



INCORPORAÇÃO DO NEXO ENERGIA-ÁGUA EM UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

Eveline María Vásquez Arroyo

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 Energético.

Orientadores: Roberto Schaeffer

André Frossard Pereira de Lucena

Rio de Janeiro

Março de 2018

INCORPORAÇÃO DO NEXO ENERGIA-ÁGUA EM UM MODELO DE
OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

Eveline María Vásquez Arroyo

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

Examinada por:

Prof. Roberto Schaeffer, PhD.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. José Paulo Soares Azevedo, D.Sc.

Prof. Márcia Maria Guedes Alcoforado de Moraes, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Arroyo, Eveline María Vásquez

Incorporação do nexa energia-água em um modelo de otimização da expansão do sistema energético brasileiro/
Eveline María Vásquez Arroyo – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XIX, 232 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Roberto Schaeffer

André Frossard Pereira de Lucena

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 195-212.

1. Nexa água-energia. 2. Modelagem Energética. 3. Restrição Hídrica. I. Schaeffer, Roberto, *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Para meus pais, Tulio e Maria Antonieta, por serem minha inspiração e
exemplo de vida e fortaleza

“Water no get enemy”.

- Fela Kuti

“Ten siempre a Ítaca en tu mente.

Llegar allí es tu destino”.

- Constantin Cavafis

"Si no escalas la montaña, jamás podrás disfrutar el paisaje”.

-Pablo Neruda

“Donde hay un deseo, hay un camino”.

-Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a DEUS, por ter me dado a permissão de chegar até aqui, e por todas as pessoas que cruzaram no meu caminho.

Aos meus orientadores Roberto Schaeffer e André Frossard Pereira de Lucena. Muito obrigada pela paciência, compartimento de conhecimento e o estímulo à pesquisa. Além disso, à banca por ter aceitado examinar este trabalho.

Ao CNPq pelo apoio financeiro mediante a bolsa outorgada.

Ao ICTA, em especial à Cristina Madrid, pelo carinho e valiosos ensinamentos.

Ao IIASA, em especial para o Oliver, Ed e Manfred (*in mmemoriám*). Thank you very much for all your support, I really appreciated it.

Aos meus colegas do CENERGIA pelo convívio e amizade (Mariana, Bruno, Rafael S, Rafael G, Esperanza, Mauro, Cindy, Camila, Fernanda, Fabio(s), Rebeca, Gerd Em especial ao Pedro, obrigada pelos momentos de risadas e compartimento de conhecimento e valiosos conselhos.

Aos funcionários do PPE, em especial à Sandrinha, Paulo, Fernando e Queila.

As minhas “Guapas” queridas (minha família no Rio): Luiza, Cynthia, Clara, Natália, Nathalia, Daniele, Larissa e Patrícia. Muito obrigada pela amizade e parceria.

Ao Tulio, meu pai, que nunca me deixou desistir desta etapa, mesmo com obstáculos difíceis de superar. A Maria Antonieta, Conchito, minha mãe, pelo grande amor que me dá, mesmo sem conseguir lembrar meu nome, sabe que eu sou parte dela. Aos meus sobrinhos, Guillermo, Gael e Matias, que espero eu possa servir de inspiração no futuro.

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

INCORPORAÇÃO DO NEXO ENERGIA-ÁGUA EM UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

Eveline María Vásquez Arroyo

Março/2018

Orientadores: Roberto Schaeffer

André Frossard Pereira de Lucena

Programa: Planejamento Energético

Muitas vezes, a decisão sobre o uso de uma tecnologia específica para a produção de energia e sua expansão não considera aspectos importantes como a disponibilidade hídrica, as retiradas de usuários não-energéticos e da própria tecnologia a ser adotada. Esta Tese analisa o uso da água na expansão da oferta de energia no Brasil. O modelo de otimização integrado, MESSAGE-Brasil, é utilizado para explorar possíveis impactos no sistema energético brasileiro sob restrição do uso dos recursos hídricos. Dessa forma, é proposta a incorporação de um novo módulo hídrico, que tem como um dos principais desafios a compatibilização da escala espacial dos sistemas hídrico e energético. Resultados de cenários propostos mostram os *trade-off* e sinergias entre o nexo energia-água, além de considerar um cenário de mitigação de emissões de gases de efeito estufa. Um dos resultados relevantes dos cenários propostos é que o instrumento de gestão de cobrança pelo uso da água é mais efetivo para reduzir a retirada de água do que o instrumento de outorga. A aplicação de um custo à água para o sistema energético integrado leva à escolha de tecnologias cujo custo total é menor e/ou à opção por processos que tenham uso menos intensivo de água. Isso gera uma variação no *mix* do sistema de expansão energética e uma realocação das tecnologias para outras áreas hidrográficas. Esta Tese, portanto, reflete a importância de considerar o nexo energia-água na modelagem do planejamento energético integrado com a gestão dos recursos hídricos.

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

INCLUSION OF THE WATER-ENERGY NEXUS IN THE BRAZILIAN ENERGY
EXPANSION SYSTEM OPTIMIZATION MODEL

Eveline María Vásquez Arroyo

March/2018

Advisors: Roberto Schaeffer

André Frossard Pereira de Lucena

Department: Energy Planning

Often, the decision about the use of a specific technology for energy production and its expansion does not consider important aspects such as water availability and withdrawals from non-energy users. This thesis analyzes the use of water in the energy supply expansion in Brazil. The integrated optimization model MESSAGE-Brazil is used to explore possible impacts on the Brazilian energy system under restriction in the water resources use. Thus, the incorporation of a new water tool is proposed. One of the main challenges faced was the compatibility of the spatial scale of water (hydrographic regions) and energy (energy regionalization) systems. Results of proposed scenarios show the trade-offs and synergies in the water-energy nexus, in addition to considering a mitigation of greenhouse gas emissions scenario. One of the relevant results of the proposed scenarios is that water cost management system contributes more to a reduction of water withdrawal than the water-rights system. The addition of a water cost to the integrated energy system induces the choice of technologies with a minimal total cost and / or the option for processes that have less water intensive use. This leads to changes in the energy expansion mix of the system and a reallocation of technologies to other hydrographic areas. This thesis therefore reflects the importance of considering the water-energy nexus in the modeling of integrated energy planning with the management of water resources.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Objetivos do estudo	10
1.2. Estrutura do estudo	11
2. CONTEXTUALIZAÇÃO: O RECURSO HÍDRICO E O SETOR ENERGÉTICO ...	13
2.1 Gerenciamento das águas no Brasil	13
2.1.1 Conceitos e definições	13
2.1.2 Estrutura de Governança dos Recursos Hídricos no Brasil	16
2.1.3 Instrumentos de Gestão dos Recursos Hídricos.....	19
2.1.4 Situação dos recursos hídricos no Brasil	27
2.2 Setor energético brasileiro	32
2.2.1 Uso da água no setor energético e sua relação com a segurança energética e impacto ambiental.....	34
3. AVALIAÇÃO DE ESTUDOS SOBRE MODELAGEM INTEGRADA DO NEXO ENERGIA-ÁGUA (ÁGUA PARA ENERGIA)	61
3.1. Modelagem simulação hidrológica.....	61
3.2 Modelagem energética.....	62
3.2.1 Modelo de otimização OSeMOSYS (<i>Open Source Energy System Model</i>).....	64
3.2.2 Modelo de otimização MARKAL / TIMES (<i>The MarkAl-EFOM Integrated System</i>)	65
3.2.3 Modelo de otimização MESSAGE (<i>Model for Energy Supply Systems And their General Environmental impact</i>)	68
3.3 Interação da modelagem de simulação hidrológica e energética	71
3.3.1 Modelo de simulação LEAP (<i>Long-range Energy Alternatives Planning</i>) e WEAP	71

4. PROPOSTA METODOLÓGICA PARA A INCLUSÃO DO MÓDULO HIDRICO NO MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE EXPANSÃO ENERGÉTICA DE ESCALA REGIONAL.....	73
4.1 Modelagem: Integração da variável hídrica ao modelo de expansão energética.....	75
4.1.1 O Modelo MESSAGE	76
4.1.2 Estrutura de integração do módulo hídrico no modelo de otimização do sistema energético MESSAGE	78
4.1.2.1 Terminologia usada para inclusão do módulo hídrico na modelagem energética MESSAGE.....	81
4.1.2.2 Níveis de Água e Tipologia das <i>Commodities</i>	83
4.1.2.3 Processos na Cadeia Hídrica.....	86
4.2 Parâmetros dos processos de produção/conversão de energia e uso de água	92
4.2.1 Definição de coeficientes hídricos para tecnologias de resfriamento de sistema fechado a torre úmida e de sistema aberto.	93
4.3 Construção da representação geográfica da hidrologia	100
5. METODOLOGIA APLICADA NO MODELO MESSAGE-BRASIL, VERSÃO MSB8000.....	102
5.1 Quantificação dos recursos hídricos no modelo brasileiro de expansão de energia (MSB8000): setor elétrico.	104
5.1.1. Coeficiente de retirada e consumo de água para o processo de sistema de resfriamento aberto no Brasil.....	107
5.1.2 Coeficiente de retirada e consumo de água para o processo de sistema resfriamento fechado à torre úmida para o Brasil	108
5.1.3 Coeficientes de retirada e consumo dos recursos hídricos para processos de não-resfriamento e outros.	108
5.2 Construção da hidrologia aplicada no modelo MESSAGE Brasil 8000.	116
5.3 Estrutura do módulo hídrico no modelo de expansão energética brasileiro – MESSAGE Brasil (versão MSB8000).....	123

5.3.1 Cadeia hídrica: Níveis de Água (<i>Commodities</i>) e Processos	123
5.4 Cenários	133
6. RESULTADOS	142
6.1 Resultados dos cenários	142
6.1.1 Resultados do Cenário de Referência (REF)	142
6.1.2 Resultados dos Cenários de Diagnóstico	151
6.1.3 Resultados dos Cenários de Baixo Carbono (BC) – Mitigação de emissões de Gases de Efeito Estufa	163
6.2 Comparação entre cenários propostos	177
6.3 Discussão de resultados e da aplicação do módulo hídrico no sistema energético integrado brasileiro	185
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS: CONTRIBUIÇÕES, LIMITAÇÕES E OPORTUNIDADES DE MELHORA E TRABALHOS FUTUROS.....	188
7.1 Contribuições da proposta da inclusão do módulo hídrico no modelo integrado de planejamento energético brasileiro.....	188
7.2 Limitações do estudo e oportunidades de melhora.....	192
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	195
ANEXOS	213
Anexo 1: Coeficientes hídricos do Sistema de Resfriamento e de Outros Processos.....	214
Anexo 2: Retirada de água dos usuários não-energéticos por Bacia no modelo MSB8000 (Mm ³).....	216
Anexo 3: Identificação de sistemas de resfriamento e capacidade instalada de frio por tipo de usina termelétrica e Bacia/Região MSB8000	220
Anexo 4: Distribuição do histórico da capacidade instalada dos processos de Resfriamento no MSB8000 (MW)	225
Anexo 5: Lista dos Níveis de Água e Commodities do Módulo Hídrico no MSB8000.	227

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1: O uso da água a partir de fontes de energia e sua dependência de terra e clima.	4
Figura 2-1: Estrutura do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos	17
Figura 2-2: Instrumentos da política nacional de recursos hídricos.	19
Figura 2-3: Retirada e consumo de água em 2015 (m ³ /s).....	29
Figura 2-4: Nível de criticidade de estresse hídrico da Região Hidrográfica do Atlântico Sul. Comparando a demanda com a vazão média e vazão Q95.	31
Figura 2-5: Nível de criticidade de estresse hídrico das bacias e sub-bacias da Região Hidrográfica do Atlântico Sul. Comparando a demanda com a vazão Q95.....	31
Figura 2-6: Produção de energia térmica segundo o ciclo <i>Rankine</i> de vapor de água.	41
Figura 2-7: Esquema da classificação de usinas termelétricas de ciclo <i>Brayton</i> e <i>Rankine</i> . 42	
Figura 2-8: Uso de água no processo termelétrico em um ciclo <i>Rankine</i>	44
Figura 2-9: Classificação dos tipos de Processos de Resfriamento.....	45
Figura 2-10: Sistema de resfriamento de circulação fechada em torre úmida.....	46
Figura 2-11: Sistema de resfriamento de circulação fechada indireta em torre seca	47
Figura 2-12: Sistema de resfriamento de circulação aberta.....	48
Figura 2-13: Uso da água em uma usina de IGCC com um sistema de resfriamento fechado a torre úmida.	52
Figura 2-14: Uso de água no processo de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar	57
Figura 2-15: Processos de uma usina sucroenergética (fabricação de açúcar e destilação de etanol moderna)	58
Figura 2-16: Distribuição média dos usos de água em uma indústria sucroenergética.	59
Figura 2-17: Distribuição do uso de água em refinarias de derivados de petróleo	60
Figura 3-1: Modelagem de água-energia no modelo energético global TIMES—FR no setor termelétrico.	67
Figura 4-1: Fluxograma do desenvolvimento da metodologia para inclusão das variáveis hídricas ao modelo de otimização de expansão energética.	75
Figura 4-2: Exemplo de estrutura de um sistema energético construído no MESSAGE	78
Figura 4-3: Estrutura do sistema energético e a inclusão do módulo hídrico na modelagem energética.....	80

Figura 4-4: Análise e integração espacial da modelagem energética e modelagem hidrográfica.....	83
Figura 4-5: Cadeia hídrica do módulo hídrico: Nível de Água e <i>Commodities</i>	84
Figura 4-6: Esquema simplificado da construção do Módulo Hídrico em uma Unidade Hidrográfica de uma região MESSAGE para uma tecnologia de produção/conversão de energia	91
Figura 4-7: Balanço térmico de uma usina termelétrica a ciclo <i>Rankine</i>	94
Figura 4-8: Correlação entre k_{sens} e a temperatura de bulbo seco.....	96
Figura 5-1: Definição das Bacias e Direção dos Fluxos dos Rios Principais no MSB8000	121
Figura 5-2: Estrutura da cadeia hídrica que utiliza o Nível de Água 1 na Geração de Vazão Disponível sem afluentes a montante. Caso da Região Sul – Região Hidrográfica Atlântico Sul.....	124
Figura 5-3: Estrutura da cadeia hídrica que utiliza o Nível de Água 1 na Geração de Vazão Disponível com afluentes a montante. Caso da Região Sul – Região Hidrográfica Paraná.	125
Figura 5-4: Estrutura da cadeia hídrica do fluxo de água excedente de uma Bacia.	126
Figura 5-5: Balanço de água dos processos e insumos para o setor termelétrico a ciclo <i>Rankine</i>	127
Figura 5-6: <i>Inputs</i> e <i>Outputs</i> dos fluxos do Nível de Água 2 da Bacia_1_S para uma usina termelétrica na Região Sul.....	128
Figura 5-7: <i>Inputs</i> e <i>Outputs</i> dos fluxos do Processo Geração de Efluente da Bacia_1_S na Região Sul	129
Figura 5-8: Transferência do Grupo de Insumos à Usina Termelétrica a Carvão Mineral Doméstico Existente na Região Sul.	131
Figura 5-9: Estrutura da Cadeia Hídrica para o setor elétrico na Região Sul do modelo MSB8000.....	132
Figura 5-10: Retirada versus disponibilidade hídrica Q95 e Q outorga.....	136
Figura 5-11: Intervalos de custo da água para sistemas de resfriamento no Brasil.....	138
Figura 6-1: Geração elétrica no Brasil (TWh/ano), período 2010 - 2050 – Cenário REF .	143

Figura 6-2: Demanda e consumo de água por usuário consuntivo no Brasil em 2010 e 2050 – Cenário REF.	145
Figura 6-3: Distribuição da retirada total e consumo total de água por Regiões Hidrográficas, período 2010 – 2050, segundo o cenário REF (Mm ³ /ano) :.....	146
Figura 6-4: Distribuição da retirada e consumo de água do setor elétrico por Regiões Hidrográficas, período 2010 – 2050, segundo o cenário REF (Mm ³ /ano) :	148
Figura 6-5: Demanda de frio gerado pelas usinas termelétricas a ciclo <i>Rankine</i> no Brasil, período 2010 – 2050, segundo o cenário REF	150
Figura 6-6: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Nordeste em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF	152
Figura 6-7: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Sul em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF.....	153
Figura 6-8: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Sudeste em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF	154
Figura 6-9: Variação do frio gerado nos sistemas de resfriamento na Região Nordeste em 2030 e 2050 (MW). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF	155
Figura 6-10: Variação do frio gerado nos sistemas de resfriamento na Região Sul em 2030 e 2050 (MW). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF	155
Figura 6-11: Variação do frio gerado nos sistemas de resfriamento na Região Sudeste em 2030 e 2050 (MW). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF	156
Figura 6-12: Indicador de nível de estresse hídrico (demanda de água vs. disponibilidade hídrica Qout) em 2030 e 2050. Resultado do cenário REF-Qout.....	157
Figura 6-13: Variação da geração de energia elétrica no Brasil em 2030 e 2050 (TWh/ano). Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF.....	159
Figura 6-14: Variação da retirada hídrica do setor elétrico no Brasil por região hidrográfica em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF ...	160
Figura 6-15: Variação do consumo hídrico do setor elétrico no Brasil por região hidrográfica em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF	161
Figura 6-16: Participação do frio gerado segundo sistema de resfriamento do setor elétrico no Brasil. Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF.	162

