Combustíveis Fósseis

Uma forma de considerar os custos dos combustíveis utilizado em plantas de geração de energia elétrica no modelo matriz é inserir o preço do CVU (Custos Variáveis Unitários das termelétricas) como custos de operação. No caderno de custos adotados no PDE 2030 (BRASIL, 2021) obtém-se os seguintes valores.

Quadro 3.11: CVU Combustíveis - PDE 2030

Tecnologias	CVU - Custo oper (combustível)	CVU - Custo oper	Observação
	R\$/MWh	\$ / TEP	
Térmica a gás natural cs	451	1.070,24	Limite inferior CVU
Térmica a gás natural cc	312	740,39	Inflexibilidade 50%
Térmica a carvão nacional	122	291	Flexibilidade 0%
Termonuclear	44	104	Flexibilidade 0%
Térmica a Biomassa	-	-	-

Fonte: BRASIL, 2021, p. 57

3.4.2. Premissas do PNE 2050 e PDE 2030 e as Restrições do Modelo

Foram atualizadas algumas premissas, parâmetros e critérios do *deck* de 2026 com valores relativos aos do Plano Decenal 2030. Para tal foram consultados o caderno de parâmetros de custos do Plano Decenal 2030 (BRASIL, 2021b), o caderno Oferta Potencial de Gás Natural (BRASIL, 2020) e o item 3.5 do Plano Decenal 2030, onde é descrito o Cenário de Referência.

A expansão de geração centralizada indicativa apresentada no plano decenal de energia tem por objetivo atender à projeção de demanda prevista para o cenário de referência ao menor custo total, tendo como escopo o atendimento dos requisitos de energia e potência para o horizonte decenal.

Foi inserida a expansão por tecnologia entre os anos 2026 e 2030, fixada de acordo com dados do PDE 2030 (BRASIL, 2021, pg 79). A partir de 2030 e até 2050 as restrições deram maior espaço para a geração eólica, solar fotovoltaica, termelétrica a gás natural e termonuclear. O Quadro 3.12 faz um resumo das premissas, parâmetros e critérios da expansão utilizados como restrições no Cenário Base. A base para a definição destas restrições são o PDE 2030 (BRASIL, 2021b) e o PNE 2050 (BRASIL, 2020 e BRASIL, 2020b), permitindo nos últimos períodos do horizonte do plano, um maior grau de liberdade em relação a estas referências, para dar espaço à tomada de decisão por parte do modelo.

Quadro 3.12: PDE 2030 – Referências para a Expansão

Expansão nos Períodos até 2050	Condição	MW	Ktep/ano	Base para Definição da Referência
UHE (P6)	Igual	4.333,00	3.264,31	PDE 2030
UHE (P6, P7, P8, P9, P10)	Até (cada 5 anos)	5.000,00	3.766,80	PDE 2030
UHE 2030-2050	Até 20 GW	20.000,00	15.067,20	PNE 2050

Expansão nos Períodos até 2050	Condição	MW	Ktep/ano	Base para Definição da Referência
PCH/CGH (6)	Igual	1.500,00	1.130,04	PDE 2030
PCH/CGH (7, 8)	Até (5 anos)	1.500,00	1.130,04	PDE 2030
PCH/CGH até 2050 (6,7,8,9,10)	Somatório até 2050	12.000,00	9.040,32	PNE 2050
Biomassa (BAG+CAV) P6	Igual (5 anos)	400,00	301,34	PDE 2030
Bagaço (7, 8, 9, 10)	Pelo menos (5 anos)	400,00	301,34	PDE 2030
Biomassa (7, 8, 9, 10)	Até (5 anos)	2.000,00	1.506,72	PDE 2030
Eólica p6	Igual	11.875,00	8.946,15	PDE 2030
Eólica NE e S (7, 8)	Até (5 anos)	15.000,00	11.300,40	PDE 2030
Eólica (9,10)	Até (5 anos)	39.821,60	30.000,00	Expansão "Livre"
Solar PV P6	Igual	3.655,00	2.753,53	PDE 2030
Solar PV NE e SE (7, 8)	Até (5 anos)	15.000,00	11.300,40	PDE 2030
Solar PV (9,10)	Até (5 anos)	39.821,60	30.000,00	Expansão "Livre"
Carvão	Igual (5 anos)	1.750,00	1.318,38	PDE 2030
UTE Flexível CS 2030 (6)	Igual	12.334,00	9.291,94	PDE 2030
UTE CC + CS (7,8)	Até	30.000,00	22.600,80	Expansão "Livre"
UTE CC + CS (9, 10)	Até	39.821,60	30.000,00	Expansão "Livre"
Limites Produção de Gás Natural nas Restrições-				PDE 2026
p4 - 2020		29.120,21	21.938,00	
p5 - 2025		39.821,60	30.000,00	
p6 - 2030		48.946,06	36.874,00	
p7 - 2035		57.077,63	43.000,00	
p8 - 2040		66.852,50	50.364,00	
p9 - 2045		86.280,13	65.000,00	
p10 - 2050		109.275,78	82.324,00	
MMGD	Expansão em 2050 igual a 50 MW instalados. A expansão foi arbitrada no período	MW	Ktep/ano	PNE 2050
p1 - 2015		0,00	0,00	
p2 - 2016		0,00	0,00	
p3 - 2018		3.000,00	2.260,08	
p4 - 2020		2.000,00	1.506,72	
p5 - 2025		13.000,00	9.793,68	
p6 - 2030		7.000,00	5.273,52	
p7 - 2035		6.666,67	5.022,40	
p8 - 2040		6.666,67	5.022,40	
p9 - 2045		6.666,67	5.022,40	

Expansão nos Períodos até 2050	Condição	MW	Ktep/ano	Base para Definição da Referência
p10 - 2050		5.000,00	3.766,80	
Nuclear (5, 6, 7, 8, 9, 10)	Até	9.999,20	7533	Expansão "Livre"

Fonte: Elaboração Própria

Lembrando que os períodos são: P1 – 2015; P2 – 2016; P3 – 2018; P4 – 2020; P5 – 2025; P6 – 2030; P7 – 2035; P8 – 2040; P9 – 2045 e P10 – 2050. Como exemplo, a terceira linha indica que para a geração hidrelétrica entre os períodos 6 e 10 é possível acrescentar no máximo 5 GW por período, ou seja, a cada 5 anos.

A expansão por tecnologia em 2030, o período 6, foi dada pelo valor apresentado no Quadro 3-5 do PDE 2030, página 79, "expansão por tecnologia entre os anos de 2026 e 2030 em capacidade instalada (MW)". No que diz respeito a expansão da geração hidrelétrica (uhes e pchs), considerando o potencial total de 176 GW, cerca de 65% já foi explorado, e o potencial remanescente corresponde a aproximadamente 12 GW para PCHs e 50 GW para UHEs. Para restrições do modelo foi assumida a expansão máxima de 12 GW para PCHs e expansão máxima de 40% do potencial remanescente de hidrelétricas, de 20 GW no horizonte de 2050 (período 10), 7000 MW a cada período. Além disso, no PDE 2030 é fixado como parâmetro de expansão anual para PCH o valor de 300 MW a partir de 2026.

Os parâmetros para geração termelétrica a biomassa são fixados no PDE 2030, item 3.3 e página 62, como no mínimo 80 MW/ano e no máximo 400 MW/ano. Para atribuir valor à expansão da geração termelétrica a bagaço de cana e cavaco de madeira no modelo em estudo foi criado um grupo composto pelas duas tecnologias nas subdivisões do SIN onde estão representadas e usado o parâmetro apresentado no plano para o conjunto completo. O mínimo estabelecido para biomassa foi considerado o mínimo para expansão da biomassa bagaço de cana, e o máximo, foi usado como o máximo para o conjunto bagaço de cana – cavaco de madeira.

O PDE 2030 apresenta como indicação de expansão uniforme o máximo de 3.000 MW/ano para geração eólica e solar fotovoltaica, e um máximo de 5.000 MW/ano para a soma da capacidade instalada indicativa das duas tecnologias, para prover maior diversificação da matriz. Contudo no presente trabalho foi adotado apenas o valor máximo de 3.000 MW/ano para cada uma das duas tecnologias, de forma a dar mais liberdade à expansão das duas fontes.

O máximo da geração termoelétrica a gás natural em 2030 foi dado pela demanda termelétrica máxima em 2030, disponível no gráfico 7-5 da página 233 do PDE 2030, e igual a 79 milhões de metros cúbicos/dia, convertidos para ktep/ano. Cabe ressaltar

que no planejamento oficial é dada prioridade às usinas termelétricas com operação totalmente flexível, atuando em combinação com as demais fontes renováveis variáveis para atendimento aos requisitos do sistema.

A expansão da micro e minigeração distribuída (MMGD) não foi modelada no presente deck para competir com as demais alternativas de geração. Pela sua importância crescente, foi inserida como obrigatória a estimativa de expansão presente no PDE 2030, até o período 6 do deck e posteriormente utilizado o limite superior da expansão prevista para MMGD no Plano Nacional de Expansão 2050, uma potência instalada de 50 MW (Brasil, 2020, pg 161).

3.4.3. Resultados do Cenário Base (CB)

3.4.3.1 Cenário Base e Número de Patamares Diários

Tendo como base o conjunto de premissas estabelecidas, e percorrendo toda a metodologia de elaboração de expansão da oferta para o horizonte decenal, a expansão para o Cenário de Referência apresenta uma predominância de fontes renováveis, como PCH, eólica e solar fotovoltaica (centralizada e distribuída) para o suprimento de energia. Para a complementação de potência, a expansão de referência contempla termelétrica a gás natural, modernização com ampliação das usinas hidrelétricas existentes e resposta da demanda.

As tendências que mais se destacam por meio da observação dos gráficos das Figuras 3.24 e 3.25 são a diminuição da participação da geração hidrelétrica e o aumento da participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira.

A consideração de 8 patamares intradiários de carga detalha as diferenças de demanda e disponibilidade de carga considerando o consumo passado e as alternativas tecnológicas disponíveis. No caso da análise realizada, é importante para verificar se a expansão baseada em fontes intermitentes tem condições de atender ao mercado. O resultado mostra que a análise com 8 patamares privilegia as fontes despacháveis. A geração solar fotovoltaica aumenta sua participação na matriz elétrica considerando os dois gráficos, porém seu aumento é mais tímido na Figura 3.25, pois com a maior granularidade da divisão de patamares de carga a alternativa solar fotovoltaica perde atratividade.

Figura 3.24: Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 2 Patamares - Custos PDE 2030

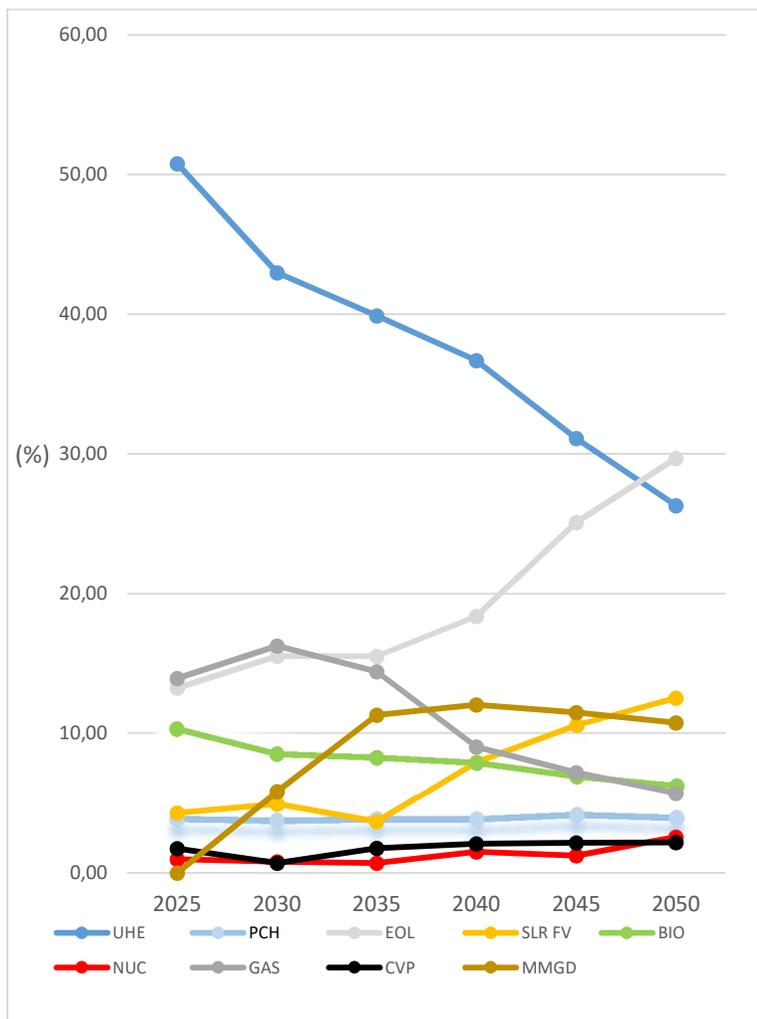
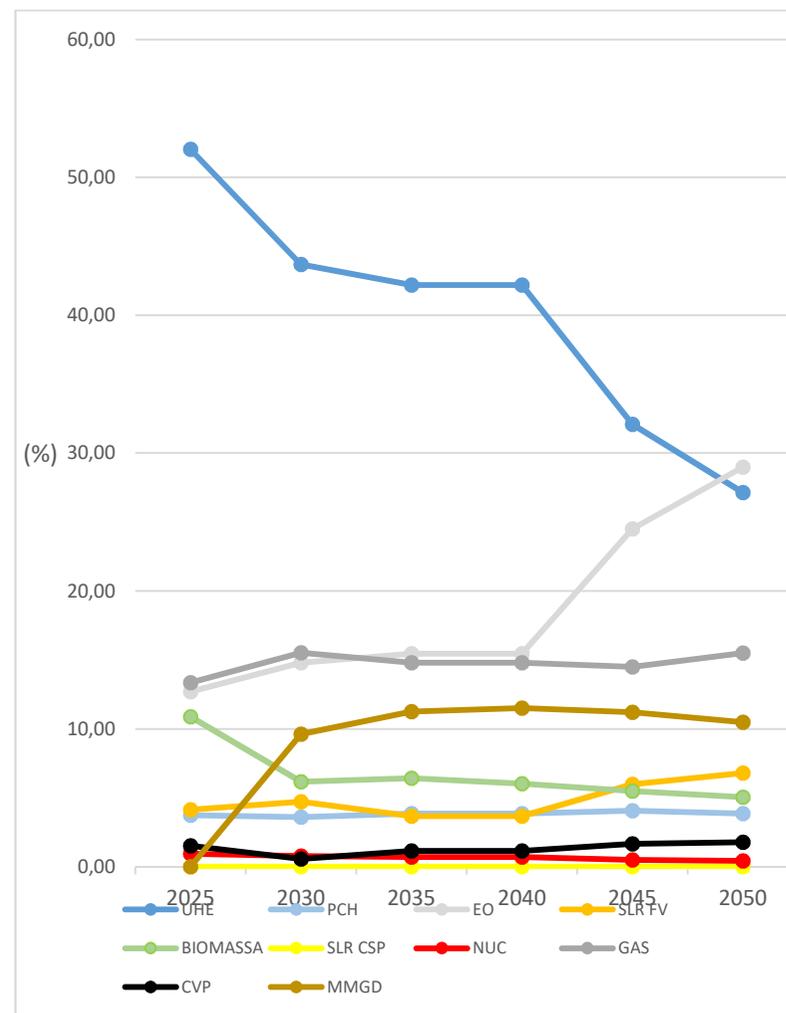
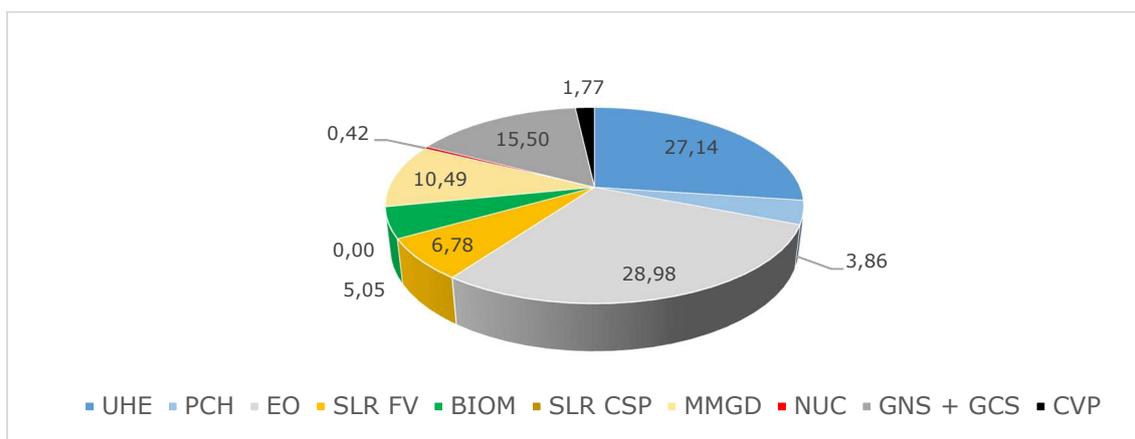


Figura 3.25: Evolução das Participação das Fontes de Geração de Energia Elétrica na Matriz Elétrica 2025 - 2050 8 Patamares - Custos 2030



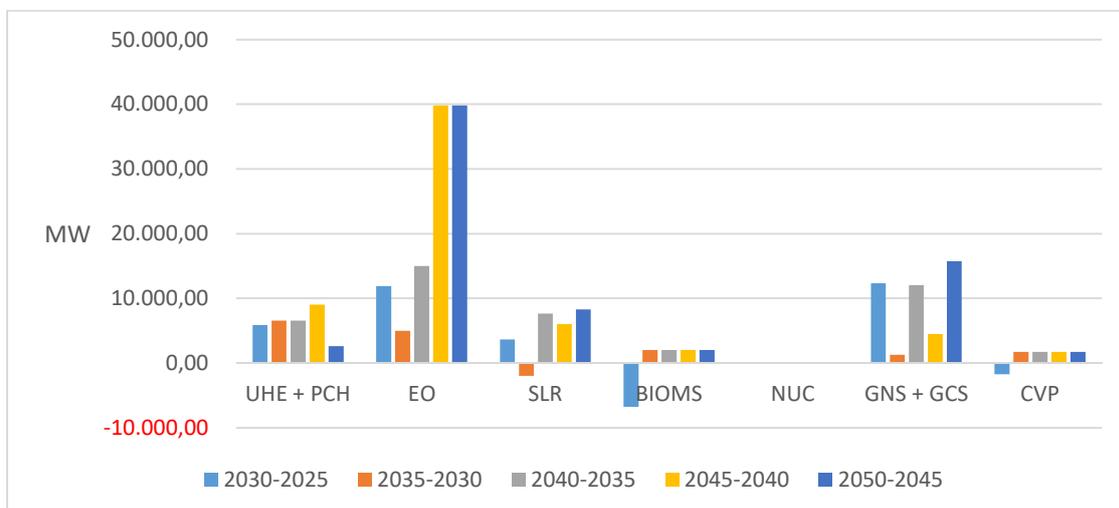
A tendência observada é a manutenção da grande participação de energia renovável na matriz elétrica nacional, que em 2025 estima-se que apresentará 82% de participação das fontes hidrelétrica, eólica, solar e biomassa. Em 2050 estima-se que esse percentual esteja em 83 %. Contudo, apresentando estrutura diferente, pois estima-se uma diminuição muito expressiva da representatividade da geração hidrelétrica na matriz elétrica, e um aumento muito expressivo da geração eólica e da geração distribuída (MMGD, neste trabalho considerada como fonte solar fotovoltaica), conforme Figura 3.26.

Figura 3.26: Composição da Matriz Elétrica - 2050 (%) Cenário Base



A Figura 3.27 mostra a expansão da potência instalada de cinco em cinco anos a partir de 2025, ilustrando como o modelo ao final do horizonte realiza a expansão da potência instalada do parque de geração de energia elétrica. Observa-se que a geração eólica se expande no limite das restrições inseridas no modelo. A geração solar fotovoltaica também se expande, complementada pela expansão hidrelétrica e termelétrica a gás natural.

Figura 3.27: Expansão por Fonte - Períodos de 5 anos



4. Resultados dos Cenários Propostos

4.1. Cenário Base + Preço Sombra sobre Emissões de GEE

A consideração de um preço sombra para as emissões de gases de efeito estufa aumenta a competitividade das alternativas de geração de energia elétrica com baixos coeficientes de emissão de gases de efeito estufa ao longo do ciclo de vida. Foram considerados dois cenários para a valoração dos coeficientes, um cenário que tem como referência o trabalho do Banco Mundial, com uma perspectiva global, em seu limite superior; e outro cenário que tem como referência o trabalho Decarboost/Centroclima (2023), elaborado para o contexto brasileiro, e que considera a perspectiva de que, para atingir a neutralidade de carbono, além da cobrança pelas emissões de GEE, é necessário ter outras iniciativas paralelas de diminuição das emissões de GEE.

Quadro 4.1: Preço do Carbono – Cenário Carbono Brasil (CCB) e Cenário Carbono Banco Mundial (CCBM)

Preço do Carbono (US\$/t CO₂eq)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CENÁRIO CARBONO BRASIL (CCB)	0	0	19,0	19,0	34,1	34,1	49,3
CENÁRIO CARBONO BANCO MUNDIAL (CCBM)	80	89	100	112	125	140	156

Fontes: Decarboost/Centroclima, 2023 e World Bank, 2017

Os coeficientes de emissões de gases de efeito estufa utilizados na simulação são apresentados no Quadro 4.2:

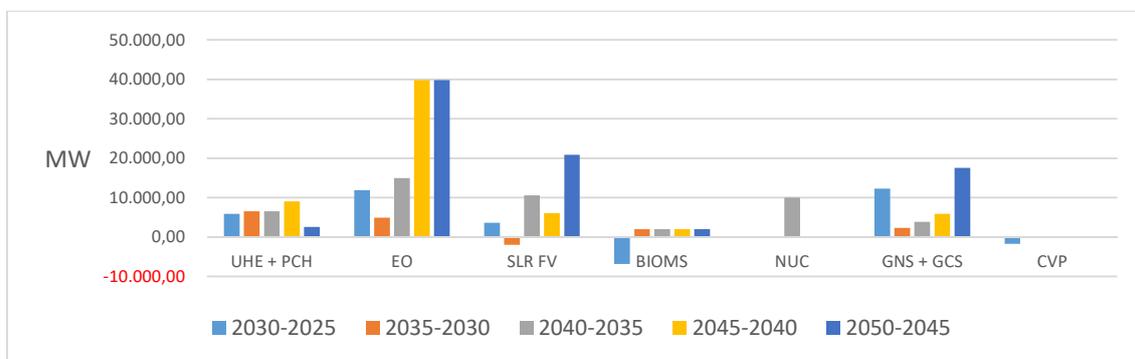
Quadro 4.2: Coeficientes de Emissão de GEE Utilizados no Modelo MATRIZ

Fontes	(t CO₂ eq / kWh gerado)			t CO₂ eq./tep
	Implant.	Operação	Total	Total
SLR	8,01E-05	2,07E-11	0,080	0,93
EOL	2,55E-05	9,23E-08	0,026	0,29
BAG	4,95E-07	3,20E-04	0,321	3,73
LEN	3,37E-06	4,39E-05	0,047	0,55
UHE	6,32E-06	7,48E-05	0,081	0,94
GCS	3,66E-07	5,65E-04	0,566	6,60
GCC	1,04E-06	3,88E-04	0,389	4,53
CVP	2,33E-06	1,44E-03	1,438	16,73
NUC	2,14E-06	1,00E-05	0,012	0,14

Fonte: Calculados - Simapro *Ecoinvent* v 3.5

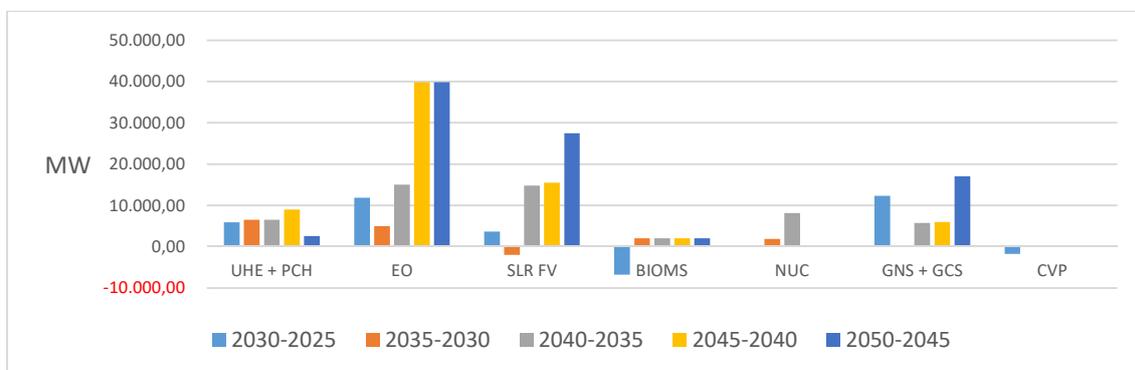
A expansão no Cenário Base + CCB até o horizonte 2050 ocorre de forma similar ao que ocorre no Cenário Base. Observa-se (Figura 4.1) que a inclusão do preço sombra para o carbono proporciona o aumento da atratividade da geração nuclear, quando subtraído P8 (2040) -P7 (2035).

Figura 4.1: Expansão por Fonte - Períodos de 5 anos - Cenário Carbono Brasil



A diferença mais notável (Figura 4.2) entre o Cenário Carbono Banco Mundial (carbono mais caro) e o Cenário Carbono Brasil (carbono mais barato) é antecipação da expansão da geração nuclear, substituindo uma entrada de geração a gás natural no P7 (2035).

Figura 4.2: Expansão por Fonte - Períodos de 5 anos - Cenário Carbono Banco Mundial



As Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 apresentam os percentuais de participação das fontes de geração de energia elétrica entre o P5 (2025) e P10 (2050) nos Cenários Base, CCB e CCBM. As principais diferenças entre os três cenários são: a **variação da evolução da participação de gás natural**, que sofre uma queda mais acentuada nos dois cenários com cobrança pelas emissões de GEE; a **participação da geração fotovoltaica**, com maior taxa de crescimento principalmente a partir P8 (2040), quanto maior o valor da cobrança pelo carbono; e a **participação da geração nuclear**, que tem baixo coeficiente de emissão de GEE, e se beneficia com essa cobrança.

Figura 4.3: Participação das Fontes de Geração na Matriz Elétrica 2025 - 2050 - 8 Patamares - Custos 2030 - Cenário BASE

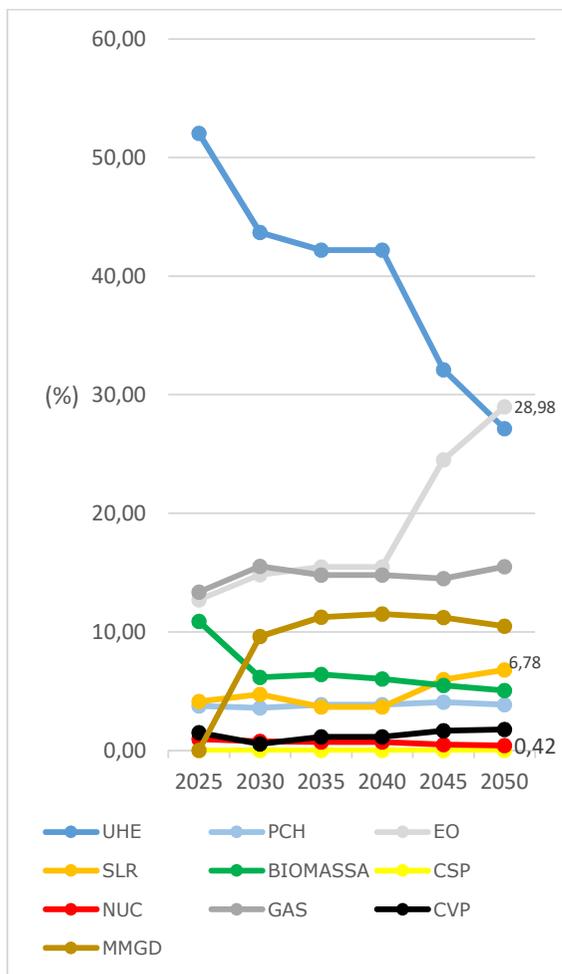


Figura 4.4: Participação das Fontes de Geração na Matriz Elétrica 2025 - 2050 - 8 Patamares - Custos 2030 - CCB

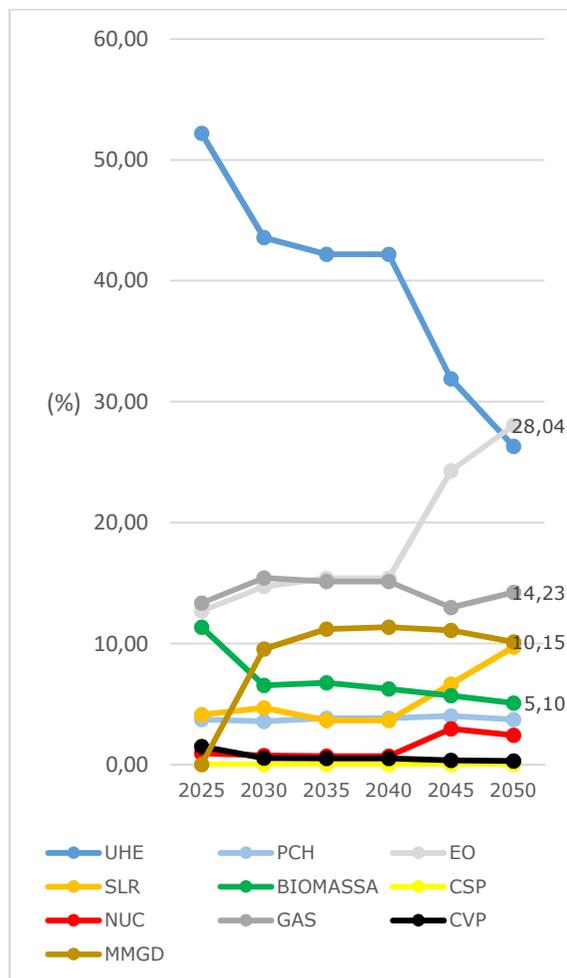
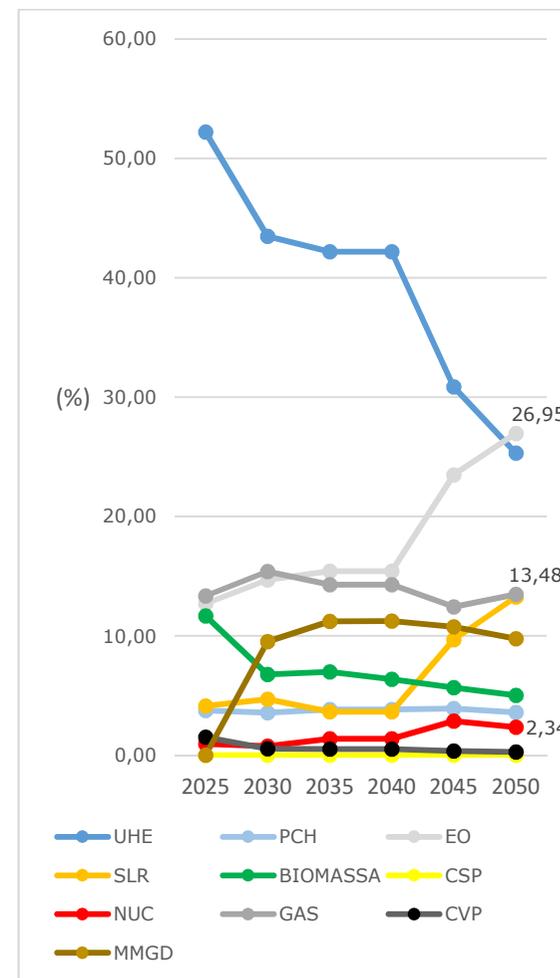
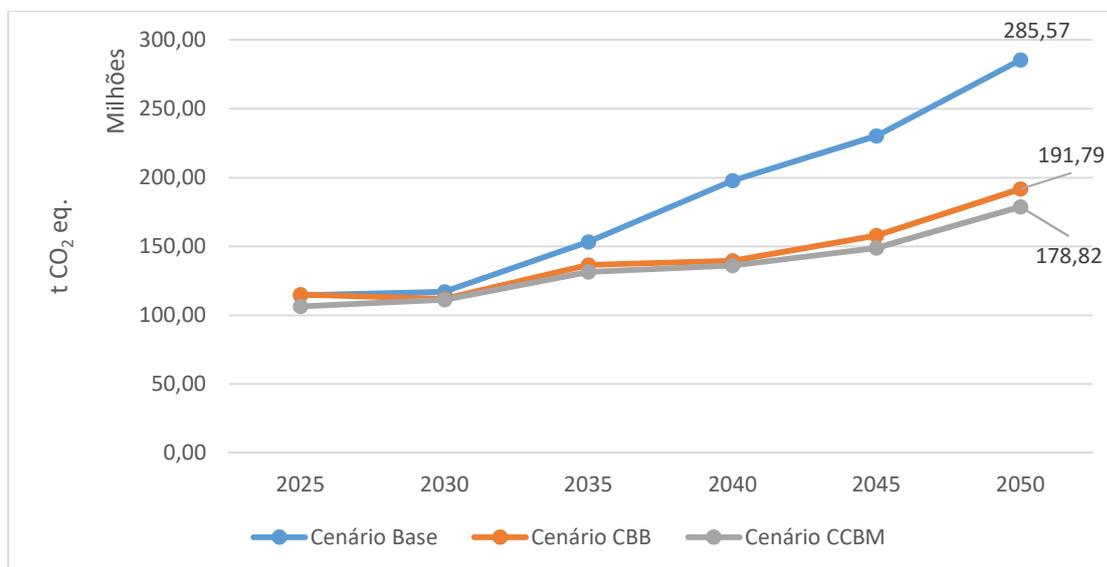


Figura 4.5: Participação das Fontes de Geração na Matriz Elétrica 2025 - 2050 - 8 Patamares - Custos 2030 - CCBM



Existe uma diferença do montante de emissões de gases de efeito estufa ao longo do horizonte de estudo dos Cenários Base, e com custos para as emissões de GEE, como mostra o gráfico da Figura 4.6. A diferença do montante de emissões de GEE entre os Cenários CCB e CCBM, por outro lado, é menos significativa.

Figura 4.6: Emissões de Gases de Efeito Estufa na Operação



Os gráficos a seguir mostram a evolução da participação das tecnologias de geração térmica entre o P6 (2030) e P10 (2050) para os cenários Base, Carbono Brasil e Carbono Banco Mundial. A diminuição do montante de emissões na operação equivaleu a 22% a 25% entre os Cenários Base e CCB-CCBM, no acumulado 2025-2050. A diferença entre os Cenário CCB e CCBM é de cerca de 3% do montante das emissões de GEE.

No Cenário Base, considerando a geração termelétrica não renovável, o maior percentual é de térmicas a gás, com predomínio da geração a ciclo combinado. Entre as térmicas não renováveis com menos de 10% de participação no mix térmico, observa-se um aumento da participação da geração a carvão, e a não expansão da geração nuclear, o que faz sua participação decrescer (Figuras 4.7 e 4.8).

Figura 4.7: Participação da Geração a Gás Natural entre as Térmicas Não Renováveis - Cenário Base

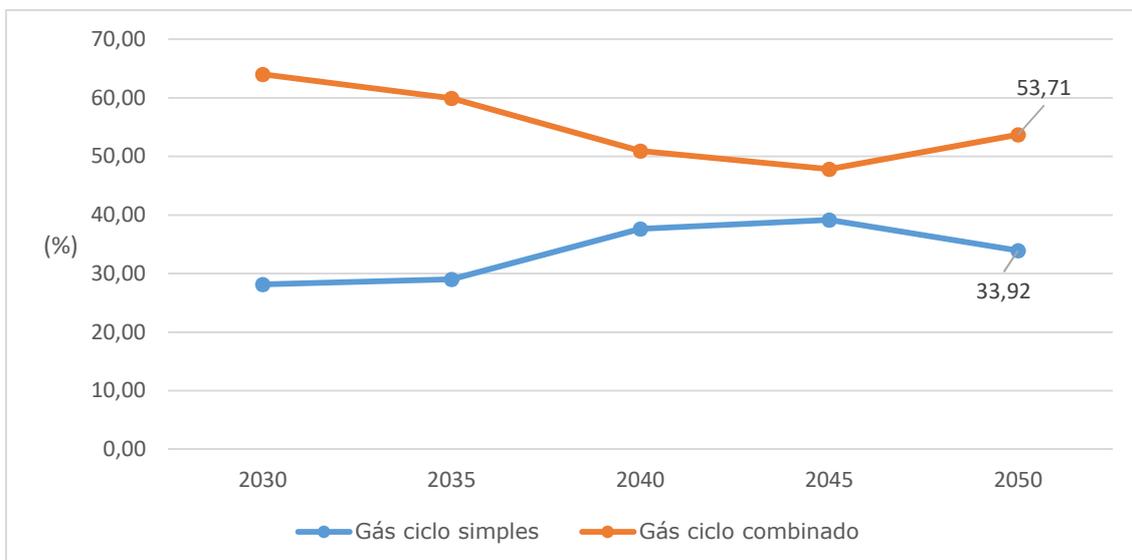
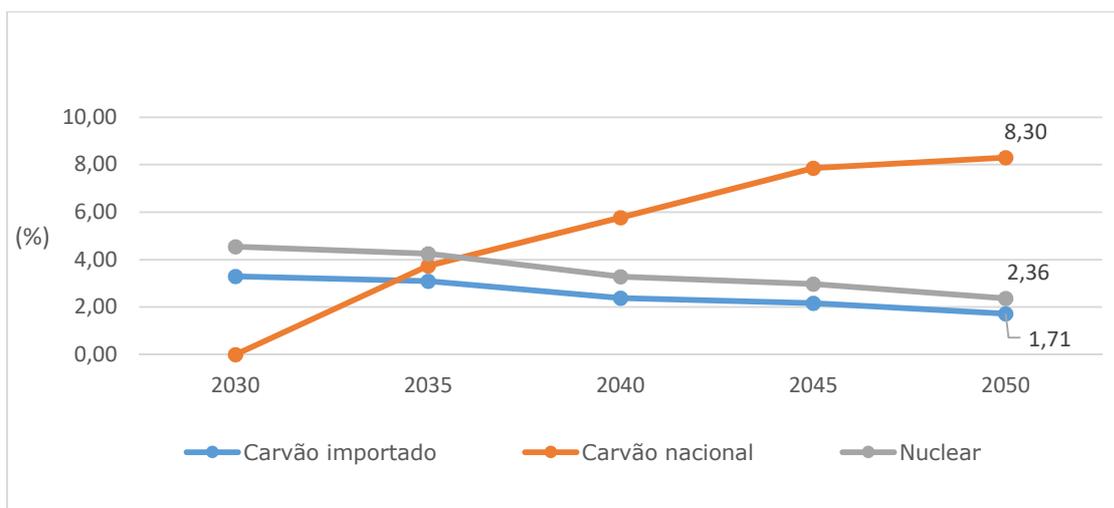


Figura 4.8: Participação da Geração a Carvão e Nuclear entre as Térmicas Não Renováveis - Cenário Base



Com a introdução de um preço sombra para o carbono (Cenário Carbono Brasil) o montante total da expansão não renovável permaneceu similar entre 2030 e 2050, com uma queda de cerca de 1%. Contudo observou-se a partir do P7 (2035) expansão expressiva da geração nuclear até o limite da restrição imposta, e a diminuição da participação da geração a gás natural ciclo combinado e da geração a carvão (Figuras 4.9 e 4.10).