Figura 6-17: Variação do frio gerado segundo sistema de resfriamento do setor elétrico por regiões energéticas. Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF.	163
Figura 6-18: Trajetória de emissões de gases efeito estufa para os cenários BC50 e cenário REF (Mt CO ₂ e).....	164
Figura 6-19: Geração elétrica no Brasil (TWh/ano), período 2010 - 2050 – Cenário BC50	165
Figura 6-20: Variação da geração de energia elétrica no Brasil em 2030 e 2050 (TWh/ano). Comparativo de cenário BC50 com cenário REF.	166
Figura 6-21: Variação da retirada e consumo hídrico do setor elétrico no Brasil em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário BC50 com cenário REF.....	167
Figura 6-22: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Sudeste em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário BC50-Qout com cenário BC50	169
Figura 6-23: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Nordeste em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário BC50-Qout com cenário BC50	170
Figura 6-24: Variação do frio gerado nos sistema de resfriamento na Região Nordeste em 2030 e 2050 (MW). Comparativo de cenário BC50-Qout com cenário BC50	171
Figura 6-25: Indicador de nível de estresse hídrico (demanda de água vs. disponibilidade hídrica Qout) em 2030 e 2050. Resultado do cenário REF-Qout.....	172
Figura 6-26: Variação da geração de energia elétrica no Brasil em 2030 e 2050 (TWh/ano). Comparativo de cenário BC50-CA1500 com cenário BC50	174
Figura 6-27: Variação da retirada hídrica do setor elétrico no Brasil por região hidrográfica em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário BC50-CA1500 com cenário BC50175	
Figura 6-28: Variação do consumo hídrico do setor elétrico no Brasil por região hidrográfica em 2030 e 2050 (Mm ³ /ano). Comparativo de cenário BC50-CA1500 com cenário BC50	176
Figura 6-29: Participação do frio gerado segundo sistema de resfriamento do setor elétrico no Brasil. Comparativo de cenário BC50-CA1500 com cenário BC50.	177

LISTA DE TABELAS

Tabela 1-1: Interação entre os elementos do nexo: clima, água energia e uso do solo.	3
Tabela 1-2: Interação entre os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável 6 e 7 (água – energia)	7
Tabela 2-1: Critérios quantitativos para decidir sobre a emissão de outorgas	23
Tabela 2-2: Valores de cobrança do uso da água em países membros da OECD.	27
Tabela 2-3: Vazão média por Região Hidrográfica.....	28
Tabela 2-4: Indicador do nível de criticidade de estresse hídrico	30
Tabela 2-5: Uso de água nos diferentes tipos de umidificação em um IGCC.....	53
Tabela 3-1: Características de modelagem do nexo “água para energia” em modelos de sistemas energéticos de otimização	69
Tabela 4-1 Processos da Cadeia Hídrica no MESSAGE.....	87
Tabela 4-2: Características de modelagem do nexo “água para energia” no MESSAGE segundo a proposta metodológica.....	91
Tabela 5-1: Tecnologias de geração de eletricidade no MSB8000 avaliadas para uso de água.....	106
Tabela 5-2: Temperatura do ar e umidade relativa por Região Política/Energética.....	107
Tabela 5-3: Análises elementares dos carvões (%pp)	110
Tabela 5-4: Coeficientes hídricos de retirada e consumo das tecnologias de geração elétrica na Região Sul.....	116
Tabela 5-5: Definição e codificação das unidades hidrográficas no MSB8000.....	118
Tabela 5-6: Direção da Foz das Vazões das Bacias	120
Tabela 5-7: Porcentagem da retirada de água para consumo e geração de efluente dos usuários consuntivos não-energéticos	122
Tabela 5-8: Taxas de crescimento do uso de água dos usuários não energéticos no Brasil para 2050 (% a.a).....	122
Tabela 5-9: Retirada e consumo de água dos usuários não-energéticos.....	123
Tabela 5-10: Informação técnico-econômica dos sistemas de resfriamento no MSB8000	129
Tabela 5-11: Disponibilidade hídrica por bacia em Mm ³ /ano.....	135

Tabela 5-12: Resumo dos cenários propostos para avaliação do módulo hídrico no MSB8000.....	140
Tabela 6-1: Resumo dos resultados dos cenários REF, REF-Qout, REF-CA1500, BC50, BC50-Qut E BC50-CA1500 em 2050.....	178

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACOES

ANA	Agência Nacional gua.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
AR5	Fifth Assessment Report-IPCC (Quinto Relatório de Avaliao)
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono.
CLEW	Climate-Land-Energy-Water
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente.
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
GCM	Modelos Climáticos Global de Circulao Geral.
GEE	Gases de Efeito Estufa.
GWP	Potencial de aquecimento global
IAEA	International Atomic Energy Agency.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IGCC	<i>Integrated gasification combined cycle</i>
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change.
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovaes e Comunicaes do Brasil
MMA	Ministério de Meio Ambiente do Brasil.
NDC	Contribuies Nacionalmente Determinadas (<i>Nationally determined contributions</i>)
OCDE	Organizao de Cooperao e de Desenvolvimento Econmico.
ODM	Objetivos de Desenvolvimento do Milênio.

ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONS	Operador Nacional do Sistema.
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia.
PNE	Plano Nacional de Energia.
SIG	Sistema de Informações Geográficas.
UTE	Usina Termelétrica.

1. INTRODUÇÃO

A segurança energética e a segurança hídrica são prioridades para o desenvolvimento de um país. A água é um recurso renovável cada vez mais limitado em qualidade e quantidade (UNESCO, 2012), uma vez que cresce o número de corpos hídricos poluídos, assim como o aumento da demanda para seus diferentes usos consuntivos (abastecimento humano, irrigação, indústria e dessedentação de animais) e não consuntivos (navegação, turismo e lazer, pesca e preservação ambiental, etc.). No Brasil, o abastecimento humano e a criação de animais são usos prioritários dos recursos hídricos (BRASIL, 1997). Com isso, em uma situação de estresse hídrico, o setor energético tende a sofrer com a escassez do recurso tornando-se vulnerável. Ainda, considerando o fato de que a energia é também indispensável para muitos setores da sociedade, a falta de disponibilidade hídrica e possíveis impactos das mudanças climáticas no setor energético poderão refletir amplamente em toda economia. Dessa forma, a demanda de água doce é uma questão sensível e estima-se que a disponibilidade futura de água se torne mais incerta com a mudança climática (WWAP, 2014, DAMANIA *et al.*, 2017).

O crescimento econômico e populacional pode aumentar a demanda por água e energia, agravando o estresse na disponibilidade hídrica e a segurança na oferta de energia. O setor energético requer grandes quantidades de recurso hídrico e, atualmente, representa cerca de 15% das retiradas de água globais (IEA, 2012 e 2016). Um cenário de projeção de expansão energética considerando as implementações das Contribuições Nacionalmente Determinadas (*Nationally determined contributions* – NDC) indica que a demanda por energia primária global aumentaria em 31% em 2040, em relação a 2015 (IEA, 2016). Ao mesmo tempo, haveria um incremento de 20% na demanda de água para o setor energético e de 85% no consumo de água entre os anos de 2010 e 2035 (IEA, 2016).

Cada decisão tomada no setor energético pode afetar a gestão dos recursos hídricos, uso do solo e ainda ter impacto nas mudanças climáticas e vice-versa. Visto que, um setor pode influenciar o outro. Existe uma necessidade de avaliar os *trade-offs* e sinergias de cada interação com o objetivo de alcançar a sustentabilidade de forma

integrada. Assim, deve-se realizar uma análise mais abrangente do que uma análise puramente setorial, ou seja, considerar problemas mais amplos e suas relações, o que é chamado de “análise tipo nexa”. Uma “análise do tipo nexa” avalia as interconexões entre diferentes recursos, por exemplo, analisando a exigência de um recurso como entrada (*input*) para produzir outro, incluindo a possibilidade de substituição entre dois ou mais recursos (ANDREWS-SPEED *et al.*, 2012).

Terra, água e a energia são recursos importantes, ao mesmo tempo esses recursos são interdependentes e a maneira como são explorados contribui para as mudanças climáticas. Ademais, os sistemas que fornecem esses recursos são eles próprios vulneráveis às mudanças do clima, e por isso sua gestão adequada é fundamental, seja para fins de mitigação ou de adaptação. Estudos recentes como HOWELLS *et al.*, 2013, WELSCH *et al.*, 2014, SCHLÖR *et al.*, 2014, VASQUEZ *et al.*, 2015 e CAI *et al.*, 2017 postulam metodologias de avaliação desses recursos de maneira integrada, em uma análise do tipo nexa chamada CLEW (no inglês, CLEW – *Climate-Land-Energy-Water*).

A Erro! Fonte de referência não encontrada. identifica de maneira resumida as principais interações entre os recursos hídricos, energéticos, do uso do solo e o clima. Ao entender estas interações e quantificar as conexões entre os recursos, pode oferecer oportunidades como ganhos de eficiência, substituição, reutilização e reciclagem, e redução de consumo para minimizar o risco do gerenciamento de maneira isolada (ANDREWS-SPEED *et al.*, 2012 e 2015, e SEMERTZIDIS, 2015). Estes benefícios do gerenciamento integrado dos recursos podem influenciar novas tomadas de decisão. Já SEMERTZIDIS (2015) indica que, do ponto de vista de governança e planejamento, a elaboração de políticas de um único setor pode temporariamente gerar melhorias de desempenho no setor em questão, mas é altamente improvável que persistirão no longo do tempo. O tratamento holístico, por outro lado, poderia levar a uma alocação mais eficiente de recursos, menores impactos ambientais, de saúde e melhores condições de desenvolvimento econômico.

Tabela 1-1: Interação entre os elementos do nexos: clima, água energia e uso do solo.

	Clima	Uso do solo / Alimento	Energia	Água
Clima		Mudanças climáticas e eventos climáticos extremos afetam a produtividade das culturas e incrementam a demanda por água	Mudanças na demanda de energia onde há mais necessidade de resfriamento ou aquecimento	Mudanças na disponibilidade hídrica: maiores secas ou maiores enchentes.
Uso do solo / Alimento	Emissões de gases de efeito estufa por mudança no uso do solo e produção de fertilizantes		Energia para o bombeamento de água, produção de fertilizante, agroquímicos, uso de maquinaria e transporte.	Possível incremento de demanda e consumo de água devido à expansão de cultura e/ou mudanças na produtividade da cultura.
Energia	Emissões de gases de efeito estufa da queima de combustíveis fósseis do setor	Uso de solo para produção de culturas bioenergéticas. Uso de solo para instalação de tecnologias energéticas.		Mudança no curso do rio, demanda e consumo de água das tecnologias energéticas.
Água	Mudanças no ciclo hidrológico afetam o clima local	Mudanças na disponibilidade hídrica para agricultura.	Disponibilidade hídrica para culturas bioenergéticas, e outras tecnologias energéticas.	

Fonte: Baseado em Biggs *et al.*, 2015, ANDREWS-SPEED *et al.*, 2015, WELSCH, *et al.*, 2014.

Ao focar apenas na relação água para energia, pode-se analisar como o recurso hídrico possui relacionamentos complexos com outros recursos, além da energia, como o clima e o uso da terra (Figura 1-1). Isso torna o nexos mais complexo porque as mudanças nas variáveis meteorológicas e o uso da terra geram variações na disponibilidade de água (HOWELLS *et al.*, 2013; WELSCH *et al.*, 2014, SCHLÖR *et al.*, 2014, CAI *et al.*, 2017). O uso da terra é necessário tanto para a produção de culturas para alimentos quanto para biocombustíveis. A mudança do uso do solo pode comprometer uma variedade de serviços ecossistêmicos, o que, por sua vez, afetará a disponibilidade de recursos hídricos e a qualidade do solo (e conseqüente o rendimento das culturas), em especial a dos biocombustíveis. Além disso, há a questão da ameaça

das mudanças climáticas, que podem gerar efeitos diferentes sobre os recursos aqui citados. Por outro lado, variáveis climáticas como temperatura, precipitação, umidade, velocidade e direção do vento são fatores importantes tanto para a disponibilidade hídrica quanto para a produção de energia.

O setor energético é vulnerável aos impactos de mudanças no clima e eventos extremos, tanto em sua produção quanto em seu consumo (ARNELL *et al.*, 2005, BULL *et al.*, 2008, SCHAEFFER *et al.*, 2008, LUCENA *et al.*, 2010, SCHAEFFER *et al.*, 2012). Além do mais, alterações hidrológicas decorrentes das mudanças climáticas podem tornar vulnerável, de maneira indireta, o setor energético, tanto no que diz respeito à disponibilidade quantitativa quanto à temperatura da água da fonte hídrica (impacto qualitativo).

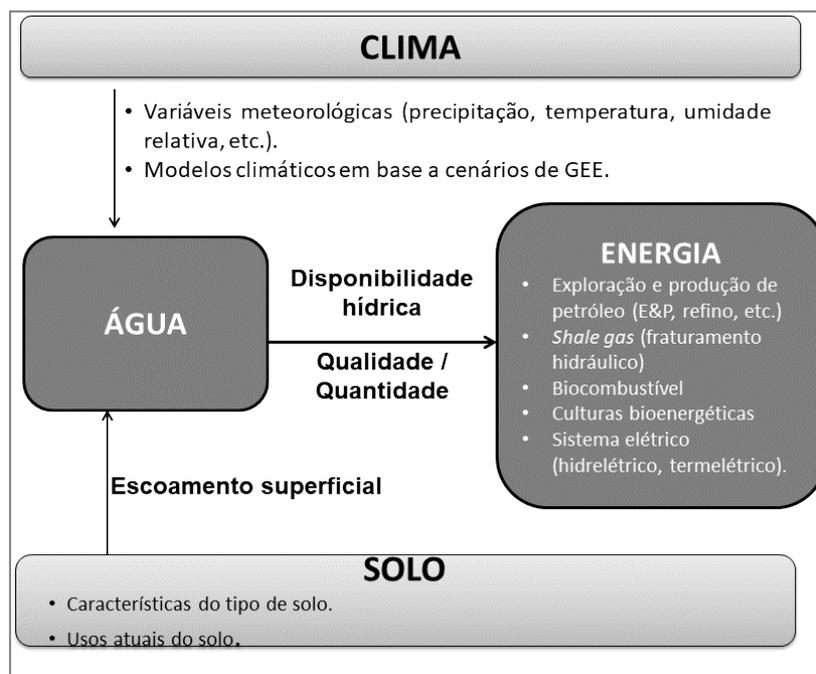


Figura 1-1: O uso da água a partir de fontes de energia e sua dependência de terra e clima.

Fonte Elaboração própria

O recurso hídrico é utilizado na exploração de recursos não renováveis, o refino e processamento de combustível e seu transporte. Além disso, a geração de energia elétrica, tanto a partir de fontes renováveis (hidrelétrica, solar, biomassa, etc.) como de

fontes não renováveis (termoelétrica a combustível fóssil e termoelétrica nuclear) é dependente da água.

A hidroeletricidade retira grande quantidade de água, mas esta é devolvida a sua fonte. Ainda assim, ocorre perda de água devido à evaporação nos reservatórios. Essa perda pode ser extremamente elevada, dependendo da região e área dos reservatórios. No entanto, a água armazenada em reservatórios de hidrelétricas pode servir para múltiplas finalidades (irrigação, abastecimento humano, pecuária, indústria, controle de cheias e a regulação de vazões). Assim, a geração hidrelétrica não é a única causa dessas perdas por evaporação (DOE, 2006). As termoelétricas fazem uso do recurso hídrico devido ao sistema de resfriamento na geração elétrica. A quantidade utilizada dentro de uma termoelétrica depende das características da planta, do tipo de combustível, e da região onde a planta está localizada (RIO CARRILLO e FREI, 2009, PAN *et al.*, 2012).

Nos casos da energia solar heliotérmica, em sistemas CSP (*Concentrated Solar Power*) nos quais as plantas concentram a luz solar para produzir vapor e gerar energia em um ciclo *Rankine*, há uso de água pelo sistema de resfriamento e também no ciclo a vapor (DOE, 2006). Isto acontece igualmente para as geotérmicas (IEA, 2008). Já no caso de uma fonte solar fotovoltaica, a necessidade hídrica centraliza-se na lavagem dos painéis. Finalmente, a energia eólica necessita de pouquíssima água para a sua manutenção.

A taxa de consumo de água nos processos a biomassa (como o etanol) é maior do que para qualquer outra fonte de energia, porque a fase agrícola consome grandes quantidades de água (GERBENS-LEENES *et al.*, 2012). Os biocombustíveis podem representar uma parte considerável do aumento da demanda por culturas específicas como a cana-de-açúcar, milho, trigo e oleaginosas, gerando competição pelo uso da terra, além de deslocamento e expansão das áreas de cultivo.

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) formam parte da Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, assumido na Cúpula das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável seguindo o mandato emanado da Conferência Rio+20

(UN, 2015). Os ODSs foram construídos sobre o legado dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM) e pretendem concluir o que estes não conseguiram alcançar (ONUBR, 2015). Os ODSs buscam alcançar 17 objetivos globais com 169 metas associadas em áreas sociais, econômicas e ambientais e suas interações até 2030 (ONUBR, 2015). Para o cumprimento de cada ODS se faz necessária a interação com outros ODSs, considerando uma visão integrada de trabalho (visão nexa). Por exemplo, o ODS 6 refere-se aos recursos hídricos e tem como objetivo “assegurar a disponibilidade e gestão sustentável da água e saneamento para todos”. O ODS 7 refere-se ao setor energético e tem como objetivo “assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos”. Para cumprir com estes objetivos, várias frentes devem ser trabalhadas mediante estudos e proposições de medidas para implantação e monitoramento, entre eles o estudo da interação água-energia. Assim, cabe a necessidade da identificação das sinergias e *trade-off* para a possibilidade de uma gestão integrada e compartilhada entre ambos sectores. Apresenta-se uma análise da interação entre os objetivos relacionados ao setor hídrico (ODS 6) e energético (ODS 7) (ver Tabela 1-2).