Figura 4.9: Participação da Geração a Gás Natural entre as Térmicas Não Renováveis - Cenário Carbono Brasil

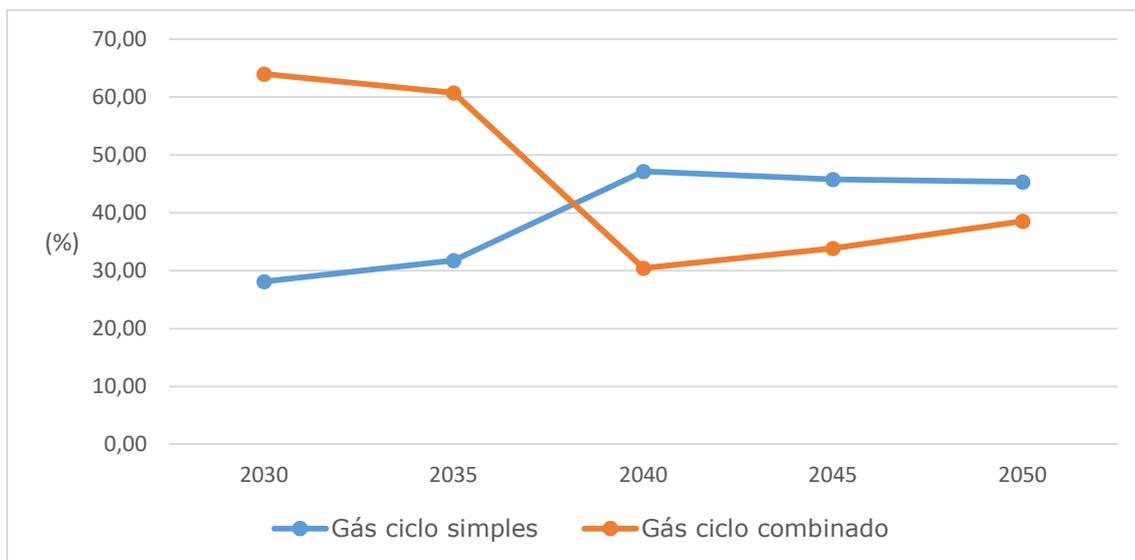
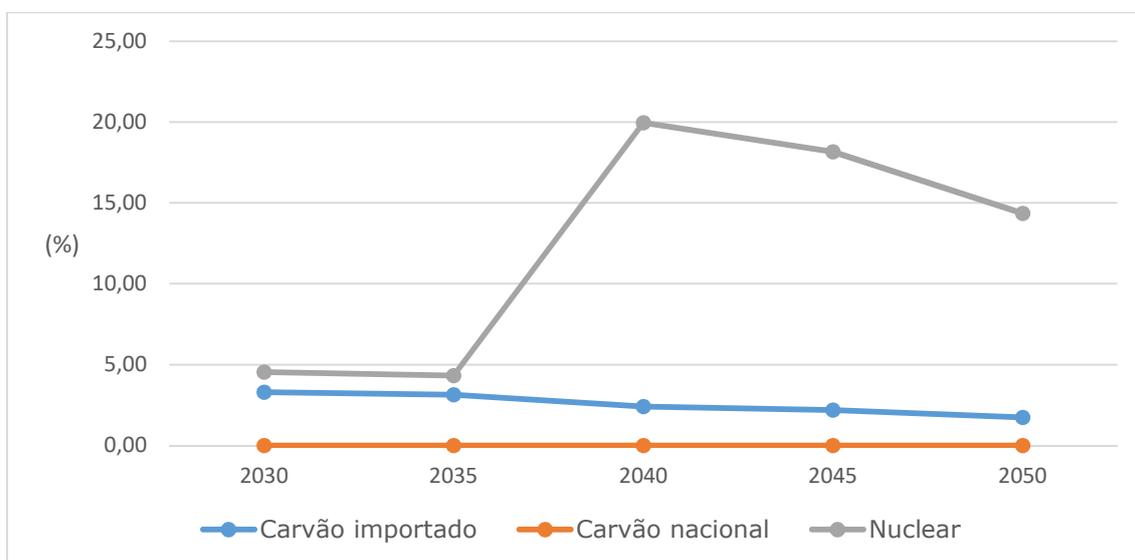


Figura 4.10: Participação da Geração a Carvão e Nuclear entre as Térmicas Não Renováveis - Cenário Carbono Brasil



No Cenário Carbono Banco Mundial o montante total da expansão não renovável permaneceu similar entre P6 (2030) e P10 (2050). Observou-se a partir do P6 (2030) expansão expressiva da geração nuclear até o limite da restrição imposta, e o aumento da participação do gás ciclo simples em relação ao ciclo combinado.

4.2. Cenário Consumo de Água Doce (CCA)

A valoração do consumo da água neste estudo foi usada como meio para gerar um impacto diferenciado, de forma a estabelecer uma proporcionalidade entre regiões de maior ou menor escassez hídrica.

Foram testados três jogos de pesos para gerar uma penalização, com cálculo apresentado no item 2.5.1, com base no indicador de escassez hídrica calculado pelo método AWARE (Boulay et al, 2013). O indicador que permitiu uma melhor diferenciação entre as alternativas de geração de energia elétrica foi o FC *AWARE* Normalizado, por criar uma maior diferenciação entre as regiões do subsistema brasileiro.

Quadro 4.3: Alternativa de Penalização Em Função do Indicador de Escassez Hídrica

Região	<i>FC_{AWARE}</i> médio	<i>FC_{AWARE}</i> máximo	FC <i>AWARE</i> Normalizado
N	0,42	0,83	1,0
NE	5,34	8,53	12,7
CO	1,02	1,86	2,4
SE	2,03	3,65	4,8
S	0,5	0,6	1,2

Fonte: Elaboração Própria

A contabilização da evaporação dos reservatórios como consumo de água penalizou as hidrelétricas como alternativa de geração de energia elétrica, por ser este um consumo bastante expressivo quando comparado aos demais. É preciso relativizar este resultado, uma vez que não foram considerados os múltiplos usos dos reservatórios, ou os benefícios da reserva de água em áreas de escassez hídrica.

O Quadro 4.4 mostra os coeficientes de consumo de água doce no ciclo de vida utilizados nas simulações realizadas.

Quadro 4.4: Coeficientes de Consumo de Água Doce – Simulação Matriz

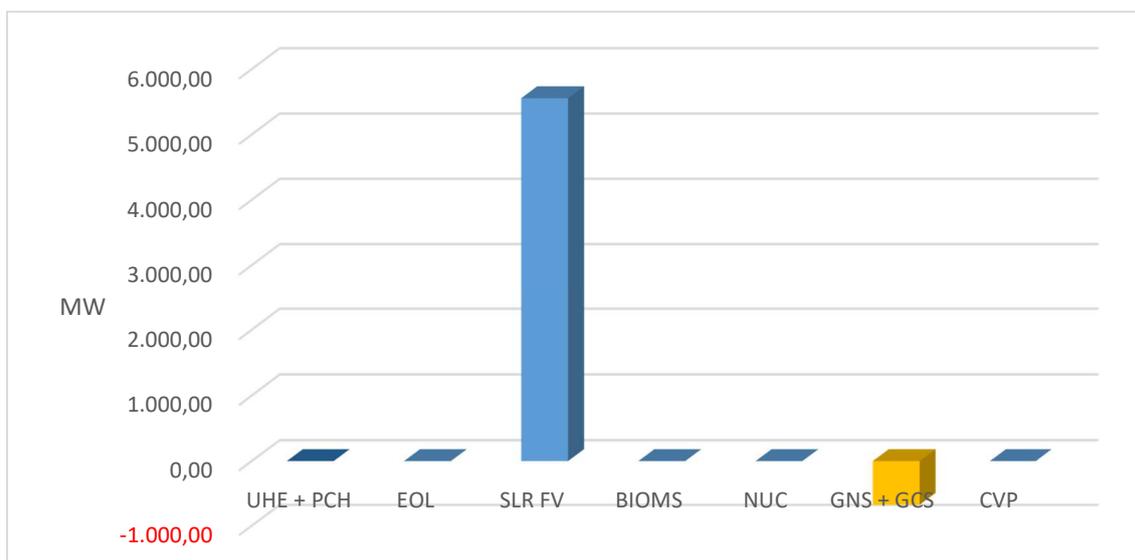
Fontes	m ³ /tep	m ³ /kWh	Referência
Solar PV	31,225	2,68E-03	Resultado Ecoinvent (TOTAL)
Eólica	3,661	3,15E-04	Resultado Ecoinvent (TOTAL)
Bagaço de cana	384,603	3,31E-02	Resultado Ecoinvent (TOTAL)

Fontes	m ³ /tep	m ³ /kWh	Referência
Lenha	1,984	1,71E-04	Resultado Ecoinvent (TOTAL)
Usinas Hidrelétricas - Norte	48,174	4,14E-03	Resultado Ecoinvent + MEDEIROS (2019)
Usinas Hidrelétricas - Nordeste	2944,226	2,53E-01	Resultado Ecoinvent + MEDEIROS (2019)
Usinas Hidrelétricas - Sul	37,588	3,23E-03	Resultado Ecoinvent + MEDEIROS (2019)
Usinas Hidrelétricas - Sudeste	226,309	1,95E-02	Resultado Ecoinvent + MEDEIROS (2019)
Gás CS	9,878	8,49E-04	Resultado Ecoinvent (TOTAL)
Gás CC	6,601	5,68E-04	Resultado Ecoinvent (TOTAL)
Carvão	32,068	2,76E-03	Resultado Ecoinvent (TOTAL)
Nuclear	34,811	2,99E-03	Resultado Ecoinvent (TOTAL)

Fonte: Elaboração Própria

A Figura 4.11 ilustra a diferença da expansão entre P5 (2025) e P10 (2050) considerando o Cenário Consumo de Água (CCA) e o Cenário Base.

Figura 4.11: Diferença entre a Expansão entre 2025 e 2050 Considerando o Cenário Consumo de Água e o Cenário Base

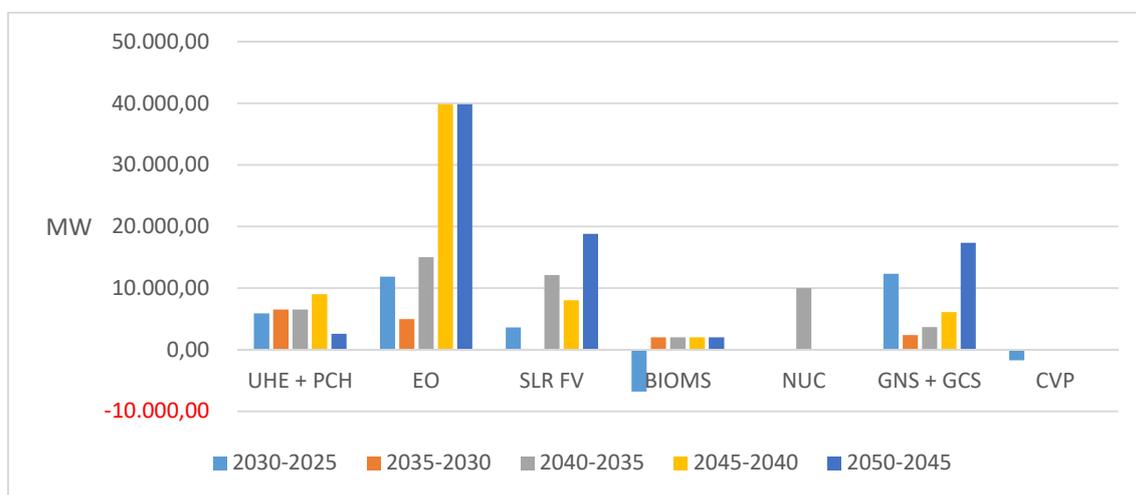


Observou-se um aumento da expansão solar fotovoltaica e uma diminuição da expansão a geração a gás natural, ou mais especificamente, um aumento da expansão a ciclo combinado e uma diminuição da expansão a gás ciclo simples, ao ser incluído o acréscimo de valor para o consumo de água doce.

4.3. Cenário IMPACTOS (CCB + CCA)

A conjunção da consideração da pegada de carbono e da pegada hídrica incluídas no planejamento como custos incorporados aos custos de investimento e operação & manutenção nem sempre caminha na mesma direção. A geração hidrelétrica, por exemplo que tem pegada de carbono compatível com a escala de grandeza das tecnologias de geração renovável, tem pegada hídrica alta, sendo por um lado ajudada e por outro penalizada pela inclusão dos custos dos dois impactos ao mesmo tempo. A expansão por fonte (Figura 4.12) mostra que fica mantida a instalação de energia nuclear no horizonte do plano e diminui a expansão de carvão e hidrelétricas.

Figura 4.12: Expansão por Fonte - Períodos de 5 anos - Cenário Base + CCB + CCA



As Figuras 4.13, 4.14 e 4.15 mostram a diferença entre a expansão considerando o Cenário IMPACTOS (CCB+CCA) e os Cenários Base (CB), Carbono Brasil (CCB) e Consumo de Água (CCA).

Quando comparado aos cenários que **NÃO** apresentam preço sombra do carbono as diferenças mais visíveis são a **menor expansão em carvão** e a **expansão da geração nuclear**, e quando comparado ao cenário **COM** o preço sombra do carbono, percebe-se a **maior expansão da geração fotovoltaica** no cenário que tem o preço diferenciado por região para o consumo de água doce.

Figura 4.13: Cenários Impactos - Cenário Base - 2025 a 2050

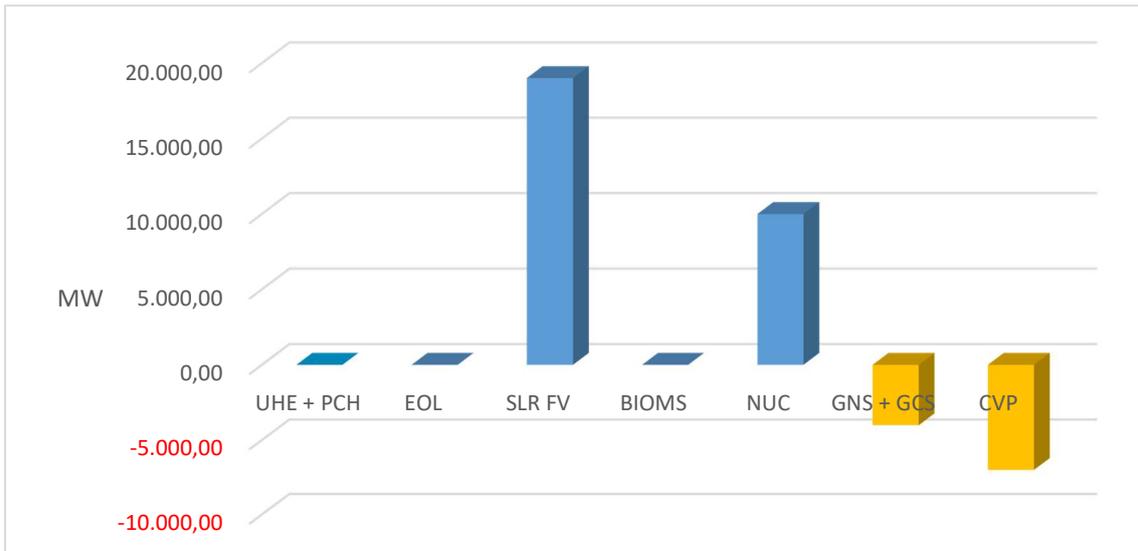


Figura 4.14: Cenários Impactos - CCB - 2025 a 2050

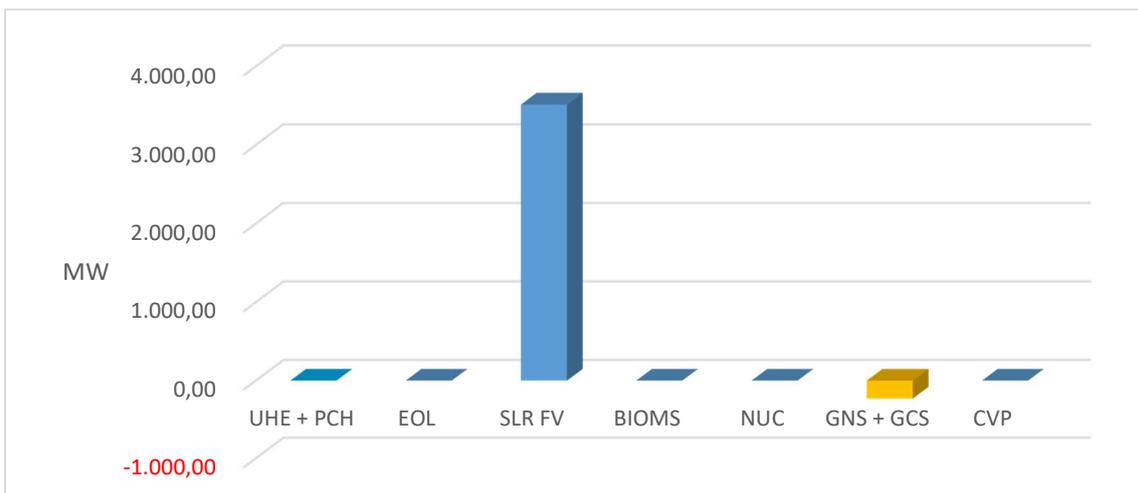
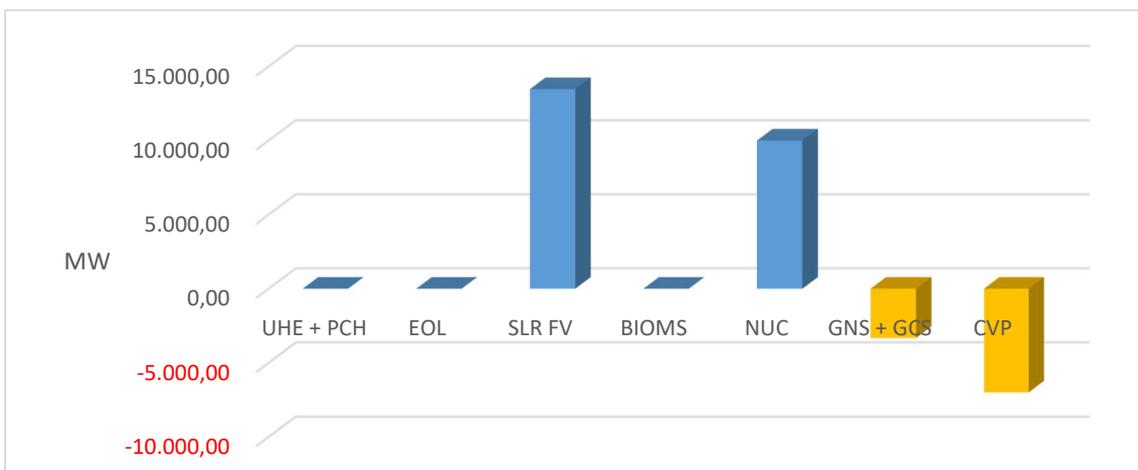