Tabela 1-2: Interação entre os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável 6 e 7 (água – energia)

Objetivo 6. Assegurar a disponibilidade e gestão sustentável da água e saneamento para todos		
Meta	Descrição	Subsídio do ODS 7 para atingir o objetivo
6.1	Até 2030, alcançar o acesso universal e equitativo à água potável e segura para todos.	Energia elétrica para tratamento e transporte da água potável.
6.2	Até 2030, alcançar o acesso à saneamento e higiene adequados e equitativos para todos e acabar com a defecação a céu aberto, com especial atenção para as necessidades das mulheres e meninas e daqueles em situação de vulnerabilidade.	Energia elétrica para tratamento de efluentes e esgoto.
6.3	Até 2030, melhorar a qualidade da água, reduzindo a poluição, eliminando despejo e minimizando a liberação de produtos químicos e materiais perigosos, reduzindo à metade a proporção de águas residuais não tratadas e aumentando substancialmente a reciclagem e reutilização segura globalmente.	Melhora na qualidade e quantidade dos efluentes das tecnologias energéticas: Mudança de processo com melhor qualidade de efluente. Ex: evitar novas instalações de usinas com sistemas de resfriamento aberto, uma vez que elas emitem efluentes com altas temperaturas. Mudança de processos para o reuso de água. Ex: maior quantidade de usinas com sistema de resfriamento fechado (úmido ou seco).
6.4	Até 2030, aumentar substancialmente a eficiência do uso da água em todos os setores e assegurar retiradas sustentáveis e	Melhora na eficiência no uso e demanda da água pelas tecnologias energéticas. Ex: incentivar novas usinas a optarem por sistemas de

	o abastecimento de água doce para enfrentar a escassez de água, além de reduzir substancialmente o número de pessoas que sofrem com a escassez de água.	resfriamento fechado (úmido ou seco).
6.5	Até 2030, implementar a gestão integrada dos recursos hídricos em todos os níveis, inclusive via cooperação transfronteiriça, conforme seja apropriado.	O setor energético deve ser parte da gestão integrada dos recursos hídricos, mas é necessário saber qual é a verdadeira participação do setor energético nas estatísticas de demanda e consumo de água.
6.6	Até 2020, proteger e restaurar ecossistemas relacionados com a água, incluindo montanhas, florestas, zonas úmidas, rios, aquíferos e lagos.	O setor energético pode contribuir com o cumprimento dessa meta mediante a redução da concentração dos poluentes despejados em corpos receptores. Ex: reduzir a instalação de usinas com sistema de resfriamento aberto, uma vez que as altas temperaturas dos efluentes podem impactar o ecossistema aquático.
Objetivo 7. Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos		
Meta	Descrição	Subsidio do ODS 6 para atingir o objetivo
7.1	Até 2030, assegurar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia.	A disponibilidade hídrica é importante para a segurança energética. Assim, deve-se assegurar a outorga do uso da água para as tecnologias energéticas que o requeiram.
7.2	Até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global.	A expansão da oferta energética com maior participação de energias renováveis poderia aumentar a demanda e consumo de água (Térmicas solares PV e CSP, biocombustíveis - cultura

		energética e processamento do combustível, hidroelétricas, entre outros). Assim, é necessário o garantir a disponibilidade hídrica para essas fontes energéticas, além de reduzir os possíveis impactos pelo consumo de água para usuários a jusante.
7.3	Até 2030, dobrar a taxa global de melhoria da eficiência energética.	A melhora da eficiência energética não deve ter como efeito secundário o aumento da demanda e consumo de água no setor energético.

Fonte: Elaboração própria baseado de ONUBR, 2015.

Pesquisas recentes (FRICKO *et al.*, 2016; BOUCKAERT *et al.*, 2014, IEA, 2012 e IEA 2016) destacam a importância de se definir o potencial de vulnerabilidade do sistema energético ao estresse hídrico. Muitas vezes a decisão sobre o uso de uma tecnologia específica para a produção de energia baseia-se no menor custo, sem considerar aspectos importantes como a disponibilidade de água, as demandas não energéticas de água e os ecossistemas aquáticos.

Esta Tese explora a dinâmica do nexu baseado na interação da água para energia no Brasil. Pretende-se expandir um modelo de otimização da expansão energética para explorar possíveis impactos no sistema energético brasileiro advindos da incorporação de um módulo hídrico que poderia limitar a retirada e o consumo de água. Novas restrições no módulo hídrico podem, por exemplo, desempenhar um papel fundamental na determinação do portfólio de tecnologias energéticas ou de resfriamento, ou indicar a necessidade de deslocamento da produção de energia para outras regiões com menor estresse hídrico. Tais mudanças podem acarretar diferenças na eficiência e aumentos de custos.

1.1. Objetivos do estudo

O objetivo principal deste estudo é a incorporação do componente hídrico em um modelo integrado de planejamento energético existente (módulo do nexu: água para energia), como é o caso do modelo energético brasileiro MSB8000 (MCTIC, 2017, ROCHEDO *et al.*, 2016, NOGUEIRA, *et al.*, 2016 e 2014, LUCENA *et al.*, 2016, SORIA *et al.*, 2016, MARTÍNEZ *et al.*, 2015, DALE, *et al.*, 2015). Essa integração permite a construção de uma cadeia hídrica que não modifique um modelo energético previamente estabelecido e validado. Este objetivo visa contribuir para a análise integrada do nexu CLEW para o Brasil, possibilitando a interligação entre três componentes do nexu (água, energia e clima).

Dessa maneira, os seguintes objetivos secundários visam atingir metas específicas que ajudam na construção do componente hídrico na modelagem energética:

- Conhecer as características do setor dos recursos hídricos e a interdependência com o setor energético.
- Conhecer as experiências prévias de modelagem do nexo energia-água.
- Propor um sistema hidrográfico que seja compatível com a escala espacial do modelo energético brasileiro.
- Determinar os fluxos de água dentro do sistema energético brasileiro.
- Determinar o funcionamento ideal da cadeia hídrica de forma integrada às várias cadeias de energia para atender à demanda de energia projetada.
- Modelar cada processo da cadeia hídrica de forma detalhada com fundamentos de engenharia e economia.
- Permitir a introdução e avaliação do desempenho de várias políticas energéticas e/ou hídricas.

1.2. Estrutura do estudo

Esta tese divide-se em sete capítulos, incluindo esta introdução. No Capítulo 2, faz-se uma revisão da literatura sobre os recursos hídricos e sua governança no Brasil, assim, como a situação atual deste recurso com respeito à disponibilidade hídrica e estresse hídrico. Também, realiza-se uma revisão bibliográfica sobre o setor energético brasileiro e como é uso da água neste setor.

O Capítulo 3 mostra as experiências prévias sobre diferentes tipos de modelagem considerando o nexo água para energia. Nele avalia-se as características identificadas nas diversas experiências de modelagem que ajudaram na construção da metodologia desta Tese. Seguidamente, o Capítulo 4 apresenta uma metodologia proposta para a incorporação da variável hídrica no modelo brasileiro de expansão energética regionalizado, utilizando o modelo MESSAGE.

O Capítulo 5 apresenta a aplicação da inclusão da variável hídrica no setor elétrico brasileiro, utilizando a versão MSB8000. Também são apresentados cenários para a avaliação do comportamento deste novo módulo hídrico no modelo energético. O Capítulo 6 mostra os respectivos resultados dos cenários propostos e as discussões pertinentes, fazendo uma avaliação da eficácia da metodologia proposta. Finalmente, o

Capítulo 7 conclui esta tese com as considerações finais e limitações encontradas durante o desenvolvimento da pesquisa.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO: O RECURSO HÍDRICO E O SETOR ENERGÉTICO

2.1 Gerenciamento das águas no Brasil

2.1.1 Conceitos e definições

A fim de esclarecer alguns termos utilizados na presente tese, serão apresentadas a seguir definições relacionadas à legislação brasileira no setor hídrico ou bibliografia relacionado a este estudo:

- **Recursos Hídricos:** São as águas disponíveis para qualquer tipo de uso (geração de energia, abastecimento doméstico e industrial, irrigação, pecuária, navegação, recreação, aquicultura, piscicultura, etc.); o uso pode ser de águas superficiais ou subterrâneas. Segundo a Lei Nº 9.433 de 8 de janeiro de 1997, a água é um recurso natural limitado, dotado de valor econômico. A lei também especifica que a gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas, e que, em situações de escassez, o uso prioritário dos recursos hídricos é o consumo humano e a dessedentação de animais (BRASIL, 1997).
- **Corpos de água da União:** São os lagos, rios e quaisquer correntes d'água que passam por mais de um Estado, ou que sirvam de limite com outros países ou unidades da federação. A ANA também tem como atribuição fiscalizar os usos de recursos hídricos nos corpos de água de domínio da União (Art, 20º do BRASIL, 1988).
- **Corpos de água de domínio do Estado:** Corpos hídricos de domínio dos estados e do Distrito Federal; as águas superficiais ou subterrâneas, fluentes, emergentes e em depósito, ressalvadas, neste caso, na forma da lei, as decorrentes de obras da União (Art, 26º BRASIL, 1988). A solicitação de outorga deve ser feita junto ao órgão gestor estadual de recursos hídricos.
- **Usuários consuntivos dos recursos hídricos:** Referem-se aos usuários cujas demanda e utilização da água origina-se em um consumo parcial ou total da

mesma. Os usuários consuntivos identificados pela ANA são a irrigação, abastecimento urbano, abastecimento rural, industrial e a pecuária (ANA, 2011).

- Usuários não consuntivos dos recursos hídricos: Referem-se aos componentes que não possuem captação de água e/ou lançamentos de efluentes, e outros usos que não envolvem consumo. A ANA considera como usuário não consuntivo os setores de energia (aproveitamentos hidrelétricos, reservatórios), transporte (navegação) e recreação (ANA, 2011).
- Retirada da água: Neste estudo, a retirada de água esta relacionada à demanda de água de uma fonte energética adicionando as perdas originadas desde a captação até a fonte energética. Por exemplo, no setor da agricultura, a cultura da cana-de-açúcar pode demandar em média 1,26 m³/t cana para irrigação em São Paulo (UNICA, 2013); porém, a vazão total a ser retirado considerará as perdas originadas no transporte desde o ponto de captação da água, assim como a técnica de irrigação utilizada. A retirada de água pode ser suprida por qualquer fonte hídrica, superficial ou subterrânea.
- Consumo de água: Neste estudo, o consumo de água está relacionado à apropriação da água durante o processo de produção de energia. Essa apropriação pode ser devido a perdas, como por evaporação, pode estar embutida no produto final ou ser produto secundário do processo. Assim, a água não é devolvida, calculada pela diferença entre a retirada de água e o efluente.
- Efluente: É o termo usado para caracterizar os despejos líquidos provenientes de diversas atividades ou processos (CONAMA, 2011).
- Uso da água: Neste estudo, o uso da água esta relacionado ao balanço hídrico total de uma tecnologia energética. Assim, o uso da água é todo o recurso hídrico que flui dentro de uma usina energética. Por exemplo, existem tecnologia energéticas com processos de recirculação de água. Nesses casos, o uso total de água esta relacionada à quantidade circulação adicionado à retirada de água por reposição, devido a perdas. Tal caso é evidenciado em uma usina

termelétrica a ciclo *Rankine* com resfriamento a torre úmida (a ser explicado na seção 2.2.1.5).

- Corpo receptor: Corpo hídrico superficial que recebe o lançamento de um efluente (CONAMA, 2005).
- Vazão natural: A vazão natural é aquela que seria originada na bacia hidrográfica se não houvesse qualquer interferência humana, como usos consuntivos, derivações, regularizações, importações e exportações de água (ANA, 2005).
- Vazão média de longo período - Q_m (m^3/s): definida pela média aritmética das vazões diárias de todo o período da série disponível (ANA, 2005).
- Vazão com permanência de 95% - Q_{95} (m^3/s): vazão que é igualada ou excedida em 95% do tempo (obtida com base na série disponível de vazões diárias) como sendo representativa da disponibilidade hídrica em condição de estiagem (ANA, 2005).
- Vazão de estiagem: Vazão com permanência de 95% como sendo representativa da disponibilidade hídrica em condição de estiagem. Pode ser analisada através da frequência de ocorrência de vazões em uma seção do rio da bacia hidrográfica (ANA, 2005).
- Vazão regularizada: A vazão regularizada é a quantidade de água que pode ser fornecida por um reservatório com uma determinada segurança, considerado o período de dados da série histórica de vazões afluentes. Essa vazão pode ser liberada nos períodos de estiagem (ANA, 2005).
- Disponibilidade hídrica: Este estudo considera a disponibilidade hídrica como a vazão disponível nos corpos hídricos para ser usada pelos diferentes usuários consuntivos e não consuntivos da água (a vazão disponível para outorga). A disponibilidade hídrica pode se referir a uma percentagem da vazão média de longo período ou uma vazão mínima. No nível federal, a vazão mínima é a Q_{95} .

Em alguns estudos da ANA, a vazão mínima reportada considera a vazão regularizada pelo sistema de reservatórios a montante da seção de interesse, com 100% de garantia, somada à vazão incremental de estiagem (vazão com permanência de 95%, no trecho não regularizado). Em rios onde não existe regularização, a disponibilidade hídrica é considerada como igual à vazão de estiagem (ANA, 2005).

2.1.2 Estrutura de Governança dos Recursos Hídricos no Brasil

A Constituição brasileira (BRASIL, 1988) organiza o país como uma República Federativa, formada pela união indissolúvel dos estados e municípios e do Distrito Federal (Artigo 1º, Título I). Os 26 Estados têm poderes para adotar suas próprias autonomias mediante as legislações; no entanto, são limitados pelos princípios estabelecidos na Constituição Federal. Em termos da gestão da água, a Constituição Federal (Artigo 20º, III) indica que são bens da União os lagos, rios e os cursos de água em áreas dentro do seu domínio, ou que atravessam mais de um estado, os cursos de água que servem como fronteiras com outros países ou que se estendem para território estrangeiro. De igual maneira, compete à União instituir um sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definir critérios de outorga de direitos de seu uso (Artigo 21º, XIX). Esse artigo constitucional deu origem à Lei nº 9.433, 08 de janeiro de 1997, a qual instituiu a **Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH)**¹, a chamada “Lei das Águas”². A PNRH prevê que a gestão da água não deve dissociar aspectos de quantidade e qualidade e deve considerar a diversidade geográfica e socioeconômica das diferentes regiões do País, o planejamento dos setores usuários e os planejamentos regionais, estaduais e nacional, além da integração com a gestão ambiental do uso do solo, dos sistemas estuarinos e das zonas costeiras.

¹ PNRH possui seis fundamentos: (1) a água é um bem público; (2) é um recurso natural limitado e com valor econômico; (3) deve-se garantir os usos múltiplos da água; (4) em caso de escassez, os usos prioritários são o abastecimento público e a dessedentação animal; (5) a bacia hidrográfica é a unidade de gestão de recursos hídricos e, (6) a gestão dos recursos hídricos deve ocorrer de maneira descentralizada.

² Alguns Estados, como Ceará, São Paulo e Rio Grande do Sul, contudo, já haviam promulgado suas políticas estaduais de recursos hídricos e avançaram bastante na implementação de seus sistemas de gestão das águas, tendo, inclusive, influenciado na concepção do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos do País, instituído em 1997, com a promulgação da Lei 9.433.

A Política Nacional de Recursos Hídricos tem, entre seus objetivos, o de assegurar a disponibilidade de água, em padrões de qualidade adequados aos respectivos usos; a utilização racional e integrada dos recursos hídricos; a prevenção e a defesa contra eventos hidrológicos críticos de origem natural ou decorrentes do uso inadequado dos recursos naturais. A bacia hidrográfica é a unidade territorial para implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e atuação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

O Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SINGREH) foi criado pela Lei nº 9.433/97 e tem como objetivo coordenar a gestão integrada das águas, arbitrar administrativamente os conflitos relativos aos recursos hídricos, executar a Política Nacional de Recursos Hídricos, planejar, regular e controlar o uso, preservação e a recuperação dos recursos hídricos, e promover a cobrança pelo uso da água. Integram o SINGREH o Conselho Nacional de Recursos Hídricos - CNRH, a Agência Nacional de Águas- ANA, os conselhos de recursos hídricos dos estados e do Distrito Federal, os comitês de bacias hidrográficas, as agências de água, e os órgãos dos poderes públicos federal, estaduais, do Distrito Federal e municipais, cujas competências se relacionem com a gestão de recursos hídricos.

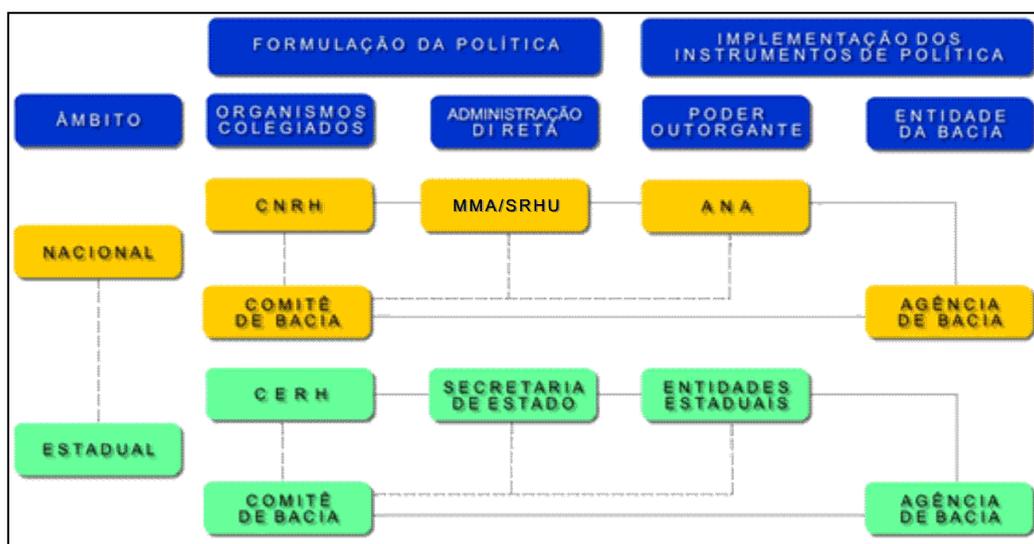


Figura 2-1: Estrutura do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos

Fonte: ANA, 2017

O Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH) é o órgão deliberativo e normativo mais elevado na hierarquia do SINGREH. O CNRH possui atribuições de promover a articulação do planejamento de recursos hídricos com os planejamentos nacionais, regionais, estaduais e dos setores usuários; deliberar sobre os projetos de aproveitamento de recursos hídricos; acompanhar a execução e aprovar o Plano Nacional de Recursos Hídricos; estabelecer critérios gerais para a outorga de direito de uso dos recursos hídricos e para a cobrança pelo seu uso (BRASIL, 1998).

A Secretaria Executiva do Conselho Nacional de Recursos Hídricos é exercida pela Secretaria de Recursos Hídricos e Ambientes Urbanos (SRHU) do Ministério do Meio Ambiente (MMA), cuja competência é prestar apoio administrativo, técnico e financeiro ao CNRH e coordenar a elaboração do Plano Nacional de Recursos Hídricos e encaminhá-lo à aprovação do Conselho.

A Agência Nacional de Águas (ANA) é a entidade federal criada pela Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000. A ANA é responsável pela execução da Política Nacional de Recursos Hídricos. É uma autarquia sob regime especial, com autonomia administrativa e financeira, vinculada ao MMA (BRASIL, 2000).

Os comitês de bacia hidrográfica (CBH) são grupos de gestão compostos por representantes dos três níveis do poder público (federal – caso a bacia envolva mais de um Estado ou outro país – estadual e municipal), usuários da água e sociedade civil (ANA, [S.I]). Os CBH funcionam como se fossem o parlamento da respectiva bacia, ao debaterem temas relacionados com o uso de recursos hídricos, procurando conciliar interesses de segmentos distintos. As Agências de Bacia são as entidades de direito privado, sem fins lucrativos, instituídas pelos Comitês de Bacia Hidrográfica para atuar como suas secretarias executivas. São reservados importantes papéis tanto para os Comitês quanto para as Agências de Bacias. O Comitê decide sobre as prioridades de investimento e fixa os níveis de cobrança. A agência é responsável pelos programas de investimento, repassando os recursos e fiscalizando a aplicação desses recursos. As Agências teriam com a função arrecadar os recursos provenientes da cobrança e financiar as intervenções julgadas prioritárias pelo CBH (PORTO e PORTO, 2008).

2.1.3 Instrumentos de Gestão dos Recursos Hídricos

Os instrumentos de gestão dos recursos hídricos apoiam o cumprimento da Política Nacional. Destacam os Planos de Recursos Hídricos, a outorga dos direitos de uso de recursos hídricos, a cobrança pelo uso de tais recursos, o enquadramento dos cursos de água em classes de uso e o sistema nacional de informações sobre recursos hídricos (SNRH) (BRASIL, 1997). Os instrumentos de gestão são mostrados na Figura 2-2. Há certamente dificuldades em se lidar com a aplicação dos instrumentos de gestão, devido ao recorte geográfico de uma bacia hidrográfica, uma vez que os recursos hídricos exigem a gestão compartilhada com a administração pública, órgãos de saneamento, instituições ligadas à atividade agrícola, gestão ambiental, entre outros, e a cada um desses setores corresponde uma divisão administrativa certamente distinta da bacia hidrográfica (PORTO & PORTO, 2008).

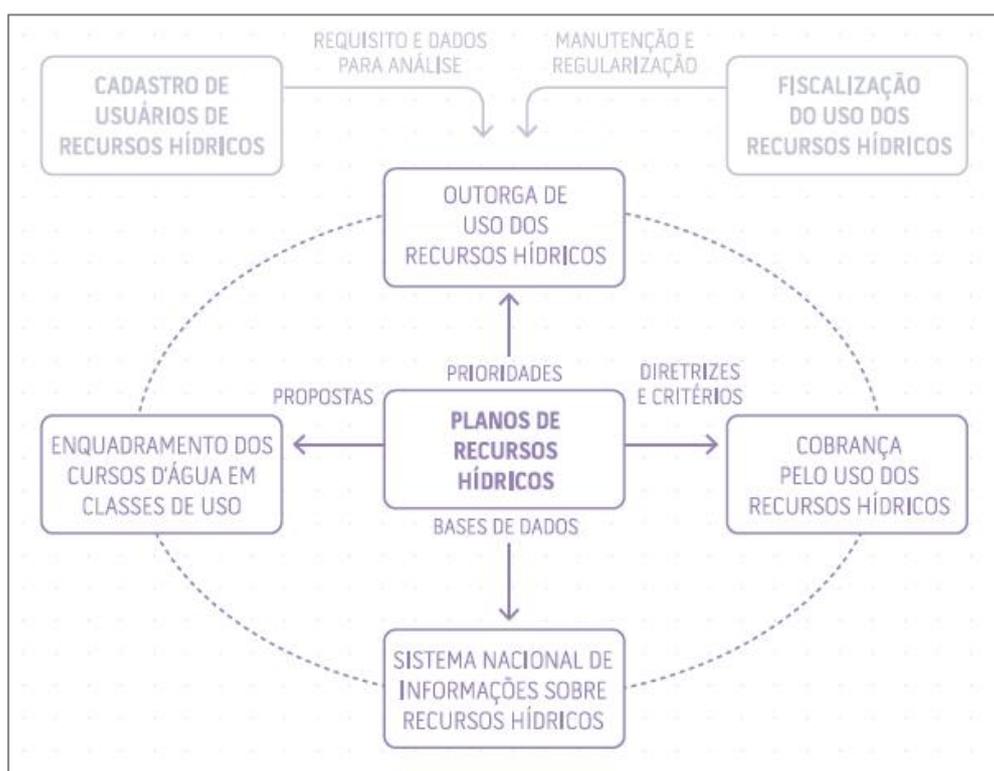


Figura 2-2: Instrumentos da política nacional de recursos hídricos.

Fonte: ANA, 2017

2.1.3.1 Plano de Recursos Hídricos

Os Planos de Recursos Hídricos são planos de longo prazo. Eles são elaborados por bacia hidrográfica, por estado e para o país. A ANA atua na elaboração dos planos de recursos hídricos em bacias hidrográficas de domínio da União. Nas outras esferas, a ANA atua oferecendo apoio técnico. Os documentos devem conter o diagnóstico da situação atual dos recursos hídricos; análise de alternativas de crescimento demográfico, de evolução de atividades produtivas e de modificação dos padrões de ocupação do solo; balanço entre disponibilidades e demandas futuras dos recursos hídricos, em quantidade e qualidade, com identificação de conflitos potenciais; metas de racionalização de uso, aumento da quantidade e melhoria da qualidade dos recursos hídricos disponíveis; medidas a serem tomadas, programas a serem desenvolvidos e projetos a serem implantados para o atendimento das metas previstas; prioridades para outorga de direitos de uso de recursos hídricos; diretrizes e critérios para a cobrança pelo uso dos recursos hídricos; e propostas para a criação de áreas sujeitas a restrição de uso com vistas à proteção dos recursos hídricos (BRASIL, 1997).

O Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) foi aprovado pela Resolução CRNH N° 58 de 30 de janeiro de 2006 e elaborado pela Secretaria de Recursos Hídricos e Ambiente Urbano do Ministério do Ambiente (SRHU/MMA). O PNRH é um processo dinâmico de planejamento estratégico e participativo de longo prazo (2005-2020) sobre a gestão hídrica no país, levando em conta as múltiplas dimensões da água. A sua revisão acontece a cada quatro anos. Em 2017, foi publicada a segunda revisão das prioridades do PNRH (2016-2020), aprovada pela Resolução n° 181 de 07/12/2016 / CNRH - Conselho Nacional de Recursos Hídricos (MMA, 2016). São 16 prioridades, 45 Ações e 71 Metas aprovadas, delas foram identificadas quatro prioridades que podem ter seu cumprimento auxiliado mediante a aplicação da proposta metodológica desta Tese³:

- Prioridade 3: Ampliar o conhecimento a respeito dos usos das águas, das demandas atuais e futuras, além dos possíveis impactos na sua disponibilidade, em quantidade e qualidade.

³ A ser tratado no Capítulo 4.

- Prioridade 4: Integrar a política de recursos hídricos com a política ambiental e demais políticas setoriais (saneamento, irrigação, energia, turismo, etc.).
- Prioridade 12: Desenvolver ações para a resolução dos conflitos pelo uso da água nas bacias hidrográficas.
- Prioridade 13: Implantar a cobrança para usos significantes da água, visando incentivar a sua racionalização e obter recursos financeiros para a conservação das bacias hidrográficas.

A prioridade 3 e 4 mostram a necessidade de realizar-se uma análise transversal do uso da água e da integração das políticas dos recursos hídricos com demais políticas setoriais. Assim, neste estudo é colocada em prática essa transversalidade do uso da água mediante a avaliação da demanda e consumo dos recursos hídricos no setor energético em um plano de expansão de oferta de energia, ainda considerando os usuários consuntivos não-energéticos. O PNRH promove os usos múltiplos dos recursos hídricos. Dessa maneira, além de poderem ser utilizados para fins hidrelétricos, os reservatórios também podem ser utilizados para usos consuntivos como termelétricas a ciclo *Rankine*, como é o caso da térmica a carvão mineral Pecém (ESTADÃO, 2017); ou para usos não consuntivos, como o turismo na Usina hidrelétrica de Itaipu.

Também, o estudo setorial água-energia é importante porque enfatiza as avaliações que abordam sinergias e *trade-offs*, impactos e vulnerabilidade, bem como estratégias de resposta para enfrentar possíveis eventos no planejamento no setor hídrico e energético (prioridade 12 e 13 do PNRH), ainda considerando impactos ou ações de mitigação e/ou adaptados à possíveis mudanças climáticas.

2.1.3.2 Outorga dos direitos de uso de recursos hídricos

A outorga é um direito de uso do recurso hídrico e tem como objetivo assegurar o controle quantitativo e qualitativo dos usos da água, bem como o efetivo exercício dos direitos de acesso aos recursos hídricos (ANA, 2017). A outorga é o instrumento de comando-e-controle administrativo e legal do poder público de facultar o uso da água em uma determinada quantidade por um determinado intervalo de tempo, durante um prazo fixo. (BRASIL, 1997).

Segundo a Lei nº 9.984/2000, de 17 de julho de 2000, a ANA é a instituição responsável pela emissão da outorga de direito de uso da água em corpos hídricos de domínio da União. Em corpos hídricos de domínio dos estados e do Distrito Federal, a solicitação de outorga deve ser feita junto ao órgão gestor estadual de recursos hídricos (BRASIL, 1997). O sistema de duplo domínio gera problemas de consistência nos critérios para conceder outorgas para a captação da água ou para a descarga de efluentes (OECD, 2015). Estas inconsistências resultam do fato de que a ANA é responsável por esses critérios no leito principal dos rios de domínio da União, mas os estados são responsáveis pelos mesmos critérios nos afluentes dos mesmos rios se tais afluentes estiverem sob o domínio do estado (OECD, 2015). Contudo, o Conselho Nacional de Recursos Hídricos pode delegar a ação da outorga para CBH (Decreto Nº 4.613, de 11 de março de 2003), como é o caso na delegação das funções para o Comitê das Bacias dos rios Piracicaba, Capivari e Jundiá (PCJ).

A outorga para cada usuário demandante de água é fornecida tendo como referência uma percentagem de vazão mínima (por exemplo, vazão mínima Q95 ou vazão $Q_{7,10}^4$), definida pela União ou pelo estado. O somatório de cada outorga individual não pode ultrapassar uma vazão máxima de outorga. A definição da vazão máxima de outorga depende do órgão responsável pela emissão de tal concessão. A Tabela 2-1 apresenta os critérios quantitativos utilizados pela ANA e por alguns órgãos ambientais dos estados para a emissão da outorga.

⁴ Vazão mínima com sete dias de duração e período de retorno de 10 anos

Tabela 2-1: Critérios quantitativos para decidir sobre a emissão de outorgas

Instituição outorgante/Estado	Critério para vazão máxima de outorga	Critério para vazão individual
ANA	\leq a 70% da Q95%	\leq a 20% da Q95%
Instituto de Águas do Paraná/ PR	\leq a 50% da Q95%	\leq a 50% da Q95%
Instituto Mineiro de Gestão de Águas/ MG	\leq a 30% do Q _{7,10} em fio d'água. Para captações em barragens manter pelo menos 70% do Q _{7,10} a jusante	Não há critério
Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Piauí (SEMAR)/ PI	\leq a 80% da Q95% (rios) \leq 80% Q90%reg (açudes)	Não há critério
Departamento de Recursos Hídricos da Secretaria Estadual do Meio Ambiente/ RS	\leq 90% da Q90% média para os meses de estiagem e irrigação (novembro, dezembro, janeiro e fevereiro) ¹	Não há critério
Secretaria Estadual de Meio Ambiente e Recursos Naturais (SEMA)/ MA	Não são emitidas outorgas de direito de uso da água	Não são emitidas outorgas de direito de uso da água
ANA corpos hídricos da União no Ceará	\leq 90% da vazão regularizada Q90%	Não há critério

¹ O critério para todo o estado do RS não está disponível. O critério aqui apresentado foi sugerido no Plano de Gerenciamento da Bacia do Rio dos Sinos

Fonte: ANA (2005), CAMARGO *et al.* (2014), ANA (2014a)

Nota-se que esses não são os únicos critérios utilizados para decidir sobre a emissão das outorgas. Por exemplo, a ANA examina as prioridades para a utilização da água de acordo com o planejamento dos recursos hídricos, os limites dos padrões de qualidade das águas, as metas progressivas, intermediárias e finais de qualidade e quantidade de água do corpo hídrico em questão. Além disso, a ANA estende a comparação entre a vazão outorgável máxima e a vazão outorgada para além do ponto de captação, incluindo os trechos do rio a jusante deste ponto e situados na mesma bacia (ANA, 2009).

As outorgas e concessões para hidrelétricas definem a quantidade de água necessária para produzir energia. Por conseguinte, a água a montante de uma barragem

é gerenciada a fim de preservar a capacidade de produção da barragem. Isso pode limitar a captação para outros usos (irrigação, por exemplo) (OECD, 2015). Segundo a OECD (2015), a ANA e o Operador Nacional do Sistema (ONS) vêm colaborando para incluir novas condições na operação de barragens, tais como vazões remanescentes mínimas e usos múltiplos da água (sistemas de abastecimento de água, irrigação, entre outros).

2.1.3.3 Cobrança pelo uso dos recursos hídricos.

A cobrança pelo uso dos recursos hídricos é um instrumento econômico que ajuda na gestão para arrecadar dinheiro com a finalidade principal da recuperação das bacias hidrográficas (GRIFFIN, 2006). Ao mesmo tempo, a cobrança deste bem público faz com que os usuários procurem formas mais eficientes de uso da água mediante novas tecnologias, ou melhoras nos procedimentos de trabalho, como economia da água. A cobrança não é um imposto, mas uma remuneração pelo uso de um bem público, cujo preço é fixado a partir da participação dos usuários da água, da sociedade civil e do poder público no âmbito dos Comitês de Bacia Hidrográfica (CBHs), a quem a legislação brasileira estabelece a competência de sugerir ao respectivo Conselho de Recursos Hídricos os mecanismos e valores de cobrança a serem adotados na sua área de atuação (ANA, 2014).

A crise de escassez hídrica de 2014 no Brasil fez com que a concorrência entre os usuários criasse uma oportunidade para considerar a cobrança pelo uso de recursos hídricos como um instrumento capaz de ajudar o país a transitar da gestão da crise da água para a gestão dos riscos associados à água (OECD, 2017). A implementação deste instrumento econômico é complexa devido à estrutura institucional da governança dos recursos hídricos no país. Primeiro, o país tem dois tipos de domínio das águas: da União e estaduais. A cobrança em águas de domínio da União somente se inicia após a aprovação pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos sobre mecanismos e valores propostos pelo CBH (OECD, 2017). As bacias hidrográficas da União que já tem implementada a cobrança são a Bacia do Rio Paraíba do Sul, as Bacias dos Rios Piracicaba, Capivari e Jundiaí, a Bacia do Rio São Francisco, a Bacia do Rio Doce, a Bacia do Rio Paranaíba e a Bacia do Rio Verde Grande (ANA, [S.I]). Os estados que

estabeleceram ou estão no processo de implementação do instrumento de cobrança são o Ceará, Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Paraíba, Distrito Federal e Bahia (ANA, [S.I]).

Outro ponto é a diversidade de usuários dos recursos hídricos e a capacidade técnica e financeira dos CBHs, que afetam a escolha do tipo de cobrança e a política de implementação. Os CBHs analisam quais usuários de água (abastecimento de água potável, indústria, irrigação, entre outros) serão cobrados e qual será o tipo de cobrança (um valor para a demanda de água, um valor pelo consumo da água e/ou um valor pelo estado qualitativo dos efluentes). Os valores médios cobrados atualmente nas bacias hidrográficas interestaduais são R\$ 0,02/m³ para a captação de água, R\$ 0,02/m³ para consumo de água e R\$ 0,11/kg DBO para descargas orgânicas. Estes valores não são ajustados pela inflação (OECD, 2017). Com respeito ao setor energético, não foi identificado uma tarifa específica para o setor, à exceção do estado do Ceará que considera uma tarifa específica para termelétricas em época de estresse hídrico. No caso das hidrelétricas, o instrumento da cobrança esta relacionado com a capacidade de geração de energia. Assim, para gerações acima de 30MW está determinado 7% do valor da energia produzida. Essa percentagem é equivalente a 6,25% de compensação financeira para ANEEL (Lei 7990/89 e 9648/98, modificada pela Lei 13360/2016), e 0,75% equivalente ao uso não consuntivo da água, cobrança considerada pela ANA. (OCDE, 2017).