Figura 4.15: Cenários Impactos - CCA - 2025 a 2050



4.4. Inserção da Geração Heliotérmica

Adicionando a geração heliotérmica ao Caso Base foram testados quatro cenários, apresentados nos itens a seguir:

- Cenário Base + Geração Heliotérmica (HE)
- Cenário Base + Emissões de GEE + Geração Heliotérmica (CCB_HE e CCBM_HE)
- Cenário Base + Consumo de Água doce + Geração Heliotérmica (CCA_HE)

4.4.1. Cenário Base + Geração Heliotérmica (HE)

O custo total de instalação médio das plantas CSP, segundo informações da IRENA (2016) têm oscilado. Até 2020 este custo manteve-se em tendência de queda, contudo no ano de 2021 apenas uma planta CSP foi instalada, Cerro Dominador, no Chile, com 17,5 h de armazenamento, e o armazenamento grande onera o custo de instalação, contrariando a tendência dos anos anteriores. Ainda de acordo com IRENA (2022) a tendência é que as plantas CSP novas deverão conter armazenamento, o que se mostrou mais econômico e destaca uma das vantagens da geração heliotérmica, que é a despachabilidade dada pela possibilidade de haver armazenamento térmico e/ou combustível de backup.

Os custos relativos às diferentes alternativas da geração heliotérmica utilizados no presente trabalho foram obtidos por meio das simulações do software SAM. O *System Advisor Model* (SAM) é um modelo de *software* técnico-econômico gratuito, disponibilizado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) que facilita a tomada de decisões para agentes do setor de energia renovável. Foi utilizada a versão 2018.11.11, povoado com custos compatíveis com os da versão do *software* mais recente, de 2021.

Ao iniciar um novo arquivo no SAM as entradas vêm preenchidas com valores padrão para iniciar a análise, baseados em publicações de vários anos, a mais recente sendo de 2019¹⁶. As entradas nas abas "Financiamento" e "Custos do sistema" apresentam valores considerando um projeto típico localizado nos Estados Unidos. Particularmente três indicadores econômicos foram selecionados como entradas para utilização no Modelo Matriz: "*Estimated total installed cost per net capacity*" para o custo de investimento nos anos iniciais do planejamento, "*fixed cost capacity*", para

¹⁶ Turchi, C.; Boyd, M.; Kesseli, D.; Kurup, P.; Mehos, M.; Neises, T.; Sharan, P.; Wagner, M.; Wendelin, T. (2019) CSP Systems Analysis - Final Project Report. NREL/TP-5500-72856

os custos fixos de manutenção e “*variable cost by generation*”, para os custos variáveis da operação

Foi aplicada uma curva de decréscimo dos custos obtidos no SAM, usando a proporção da curva da IRENA/IEA (BRASIL, 2018b apud IRENA 2016), já apresentada no item 1.2 deste estudo. O Quadro 4.5 apresenta as taxas de decréscimos a serem aplicadas nos custos de investimento para instalação de plantas CSP ao longo do horizonte de estudo.

Quadro 4.5: Decréscimo do Custo de Investimento para a Tecnologia CSP Calha Parabólica com armazenamento de 6 horas entre 2015 e 2050

Período	Custo de Investimento (\$/kW)	Decréscimo (%)
2015-2019	5600	-
2020-2029	4050	27,68
2030-2039	3300	18,52
2040-2050	3100	6,06

Fonte: Adaptado de (EPE 2018 apud IRENA 2016)

A seguir são apresentados os valores para as diferentes tecnologias CSP a serem inseridos no Modelo Matriz, já convertidos para a unidade utilizada no modelo.

Quadro 4.6: Custos de Investimento, O&M Fixo e O&M Variável

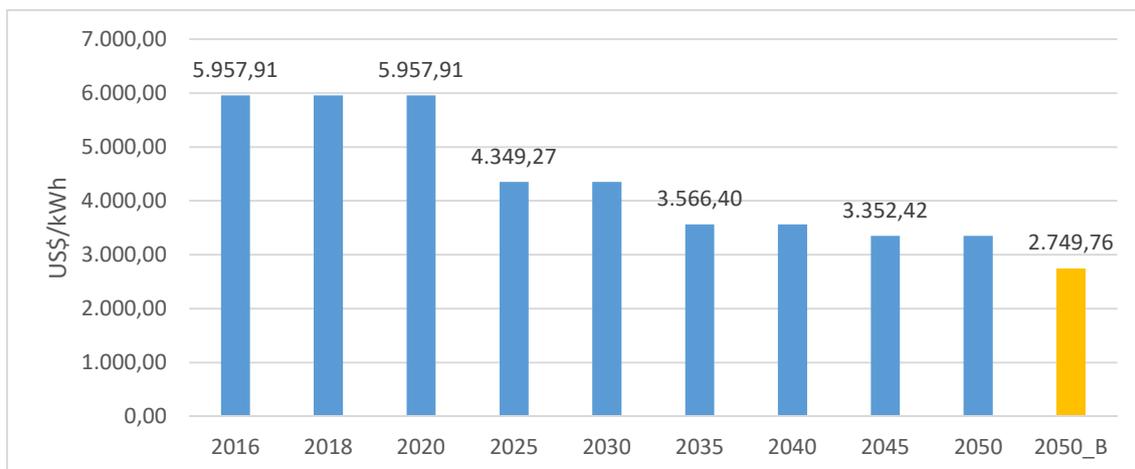
Custo de Instalação	US\$/tep	US\$/kW
2015	7.908,45	5.957,9
2020-2029	5.773,17	4.349,3
2030-2039	4.734,00	3.566,4
2040-2050	4.449,96	3.352,4
Custo fixo	87,61	66,
Custo Variável (US\$/MWh)	46,51	4,00

Fonte: Elaboração própria, dados do SAM e decréscimo de acordo com IRENA (2016)

Ao realizar a simulação no modelo MATRIZ utilizando os custos descritos acima, a geração heliotérmica **NÃO** foi incluída no mix de geração no horizonte temporal do plano.

A partir daí o custo do investimento foi sendo diminuído paulatinamente até ser alcançado um valor para o qual a geração heliotérmica foi incluída no horizonte do planejamento. A Figura 4.16 ilustra este valor.

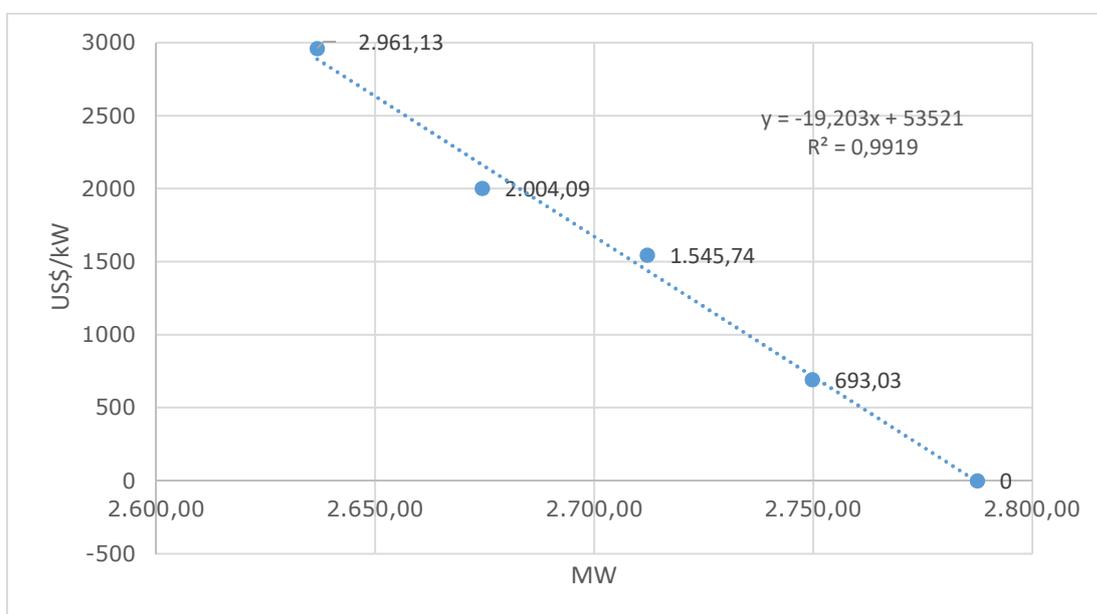
Figura 4.16: Decréscimo do Custo de Investimento - Tecnologia Heliotérmica Calha Parabólica com Armazenamento



Enquanto o decréscimo estimado em função das premissas da IRENA estaria ao final do horizonte em torno de 40% do valor inicial, o custo de investimento que torna atrativa a geração heliotérmica ao final do horizonte de estudo ocorre a partir de um valor de decréscimo em torno de 50% do custo de investimento inicial.

A Figura 4.17 mostra, a partir deste valor, qual a proporção de entrada da geração CSP no horizonte do planejamento.

Figura 4.17 - Custo de Investimento x Potência Instalada tecnologia CSP



Dos três arranjos simulados e inseridos no modelo Matriz, **o arranjo que tem vantagem sobre os demais e é incluído no planejamento é o que CPCA_D, que tem refrigeração úmida e controla o despacho para que se inicie no horário**

de pico de demanda, entre 18:00 e 21:00. O Quadro 4.7 mostra as alterações em relação a expansão do Cenário Base que a inclusão da geração heliotérmica promove:

Quadro 4.7: Diferença da Expansão com Valor de investimento de 2.750 US\$/kWh para CSP e o Cenário Base (Sem CSP)

Tecnologia	2030-2025	2035-2030	2040-2035	2045-2040	2050-2045	Resumindo
UHE + PCH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SLR FV	0,00	0,00	-0,40	-923,46	260,04	-663,83
BIOMS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NUC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GNS + GCS	0,00	0,00	0,00	-507,19	-54,56	-561,75
CVP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SLR CSP	0,00	0,00	0,00	693,03	0,00	693,03

Fonte: Elaboração Própria

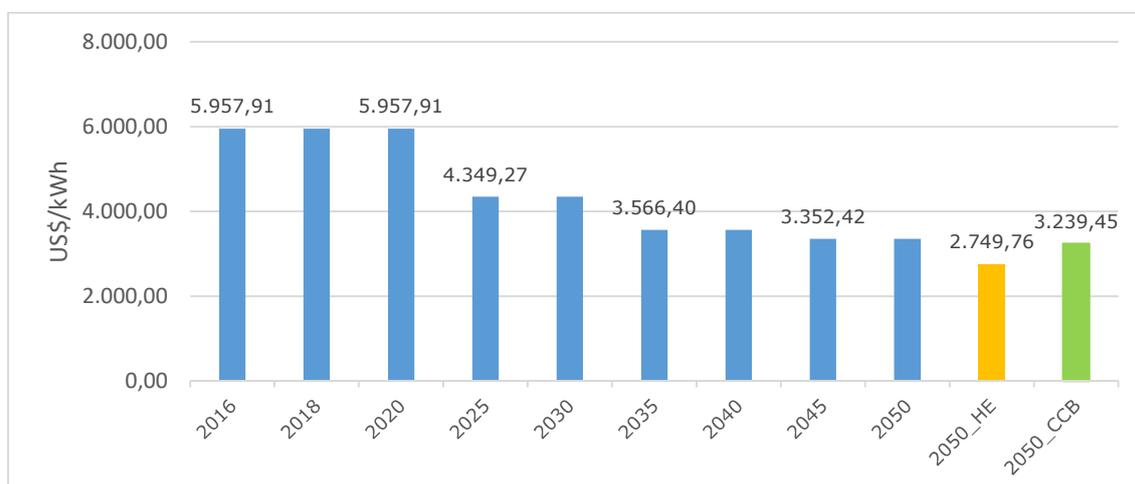
Observa-se que, com a **entrada da geração heliotérmica** há a **diminuição** da expansão **solar fotovoltaica e termelétrica a gás natural**.

4.4.2. Cenário Base + Geração Heliotérmica+ Emissões de GEE

4.4.2.1 Cenário Carbono Brasil + Geração Heliotérmica (CCB_HE)

A consideração do preço sombra do carbono altera o custo inferior de investimento que viabiliza a inclusão da geração heliotérmica no planejamento de longo prazo. Considerando o cenário Carbono Brasil, que tem uma precificação mais baixa para o carbono, ainda é necessário fazer um decréscimo maior do que o proposto pela estimativa da literatura, mas esse decréscimo é menor, conforme mostra a Figura 4.18.

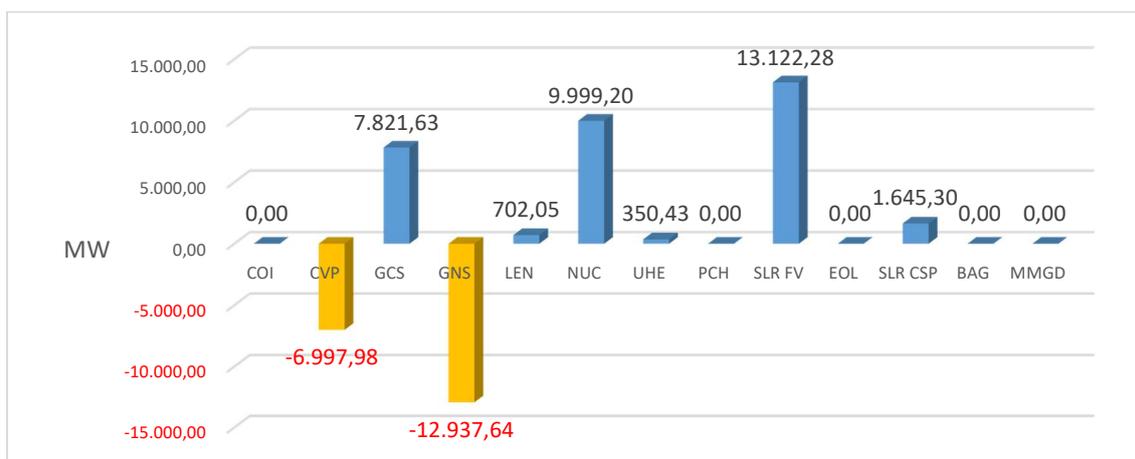
4.18: Decréscimo do Custo de Investimento - Tecnologia Heliotérmica Calha Parabólica com Armazenamento



A barra em amarelo corresponde ao valor a partir do qual ocorre a inclusão de plantas heliotérmicas no cenário onde não há um custo para as emissões de gases de efeito estufa, e a barra verde mostra o valor a partir do qual ocorre tal inclusão considerando o cenário Carbono Brasil.

A inclusão da tecnologia no planejamento ocorre após 2045 e a diferença entre este Cenário e o Cenário Base, que não considera um preço sombra para o carbono é ilustrado na Figura 4.19.

Figura 4.19: Diferença entre CCB_HE e Cenário Base



Observa-se um aumento da potência instalada da geração a gás natural ciclo simples, geração nuclear e geração solar fotovoltaica, e a diminuição da geração a carvão mineral e geração a gás natural ciclo combinado. Porém, comparando a expansão do cenário Carbono Brasil sem heliotérmica e com heliotérmica verifica-se o seguinte resultado (Figura 4.20):

Figura 4.20: Diferença entre CCB_HE e CCB

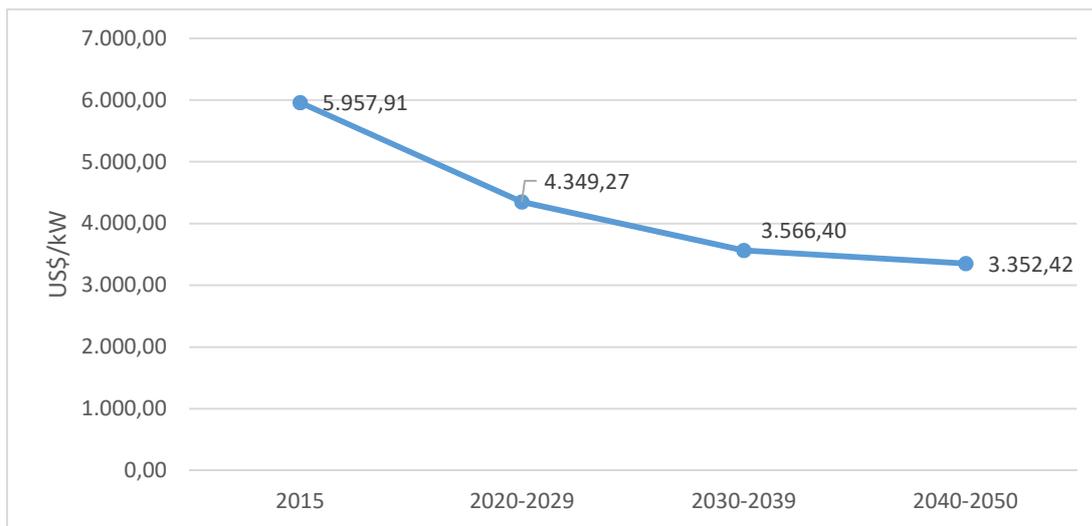


Nas mesmas condições de preço por emissões de carbono a **geração heliotérmica** substitui **geração solar fotovoltaica** e a **gás natural ciclo combinado**.

4.4.2.2 Cenário Carbono Banco Mundial + Heliotérmica (CCBM_HE)

A inserção da fonte solar concentrada num contexto de preço do carbono nos moldes da curva superior proposta pela metodologia do Banco Mundial citada no item 2.4.1 permite a inserção da geração heliotérmica no horizonte do planeamento utilizando apenas os percentuais de decréscimo do custo de investimento propostos na literatura, ou seja, a curva (Figura 4.21):

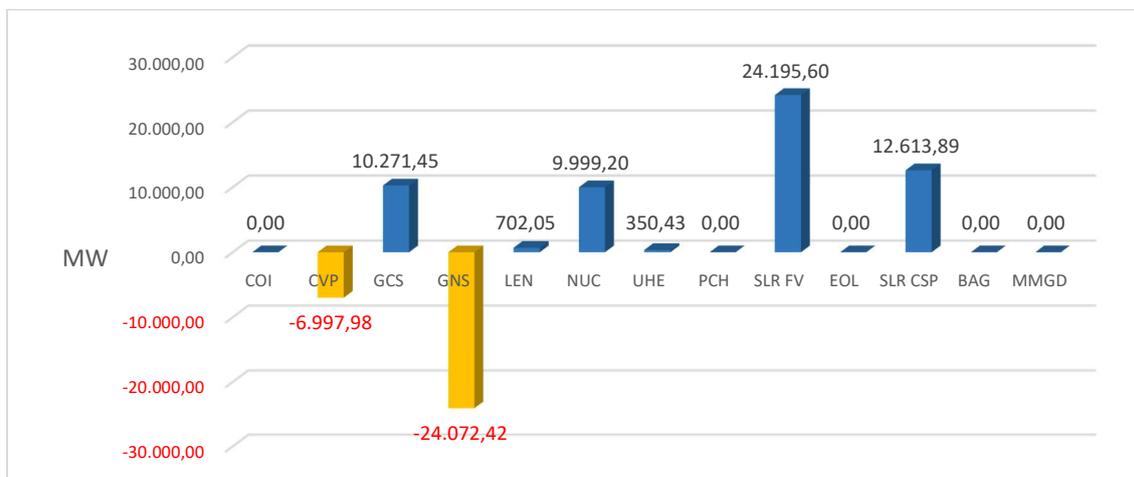
Figura 4.21: Curva de Decréscimo do Custo de Investimento da CSP



Fonte: Elaboração Própria adaptado de IRENA (2016)

Por meio de várias simulações do modelo Matriz obteve-se que, com o preço sombra ajustado ao Cenário Carbono Banco Mundial máximo, a geração heliotérmica é incluída no P8 (2040) a partir de aproximadamente 3.350,00 US\$/kW. A diferença entre esta expansão e a proposta no Cenário Base é ilustrada na Figura 4.22.

Figura 4.22: Diferença entre CCBM_HE e Cenário Base - 2025 e 2050



Comparando a expansão do CCBM e CCBM_HE verifica-se a substituição das mesmas tecnologias apontadas no item anterior, a **geração solar fotovoltaica** e **geração termelétrica a gás natural** (Figura 4.23).

Figura 4.23: Diferença entre Cenário CCBM_HE E CCBM - 2025-2050



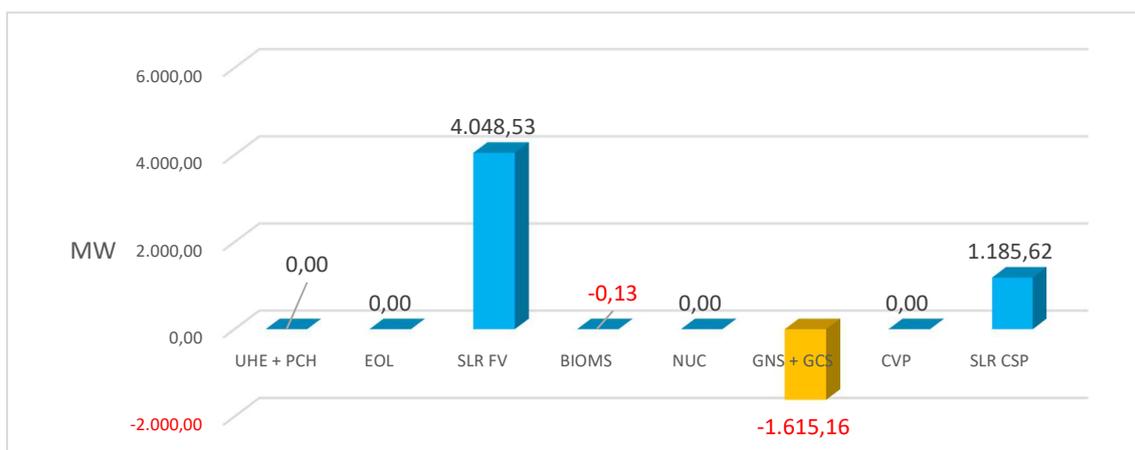
Da mesma forma, **entre os três arranjos disponíveis**, a inclusão da geração heliotérmica se dá via **o arranjo com refrigeração a água e despacho coincidindo com o horário de pico**. Considerando que pelos dados simulados no System Advisory Model, as três alternativas CSP representadas no presente trabalho apresentam os mesmos custos de instalação e O&M, e a tecnologia que atrasa o despacho do armazenamento tem fator de capacidade um pouco menor, a possibilidade de geração coincidindo com o pico noturno reflete uma vantagem pois é capaz de compensar o um menor fator de capacidade.

4.4.3 Cenário Consumo de Água doce + Geração Heliotérmica (CCA_HE)

O Cenário CCA_HE inclui uma sobretaxa ao consumo de água, diferenciada para regiões com maior escassez hídrica, adicionando a geração heliotérmica através do decréscimo forçado dos seus custos de investimento. Contudo, essa diferenciação regional não serve para diferenciar os arranjos CSP inseridos nas simulações, uma vez que se considerou a instalação de geração heliotérmica apenas no Subsistema Nordeste. O custo de investimento da geração CSP mínimo para ser incluído no planejamento com a inclusão do custo majorado pelo consumo da água diminuiu, de 2.750 US\$/kW para 2.560 US\$/kW.

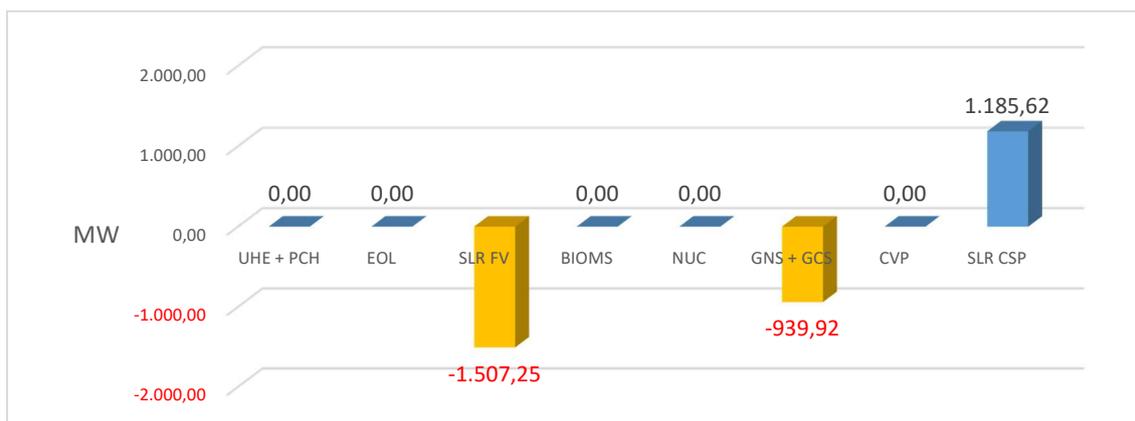
As maiores diferenças entre a expansão do Cenário Base e o Cenário CCA_HE é a maior expansão de solar fotovoltaica, diminuição da expansão a gás natural ciclo combinado e o aparecimento da CSP no horizonte do planejamento (Figura 4.24).

Figura 4.24: Diferença da Expansão entre CCA_HE e CB - 2025-2050 (MW)



Assim como aparece em outros resultados, a geração CSP entra substituindo uma parte de geração solar fotovoltaica e geração a gás natural ciclo combinado, mesmo não havendo aqui preço sombra para o carbono (Figura 4.25).

Figura 4.25 - Diferença da Expansão entre CCA-HE e CCA - 2025-2050 (MW)



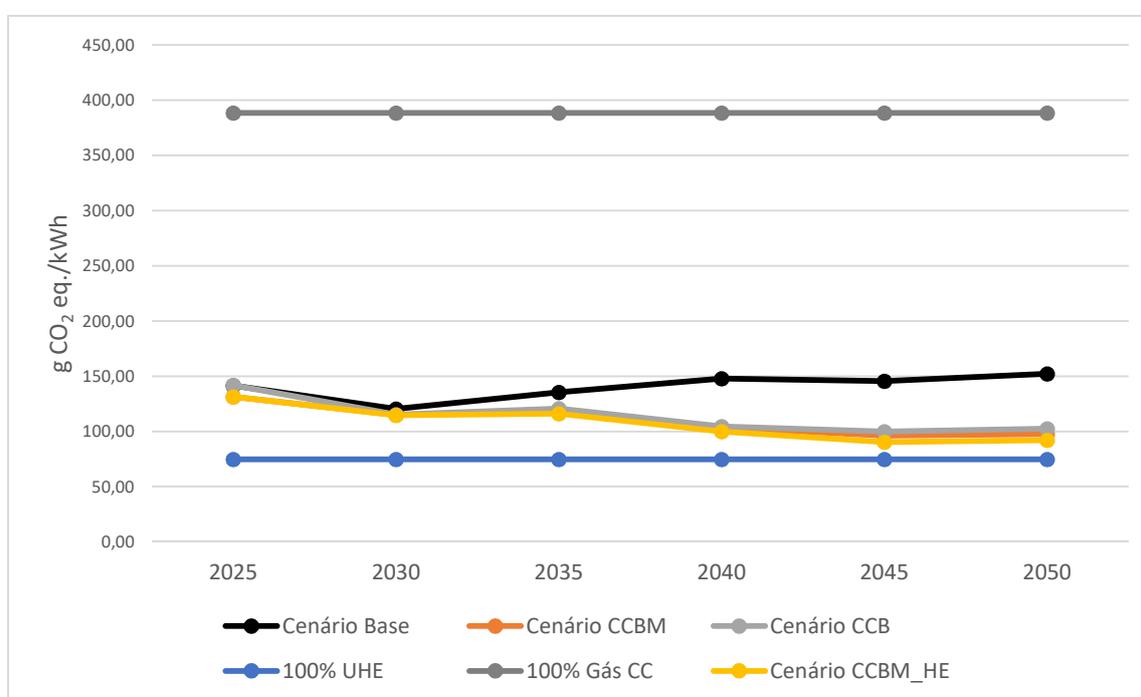
A expansão heliotérmica no cenário CCA_HE **também se dá por meio do arranjo com refrigeração úmida e que controla o despacho** para coincidir com o horário entre 18:00 e 21:00.

5. Discussão dos Resultados

No capítulo 4 foram apresentados resultados dos Cenários simulados no modelo Matriz a partir dos critérios, premissas e dados explicitadas na metodologia (Capítulo 3). Neste item são destacados alguns indicadores, permitindo a comparação dos cenários simulados e apresentados no Capítulo 4.

No que diz respeito a intensidade de Emissões de GEE (g CO₂ eq./kWh), a Figura 5.1 apresenta a intensidade de emissões de GEE da matriz elétrica do Cenário Base, CCBM, CCB e CCBM_HE entre 2025 e 2050.

Figura 5.1: Intensidade de Emissões de GEE dos diferentes Cenários



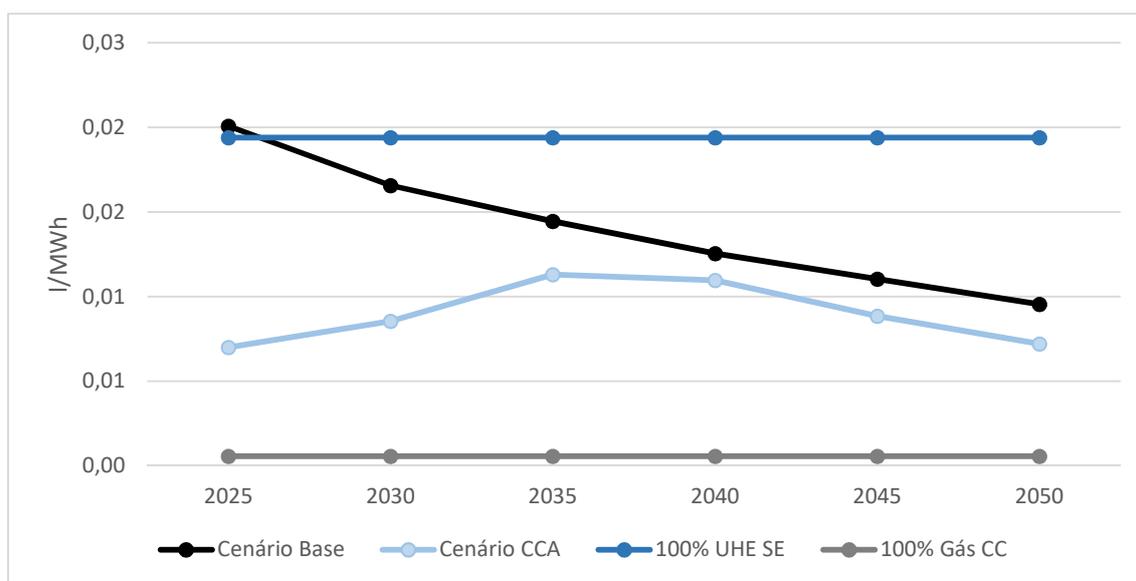
As duas linhas com coeficiente constante representam a intensidade de emissão de GEE como coeficiente calculado utilizando o inventário do banco de dados *Ecoinvent* v. 3.5 para as fontes hidrelétrica (azul escuro) e gás natural ciclo combinado (cinza escuro). Os cenários Base, Carbono Brasil, Carbono Mundial e Carbono Mundial com heliotérmica encontram-se neste intervalo, com intensidade mais próxima ao da geração hidrelétrica.

Entre os Cenários citados na Figura 5.2 o que tem maior número total de emissões de gases de efeito estufa entre 2025 e 2050 é o Cenário Base, e o de menor número de emissões é o Cenário Carbono Banco Mundial com geração heliotérmica. A queda no total de emissões de GEE entre os dois cenários é de 28 %. Já a diferença entre

o montante de emissões do Cenário Carbono Brasil e o Cenário Carbono Mundial é de 5% do valor das emissões do CCB.

A intensidade do consumo de água doce do Cenário Base e Cenário Consumo de água Doce está posicionada entre os coeficientes de consumo de água doce constantes referentes às hidrelétricas do Sudeste e a geração a gás natural a ciclo combinado.

Figura 5.2: Intensidade do Consumo de Água

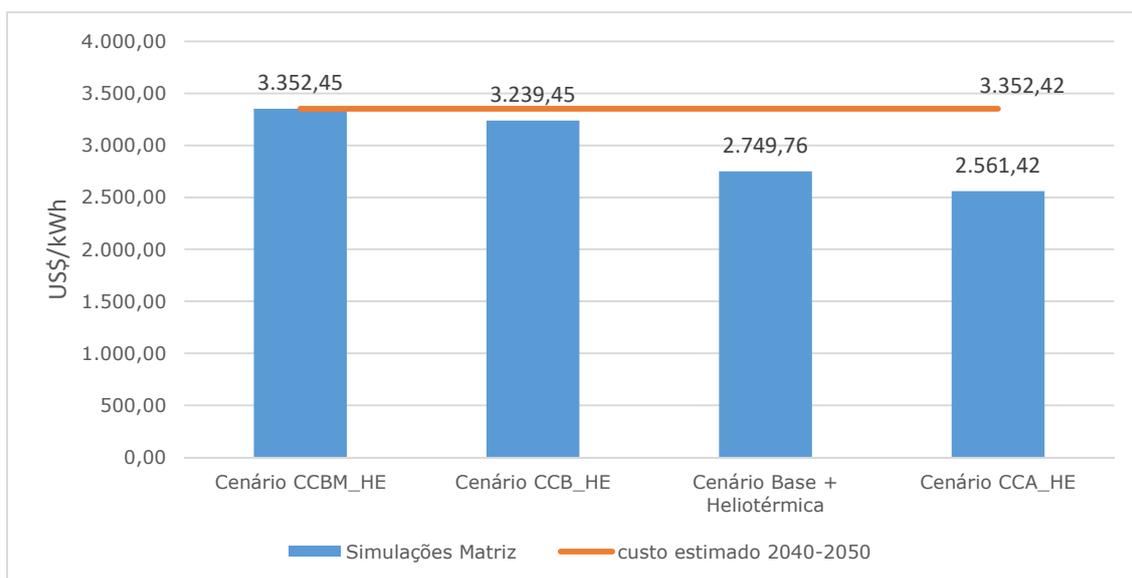


Sendo a geração hidrelétrica uma das fontes com maior coeficiente de consumo de água devido a evaporação líquida dos reservatórios, a majoração do custo pelo consumo de água produziu uma redução expressiva do consumo no início do período sob esse efeito, contudo a tendência à redução da participação da geração hidrelétrica nos dois cenários, e a entrada de fontes com consumo de água muito baixo na operação como a eólica e solar, tornaram as curvas de intensidade de consumo de água convergentes.

Quanto a inserção da geração heliotérmica no horizonte de planejamento de longo prazo, os resultados mostram que para se tornar competitiva, em quase todos os cenários foi necessário produzir uma redução nos custos de investimento para implantação da tecnologia superior à redução estimada pela literatura, até o horizonte de 2050. Esse valor é cerca de 35% mais baixo para a inclusão da CSP no horizonte do planejamento no Cenário Base, cerca de 25 % mais baixo no Cenário Carbono Brasil, e cerca de 40% mais baixo no cenário Consumo de Água, pois a CSP está inserida no subsistema nordeste, onde estão os maiores valores para consumo de água da simulação. A Figura 5.3 ilustra o valor competitivo do custo de investimento para geração heliotérmica (ou seja, o valor do custo de investimento que faz a tecnologia participar do planejamento) em cada cenário simulado no estudo

e a linha laranja representa o custo de investimento simulado aplicando os decréscimos previstos na literatura.