O estado do Ceará pôs em prática uma tarifa de cobrança pelo uso de recursos hídricos superficiais e subterrâneos. O órgão responsável pela execução da cobrança é a Companhia de Gestão de Recursos Hídricos, COGERH. Ela é a fornecedora de abastecimento de água bruta (no estado) e possui funções de Agência de Águas (OECD, 2017). As cobranças são diferenciadas pelo tipo de usuário, tendo em conta as suas capacidades de pagamento, contendo, assim, mecanismos de subsídio intersetoriais e extra-setoriais, incluindo o subsídio direcionado à agricultura devido às cobranças incorridas ao setor (OECD, 2017). A cobrança é calculada conforme o volume, mas o valor cobrado varia anualmente, também de acordo com as condições climáticas: em período de seca, os custos de bombeamento são maiores, assim como a cobrança (OECD, 2017). Assim, mediante a Lei Nº 16.103, de 02 de setembro de 2016, a

COGERH tornou efetiva a cobrança da tarifa de contingência pelo uso dos recursos hídricos das termelétricas em período de situação crítica de escassez hídrica no estado do Ceará. Esta tarifa de contingência adicional é chamada de “cobrança do encargo hídrico emergencial - EHE” e considera o volume de água bruta consumida pelas termelétricas, que é equivalente a sete vezes o valor mensal praticado (ESTADÃO, 2017). A última EHE (Decreto Nº 32.305 de 11 de agosto de 2017) indica uma tarifa entre R\$ 2.067,59 e 3.101,39/1000 m³ de água consumida e os valores são impostos para o período de setembro a agosto do ano seguinte. Devido a essa nova regulação, as usinas termelétricas Pecém I e II apresentaram à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL um pedido de readequação do equilíbrio econômico-financeiro do seu Custo Variável Unitário (CVU) em virtude do alto custo de água. As termelétricas de Pecém I e II se conectam à rede de abastecimento que acessa a água doce do Açude do Castanhão, o maior do estado. Em 2017, o reservatório esteve em situação crítica, com apenas 5% de seu volume total de água, pior cenário desde 2002, quando entrou em operação (ESTADÃO, 2017).

No nível internacional, a cobrança pelo uso da água tem diferentes mecanismos de aplicação. O relatório da OECD (2017) publica a cobrança de alguns dos seus países membros. A Tabela 2-2 mostra o custo de água dos recursos hídricos de águas superficiais de alguns dos países membros da OECD (2017). Os valores variam desde R\$ 16/1000 m³ na Eslovênia a R\$ 700/1000 m³ na Austrália. Deles, a Alemanha, Portugal e Eslovênia têm uma tarifa específica para usinas termelétricas com uso de sistema de resfriamento (ver). Também, a França e Portugal consideram uma tarifa pela água utilizada nas hidrelétricas.

Tabela 2-2: Valores de cobrança do uso da água em países membros da OECD.

País	R\$/1000 m ³ de água *	Observações
Austrália	700	
Bélgica	252	
Republica Tcheca	620	
Alemanha	40	Valor colocado a termelétricas com sistema de resfriamento
Polônia	52	
Portugal	11	Valor colocado a termelétricas com sistema de resfriamento
Eslovênia	16	Valor colocado a termelétricas com sistema de resfriamento
Brasil	8	Valor colocado para água captada no setor industrial da Bacia do Paraíba do Sul (bacia de domínio da União). A Bacia ainda cobra por parcela de água consumida e por diluição dos efluentes

Fonte: OECD, 2017 e NUNES [S.I]

* Valor de conversão considerado: 1 Euro = R\$ 4

2.1.4 Situação dos recursos hídricos no Brasil

Um balanço entre a demanda e a disponibilidade hídrica indica a situação dos corpos hídricos em termos de escassez ou de abundância (HORA, 2011). Nesse contexto, deve-se considerar ainda aspectos como o crescimento populacional, a baixa qualidade das águas (principalmente dos rios) e a diminuição da cobertura vegetal que, entre outros fatores, conduzem à escassez hídrica (NUNES *et al.*, 2011).

O Brasil possui uma situação confortável em termos quantitativos de disponibilidade de água. A disponibilidade hídrica per capita indica uma situação satisfatória em comparação com os valores de outros países (ANA, 2015a). No entanto, apesar desse aparente conforto, há uma distribuição espacial desigual dos recursos hídricos no Brasil. Por exemplo, a região do Nordeste é a região brasileira mais afetada pela escassez de água. Cerca de 70% dos recursos hídricos disponibilizados estão

concentrados na Região Hidrográfica⁵ Amazônica, onde populações menores e poucas indústrias estão localizadas (ANA, 2015a). O Brasil é dividido em doze regiões hidrográficas (ver Tabela 2-3):

Tabela 2-3: Vazão média por Região Hidrográfica

Região hidrográfica	Vazão média (m³/s)
Tocantins	13.799
Amazônica	132.145
Paraguai	2.359
Atlântico Nordeste Oriental	774
Atlântico Leste	1.484
Paraná	11.831
Parnaíba	767
São Francisco	2.846
Atlântico Sul	4.055
Uruguai	4.103
Atlântico Sudeste	3.167
Atlântico Nordeste Ocidental	2.608

Fonte: ANA, 2015a

As estatísticas da ANA sobre a retirada e consumo de água em 2015 são mostradas na Figura 2-3.

⁵ Segundo a Resolução N° 32, de 15 de outubro de 2003, a região hidrográfica é o espaço territorial brasileiro compreendido por uma bacia, grupo de bacias ou sub-bacias hidrográficas contíguas com características naturais, sociais e econômicas homogêneas ou similares, com vistas a orientar o planejamento e gerenciamento dos recursos hídricos.

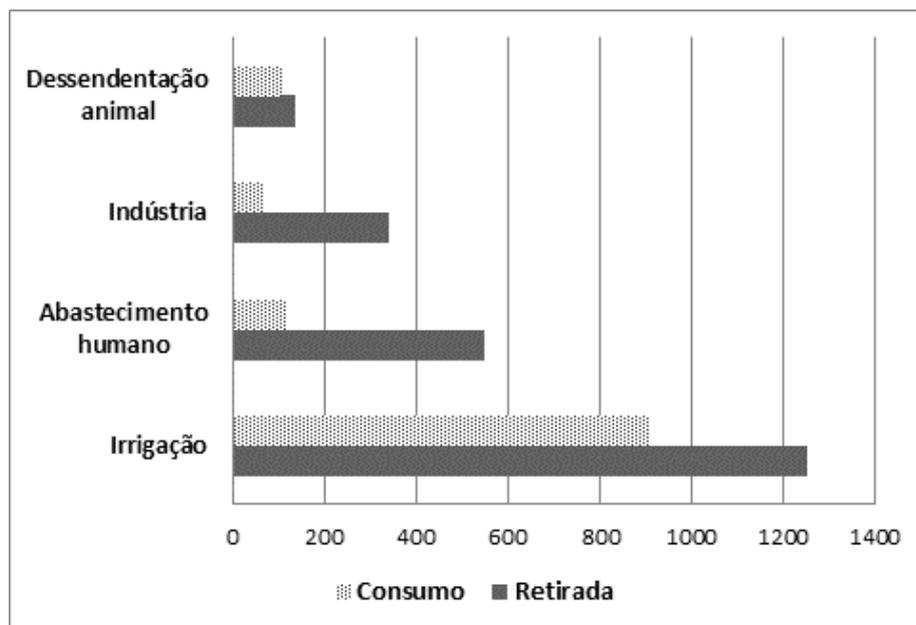


Figura 2-3: Retirada e consumo de água em 2015 (m³/s).

Fonte: ANA, 2015a

Em relação aos usuários consuntivos, a ANA (2015) indica que a retirada e o consumo de água total foi de 2275 m³/s e 1210 m³/s em 2014, na qual os maiores demandantes de água foram a irrigação e o abastecimentos urbano, com 55% e 22% da retirada total, respectivamente (ANA, 2015a).

Como foi explicado e mostrado na Figura 2-3, a ANA considera o setor energético como usuário não consuntivo, sendo que os exemplos deste setor referem-se ao setor hidrelétrico. Dessa maneira, não existem evidências ou estatísticas da participação do setor energético completo no uso dos recursos hídricos. Contudo, pode-se partir do pressuposto de que os outros níveis e tecnologias de produção/conversão de energia possam estar inclusos dentro de outros setores consuntivos. Por exemplo, culturas como a cana-de-açúcar, soja e outras oleaginosas (utilizadas como biocombustíveis) são atribuídas ao setor agrícola, assim como a produção de petróleo, o processo em uma refinaria, e as usinas termoeletricas são consideradas no setor industrial, e não no setor energético. Isso ressalta a importância de conhecer a participação do setor de energia em relação ao uso da água (demanda e consumo) e a inter-relação destes com o uso do solo.

Um balanço hídrico relaciona a oferta de água e as demandas quantitativas e qualitativas por este recurso. O objetivo do balanço é identificar situações de escassez ou estresse hídrico (balanço quantitativo) e problemas na assimilação de cargas geradas por efluentes (balanço qualitativo). O balanço serve, portanto, como indicador da criticidade dos corpos d'água. O balanço hídrico pode ser realizado em qualquer dimensão hidrográfica (região hidrográfica, bacia, sub-bacia, etc.); porém, quanto menor for a área estudada, maior será o grau de detalhe; por tanto, o nível de criticidade pode apresentar um panorama diferente da situação real.

Dessa maneira, o indicador da criticidade hídrica é apresentado na Tabela 2-4. Este indicador é utilizado pela ANA (2015) e também em relatórios do MMA (2006a, 2006b, 2006c, 2006d, 2006e, 2006f, 2006g).

Tabela 2-4: Indicador do nível de criticidade de estresse hídrico

Tipo de Balanço Hídrico	Relação (Demanda) / (Disponibilidade) - %	Enquadramento
Demanda Total Anual X Vazão de Disponibilidade Hídrica Anual	< 5%	Excelente
	5% a 10%	Confortável
	10% a 20%	Preocupante
	20% a 40%	Crítica
	>40%:	Muito crítica

Fonte: ANA (2015), MMA (2006a, 2006b, 2006c, 2006d, 2006e, 2006f, 2006g).

Por exemplo, a Região Hidrográfica do Atlântico Sul se caracteriza por situar as termelétricas a carvão mineral doméstico. Comparando-se a demanda com a vazão média, a criticidade possui um nível confortável. Quando a mesma região hidrográfica é comparada com uma vazão mínima de Q95, sua situação vira crítica (Figura 2-4).⁶

⁶ Neste caso a vazão Q95 considera a vazão regularizada pelo sistema de reservatórios a montante da seção de interesse, com 100% de garantia, somada à vazão incremental de estiagem (vazão com permanência de 95% - Q₉₅, no trecho não regularizado)..

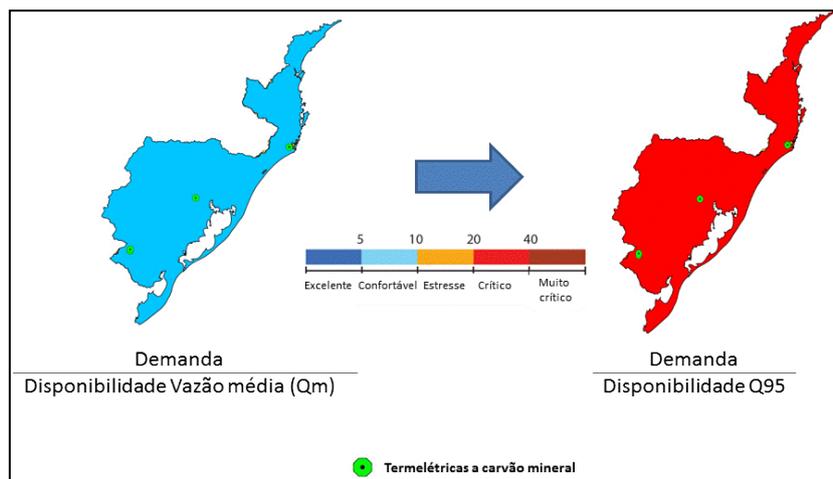


Figura 2-4: Nível de criticidade de estresse hídrico da Região Hidrográfica do Atlântico Sul. Comparando a demanda com a vazão média e vazão Q95.

Fonte: Elaboração própria, baseado em MMA,2006, ANA,2005, ARROYO, 2012

Quando o mesmo indicador é avaliado no nível de bacia e sub-bacia, e, considerando uma vazão mínima de Q95, pode-se evidenciar que várias áreas hidrográficas em que se encontram localizadas as usinas termelétricas a carvão mineral possuem uma situação crítica e muito crítica de estresse hídrico (Figura 2-5).

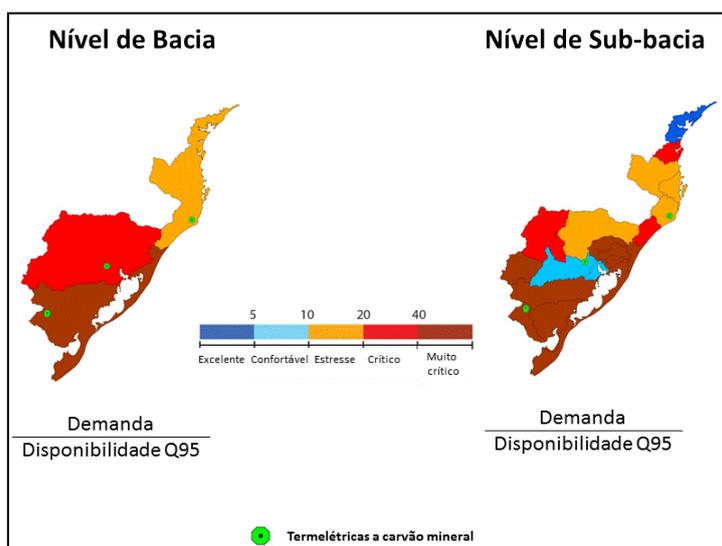


Figura 2-5: Nível de criticidade de estresse hídrico das bacias e sub-bacias da Região Hidrográfica do Atlântico Sul. Comparando a demanda com a vazão Q95.

Fonte: Elaboração própria, baseado em MMA,2006, ANA,2005, ARROYO, 2012

A disponibilidade quantitativa pode ser ainda mais prejudicada se a qualidade dos recursos hídricos for levada em conta. Por exemplo, a elevada densidade populacional, em especial nas regiões metropolitanas, pode originar uma elevada carga orgânica como efluente. Outro problema com respeito à baixa qualidade ocorre devido às poucas e irregulares precipitações, originando que a vazões da água superficial aumente a concentração dos elementos químicos e que estes superem os padrões de qualidade, o que acontece principalmente no semiárido brasileiro.

2.2 Setor energético brasileiro

Em termos da gestão dos recursos energéticos, foi instaurado na lei N° 9.478, de 6 de agosto de 1997, a política energética nacional (BRASIL, 1997b). Nesta lei, se estabeleceram as diretrizes para administrar e explorar da melhor forma possível os recursos energéticos, de modo a alimentar a indústria, o comércio e a população em geral. Assim as agências governamentais responsáveis pelas questões energéticas no país são:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); responsável pela condução da política energética do país, estabelecendo diretrizes (BRASIL, 1997b);
- Ministério de Minas e Energia, ligado diretamente ao Poder Executivo, responsável pela formulação e implantação de políticas, seguindo as diretrizes impostas pelo CNPE;
- Secretarias de planejamento e desenvolvimento energético: de energia elétrica; de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis; a empresa de pesquisa energética (EPE), que tem como finalidade a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas que irão subsidiar o planejamento do setor energético (ENERGIA INTELIGENTE, 2018).

A EPE é responsável pelos estudos de planejamento da expansão. Ela fragmenta o problema em horizontes de análise, curto, médio e longo prazo. Dessa forma, é possível trabalhar com diferentes níveis de incerteza e agregação da modelagem. Quanto maior o prazo, maior o nível de incerteza. Os resultados dessa análise, obtidos por meio de pesquisa estatística e modelos computacionais, são dois documentos básicos: O Plano

Decenal de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE) (TOLMASQUIM, 2011).

O PDE buscar orientar o setor energético para a tomada de decisões em um período de dez anos. Ele fornece informações sobre estudos de mercado, de setores da cadeia de eletricidade, indicadores de desempenho do sistema, requisitos para investimentos, entre outros (EPE, 2017b). Além disso, o PDE também serve de base para licitação de contratação de energia nova. Essa contratação acontece por meio de leilões. Já o PNE trabalha em um horizonte de mais longo prazo, conjecturando o país para trinta anos à frente. Seu principal objetivo é o planejamento de longo prazo do setor energético. Ele busca expor tendências para a expansão do sistema energético, criar cenários futuros possíveis, projetar a demanda de energia, entre outros objetivos (EPE, 2007).

A respeito do setor elétrico, um novo modelo institucional foi elaborado através da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004 e Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Dessa forma, os principais organismos institucionais do setor elétrico e suas funções básicas são:

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE – Assessoramento à Presidência da República em Políticas Energéticas;
- Ministério de Minas e Energia – MME – Formulação de Políticas Energéticas;
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Regulação e Fiscalização;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – Operação do Sistema Interligado;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – Comercialização e Liquidação;
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE – Estudos de Planejamento; e,
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE – Monitoramento do Sistema Eletro-energético.

As principais fontes de energia do Brasil, atualmente, são: energia hidroelétrica, petróleo, carvão mineral, gás natural e os biocombustíveis, além de algumas outras utilizadas em menor escala, como a energia nuclear e eólica. O sistema energético

brasileiro, principalmente no que se refere à geração de eletricidade, é fundamentalmente baseado em fontes renováveis, responsáveis por cerca de 41,5% da energia primária do país em 2016. Além disso, elas representaram 81,7% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é resultante da soma da produção nacional e das importações, principalmente devido à hidroeletricidade, que representa 68,1% deste valor (EPE, 2017a). Contudo, planos de expansão energética apontam uma queda para 52% devido ao fato de que a maior parte do potencial hidrelétrico passível de aproveitamento no país encontra-se na região Norte, onde variáveis ambientais importantes poderiam afetar ou limitar a expansão da oferta (EPE, 2017b). Porém, projeta-se que o país continue expandindo sua matriz em renováveis, principalmente devido à geração de energia a eólica e de biomassa (EPE, 2017b).

Os biocombustíveis são fontes de energia que diferenciam o Brasil do resto do mundo. São originados de produtos vegetais (como a mamona, a cana-de-açúcar, entre outros). Os biocombustíveis mais utilizados no país são: o Etanol (álcool), o Biogás e o Biodiesel. Eles têm uma participação de 25% na produção de energia primária (EPE, 2017a). A EPE (2017b) indica que o setor receberá estímulo para aumentar a sua participação na matriz energética. Um desses estímulos é atingir o compromisso assumido a NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris (EPE, 2017b).

2.2.1 Uso da água no setor energético e sua relação com a segurança energética e impacto ambiental

O uso, a demanda e o consumo de água dependem das características dos processos em cada tecnologia energética. Dependerão desses parâmetros para avaliar a vulnerabilidade do setor energético e a sua interação com o meio ambiente.

A segurança energética, do ponto de vista hídrico, está relacionada ao fato de que cada tecnologia energética tenha assegurada a outorga da demanda de água necessária para cada unidade de produção de energia. Assim, áreas hidrográficas com atual estresse hídrico ou com estudos que indiquem esse tipo de situação podem se tornar áreas vulneráveis para geração de energia. Com isso deve-se investir em processos com um uso mais eficiente da água e assim diminuir a demanda hídrica, investir em

infraestrutura para assegurar a quantidade de água requerida (tais como construção de reservatórios, transporte de água de outras áreas hidrográficas) ou avaliar a possibilidade de que novas tecnologias sejam desenvolvidas em outras áreas hidrográficas. Em todos esses casos, a melhor alternativa estará relacionada aos custos associados ou a regulamentações a serem cumpridas.

Em relação aos impactos ambientais causados, o consumo de água de uma tecnologia energética pode fazer com que a disponibilidade hídrica, do ponto de vista quantitativo, restrinja em usuários a jusante (por exemplo: uma termelétrica a ciclo *Rankine* com um sistema de resfriamento com ciclo fechado úmido). Contudo, a Política Nacional de Recursos Hídricos indica que os usos de água prioritários são o abastecimento humano e a dessedentação animal (BRASIL, 1997); dessa maneira, é possível que áreas hidrográficas com estudos de planejamento dos recursos hídricos restrinjam a outorga a outros usuários no futuro, como o caso do setor energético, virando um problema de segurança energética. Outro tipo de impacto ambiental está relacionado à qualidade dos efluentes das tecnologias energéticas, que pode gerar impacto qualitativo nos usuários a jusante. Esse é o caso de termelétrica a ciclo *Rankine* com um sistema de resfriamento aberto, cujos efluentes retornam ao corpo receptor com temperaturas elevadas, podendo originar um impacto nos ecossistemas aquáticos. Nesse caso, uma legislação de padrões de qualidade para lançamentos de efluentes poderia restringir a operação da usina, causando, também, um problema de segurança energética. Casos reais têm se apresentado na Europa, onde houve uma queda na geração térmica durante o verão de 2003, devido à redução de potência ou mesmo paralisação de várias usinas nucleares pela baixa disponibilidade hídrica e aumento da temperatura das fontes hídricas (IAEA, 2004). Segundo GOLOMBEK *et al.* (2011), essa queda aconteceu novamente em 2006 em países como França, Espanha e Alemanha. Nos Estados Unidos de América, o Programa Americano de Ciências das Mudanças Climáticas (*U.S. Climate Change Science Program And the Subcommittee on Global Change Research - CCSP*) (BULL *et al.*, 2008) cita a Universidade de Missouri-Columbia para reportar que em 2004 houve reduções de potência e paradas de planta relacionadas com mudanças no nível do rio e limites térmicos de emissão. Enquanto em 2012, também nos EUA, as temperaturas elevadas dos rios e a seca fizeram com que ao menos uma usina nuclear de 880 MW parasse de funcionar e outras UTEs reduzissem

sua produção neste verão (ARROYO, 2012, EATON, 2012, LAMONICA, 2012, WEBBER, 2012). Nesse mesmo ano, a França esteve em alerta por aumento de temperatura durante o verão (RFI, 2012).

A seguir detalha-se o uso da água em algumas das tecnologias energéticas. Neste estudo tem-se priorizado o uso quantitativo da água.

2.2.1.1 Energia primaria - Exploração do carvão mineral

As atividades de exploração do carvão mineral podem ser do tipo subterrâneas ou a céu aberto. A demanda de água, consumo e geração de efluente depende do tipo de exploração do minério. As necessidades da água são para o resfriamento durante a exploração, remoção de poeira, lavagem de túneis durante a exploração subterrânea, equipamento contra incêndio, etc. (PAN *et al.*, 2012). Essa atividade pode alterar físico-quimicamente os mananciais hídricos, gerando sólidos em suspensão e águas ácidas, principalmente. Segundo PAN *et al.* (2012), a quantidade de geração de efluentes é variável, podendo ser entre 2 a 10 m³ por uma tonelada de carvão explorado.

Além disso, devido às necessidades de remoção do solo ou construção de infraestruturas especiais e de grande dimensão, a extração do carvão mineral pode alterar os cursos de água e, com isso, criar novos corpos hídricos (EPE, 2007). Também, a exploração pode alterar a percolação para águas subterrâneas, tanto na qualidade como na quantidade (PAN *et al.*, 2012).

As minas a céu aberto podem gerar drenagem, que pode provocar impacto nos corpos hídricos naturais se não houver direcionamento e tratamento adequado dos efluentes (águas sulfurosas) (EPE, 2007).

A mineração subterrânea do carvão requer maior demanda de água (70% do total capturado) do que a mineração a céu aberto, principalmente devido à grande quantidade de água pulverizada no interior da mina para controlar a poeira (FTHENAKIS e KIM, 2010). O restante da água é utilizada para a lavagem do carvão. A retirada de água a montante para a mineração subterrânea também é maior do que para a exploração a céu

aberto devido ao uso extensivo de equipamentos de mina para a construção do eixo, escavação do carvão, e dos ventiladores operacionais (FTHENAKIS e KIM, 2010). Por segurança, um grande volume de água subterrânea é bombeado e drenado para a superfície, o que pode reduzir o nível do lençol freático, gerar salinização do solo, e uma futura desertificação das terras (PAN *et al.*, 2012).

A preparação do carvão é realizada a fim de remover os minerais nocivos do carvão bruto por métodos físicos e químicos, obtendo-se produtos de carvão de melhor qualidade. Segundo PAN *et al.* (2012), um dos métodos para realizar a preparação tem como base uma técnica úmida, que demanda uma média de captura de 2,5 m³ de água por tonelada de carvão processado, dos quais somente 0,20 m³ é consumido. Os efluentes gerados se caracterizam por possuírem sedimentos em suspensão, metais pesados (mercúrio, cromo hexavalente), águas ácidas, DBO e DQO (PAN *et al.*, 2012).

2.2.1.2 Energia primária – Combustível fóssil – Gás natural não convencional (*shale gas*)

O *shale gas* é um gás natural não convencional. As estimativas de recursos de gás não convencional no mundo são bastante incertas (MCGLADE *et al.*, 2013). O possível potencial de *shale gas* no Brasil se encontra nas bacias sedimentares do Paraná, Solimões e Amazonas (CAMARGO *et al.*, 2014).

Para realizar a exploração do *shale gas* é necessária uma estimulação por fraturamento hidráulico, que pode exigir entre 8 a 19 milhões de litros de água por poço horizontal, dependendo da sua profundidade, distância horizontal, e do número de vezes que o poço é fraturado (EPA, 2010). Tal pressão hídrica cria preocupações sobre as fontes destes volumes. Além disso, a quantidade de aditivos para realizar o fraturamento encontra-se entre 0,5% a 2% (base mássica) do volume total de água (GWPC e IOGCC, 2013). No entanto, a quantidade de aditivo usado é tão significativa que 11,4 milhões de litros de água para o fraturamento resultaria em cerca de 57.000 litros de águas residuais (SOEDER, KAPPEL, 2009). O tipo e a composição dos aditivos químicos são definidos conforme as características geológicas da bacia sedimentar e as características químicas

do corpo hídrico (VIDIC, R. *et al.*, 2013; GWPC e IOGCC, 2013). Esses aditivos se caracterizam por possuir composição biocida, voltada para impedir o crescimento de microrganismos e reduzir a incrustação biológica nas fraturas; são anticorrosivos para sua aplicabilidade aos tubos de metal; e ácidos, para remover resíduos de lama de perfuração dentro da área próxima ao poço (VIDIC, R. *et al.*, 2013; GWPC e IOGCC, 2013). Do mesmo modo, utilizam-se areias com a finalidade de manter as fraturas abertas quando o bombeamento for interrompido. Segundo NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION (2009), a areia corresponde, aproximadamente, a 9% da massa total do fluido.

Uma vez realizado o fraturamento, parte do fluido utilizado volta para cabeça do poço. Segundo VIDIC *et al.* (2013), na Pensilvânia, o retorno representou entre 9% e 53%, mas autores como ANDREWS *et al.* (2009) citam um retorno de 60% a 80%. No retorno, o fluido pode conter uma variedade de componentes, tais como salmouras, metais pesados, radionuclídeos, areia e outros resíduos químicos – como traços de elementos radioativos e elementos orgânicos – que excedem significativamente os padrões de qualidade, fazendo seu tratamento difícil e caro (ANDREWS *et al.*, 2009; HARPER, 2008).

2.2.1.3 Energia primária - Biomassa - Cultura da cana-de-açúcar

O etanol pode ser produzido a partir de milho, beterraba, cana-de-açúcar (caso do Brasil), entre outros. Com o impulso da produção de etanol, a partir da cana-de-açúcar, que ocupava 4,3 milhões ha de área plantada em 1990, passou a ocupar 10,2 milhões ha em 2017 (IBGE, 2018). O país tem duas grandes áreas distintas onde a cana é produzida: a regiões do Centro-Oeste e Sudeste (que representam 88% da área plantada) e as regiões Sul e Nordeste, que representam o remanescente da área plantada (IBGE, 2015). Nessas mesmas regiões encontram-se localizadas as plantas para a produção do etanol.

A cana-de-açúcar é uma cultura que requer grande quantidade de água em sua produção, principalmente por causa da evapotranspiração em diferentes estágios do desenvolvimento da planta, que varia segundo a zona agroclimática, a técnica de

cultura, assim como o tipo de uso de fertilizantes e defensivos (IATP, 2007). Segundo a Organização das Nações Unidas para Agricultura e a Alimentação (FAO apud IATP, 2007), dependendo das condições climáticas, os requerimentos máximos de água para cana-de-açúcar variam entre 1500 mm e 2500 mm, distribuídos de maneira homogênea durante a época de crescimento.

No Brasil, a maior parte da cana-de-açúcar não é irrigada, pois a localização da cultura (principalmente Região Sudeste) e a recepção da água de chuva são suficientes (sendo essa uma enorme vantagem da cultura em relação a outras regiões do mundo), exceto em pequenas áreas onde há irrigação pode também acontecer com as águas residuais das destilarias (irrigação suplementar) (ANA, 2009). Uma expansão da cultura poderia fazer que ela seja produzida em outras regiões como o Centro-Oeste e o Nordeste (VASQUEZ *et al.*, 2015), áreas que poderão requerer maior quantidade de irrigação pelas condições propícias para o crescimento da cultura. Ainda, um estudo da EMBRAPA (2008) indica que cenários de mudanças climáticas com uma elevação da temperatura pode beneficiar a expansão da cultura da cana-de-açúcar para as próximas décadas. FACHINELLI (2013) realizou uma quantificação da pegada hídrica assumindo uma expansão da cana-de-açúcar na bacia Paranaíba⁷, onde a necessidade de irrigação nesta área seria de 75 m³ de água irrigada / t de cana.

2.2.1.4 Energia Secundária – Setor Elétrico – Hidroeletricidade

As instalações hidrelétricas aproveitam a energia potencial gravitacional da água, seja por meio da construção de barragens (reservatórios) juntamente com a casa de máquinas, onde se encontram os grupos geradores, ou pelo movimento natural dos rios (usinas a fio d'água), para produção de energia elétrica. Este tipo de geração implica no uso de volumes significativos de água, consumida por infiltração e evaporação no reservatório. Os fatores que determinam a quantidade consumida são o clima, as características e dimensão do reservatório (área superficial, volume, altura) e as alocações para outros usos (IEA, 2012). O IEA indica que, para certas instalações, as usinas hidrelétricas com grande armazenamento em reservatórios podem ter alguns dos

⁷ O Rio Paranaíba fica localizado entre os estados de Goiás (pelo sul), Minas Gerais (pelo oeste) e Mato Grosso do Sul (pelo leste).

maiores níveis de consumo de água por unidade de eletricidade gerada. Além disso, os reservatórios podem ter efeitos adversos na qualidade da água por causa da contaminação por fluídos que contêm poluentes ou alterações físicas do ambiente natural (IEA, 2012).

As usinas hidrelétricas a fio d'água, no entanto, armazenam pouca água, levando a perdas de evaporação próximas de zero. A Agência Nacional de Águas considera o setor hidrelétrico como usuário não consuntivo (ANA, 2015) e, por esse motivo, não quantifica a demanda e consumo dos recursos hídricos deste setor.

2.2.1.5 Energia Secundária – Setor Elétrico - Termeletricidade

Dentre os diversos tipos de máquinas térmicas aplicadas à produção de termoeletricidade, podemos destacar duas: a de ciclo *Brayton* e a de ciclo *Rankine* (CARNEY *et al.*, 2008). Máquinas de ciclo *Brayton* trabalham em sistemas de turbinas a gás. Inicialmente, um compressor capta ar do meio ambiente e o comprime a alta pressão (processo isentrópico). O ar passa para uma câmara de combustão, na qual se realiza a combustão do gás combustível a pressão constante. Finalmente, na turbina a gás, se expandem os gases de combustão (expansão isentrópica) e se produz trabalho mecânico, gasto em parte pelo funcionamento do compressor, gerando energia elétrica (WARK e RICHARDS, 2001, KHALIQ e KAUSHIK, 2004, WU, 2007, e CARNEY *et al.*, 2008).

Por outro lado, o ciclo *Rankine* (Figura 2-6) é dado pela conversão de um líquido em gás a alta pressão (majoritariamente se utiliza vapor de água) produzido em uma caldeira, por meio de um processo de combustão de combustíveis fósseis (gás, carvão, petróleo ou seus derivados), biomassa (bagaço de cana, carvão vegetal, etc.), ou a partir da fissão nuclear do urânio em um reator nuclear (CARNEY *et al.*, 2008). O gás (vapor de água) se expande em uma turbina produzindo trabalho mecânico e, em seguida, o gás de baixa pressão (vapor de exaustão), que sai da turbina, é condensado⁸ e bombeado de volta para a caldeira. (WARK e RICHARDS, 2001, WU, 2007, CARNEY *et al.* 2008, LIMA, 2012).

⁸ O processo de condensação cria um vácuo para conseguir atrair o gás sobre a turbina.

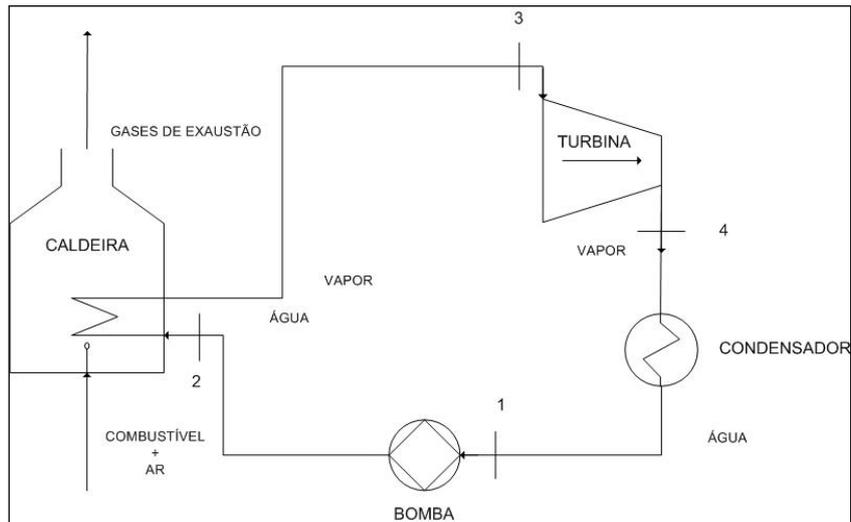


Figura 2-6: Produção de energia térmica segundo o ciclo *Rankine* de vapor de água.

Fonte: LIMA (2012)

O ciclo combinado une um ciclo *Brayton* e um ciclo *Rankine* em cascata. Os gases de combustão que escapam da turbina a gás (ciclo *Brayton*) a temperaturas elevadas entram no ciclo de energia a vapor, onde uma fração da sua exergia é recuperada ao alimentar a produção de vapor no ciclo *Rankine* (KHALIQ e KAUSHIK, 2004, EPE, 2007a, CARNEY *et al.*, 2008). Na Figura 2-7 é possível observar os diferentes tipos de classificação de geradores termelétricos a combustível fóssil e biomassa.