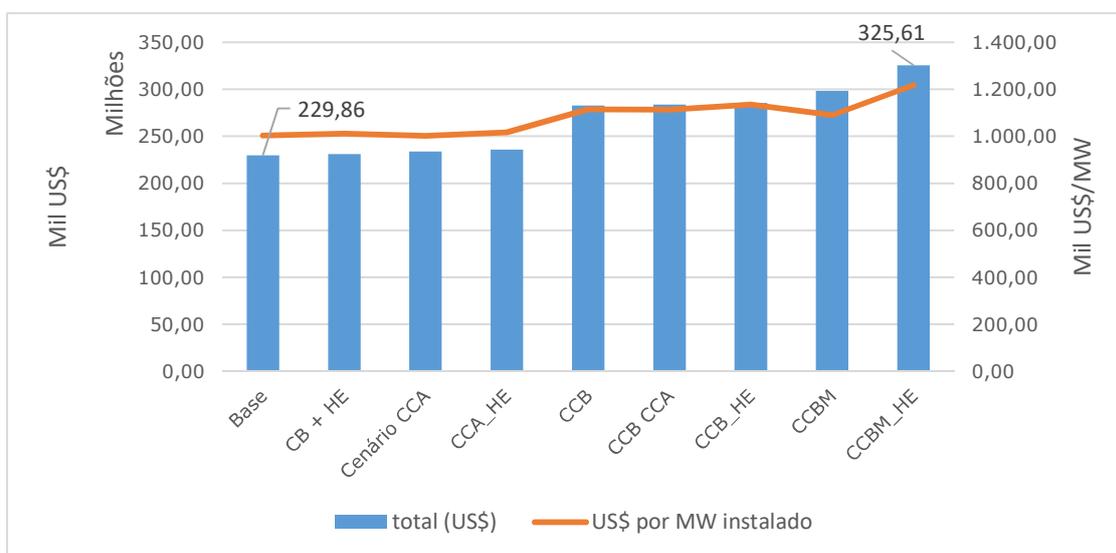
Figura 5.3: Valor Competitivo da Geração Heliotérmica em cada Cenário



Apenas no cenário Carbono Mundial a participação da fonte heliotérmica no horizonte do planejamento não exigiu a manipulação forçada dos seus custos de investimento.

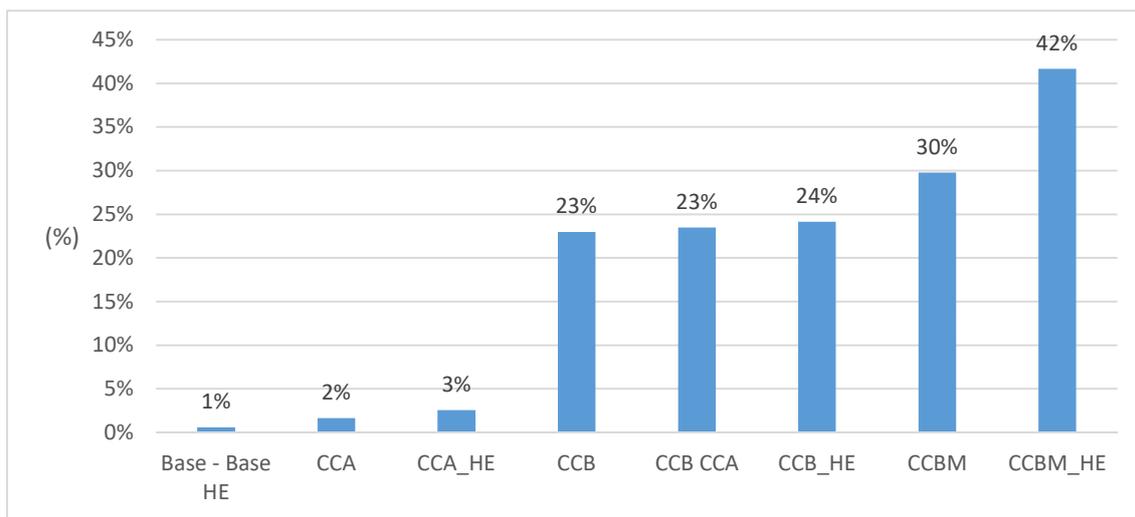
Multiplicando os custos de investimento das tecnologias presentes na simulação pela expansão das mesmas entre 2025 e 2050 os cenários simulados foram ordenados daquele com expansão "mais barata" para aquele com expansão "mais cara". No gráfico abaixo, o eixo da esquerda representa o total em 1.000 dólares do investimento para a expansão no período, e o eixo da esquerda, o valor médio do kW instalado em cada Cenário (Figura 5.4).

Figura 5.4: Custo do Investimento para Expansão entre 2025-2050



O Cenário com expansão “mais barata”, como é de se esperar, é o Cenário Base, pois o que busca a otimização é justamente encontrar a solução mais econômica para a expansão. O Cenário com expansão “mais cara” é o Cenário Carbono Banco Mundial com Geração Heliotérmica (Figura 5.5).

Figura 5.5: Aumento do Custo de Investimento na Expansão 2025-2050



O aumento do custo de investimento para expansão entre 2025 e 2050 em relação ao Cenário Base é de cerca de 40%. O aumento do custo de investimento para a expansão entre o Cenário Base e o Cenário CCB, que produz uma queda significativa nas emissões de GEE é de cerca de 23% do custo total da expansão no período. A diferença entre o Cenário Base e o Cenário Base com heliotérmica é pequena, porém nesse cenário o custo de investimento da heliotérmica foi reduzido além do proposto na literatura.

6. Conclusões

As principais vantagens da geração heliotérmica incluem a possibilidade de fornecer energia firme e, do ponto de vista ambiental, sem emissões significativas de gases de efeito estufa (GEE). A partir desta afirmação surge a pergunta: se estas vantagens forem exploradas, a geração heliotérmica, apesar de economicamente pouco competitiva, pode tornar-se viável e vir a compor o planejamento do setor elétrico no horizonte até 2050?

Para responder a essa pergunta, que constitui a contribuição da presente tese, como ponto de partida foi realizada uma revisão sobre a tecnologia de geração heliotérmica, abordando características, descrição de aspectos ambientais e informações relacionadas à sua inclusão no Plano Nacional de Expansão de Longo Prazo. O objetivo foi o de validar a escolha de arranjos de usinas heliotérmicas e reunir informações relevantes sobre a tecnologia a serem utilizadas posteriormente na modelagem de cenários e realização de simulações utilizando o modelo de otimização MATRIZ.

A tecnologia de geração heliotérmica considerada foi a calha parabólica, referenciada no estudo "Premissas e Custos da Oferta de Combustíveis no Horizonte 2050" (Brasil, 2018a). Três arranjos foram testados: calha parabólica com refrigeração a água e armazenamento de 6 horas; calha parabólica com refrigeração a ar e armazenamento de 6 horas; calha parabólica com refrigeração a água, armazenamento de 6 horas e atraso no despacho do armazenamento térmico para coincidir com o horário de pico da demanda. A seleção da tecnologia de calha parabólica se deve ao fato de sua maturidade comercial e custo de investimento mais baixo do que as demais tecnologias de geração heliotérmica, considerando a geração de energia elétrica em plantas centralizadas.

A escolha do subsistema Nordeste para implementação das simulações deveu-se ao requisito de localização de plantas heliotérmicas em áreas de alto valor de Irradiação Direta Normal (DNI), o que normalmente coincide com áreas de clima seco e desértico. A seleção da localidade de Bom Jesus da Lapa para base de dados meteorológicos utilizados para simulação da geração de uma planta típica seguiu os estudos de LODI (2011), BURGI (2013), MALAGUETA (2013), PENAFIEL (2014), TAVARES (2016) e, mais recentemente, TRAMA (2023).

A consideração da variável socioambiental no planejamento de longo prazo do setor elétrico visa dar sustentabilidade à expansão da atividade, antecipando o tratamento

de questões socioambientais via a inclusão destes aspectos na tomada de decisão. A melhor conduta quanto a impactos socioambientais é evita-los, em seguida mitiga-los, em último caso, compensá-los. Para melhor avaliar as diferentes alternativas tecnológicas, num contexto de crescente conscientização a respeito de demandas por sustentabilidade e dadas as diferenças entre tecnologias de geração renovável e não renovável, torna-se relevante a consideração dos impactos das atividades humanas considerando o seu ciclo de vida.

Os principais impactos negativos da geração heliotérmica incluem interferência no uso da terra, impactos sobre a avifauna, impacto visual, impactos sobre recurso hídrico, saúde e segurança, e risco de contaminação do solo e da água. A consideração de questões socioambientais no nível do planejamento de longo prazo esbarra na dificuldade de criar métricas adequadas a quantificação em escala nacional e numa etapa onde a maior parte dos projetos não está definido, ou sua localização específica. Levando em conta estas limitações a escolha de indicadores para representar aspectos ambientais no planejamento de longo prazo focou-se em aspectos ambientais relevantes para a avaliação dos impactos ambientais da atividade de geração de energia elétrica, de característica o menos *site specific* possível e passíveis de valoração econômica razoavelmente robusta em nível nacional, de modo a compor custos ambientais somados aos custos de investimento e operação & manutenção. A valoração econômica dos impactos ambientais permite sua consideração num modelo de otimização da expansão por minimização de custos. Foram selecionados com esse fim a pegada de carbono e pegada hídrica das tecnologias de geração de energia elétrica mais importantes da matriz elétrica brasileira, junto com a geração heliotérmica.

O modelo de otimização selecionado denomina-se MATRIZ, desenvolvido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), validado comparativamente com o modelo TIMES, e utilizado em projetos como o citado ao longo do trabalho, "Uma estratégia de Descarbonização para uma Economia Brasileira de Zero Carbono Líquido em 2050". Para realizar a inserção da tecnologia de geração heliotérmica no modelo MATRIZ foi levantado um amplo rol de informações, descrito no capítulo 3 do presente documento, com o intuito de representar os custos de investimento e operação das tecnologias de geração de energia elétrica compatíveis com o Plano Decenal de Energia 2030, os custos auferidos às emissões de gases de efeitos estufa e consumo de água doce no ciclo de vida das tecnologias de geração de energia elétrica e aumentada a granularidade do modelo no que diz respeito a curva de geração ao longo de um dia em cada estação do ano (sazonal e intradiário) de forma a captar as variações da curva de geração das fontes que dependem de condições

meteorológicas/climatológicas/de luminosidade, como é o caso das gerações eólica, solar fotovoltaica e solar concentrada.

A metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida foi utilizada para calcular os coeficientes, considerando inventários de dados do banco *Ecoinvent* v. 3.5 adaptados para o Brasil quando disponível e o método de cálculo de impactos ReCiPe 2016. A valoração dos impactos incluiu a precificação da pegada de carbono e pegada hídrica, A precificação das emissões de gases de efeito estufa foi realizada com base em métodos reconhecidos internacionalmente, enquanto a precificação do consumo de água foi uma adaptação da cobrança feita pela água realizada em território nacional, com um ajuste regional que considerou um fator de escassez hídrica calculado com o apoio do modelo AWARE, disponível no software Simapro.

O capítulo 3 detalhou a metodologia de obtenção e atualização de informações para a inserção da geração heliotérmica no modelo MATRIZ, culminando na obtenção de um Cenário Base. A divisão em um maior número de patamares de carga no modelo MATRIZ possibilitou que ficasse explícita a necessidade de fontes com flexibilidade e despachabilidade para atender a carga nas diferentes horas do dia, nas quatro estações do ano.

Os resultados obtidos com o Cenário Base foram comparados com os resultados obtidos com a simulação dos seguintes cenários: Cenário Carbono Brasil (CCB), Cenário Carbono Banco Mundial (CCBM), Cenário Consumo de Água (CCA), Cenário IMPACTOS (CCB + CCA), Cenário com Geração Heliotérmica (HE), Cenário com Geração Heliotérmica + CCB (CCB_HE), Cenário com Geração Heliotérmica + CCBM (CCBM_HE), Cenário com Geração Heliotérmica + CCA (CCA_HE).

O Cenário Carbono Brasil adiciona ao Cenário Base um preço sombra para as emissões de gases de efeito estufa conforme a proposição do Estudo DECARBOOST/CENTROCLIMA (2023), adaptada ao contexto brasileiro. Sua consideração provocou uma diminuição nas emissões de GEE na operação estimada em cerca de 25% com referência ao Cenário Base, considerado o acumulado 2025-2050. Além disso, a consideração do preço sombra para o carbono ocasionou uma maior expansão da fonte solar fotovoltaica, acompanhada pela expansão de geração termelétrica a gás natural e pela expansão da geração termonuclear, apontando a necessidade de fontes para compensar a intermitência introduzida no sistema.

O Cenário Carbono Banco Mundial (CCBM) também adiciona ao Cenário Base um preço sombra para as emissões de gases de efeito estufa, conforme a proposição do Estudo WORLD BANK (2017), sendo este um preço mais alto (comparado ao anterior) e que inicia antes no tempo. Sua consideração provocou uma diminuição nas

emissões de GEE na operação estimada em cerca de 28% com referência ao Cenário Base, considerado o acumulado 2025-2050. Os efeitos sobre a expansão proposta até 2050 são similares, sendo que ocasiona a antecipação da expansão termonuclear em relação ao CCB.

Comparando os dois cenários de preço sombra para o carbono concluiu-se que o Cenário Carbono Brasil, com níveis de preço mais baixos, é suficiente para provocar um decréscimo da intensidade de emissões da Matriz elétrica da ordem de 20%, com sobre custo da expansão também da ordem de 20%. A adoção de um preço superior, usando como referência o nível superior do Cenário Carbono Banco Mundial, produziu decréscimo de cerca de 28% nas emissões de gases de efeito ao longo do horizonte do planejamento, com sobre custo de cerca de 40% no investimento para expansão entre 2025 e 2050. Os cenários com preço sombra de carbono representam um salto nos custos da expansão pois também permitiram a maior participação de outra fonte cara e que tem baixos níveis de emissão de gases de efeito estufa, a geração termonuclear.

O Cenário Consumo de Água Doce (CCA) produziu uma majoração diferenciada por subsistema do custo pelo consumo de água doce das tecnologias de geração de energia elétrica. O efeito produzido sobre a seleção de tecnologias foi pouco significativo na expansão da matriz elétrica. Observou-se um aumento da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica, e um deslocamento desta do Subsistema Sudeste para Sul e Nordeste. De qualquer forma, tanto o Cenário Base quanto o Cenário CCA apresentam tendência de diminuição da pegada hídrica até o final do período, pela diminuição da participação da geração hidrelétrica e substituição por fontes com pegada hídrica menor.

O Cenário Base com geração heliotérmica (HE), utilizando os parâmetros levantados no capítulo 3 e os custos de investimento com tendência de queda de acordo com a curva proposta por IRENA (2016) e citada em BRASIL (2020) não mostra a geração heliotérmica como competitiva para participar da expansão até o horizonte de 2050 (Custo de investimento final 3.350,00 US\$/kWh). A partir daí o custo de investimento foi sendo diminuído até o valor de 2.750 US\$/kWh, quando passou a ser incluído o arranjo com refrigeração úmida e despacho coincidindo com o horário de pico entre 18:00 e 21:00, mostrando que a implementação dos oito patamares intradiários em quatro estações do ano permitiu que fosse captada a capacidade de armazenamento da tecnologia. Neste ponto a geração heliotérmica substituiu a instalação de geração solar fotovoltaica e a geração termelétrica a gás natural, mais especificamente a tecnologia a ciclo combinado.

No Cenário CCA_HE o custo de investimento para inserção da tecnologia no mix até 2050 caiu um pouco, para 2.600 US\$/kWh, e o destaque, contudo, é que a valoração econômica do consumo da água proposta não foi suficiente para fazer com que o arranjo selecionado fosse aquele com refrigeração seca, recaindo a escolha sobre o arranjo com refrigeração úmida e despacho coincidindo com o horário de pico de 18:00 as 21:00.

O Cenário CCB_HE proporcionou a inserção da geração heliotérmica no planejamento com um custo de investimento de 3.240,00 US\$/kWh, um pouco mais alto que o custo de investimento que viabiliza a geração CSP no contexto do Cenário Base, ainda superior ao valor da estimativa com base na literatura. Os efeitos sobre a expansão nesse caso são uma conjunção dos efeitos do cenário CCB e do Cenário HE, aumento da geração termonuclear e solar fotovoltaica, diminuição da instalação de geração a gás ciclo combinado e carvão mineral.

O Cenário CCBM_HE proporcionou a inserção da geração heliotérmica no planejamento com um custo de investimento que tangencia o menor custo de investimento estimado com base na literatura, a partir de 3.350,00 US\$/kWh. A rigor este patamar de custo para as emissões de GEE torna viável a competição da CSP com as demais fontes do mix brasileiro, caso a taxa de decréscimo dos custos de investimento da tecnologia estimados na literatura se concretizem.

A comparação entre os dois patamares de preço para o carbono mostrou que um preço mais baixo, compatível com o proposto para o contexto nacional, é suficiente para ter um efeito significativo sobre a queda das emissões de GEE na operação. Um aumento significativo do preço sombra do carbono não gerou uma queda proporcional das emissões de GEE. Contudo, a aplicação do preço sombra proposta do Cenário Carbono Brasil aproxima consideravelmente o custo de investimento que torna competitiva a entrada da CSP no mix de fontes ao custo de investimento estimado com base na literatura.

A experiência de inserir os custos ambientais para tomada de decisão *a priori* mostrou que a minimização do impacto pode não ser proporcional ao aumento do seu custo, uma vez que outras questões podem restringir a expansão de fontes menos impactantes, como por exemplo, limites para a expansão de tecnologias no tempo, potencial de expansão, etc.

As incertezas em torno da curva de decréscimo dos custos de investimento da geração heliotérmica nos próximos anos dificultam uma resposta definitiva sobre sua competitividade frente às demais alternativas tecnológicas que se apresentam no planejamento do setor elétrico brasileiro. Mas pode-se dizer que a consideração de

valor econômico para as emissões de gases de efeito das alternativas de geração de energia elétrica representa um incentivo para a viabilização da geração heliotérmica até o horizonte de 2050 no mix de geração nacional. Quanto a influência da inserção de um valor econômico para a pegada hídrica das tecnologias de geração de energia elétrica, a mesma mostrou-se promissora para sugerir intercâmbio entre subsistemas com diferentes fatores de escassez hídrica.

Novos estudos estimando valores crescentes para o corrigir o valor econômico da água ao longo do tempo podem tornar o indicador apto à implementação no planejamento de longo prazo, assim como o aprofundamento do estudo sobre o indicador de escassez hídrica e sua regionalização.

Usar indicadores de impacto que consideram o ciclo de vida da atividade de geração de energia elétrica proporciona uma comparação mais justa entre fontes renováveis e não renováveis, uma vez que há uma diferença de etapa da atividade em que ocorrem os principais impactos ambientais nesses dois grupos de fontes. O indicador Pegada de Carbono, utilizado no presente estudo, capta a questão da mudança climática, a Pegada Hídrica capta a questão do uso da água, importantes questões ambientais para a sustentabilidade. Seguindo Conde (2013), novos estudos, complementares ao realizado, devem incluir a área transformada ao longo do ciclo de vida, completando desta forma os três grandes temas para formulação de indicadores ambientais: atmosfera, cursos d'água e solo.

Além disso, a geração heliotérmica, com suas diversas possibilidades de arranjo considerando variações da tecnologia, armazenamento térmico e hibridização, pode apresentar considerável variação do seu custo de investimento. Futuros estudos sobre aspectos ambientais e viabilidade econômica devem considerar tais alternativas.

7. Referências

- 2030 WRG (2030 Water resources Group). **Charting our water future: Economic frameworks to inform decision-making**. Washington, dC, 2030 WrG, 2009.
- ABNT. **NBR ISO 14040: Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípios e estrutura**. Rio de Janeiro, ABNT, 2001.
- ABNT. **NBR ISO 14046: Gestão ambiental - Pegada hídrica - Princípios, Requisitos e Diretrizes**. Rio de Janeiro, ABNT, 2017.
- ALI, B., KUMAR, A. "Development of life cycle water footprints for gas-fired power generation technologies", In: **Energy Conversion and Management**, v. 110, p. 386–396, 2016. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.12.048. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.12.048>.
- ALLAN, J. A. "Virtual Water: A Strategic Resource Global Solutions to Regional Deficits", In: **Ground Water**, v. 36, n. 4, p. 545–546, jul. 1998. DOI: 10.1111/j.1745-6584.1998.tb02825.x. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1745-6584.1998.tb02825.x>.
- ALVARENGA, R. A. F., NETO, J. A. de A., LINS, I. de O., et al., "Modelo de Contabilização de Recursos (RAM)". In: IBICT (Org.) **Recomendação de modelos de Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida para o Contexto Brasileiro**, Brasília, [s.n.], 2019. p. 54–67. Disponível em: <http://acv.ibict.br/wp-content/uploads/2019/07/Relatório-de-Recomendações-de-Modelos-de-Avaliação-de-Im>.
- ANTUNES, C.H, MARTINS, A.G BRITO, I.S. "A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning". In: **Energy** 29. 613-627, 2004.
- ANTUNES, C. V., UGAYA, C. M. L. "Método para Coleta e Análise de Dados para Avaliação de Desempenho Ambiental da Indústria Metal Mecânica". 2013. In **Anais [...]** São Paulo, [s.n.], 2013. p. 1–10. Disponível em: http://www.advancesincleanerproduction.net/fourth/files/sessoes/5b/2/antunes_and_ugaya_work.pdf. Acesso em: 5 dez. 2021.
- AWERBUCH, S., BERGER, M. **Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making**, Sweden, 2003.
- BAKKEN, T H, KJOSAVIK, F., KILLINGTVEIT, Å., et al. "Are Reservoirs Water Consumers or Water Collectors? Reflections on the Water Footprint Concept Applied on Reservoirs", In: **Water Resour Manage**, n. 1, p. 4919–4926, 2015. DOI: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s11269-015-1104-x.pdf>. Disponível em: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s11269-015-1104-x.pdf>. Acesso em: 6 dez. 2021.
- BAKKEN, T. H., KILLINGTVEIT, Å., ENGELAND, K., et al. "Water consumption from hydropower plants – review of published estimates and an assessment of the concept", In: **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 17, n. 10, p. 3983–4000, 15 out. 2013. DOI: 10.5194/hess-17-3983-2013. Disponível em:

<https://www.circleofblue.org/wp-content/uploads/2010/08/AZ-Solar-Water-Fact-Sheet.pdf>. Acesso em: 7 dez. 2021.

BAKKEN, Tor Haakon, KILLINGTVEIT, Å., ALFREDSEN, K. "The Water Footprint of Hydropower Production-State of the Art and Methodological Challenges", In: **Global Challenges**, v. 1, n. 5, p. 1600018, ago. 2017. DOI: 10.1002/gch2.201600018. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/gch2.201600018>.

BAR-LEV, D., KATZ, S. "A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry". In: **Journal do Finance**, 1976.

BARTECZKO-HIBBERT, C.; Bonis, I.; Binns, M.; Theodoropoulos, C.; Azapagic, A. "A Multi-Period Mixed-Integer Linear Optimisation of Future Electricity Supply Considering Life Cycle Costs and Environmental Impacts". In: **Appl. Energy**, 133, 317–334, 2014. doi:10.1016/j.apenergy.2014.07.066.

BAZILIAN e ROQUES, **Analytical Methods for Energy Diversity & Security**. Ed Morgan Bazilian & Fabien Roques. 2009.

BERGER, M., FINKBEINER, M. "Water Footprinting: How to Address Water Use in Life Cycle Assessment?" In: **Sustainability**, v. 2, n. 4, p. 919–944, 5 abr. 2010. DOI: 10.3390/su2040919. Disponível em: <http://www.mdpi.com/2071-1050/2/4/919>.

BJØRN, A.; MOLTESSEN, A.; LAURENT, A.; OWSIANIAK, M.; CORONA, A.; BIRKVED, M.; HAUSCHILD, M.Z. "Life Cycle Inventory Analysis". In: **Life Cycle Assessment**; Springer International Publishing: Cham, 2018; pp. 117–165.

BOULAY, A. M., BARE, J., BENINI, L., et al. "The WULCA consensus characterization model for water scarcity footprints: assessing impacts of water consumption based on available water remaining (AWARE)", In: **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 23, n. 2, p. 368–378, 2018. DOI: 10.1007/s11367-017-1333-8. .

BOULAY, A.-M., HOEKSTRA, A. Y., VIONNET, S. "Complementarities of Water-Focused Life Cycle Assessment and Water Footprint Assessment", In: **Environmental Science & Technology**, v. 47, n. 21, p. 11926–11927, 5 nov. 2013. DOI: 10.1021/es403928f. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es403928f>.

BRASIL/MME/ELETOBRAS. **Referencial para Orçamento dos Programas Sócio-Ambientais – Vol I Usinas Hidrelétricas**. COMASE, Rio de Janeiro, 1994.

BRASIL. "Lei no 9.433, de 8 de janeiro de 1997", 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9433.htm.

BRASIL/MME. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas – Edição 2007**, MME/CEPEL, Rio de Janeiro, 2007.

BRASIL. **Plano Nacional de Energia 2030**, Rio de Janeiro, 2007

- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa energética. Brasília: MME/EPE, 2011.
- Brasil, Ministério de Minas e Energia. **Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas**. Rio de Janeiro, março de 2014
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 – Ano Base 2014**. Rio de Janeiro, 2015.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa energética. Brasília: MME/EPE, 2017.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Premissas e Custos da Oferta de Combustíveis no Horizonte 2050**. Série Estudos de Longo Prazo. Nota Técnica PR 09/18. Brasília: MME/EPE, 2018a.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Série Estudos de Longo Prazo. Nota Técnica PR 07/18. Brasília: MME/EPE, 2018b.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050 - Anexo** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020b
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2021**. Relatório Síntese. Ano Base 2022. 2021a.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa energética. Brasília: MME/EPE, 2021b.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Parâmetros de Custos - Geração e Transmissão**. Empresa de Pesquisa energética. Brasília: MME/EPE, 2021c.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Manual do PLANEL**. Empresa de Pesquisa energética. Brasília: MME/EPE, 2022.
- BRASIL. Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. **Conjuntura dos Recursos Hídricos Brasil 2021: Relatório Pleno**. Brasília: ANA, 2022.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023 – Ano Base 2022**. Rio de Janeiro, 2023.

- BERNDES, G., 2002. "Bioenergy and Water – The Implications of Large-scale Bioenergy Production for Water Use and Supply". In: **Global Environmental Change** 12, p. 253-271. Elsevier Science Ltd.
- BURGI, A. **Assessment of the Technical Potential of Solar Thermal Electricity Production in Brazil Based on GIS Modeling and Simulation of Virtual Plants**, Federal University of Rio de Janeiro, 2013.
- BURKHARDT, J.J.; HEATH, G.; COHEN, E. "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Trough and Tower Concentrating Solar Power Electricity Generation". In: **J. Ind. Ecol.** 2012, 16, S93–S109, doi:10.1111/j.1530-9290.2012.00474.x.
- CALDÉS, N.; LECHÓN, Y. "Socio-Economic and Environmental Assessment of Concentrating Solar Power Systems". In: **Concentrating Solar Power Technology**; 2021.
- CASTRO, A. L. de A., ANDRADE, E. P., UGAYA, C. M. L., et al., "Escassez hídrica". In: IBICT (Org.), **Recomendação de modelos de Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida para o Contexto Brasileiro**, Brasília, [s.n.], 2019. p. 90–118. Disponível em: <http://acv.ibict.br/wp-content/uploads/2019/07/Relatório-de-Recomendações-de-Modelos-de-Avaliação-de-Impacto-para-o-Contexto-Brasileiro.pdf>.
- CEPEL. **Proposta Metodológica para a consideração do impacto socioambiental negativo do não-aproveitamento de potenciais hidrelétricos economicamente atrativos em estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas**. In: Relatório nº. 39.654, Rio de Janeiro, 2012.
- CEPEL, **Métricas de Impactos Socioambientais e Metodologias de Valoração Econômica para Modelos de Planejamento de Sistemas Energéticos**, In: Relatório 2488/2020. Rio de Janeiro, 2020.
- CHAO, B. F., WU, Y. H., LI, Y. S. "Impact of Artificial Reservoir Water Impoundment on Global Sea Level", In: **Science**, v. 320, n. 5873, p. 212–214, 11 abr. 2008. DOI: 10.1126/science.1154580. Disponível em: <https://www.science.org/doi/10.1126/science.1154580>.
- CORONA, B.; SAN MIGUEL, G. LCSA "Applied to an Innovative Configuration of Concentrated Solar Power". In: **Int. J. Life Cycle Assess.** 2019, 24, 1444–1460, doi:10.1007/s11367-018-1568-z.
- CORONA, B. **Análisis de Sostenibilidad del Ciclo de Vida de una Configuración Innovadora de Tecnología Termosolar**. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid, 2016.
- CPLC. **Report of the High-Level Commission on Carbon Prices**; 2017;
- CUBASCH, U., D. et al. Introduction. In: **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change** [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2013.

- DECARBOOST/CENTROCLIMA, **Uma Estratégia de Descarbonização para uma Economia Brasileira de Zero Carbono Líquido em 2050: Instrumentos de Política e Planos Setoriais de Mitigação**. Centro Clima/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2023.
- DIAS, R.S.; SILVA, A.C.C. da; FRACARO, C.; BLEY JUNIOR, C.J., "Utilização de Ferramentas Livres para Gestão Territorial do Nexso Água e Energia". In: **Desenvolvimento e Energia**, v. 30, p. 109-126, 2014.
- DING, N., LIU, J., YANG, J., et al. "Water footprints of energy sources in China: Exploring options to improve water efficiency", In: **Journal of Cleaner Production**, v. 174, n. 2018, p. 1021-1031, fev. 2018. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.10.273. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652617325775>.
- EUROPEAN COMMISSION, Directorate-General for Research and Innovation, Bickel, P., Friedrich, R., **ExternE -- Externalities of Energy – Methodology 2005 update**, Bickel, P.(editor), Friedrich, R.(editor), Publications Office, 2005.
- FANTKE, P., BIJSTER, M., GUIGNARD, C., et al. **USEtox® 2.0 Documentation (Version 1.1)**. [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: <http://usetox.org>.
- FRISCHKNECHT, R. et al. "The Ecoinvent Database: Overview and Methodological Framework". In: **The International Journal of Life Cycle Assessment**, vol 10, 3-9, 2005.
- FTHENAKIS, V., KIM, H. C. "Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation", In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 7, p. 2039-2048, set. 2010. DOI: 10.1016/j.rser.2010.03.008. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.008>.
- GARCÍA-GUSANO, D.; GARRAÍN, D.; DUFOUR, J. "Prospective Life Cycle Assessment of the Spanish Electricity Production". In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 75 (2017) 21-34.
- GASA, G.; LOPEZ-ROMAN, A.; PRIETO, C.; CABEZA, L.F. "Life Cycle Assessment (LCA) of a Concentrating Solar Power (CSP) Plant in Tower Configuration with and without Thermal Energy Storage (TES)". In: **Sustainability** 2021, 13, 3672, doi:10.3390/su13073672.
- GEKAS, V., FRANTZESKAKI, N., TSOUTSOS, T. "Environmental Impact Assessment of Solar Energy Systems – Results form a Life Cycle Analysis". In: **Proceedings of the International Conference – Protection and Restoration of the Environment VI**. Skiathos, 1-5 julho, 1569-1576, 2002.
- GERBENS-LEENES, P. W., HOEKSTRA, A. Y., MEER, T. Van Der. "The water footprint of energy from biomass: A quantitative assessment and consequences of an increasing share of bio-energy in energy supply", In: **Ecological Economics**, v. 68, n. 4, p. 1052-1060, 2008. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2008.07.013>. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2008.07.013>.
- GIZ/MCTI. **CSP in Brazil**. 2014.

- GIZ/MCTI. **Parabolic Trough CSP Technology - State of the Art and Market Overview**. 2014b;
- GIZ/MCTI. **Tower CSP Technology - State of Art and Market Review**; 2014c.
- GIZ/MCTI. **Basic Mapping of General Pre-Conditions for CSP Technologies in Brazil**. 2014d.
- GIZ/MCTI. **Survey on potential hybridisation options for concentrating solar power plants in Brazil**. 2016.
- GIZ/MCTI. **Guia de licenciamento ambiental de heliotérmicas**. 2017.
- GOEDKOOPE, M. et al. **ReCiPe 2008 - A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level**. First Edition. Ruimte en Milieu. Ministerie Van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, 2009.
- GUIMARÃES, A. P. C. et al. "Caracterização de localidades do semi-árido para Implantação de um sistema piloto heliotérmico de geração elétrica". In: **III Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Belém, 21 a 24 Set, 2010.
- HOEKSTRA, A.Y. and HUNG, P.Q. **Virtual Water Trade: A Quantification of Virtual Water Flows between Nations in Relation to Crop Trade**. IHE, Delft, The Netherlands, 2002.
- HOEKSTRA, A. Y., CHAPAGAIN, A. K. "Water footprints of nations: Water use by people as a function of their consumption pattern", In: **Water Resources Management**, v. 21, n. 1, p. 35–48, 27 dez. 2006. DOI: 10.1007/s11269-006-9039-x. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/s11269-006-9039-x>.
- HOEKSTRA, A. Y. "Water neutral: Reducing and offsetting the impacts of water footprints", In: **Value of Water Research Report Series** No 28, UNESCO-IHE, Delft, Netherlands, 2008, www.waterfootprint.org/Reports/Report28-WaterNeutral.pdf.
- HOEKSTRA, A. Y., CHAPAGAIN, A. K., ALDAYA, M. M., et al. **The Water Footprint Assessment Manual: Setting the global standard**. London, Earthscan, 2011. Disponível em: https://waterfootprint.org/media/downloads/TheWaterFootprintAssessmentManual_2.pdf. Acesso em: 3 dez. 2021.
- HOEKSTRA AY, MEKONNEN MM, CHAPAGAIN AK, MATHEWS RE, RICHTER BD (2012) "Global Monthly Water Scarcity: Blue Water Footprints versus Blue Water Availability". In: **PLoS ONE** 7(2): e32688. doi:10.1371/journal.pone.0032688
- HOGEBOM, R. J., KNOOK, L., HOEKSTRA, A. Y. "The blue water footprint of the world's artificial reservoirs for hydroelectricity, irrigation, residential and industrial water supply, flood protection, fishing and recreation", In: **Advances in Water Resources**, v. 113, p. 285–294, mar. 2018. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.01.028. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2018.01.028>.

- HUIJBREGTS, M. A. J., STEINMANN, Z. J. N., ELSHOUT, P. M. F., et al. "ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level", In: **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 22, n. 2, p. 138–147, 2017. DOI: 10.1007/s11367-016-1246-y. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1007/s11367-016-1246-y>.
- IEA HYDRO. **Hydropower and the environment: Managing the carbon balance in freshwater reservoirs**. . [S.l.: s.n.], 2018. Disponível em: https://www.ieahydro.org/media/691aaaa8/AnnexXII_Guidelines_Volume_3_Final_10Jan2018.pdf. Acesso em: 7 dez. 2021.
- IEA. **Renewables 2022 - Analysis and Forecast to 2027**. International Energy Agency. 2023.
- IEA. **World Energy Outlook 2022**. International Energy Agency. 2022.
- IIASA. **Energy Modeling Framework: Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact (MESSAGE)**, International Institute for Applied Systems Analysis 26th April 2009,
- THE WORLD BANK. **International Bank for Reconstruction and Development and International Development Association** / In: Report of the High-Level Commission on Carbon Prices. 29 de maio de 2017.
- IPCC. Annex I: Glossary — Global Warming of 1.5 °C. In Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change; 2018.
- IPCC. Summary for Policymakers. In: **Climate Change 2023: Synthesis Report**. A Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 36 pages. (in press), 2023.
- IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. International Renewable Energy Agency, 2020.
- IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2021**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022.
- JIN, Y., BEHRENS, P., TUKKER, A., et al. "Water use of electricity technologies: A global meta-analysis", In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 115, n. June, p. 109391, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109391. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109391>.
- JUSTINO, T.C. **Um sistema de apoio à decisão multicritério para o planejamento da expansão da geração de longo prazo considerando emissões de gases de efeito estufa**. Tese de Doutorado. COPPE/UFRJ/, Rio de Janeiro, 2020
- KABAYO, J., MARQUES, P., GARCIA, R., et al. "Life-cycle sustainability assessment of key electricity generation systems in Portugal", In: **Energy**, v. 176, p. 131–

142, jun. 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.03.166. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.166>.

- KO, N.; LORENZ, M.; HORN, R.; KRIEG, H.; BAUMANN, M. "Sustainability Assessment of Concentrated Solar Power (CSP) Tower Plants - Integrating LCA, LCC and LCWE in One Framework". In: **Proceedings of the Procedia CIRP**; 2018; Vol. 69.
- LA ROVERE, E.L., WILLS, W., DUBEUX, C. B. S. **Estudo Técnico da Iniciativa Clima e Desenvolvimento**. Centro Clima / COPPE / UFRJ, 2021.
- LA ROVERE, E.L., WILLS, W., DUBEUX, C. B. S. et al (2020). **Preparação de Modelagem para Estimar os Impactos Socioeconômicos da Adoção de um Instrumento de Precificação de Carbono como parte do Pacote de Implementação da NDC Brasileira – Componente 2a (Modelagem)**. PMR Brasil, 2020.
- LASSIO, J.G, ABREU, J., RAUPP, I., MATOS, D., MOLLICA, A pegada hídrica da geração de energia no brasil: utilização de fatores de caracterização regionalizados a partir do método AWARE. In: **XXV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos**, Aracaju, 2023.
- LISBOA, M.L.V., DAMAZIO, J.M., SABOIA, C.H.M., MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G., HOLLAUER, G. MASILI, G., PATUSCO, J.M. MATRIZ - Modelo para Estudos Integrados de Planejamento de Longo Prazo para o Sistema Energético Brasileiro. In: **XXII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - XII SEPOE**, Rio de Janeiro, 2012.
- LODI, C. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada**. Dissertação de Mestrado. UFRJ/COPPE/PPE. Rio de Janeiro, 2011.
- LOULOU, R.; REMME, U.; KANUDIA, A.; LEHTILA, A.; GOLDSTEIN, G. **Documentation for the TIMES Model Part I**. IEA Energy Technol. Syst. Anal. Program, 2005.
- LOULOU R. et al. **Documentation for TIMES Model – Part I. Energy Technology Systems Analysis Programme**. <http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>. July, 2016.
- LOVEGROVE & STEIN. **Concentrating Solar Power Technology**. Woodhead Publishing, 2012.
- MALAGUETA, D. C. **Avaliação de Alternativas para Introdução da Geração Elétrica Termossolar na Matriz Energética Brasileira**, Tese de Doutorado, UFRJ/COPPE/PPE, Rio de Janeiro, 2013.
- MATOS, D.F., LASSIO, J.G., BRANCO, D.C., PEREIRA JR., A. "Perspectives for Expansion of Concentrating Solar Power (CSP) Generation Technologies in Brazil". In: **Energies**, 15 (24), 2022.
- MARTÍNEZ-ARCE, A., CHARGOY, J., PUERTO, M., et al. "Water Footprint (ISO 14046) in Latin America, State of the Art and Recommendations for Assessment and Communication", In: **Environments**, v. 5, n. 11, p. 114, 26 out. 2018. DOI:

10.3390/environments5110114. Disponível em: <http://www.mdpi.com/2076-3298/5/11/114>.