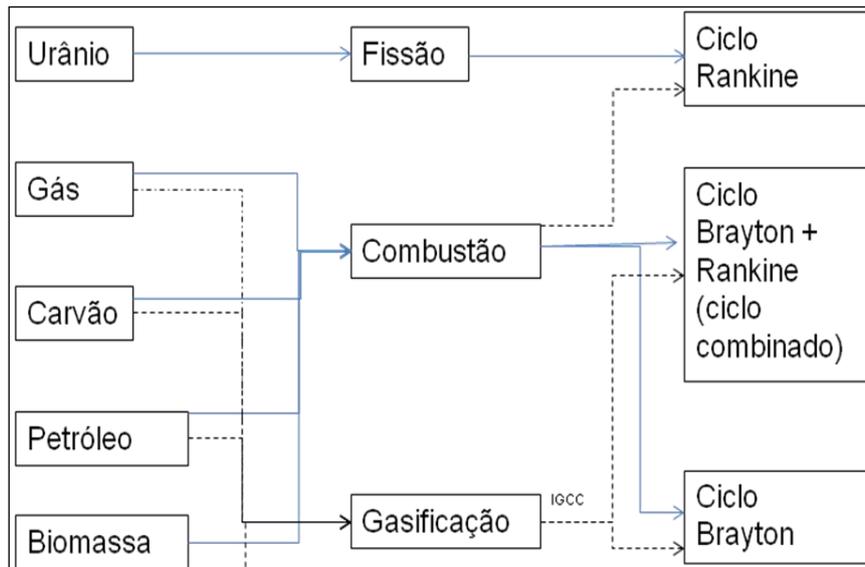


Figura 2-7: Esquema da classificação de usinas termelétricas de ciclo *Brayton* e *Rankine*.

Fonte: ARROYO, 2012

O uso de água em um processo de geração de energia termelétrica a ciclo *Rankine* se deve principalmente às seguintes etapas:

- **Geração de vapor d'água:** a finalidade deste processo é a produção de vapor de água a alta temperatura para acionar as turbinas e gerar energia elétrica. Logo, o vapor passa por um processo de expansão e posterior condensação, onde finalmente é recirculado. Portanto, somente é necessária a captura de água nesta parte do sistema quando acontecem perdas durante o ciclo (água de reposição - *make-up*). Esse processo é chamado de *Boiler feedwater* (BFW). Geralmente é necessário algum tipo de sistema de tratamento de água prévio à alimentação da caldeira para assegurar um processo eficiente e geração de vapor de qualidade. Um sistema de tratamento de água apropriado ajudará a evitar custos de manutenção adicionais e falhas na caldeira como resultado de escalonamento, corrosão e incrustação de impurezas na caldeira e equipamentos a jusante.
- **Condensação do vapor d'água e resfriamento:** a água utilizada no processo de condensação apresenta uma elevação na temperatura e pode ser devolvida diretamente a um corpo receptor (sistema aberto) ou ser reutilizada (sistema

fechado). Estes sistemas serão descritos posteriormente. Segundo CARNEY *et al.* (2008), o fluxo de massa de água necessário nesse processo é aproximadamente 50 vezes o fluxo de massa do vapor d'água, uma vez que é recomendável que a água de condensação tenha um aumento de temperatura que não ultrapasse 15 °C a 25 °C. Assim, o sistema de resfriamento demanda um uso da água intensivo, que pode ser captada de rios, lagos, reservatórios subterrâneos, mares, etc.

- Outros processos, como o tratamento de emissões e material particulado: Por exemplo, o processo de dessulfurização de gases de combustão (FGD), empregado em termelétricas a carvão mineral, utiliza água de reposição para compensar perdas por evaporação no *scrubber* (BEDILLION, M *et al.*, apud ZHAI e RUBINA, 2011); e também devido à purga gerada durante o tratamento das emissões de enxofre (GERDES e NICHOLS, 2009). Além disso, uma térmica a carvão pode requerer água para o tratamento das cinzas, na planta de tratamento de efluentes (FEELEY *et al.*, 2005) e no sistema contra incêndio (PAN *et al.*, 2012). Ainda, a introdução de tecnologias de pós-combustão para reduzir as emissões de GEE, como a Captura e Armazenamento de Carbono (*Carbon Capture and Storage - CCS*) com base na absorção química com o solvente monoetanolamina (MEA) (CIFERNO *et al.*, 2009, CHANDEL *et al.*, 2011, ZHAI *et al.*, 2011), pode representar um aumento no consumo de água de quase 100% (ZHAI *et al.*, 2011⁹, GERDES e NICHOLS, 2009⁸, MERSCHMANN *et al.*, 2013, 2012a, 2012b).

Na Figura 2-8 podem-se apreciar os diferentes usos de água para o processo termelétrico em um ciclo *Rankine*.

⁹ Ambos estudos fazem referência a usinas com um sistema de resfriamento de circulação fechado a torre úmida, qual será explicada posteriormente.

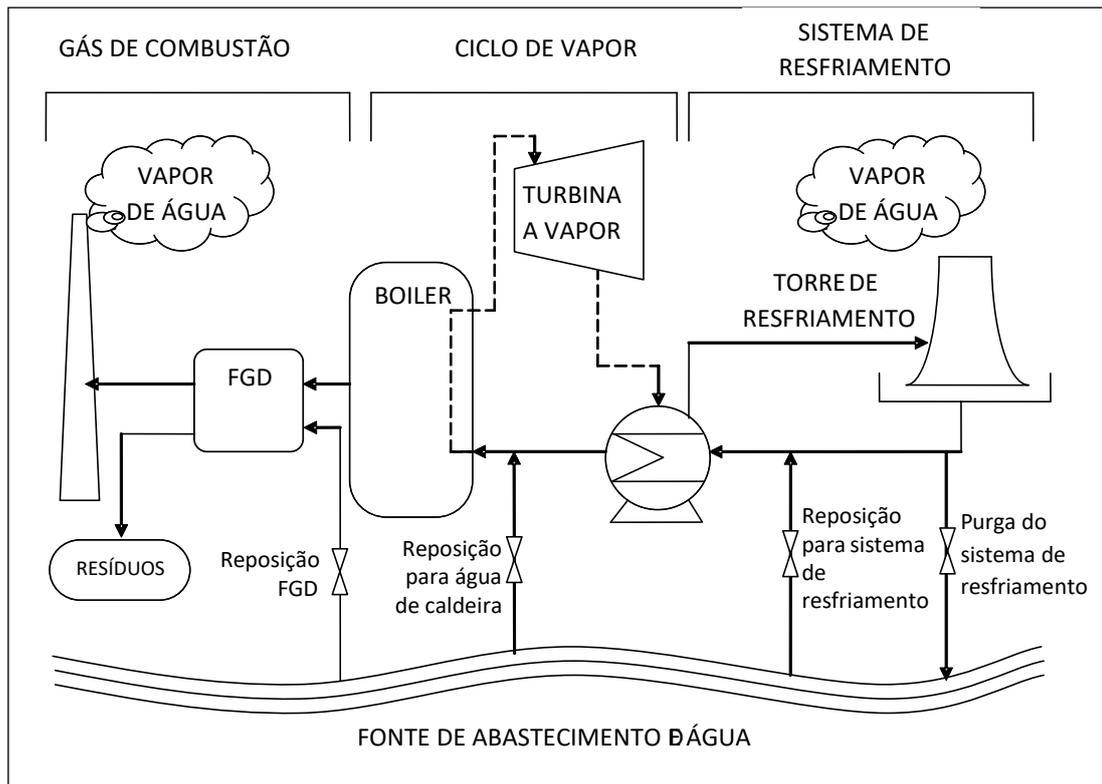


Figura 2-8: Uso de água no processo termelétrico em um ciclo *Rankine*

Fonte: ARROYO (2012)

Durante o resfriamento, o volume de água usado depende do tipo de tecnologia adotada e a sua relação com as perdas por evaporação e/ou descarte de efluentes (FEELEY *et al.*, 2005, GERDES e NICHOLS, 2009). Existem várias maneiras de classificar o sistema de resfriamento, sendo que o utilizado no presente trabalho é o sugerido por GERDES e NICHOLS (2009). Assim, os sistemas de resfriamento se dividem em dois: circulação fechada e circulação aberta (*once-trough*) (Figura 2-9):

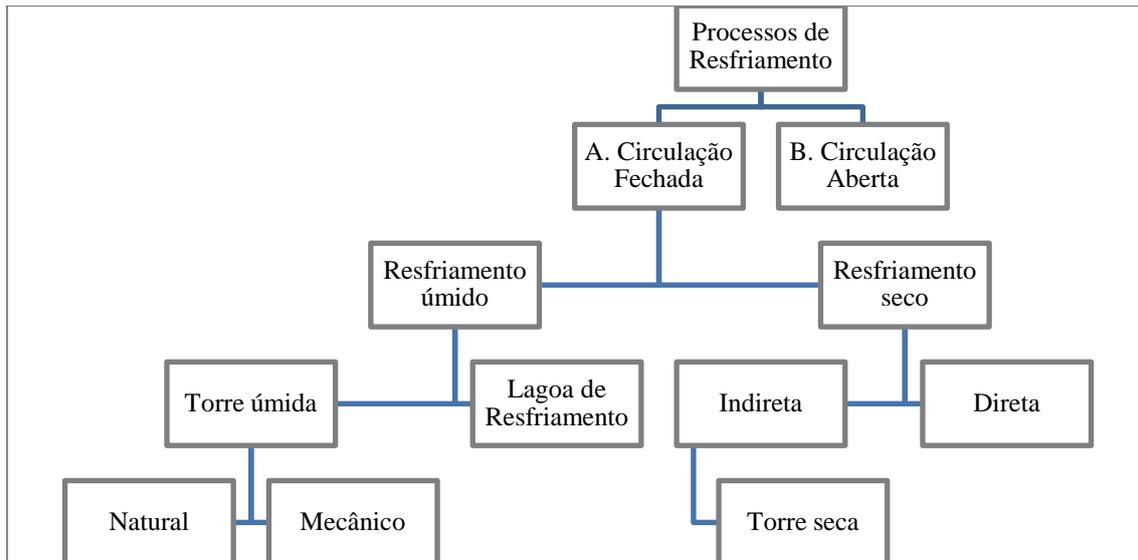


Figura 2-9: Classificação dos tipos de Processos de Resfriamento

Fonte: ARROYO (2012)

A. Resfriamento a Circulação Fechada

Essa técnica utiliza o ar como meio para atingir o resfriamento da massa de água proveniente do condensador com temperaturas elevadas.

- Resfriamento de circulação fechada em torre úmida (*Wet Cooling Tower – WCT*): Baseia-se no princípio da evaporação. A água, depois de ser utilizada no condensador, é resfriada por uma corrente ascendente de ar numa torre de resfriamento, podendo o ingresso do ar ser natural (mediante a construção de torres de grão tamanho) ou mecânico (com uso de ventiladores) (MOHIUDDIN e KANT, 1996a, EPRI, 2002, FEELEY et al., 2005). A água resfriada volta para o processo de condensação. Na torre úmida acontece uma troca de calor com a atmosfera, devido ao calor latente de evaporação da água, havendo perdas de uma quantidade de água necessária pelo sistema (MOHIUDDIN e KANT, 1996, ZHAI *et al.*, 2011). Além do mais, devido à evaporação, ocorre um aumento da concentração de minerais e sedimentos, gerando perdas de água pela purga gerada no processo, com a finalidade de manter o desempenho do sistema de resfriamento (Figura 2-10). O mesmo princípio se aplica a uma Lagoa de Resfriamento.

Portanto, a água de reposição que será captada de corpos hídricos será para repor as perdas na evaporação e na água de purga, sendo que a parte evaporada é considerada como água consumida, não tendo mais retorno para sua fonte de origem. Do mesmo modo, cabe indicar que é importante a consideração da qualidade da fonte hídrica utilizada para o resfriamento, uma vez que, se a qualidade for baixa devido a concentrações elevadas de sais, minerais e sólidos suspensos, menos ciclos de recirculação da água de resfriamento serão possíveis (ciclos de concentração - n_c) e, portanto, será necessária uma maior captação de água (MOHIUDDIN e KANT, 1996b, MILOSAVLJEVIC e HEIKKILÄ, 2001, AL-BASSAM e MAHESHWARI, 2011), isto com o objetivo de suprir a maior quantidade de purga gerada (GERDES e NICHOLS, 2009). Por fim, dependendo da concentração da água de purga, ela poderá ser direcionada para uma planta de tratamento e logo retornada ao corpo hídrico.

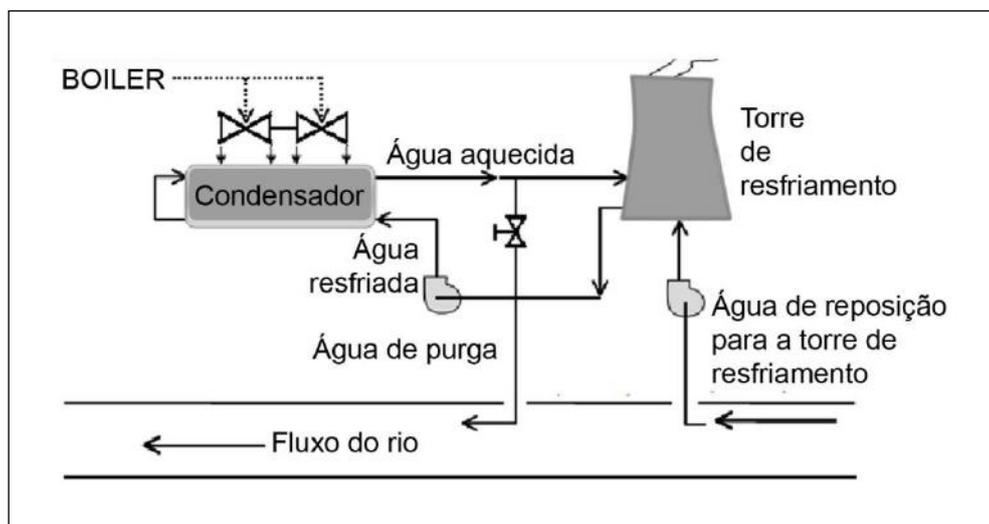


Figura 2-10: Sistema de resfriamento de circulação fechada em torre úmida

Fonte: ARROYO (2012)

- Resfriamento de circulação fechada seca (direto e indireto) - DRY: o resfriamento fechado seco direto acontece mediante a transferência de calor do vapor do processo que passa pela massa de ar que flui dentro do condensador. O vapor se condensa e a água passa a ser reutilizada novamente no ciclo de vapor d'água (THERMAL POWERTEC LTD., 2011). O desempenho depende da temperatura

ambiente do ar seco. Uma vez que a temperatura do ar seco é maior que a temperatura do ar úmido, esse tipo de sistema de resfriamento será menos eficiente do que a torre úmida. O resfriamento fechado seco indireto acontece quando a água dos condensadores não entra em contato com o ar de resfriamento diretamente, evitando assim a perda por evaporação e quantidades significativas de purga. Nesse processo a água flui através de tubos dentro de uma torre de resfriamento, onde é resfriada por uma corrente de ar que pode ser natural ou mecânica, produzindo uma troca de calor por condução (THERMAL POWERTEC LTD, 2011). Ambos processos são recomendáveis para regiões secas ou com pouca disponibilidade hídrica, uma vez que não precisam de quantidades elevadas de água para sua reposição. Assim, segundo ZHAI *et al.* (2011), um sistema de resfriamento com torre seca poderia reduzir em 80% o uso da água comparado com um sistema a torre úmida e, com a inclusão de uma tecnologia CCS, reduzir em até 40% .

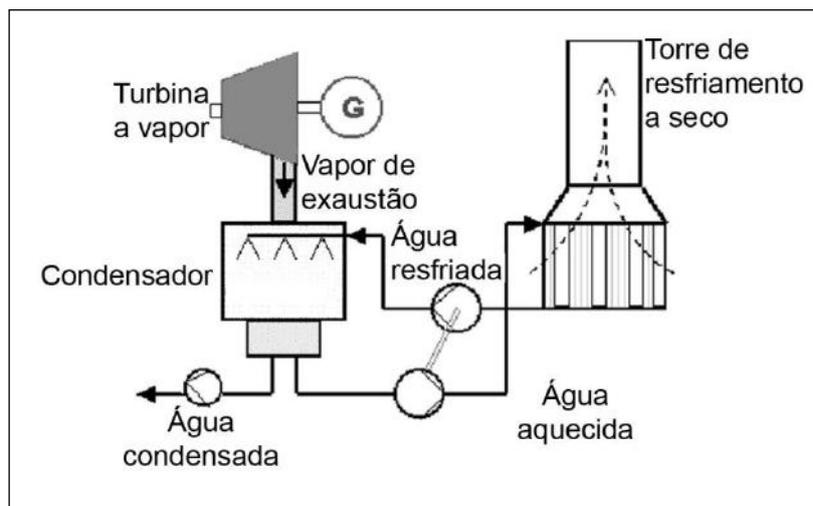


Figura 2-11: Sistema de resfriamento de circulação fechada indireta em torre seca

Fonte: ARROYO (2012)

B. Resfriamento de circulação aberta (*open cooling* ou *once-trough* - OC):

Neste sistema de resfriamento, a água passa apenas uma vez pelo condensador. Logo que cumpre a sua função de resfriamento, a água é devolvida para o corpo de onde foi captada inicialmente, mas com temperaturas elevadas e contendo sais e minerais

gerados durante o processo (Figura 2-12). A quantidade de água necessária é alta; porém, o retorno ao corpo receptor com altas temperaturas, entre 15 °C – 30°C a mais, poderia originar pequenas perdas por evaporação (1%) logo depois que a água retornar à sua fonte original. Essa evaporação indireta (devido à poluição térmica) origina um consumo de água que poderia ser atribuído às termelétricas. Mesmo sendo pequenas quantidades, ele se torna importante devido à elevada quantidade de água requerida para este tipo de sistema de resfriamento (KOHLI e FRENKEN, 2011).