- MAXIM, A. "Sustainability Assessment of Electricity Generation Technologies Using Weighted Multi-Criteria Decision Analysis", In: **Energy Policy** 65 (2014), 284-297.
- MAYO, C.; BATUECAS, E.; DÍAZ, R.; PÉREZ, F.J. "Comparative Environmental Assessment of Two Materials Suited to Central Tower CSP Technology". In: **Sol. Energy** 2018, 162, doi:10.1016/j.solener.2018.01.036.
- MAZZAFERRO, C. **Life Cycle Assessment of Electricity Production from Concentrating Solar Thermal Power Plants**, Università Degli Studi Di Padova, 2017.
- MEDEIROS, A., MATOS, D.F., RAUPP, I.P., GARCIA, K.C., PAZ, L.R.L.da, ABREU, J.L.S., LASSIO, J.G. **Revisão Bibliográfica sobre Estudos de Pegada de Carbono com Ênfase em Aplicações Voltadas ao Setor Elétrico**. CEPEL. In: Relatório no. 1767/2021, 2021.
- MEDEIROS, A.; RAUPP, I.; DAMÁZIO, J.; COSTA, F. "Incorporação do Custo da Água e do Carbono no Planejamento Energético de Longo Prazo". In: **XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**; Belo Horizonte, 2019.
- MESSNER, S. & STRUBEGGER, **Model-Based Decision Support in Energy Planning**. IIASA Working Paper, WP-95-119, 1995
- MOURA, G.N.P. de. **A Relação entre Água e Energia: Gestão Energética nos Sistemas de Abastecimento de Água das Companhias de Saneamento Básico do Brasil**. Dissertação de Mestrado COPPE/UFRJ, 2010.
- NCDC. **Global Surface Summary of the Day - GSOD. 2009**. National Climatic DataCentre. Disponível em: <https://www.ncdc.noaa.gov/cdohtml/info.html>. Acesso em: 6 dez. 2021.
- OECD/IEA. **Water for Energy – Is Energy becoming a Thirstier Resource?** World Energy Outlook 2012.
- ONAT, N.; BAYAR, H., 2010. "The sustainability indicators of power production systems". In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews** nº 14, p. 3108-3115
- PASCHOALOTTO, L.A.C. **Metodologia de Suporte à Tomada de Decisão em Projetos de Usinas Termossolares Através de Análise Multicritério Geoespacial**. Dissertação de Mestrado. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Institutos Lactec – Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Curitiba, 2018.
- PENAFIEL, R.A.S. **Cenários de Geração de Eletricidade a Partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: A Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização**. Dissertação de Mestrado. UFRJ/COPPE/PPE. Rio de Janeiro, 2011

- PENAFIEL, R.A.S. **Proposta Metodológica para Formulação de Política para o Desenvolvimento da Tecnologia Heliotérmica no Brasil**. Tese de Doutorado. UFRJ/COPPE/PPE. Rio de Janeiro, 2016
- PEREZ-ARRIAGA, I.J.; Batlle, C. "Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation". In: **Econ. Energy Environ. Policy** 2012, 1, doi:10.5547/2160-5890.1.2.1.
- POSTEL, S.L., DAILY, G.C. and EHRLICH, P.R. Human Appropriation of Renewable Fresh Water. In: **Science**, 271, 785- 788, 1996. <http://dx.doi.org/10.1126/science.271.5250.785>
- RAMOS, D.S. (Coord.). **Planejamento Energético – Inserção da Variável Ambiental na Expansão da Oferta de Energia Elétrica**. Editora SYNERGIA, Rio de Janeiro, 2020.
- RAUPP, I, COSTA F, LISBOA ML, DAMÁZIO J, GARCIA K, SABOIA CH, MATOS D. "Energy Long-term Studies and the Freshwater Consumption". In: **II Latin American Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems**. Argentina, 2020.
- RENTIZELAS, A., GEORGAKELLOS, D. "Incorporating life cycle external cost in optimization of the electricity generation mix". In: **Energy Policy**, 65, 134-149, 2014.
- ROQUES et al., "Fuel Mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a mean-variance portfolio theory approach". In: **Energy Economics**, 30(4), 1831-1849. 2008
- SAVANNAH/!Khi **CSP South Africa. Proposed Upington Solar Thermal Plant and Associated Infrastructure**. In: Final EIA Report. Dec 2010.
- SEEBREGTS, A.J.; GOLDSTEIN, G.A.; SMEKENS, K. Energy/Environmental Modeling with the MARKAL Family of Models. In: **Operations Research Proceedings**, Springer Berlin Heidelberg: Berlin, Heidelberg, 2002; pp. 75–82., 2001.
- SILVA, V. de P. R. da, ALEIXO, D. de O., DANTAS NETO, J., et al. "Uma medida de sustentabilidade ambiental: pegada hídrica", In: **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 17, n. 1, p. 100–105, jan. 2013. DOI: 10.1590/S1415-43662013000100014. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1415-43662013000100014&lng=pt&tlng=pt.
- SORIA, R.; LUCENA, A.F.P.; TOMASCHEK, J.; FICHTER, T.; HAASZ, T.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R.; ROCHEDO, P.; FAHL, U.; KERN, J. "Modelling Concentrated Solar Power (CSP) in the Brazilian Energy System: A Soft-Linked Model Coupling Approach". In: **Energy**, 2016, doi:10.1016/j.energy.2016.09.080.
- SOUZA, L.E.V. de; CAVALCANTE, A.M.G. "Concentrated Solar Power Deployment in Emerging Economies: The Cases of China and Brazil". In: **Renew. Sustain. Energy Rev.** 2017.
- SAM. **System Advisor Model Version 2018.11.11 (SAM 2018.11.11)**. National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Accessed since 2020.

- TAVARES, R. F.A.M., **Hibridização de Energia Heliotérmica com Gaseificação de Biomassa para Geração de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado. UFRJ/COPPE/PPE. Rio de Janeiro, 2016.
- TOLMASQUIM, M. (Org.) **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2016; ISBN 9788560025060.
- TRAMA, C.P.; Júnior, A.O.P.; GUIMARÃES, A.P.C.; DINIZ, A.L.; VIEIRA, L.D.S.R. "Cost-Benefit Analysis of Solar Thermal Plants with Storage in a Hydrothermal System". In: **Energies**. 2021, 14, doi:10.3390/en14185662.
- TRAMA, C.P. **Análise Custo-Benefício de Usinas Heliotérmicas com Armazenamento: Um Estudo de Caso no Semiárido Brasileiro**. Tese de doutoramento. UFRJ/COPPE/PPE, Rio de Janeiro, 2023.
- TURCHI, C.; BOYD, M.; KESSELI, D.; KURUP, P.; MEHOS, M.; NEISES, T.; SHARAN, P.; WAGNER, M.; WENDELIN, T. **CSP Systems Analysis - Final Project Report**. NREL/TP-5500-72856, 2019.
- UNEP/SETAC. **Global guidance for life cycle impact assessment indicator - Vol 1**. Life Cycle Initiative, United Nations Environment Programme, 2016.
- USDOE. **Energy Demands on Water Resources**. US Department of Energy, Washington, DC, 2006.
- USDOE. **The Water-Energy Nexus: Challenges and Opportunities – Overview and Summary**. US Department of Energy, Washington, DC, 2014.
- VIEBAHN, P.; LECHON, Y.; TRIEB, F. "The Potential Role of Concentrated Solar Power (CSP) in Africa and Europe—A Dynamic Assessment of Technology Development, Cost Development and Life Cycle Inventories until 2050". In: **Energy Policy** 2011, 39, 4420–4430, doi:10.1016/j.enpol.2010.09.026.
- WEIDEMA, B.P., et al. Data quality management for life cycle inventories - an example of using data quality indicator. In: **Jornal of Cleaner Production**, pp. 167-174, 1996.
- WERNET, G.; BAUER, C.; STEUBING, B.; REINHARD, J.; MORENO-RUIZ, E.; WEIDEMA, B. "The Ecoinvent Database Version 3 (Part I): Overview and Methodology". In: **Int. J. Life Cycle Assess.** 2016, doi:10.1007/s11367-016-1087-8.
- WU, H. et al. **Environmental Impacts of Large Scale CSP Plants in Northwestern China**, 2014.
- WWAP - United Nations World Water Assessment Programme. **The United Nations World Water Development Report 2015: Water for a Sustainable World**. Paris, UNESCO, 2015.
- YOUNOS, T.; HILL, R.; POOLE, H. **Water Dependency of Energy Production and Power Generation Systems**. In: Virginia Water Resources Research Center Special Report N° SR46-2009.

ZHAO, D., LIU, J. "A new approach to assessing the water footprint of hydroelectric power based on allocation of water footprints among reservoir ecosystem services", **Physics and Chemistry of the Earth**, Parts A/B/C, v. 79–82, n. 2015, p. 40–46, 2015. DOI: 10.1016/j.pce.2015.03.005. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.pce.2015.03.005>.

ZHU, Y., JIANG, S., ZHAO, Y., et al. "Life-cycle-based water footprint assessment of coal-fired power generation in China", In: **Journal of Cleaner Production**, v. 254, p. 120098, maio 2020. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120098. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120098>.

ANEXO 1 – Inventários de Dados - *ECOINVENT*

Inventários do Banco de Dados *Ecoinvent* versão 3.5 utilizados nos cálculos dos coeficientes de impacto das fontes de geração de energia elétrica

Quadro A1.1: Inventários de Dados - *ECOINVENT*

Fontes	Inventários do Ecoinvent
Solar PV	Electricity, low voltage {RoW} electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si APOS, U
Eólica	Electricity, high voltage {BR} electricity production, wind, >3MW turbine, onshore APOS, U
Bagaço de cana	Electricity, high voltage {BR} cane sugar production with ethanol by-product APOS, U
Lenha	Electricity, high voltage {BR} heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 APOS, U
Hidrelétrica	Electricity, high voltage {BR} electricity production, hydro, reservoir, tropical region APOS, U
Gás CS	Electricity, high voltage {BR} electricity production, natural gas, conventional power plant APOS, U
Gás CC	Electricity, high voltage {BR} electricity production, natural gas, combined cycle power plant APOS, U
Carvão	Electricity, high voltage {BR} electricity production, lignite APOS, U
Nuclear	Electricity, high voltage {BR} electricity production, nuclear, pressure water reactor APOS, U
CSP (CPCA_AR)	Electricity, high voltage {ZA} electricity production, solar thermal parabolic trough, 50 MW APOS, U
CSP (TS)	Electricity, high voltage {ZA} electricity production, solar tower power plant, 20 MW APOS, U

ANEXO 2 – Telas do SAM – Controle do Despacho

Tecnologia Calha Parabólica com 6 horas de Armazenamento, Refrigeração Úmida e Controle do Despacho do Armazenamento Default.

Figura A2.1 Telas do SAM – CPCA_AGUA - Despacho do Armazenamento Default

- Receivers (HCEs)
- Power Cycle
- Thermal Storage
- Parasitics
- System Costs
- Lifetime
- Financial Parameters
- Time of Delivery Factors
- Incentives
- Depreciation

Dispatch Control

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0	0	1.05	0
Period 2:	0	0	1	0
Period 3:	0	0	1	0
Period 4:	0	0	1	0
Period 5:	0	0	1	0
Period 6:	0	0	1	0
Period 7:	0	0	1	0
Period 8:	0	0	1	0
Period 9:	0	0	1	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura A2.2 Telas do SAM – CPCA_AR - Despacho do Armazenamento Default

- Receivers (HCEs)
- Power Cycle
- Thermal Storage
- Parasitics
- System Costs
- Lifetime
- Financial Parameters
- Time of Delivery Factors
- Incentives
- Depreciation

Dispatch Control

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0	0	1.05	0
Period 2:	0	0	1	0
Period 3:	0	0	1	0
Period 4:	0	0	1	0
Period 5:	0	0	1	0
Period 6:	0	0	1	0
Period 7:	0	0	1	0
Period 8:	0	0	1	0
Period 9:	0	0	1	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura A2.3 Telas do SAM – CPCA_AGUA - Despacho do Armazenamento Noturno.

- Receivers (HCEs)
- Power Cycle
- Thermal Storage
- Parasitics
- System Costs
- Lifetime
- Financial Parameters
- Time of Delivery Factors
- Incentives
- Depreciation

Simulate >

Dispatch Control

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	1	1	1.05	0
Period 2:	0	0	1.05	0
Period 3:	0	0	1	0
Period 4:	0	0	1	0
Period 5:	0	0	1	0
Period 6:	0	0	1	0
Period 7:	0	0	1	0
Period 8:	0	0	1	0
Period 9:	0	0	1	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Copy schedule from TOD Factors page

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2

ANEXO 3 – Coeficientes de Emissão de Gases de Efeito Estufa

Coeficientes de Emissão de Gases de Efeito Estufa para o Modelo Matriz – Impactos Implantação + Operação – Para a Seção Tecnologias GERAL, do lado da Operação.

Quadro A3.1: Coeficientes de Emissão de GEE – Modelo MATRIZ

Fontes	Tecnologias no Modelo MATRIZ	t CO₂ eq/tep	Referência
Solar PV	X-S-SLR_N X-S-SLR_NE X-S-SLR_S X-S-SLR_SE	0,931	Resultado ReCiPe
Eólica	X-S-WND_NE X-S-WND_S X-S-WND-BA	0,298	Resultado ReCiPe
Bagaço de cana	P-S-T_BAG_SE_AC P-S-T_BAG_SE_ET	3,730	Resultado ReCiPe
Lenha	P-S-T_WOD P-S-T_WOD_N P-S-T_WOD_NE	0,549	Resultado ReCiPe
Usinas Hidrelétricas	X-S-H_BM X-S-H_IT X-S-H_MAD X-S-H_MAN X-S-H_N X-S-H_NE X-S-H_PARANA X-S-H_S X-S-H_SE X-S-H_TAP X-S-H_TPIR X-S-PCH_S X-S-PCH_SE	0,074	Resultado ReCiPe (apenas implantação)
Gás CS	P-S-T_Gcs_NE P-S-T_Gcs_S P-S-T_Gcs_SE	6,578	Resultado ReCiPe
Gás CC	P-S-T_GNS_MAN P-S-T_GNS_N P-S-T_GNS_NE P-S-T_GNS_S P-S-T_GNS_SE	4,530	Resultado ReCiPe
Carvão	P-S-T_CVP_S	16,729	Resultado ReCiPe
Nuclear	S-S-NUC_NE S-S-NUC_S S-S-NUC_SE	0,142	Resultado ReCiPe

ANEXO 4 -Fatores Geração Eólica *Onshore* e Solar Fotovoltaica

Quadro A4.1: Fatores intradiários da Geração Eólica *Onshore* – NE

Patamar	JAN-MAR	ABR-JUN	JUL-SET	OUT-DEZ
1	1,184	1,157	1,085	1,128
2	1,137	1,134	1,026	1,066
3	1,032	1,054	1,000	1,034
4	0,912	0,961	0,982	0,879
5	0,737	0,754	0,864	0,780
6	0,847	0,760	0,895	0,909
7	1,004	1,021	1,027	1,061
8	1,147	1,158	1,121	1,143

Quadro A4.2: Fatores intradiários da Geração Eólica *Onshore* – S

Patamar	JAN-MAR	ABR-JUN	JUL-SET	OUT-DEZ
1	1,124	1,096	1,124	1,120
2	0,941	1,049	1,052	0,997
3	0,827	0,977	0,951	0,868
4	0,832	0,889	0,885	0,876
5	0,927	0,913	0,904	0,918
6	1,054	0,900	0,922	1,015
7	1,110	1,032	1,025	1,071
8	1,185	1,145	1,138	1,134

Quadro A4.3: Fatores intradiários da Geração Eólica *Onshore* – N

Patamar	JAN-MAR	ABR-JUN	JUL-SET	OUT-DEZ
1	1,062	0,997	1,099	1,053
2	0,814	0,604	1,122	1,030
3	0,722	0,694	1,056	0,994
4	0,886	1,010	0,968	0,997
5	1,042	1,317	0,910	0,947
6	1,176	1,230	0,855	0,918
7	1,122	1,014	0,918	0,983
8	1,177	1,134	1,072	1,079

Quadro A4.4: Fatores intradiários da geração solar fotovoltaica - NE

Patamar	JAN-MAR	ABR-JUN	JUL-SET	OUT-DEZ
1	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,001	0,002	0,004	0,033
3	1,031	1,531	1,601	1,790
4	2,642	2,837	2,661	2,571
5	2,666	2,619	2,563	2,448
6	1,575	1,010	1,172	1,157
7	0,086	0,000	0,000	0,001
8	0,000	0,000	0,000	0,000

Quadro A4.5: Fatores intradiários da geração solar fotovoltaica - SE

Patamar	JAN-MAR	ABR-JUN	JUL-SET	OUT-DEZ
24:00-3:00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00-6:00	0,00	0,00	0,00	0,01
6:00-9:00	0,82	1,08	1,14	1,47
9:00-12:00	2,53	2,91	2,78	2,66
12:00-15:00	2,76	2,83	2,76	2,53
15:00_18:00	1,73	1,19	1,33	1,32
18:00-21:00	0,18	0,00	0,00	0,01
21:00-24:00	0,00	0,00	0,00	0,00

Quadro A4.6: Fatores intradiários da geração solar fotovoltaica - S

Patamar	JAN-MAR	ABR-JUN	JUL-SET	OUT-DEZ
24:00-3:00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00-6:00	0,00	0,00	0,00	0,01
6:00-9:00	0,82	1,08	1,14	1,47
9:00-12:00	2,53	2,91	2,78	2,66
12:00-15:00	2,76	2,83	2,76	2,53
15:00_18:00	1,73	1,19	1,33	1,32
18:00-21:00	0,18	0,00	0,00	0,01
21:00-24:00	0,00	0,00	0,00	0,00