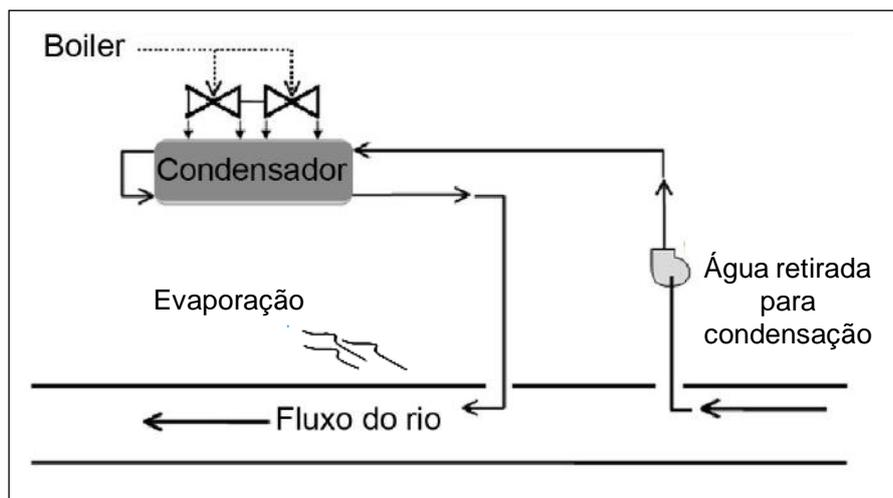


Figura 2-12: Sistema de resfriamento de circulação aberta

Fonte: ARROYO (2012)

Existem sistemas de resfriamento híbridos nos quais existe a combinação de um sistema aberto junto com uma torre úmida de resfriamento com o objetivo de baixar a temperatura da água de descarga quando for requerido (FEELEY III *et al.* 2008; GERDES e NICHOLS, 2009).

As tecnologias de resfriamento majoritariamente utilizadas são: sistema de circulação aberta e sistema fechado em torre úmida. Porém, devido à escassez hídrica em algumas regiões, tem-se incorporado resfriamento seco. A China, devido à escassez de água em algumas regiões do país, tem implementado sistema de resfriamento fechado de ar seco, atingindo 4,24% da capacidade total (9120 MW de geração elétrica e 2500 MW de cogeração) (PAN *et al.*, 2012). Assim, pode-se entender que um sistema de resfriamento fechado com ar seco favorece a conservação do recurso hídrico, economizando 60% de água se comparado a um sistema de resfriamento fechado úmido

(PAN *et al.*, 2012). Certamente o processo de resfriamento fechado úmido é o que utiliza água em menor quantidade, mas a consome em maior volume comparado com um resfriamento de circulação aberta¹⁰. Contudo, é necessário assegurar a alta disponibilidade quantitativa de água para um sistema aberto, além de assegurar a não poluição térmica do corpo receptor, já que isto poderia reduzir a eficiência da planta (KOCH e VÖGELE, 2009). Portanto, para a implantação de uma nova usina termelétrica, é necessário conhecer a situação da disponibilidade hídrica da área onde se quer localizar a planta, assim como o tipo de sistema de resfriamento mais recomendável e as necessidades das outras demandas a jusante do ponto de captação em caso de corpos hídricos superficiais, como os rios.

Com respeito aos custos associados, o processo de resfriamento de circulação fechada seca possui os custos mais elevados, cerca de 12% do custo de capital total da planta (ZHAI e RUBINA, 2011). Fazendo uma comparação entre os tipos de resfriamento, um resfriamento fechado a torre úmida e fechado seco custa 140% e 300% de um sistema aberto, respectivamente (GERDES e NICHOLS, 2009, ZHAI e RUBINA, 2011).

O consumo interno de energia também se altera com os diferentes sistemas de resfriamento. Enquanto o resfriamento em ciclo aberto não causa uma carga energética relevante, os sistemas de resfriamento fechado apresentam um consumo parasítico significativo devido à operação de bombas e ventiladores. Assim, a penalidade energética em um resfriamento fechado seco é o dobro da penalidade de um resfriamento fechado úmido (ANDERSON *et al.*, 2016).

Outros usos de água nas termelétricas dependerão do tipo de combustível a ser utilizado:

A. Termelétricas a carvão mineral

Existem duas principais linhas tecnológicas para combustão do carvão mineral: a combustão em leito fluidizado (*fluidized bed combustion* – FBC) e a combustão em leito

¹⁰ Um sistema fechado a torre úmida retira 97% menos água do que um sistema aberto. Porém, mais do que 75% do retirado é consumido mediante a evaporação (FEELEY III *et al.*, 2008).

de arraste, comumente referida como combustão de carvão pulverizado (*pulverized coal combustion* – PCC) (EPE, 2007). A aptidão dessas tecnologias depende, em primeiro lugar, da qualidade do combustível. As plantas de geração termoeétrica em operação utilizam caldeiras de carvão pulverizado (EPE, 2007).

O carvão mineral pulverizado é alimentado como uma pasta no interior da caldeira. Para casos de PCC, quanto maior a temperatura e a pressão do vapor, mais eficiente é o processo. Desta forma, são identificados três tipos de queima de PC: subcrítica, supercrítica, e ultra-supercrítica¹¹ (ANSOLABEHERE *et al.*, 2007).

Além do sistema de resfriamento, o uso de água adicional nesta tecnologia deve-se à água de reposição da caldeira e ao tratamento de gases pós-combustão. As usinas a carvão pulverizado com combustão subcrítica consomem uma maior quantidade de água por MWh de energia produzida. Isto se deve à baixa pressão do vapor, fazendo que menos energia possa ser transferida da caldeira para a turbina, aumentando a necessidade de maior geração de vapor e, portanto, uma maior quantidade de água para seu resfriamento. Com uma tecnologia de supercrítica este uso poder-se-ia reduzir em 17% (GERDES e NICHOLS, 2009).

Um dos processos para tratamento das emissões é o processo de dessulfurização de gases de combustão (FGD), que utiliza água de reposição para compensar perdas por evaporação no tratamento (BEDILLION, M *et al.*, apud ZHAI e RUBINA, 2011); e também devido à purga gerada durante o tratamento das emissões de enxofre (GERDES e NICHOLS, 2009). Além disso, utiliza-se água no tratamento das cinzas, como água de lavagem. Estes tratamentos geram efluentes e lama (água de purga).

B. Termelétricas a carvão mineral com captura de carbono (CCS)

Como citado anteriormente, como parte da tecnologia de pós-combustão para captura de dióxido de carbono, o método de absorção química com monoetanolamina

¹¹ Subcríticas: Pressão de vapor abaixo de 22,0 MPa e temperatura de cerca de 550 °C, atingindo uma eficiência de 33 a 37%. Supercrítica: Pressão de vapor de 24,3 MPa e temperatura de 565 °C, resultando em uma eficiência de geração de cerca de 38%. A eficiência é dependente da qualidade do carvão, operações e parâmetros de projeto e localização. Ultra-supercritical: Pressão de vapor superior a 24,3 MPa e temperatura superior a 565 °C, conseguindo eficiências de até 46% (ANSOLABEHERE *et al.*, 2007).

(MEA) é um dos mais maduros (HOFFMANN, 2010, ROCHEDO, 2011, MERSCHMANN *et al.*, 2012a), e diversos projetos pilotos consideram a possibilidade da captura de até 90% (CIFERNO *et al.*, 2009).

Porém, a inclusão dessa tecnologia gera um aumento na demanda de água em quase 100% (ZHAI *et al.*, 2011¹², GERDES e NICHOLS, 2009⁹, MERSCHMANN *et al.*, 2012). A necessidade hídrica é requerida, principalmente, para regenerar o solvente MEA (CHANDEL *et al.*, 2011); mas também para seus próprios sistemas resfriamento (resfriamento do gás de exaustão, resfriamento da água de lavagem, resfriamento do absorvedor, resfriamento do *reclaimer*, resfriamento do solvente regenerado, resfriamento para a compressão do CO₂) e para operação do condensador do refluxo (GERDES e NICHOLS, 2009). Além disso, essa tecnologia reduz a eficiência da usina e, para nivelar a potência elétrica gerada, torna-se necessário um aumento do *make-up* do processo de combustão e do processo de tratamento das emissões atmosféricas (CHANDEL *et al.*, 2011, ZHAI *et al.*, 2011).

C. Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada (*Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC*)

O IGCC refere-se à combinação de duas tecnologias: a geração de eletricidade em ciclo combinado e a gaseificação de combustíveis sólidos ou líquidos. O tipo de gasificação mais estudada é com carvão mineral, porém, esta tecnologia pode ser utilizada com vários outros combustíveis tais como biomassa, coque de petróleo e outros resíduos de refinaria. O IGCC ainda não pode ser considerado uma tecnologia madura no setor elétrico (HOFFMAN, 2010).

No IGCC, a demanda por água deve-se ao seu uso no ciclo combinado (ciclo de vapor e de resfriamento) e no processo de gasificação (produção de gás de síntese ou *syngas*), (ver Figura 2-13).

¹² Ambos casos fazem referência a usinas com um sistema de resfriamento de circulação fechado a torre úmida.

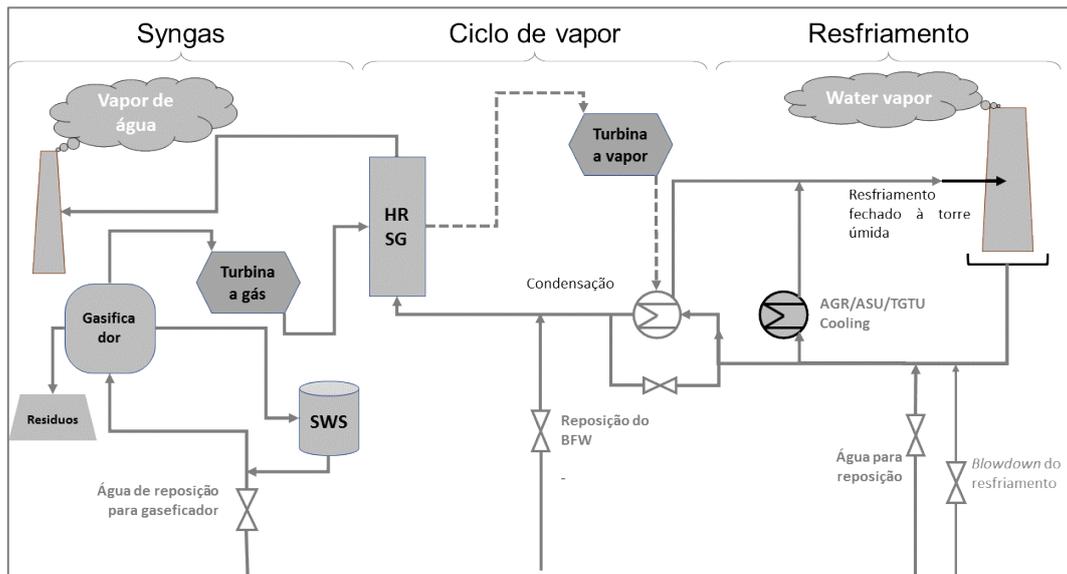


Figura 2-13: Uso da água em uma usina de IGCC com um sistema de resfriamento fechado a torre úmida.

Fonte: GERDES e NICHOLS, 2009, traduzido do inglês

A turbina a gás gera cerca de 60% da produção elétrica total da planta. Em seguida, o gás passa por um gerador de vapor de recuperação de calor (HRSG) para conduzir um ciclo de vapor. Vale ressaltar que o ciclo de vapor de um IGCC funciona a uma pressão menor do que a da PCC, portanto, uma planta IGCC consome mais água por MWh produzido a partir da turbina a vapor do que uma planta de PCC (GERDES e NICHOLS, 2009).

GERDES e NICHOLS (2009) indicam que, além do uso de água nos sistemas de resfriamento para a condensação de vapor d'água, uma planta IGCC possui requisitos de resfriamento para outros processos. Na unidade de separação do ar (ASU), a água de resfriamento é necessária para arrefecer o ar comprimido antes de ser direcionado ao processo de criogênica. Na unidade de remoção de gás ácido (AGR), a remoção de gás sulfídrico ocorre por meio da absorção por um solvente químico ou físico que deve ser regenerado usando calor. A água é utilizada para os processos de condensação da torre de regeneração e também para o resfriamento do solvente utilizado. Outro uso da água ocorre em um hidrolizador ou um *water-gas-shift* (WGS), cujo objetivo é de reduzir o Sulfeto de Carbonila (COS) do *syngas*. Finalmente, é necessária uma quantidade

relativamente pequena de água de resfriamento para os *intercoolers* do compressor na unidade de tratamento de gás de cauda (*the tail gas treating unit* - TGTU).

No gaseificador, o carvão, o oxigênio e o vapor reagem para produzir o gás de síntese. O uso de água dependerá do tipo de gaseificador (Shell, General Electric Energy - GE, CoP E-GAS). Nos gaseificadores da Shell e E-GAS, existe o controle da emissão de NOx mediante a adição de vapor (ou Nitrogênio) que constitui uma retirada significativa de água. Os gaseificadores E-GAS e GE são alimentados em lama (*slurry*), o que significa que a água é adicionada ao carvão antes da gaseificação. Uma porção da água é consumida no processo de gaseificação, pois é convertida em gás de síntese. Para esses processos alimentados de lama, a escória derretida que sai do gaseificador é retirada com uso de água (*quench*), então a lama e escória são descartadas. Embora uma parte da água em lama possa ser recuperada, ainda é necessária uma reposição significativa (GERDES e NICHOLS, 2009). Em cada um dos processos, ocorre uma limpeza (*scrubbing*) do gás de síntese com água. GERDES e NICHOLS (2009) indicam que parte da água do processo pode ser recuperada e utilizada em outros processos do sistema. Na Tabela 2-5 podem ser identificados o uso de água nos diferentes tipos do processo de umidificação.

Tabela 2-5: Uso de água nos diferentes tipos de umidificação em um IGCC

Processo	GE	Co - GAS	Shell
Manejo de cinzas	x	x	x
Manejo da Lama / Escoria	x	x	
Quench/Scrubber	x	x	x
Controle de NOx por vapor		x	x
Vapor de gaseificação			x
Diluição na Turbina a Gás			x

Fonte: GERDES e NICHOLS (2009), traduzido do inglês

D. Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada com captura de carbono (IGCC/wCCS)

A absorção física usando o solvente Selexol é atualmente a técnica mais efetiva para remoção de CO₂ dos gases combustíveis do IGCC (ANDERSON *et al.*, 2016). A

captura de carbono em Plantas IGCC se baseia em dois processos principais (além da compressão e do transporte de CO₂):

- A unidade para a reação *Water-Gas-Shift* (WGS), onde o CO reage com H₂O, gerando H₂ e CO₂. Para otimizar a conversão, essa unidade consiste normalmente de dois reatores, um que opera a temperaturas por volta de 350°C e um que opera por volta de 200°C. Este processo também pode ser utilizado em uma usina sem CCS.

- A unidade de remoção de CO₂

A recuperação de CO₂ exigirá um reator *water-gas shift* e um lavador de absorção física. O reator aumenta a concentração de CO₂ e H₂ na corrente de gás de síntese, convertendo o monóxido de carbono em CO₂ e H₂ pela adição de vapor sobre um leito catalisador. O CO₂ é então removido da corrente de gás usando o processo com Selexol em duas etapas. A maior concentração de CO₂ permite a melhor utilização deste solvente físico, reduzindo os requisitos de água para o resfriamento em comparação com o solvente químico usado no processo MEA para PC e NGCC. O aumento da demanda de água no serviço de resfriamento deve-se ao aumento da ASU e à adição de *intercoolers* do compressor de CO₂ (GERDES e NICHOLS, 2009)

E. Termelétricas a gás natural

No caso da utilização do gás natural, pode ser aplicado um ciclo aberto convencional (*Bryton*) ou um ciclo combinado (*Natural Gas Combined Cycle* - NGCC). O NGCC é o mais eficaz de todos os processos mencionados, enquanto que o IGCC é a tecnologia mais eficiente de segunda geração (CARNEY *et al.*, 2008).

O uso de água acontece nos processos do ciclo a vapor (ciclo *Rankine*) no NGCC. As usinas NGCC usam menos quantidade de água, uma vez que dois terços da geração termelétrica provêm de turbinas a gás que não requerem grande quantidade de água no processo quando comparadas a um ciclo a vapor, como é o caso de uma planta a PC. Assim, o uso da água será na caldeira (demanda de reposição de água) e no sistema de resfriamento.

F. Termelétricas a gás natural com CCS

Como no caso de termelétricas a carvão mineral, o método mais maduro para a captura de carbono é o método de absorção química com monoetanolamina (MEA) (ANDERSON *et al.*, 2016, ZHAI e RUBINA, 2011, MERSCHMANN *et al.*, 2013). Neste caso, o uso da água será para o processo propriamente do MEA, para o aumento de água nos sistemas de resfriamento e água de reposição para a caldeira.

G. Termelétricas nucleares

Para reatores nucleares, o combustível nuclear é a fonte de calor para geração do vapor de água. Este permanece sobre pressões subcríticas, por razões de segurança. Tais reatores são, em geral, menos eficiente do que as plantas de PC (CARNEY *et al.*, 2008). As usinas nucleares são as maiores consumidoras de água, uma vez que toda a energia gerada provém do ciclo de vapor a baixa pressão e temperatura, e, por isso, requerem maiores quantidades de vapor e de água para resfriamento.

Além disso, as barras de combustível de urânio usados precisam de muita água para o resfriamento. O combustível gasto é colocado em um reservatório de resfriamento, onde ainda produz calor. Portanto, a água do reservatório deve ser circulante (OLSSON, 2015).

2.2.1.6 Energia Secundária – Setor elétrico – energia heliotérmica e fotovoltaica

A energia solar pode ser utilizada em dois tipos de tecnologias: *Concentrated Solar Power* - CSP (energia heliotérmica) e fotovoltaica (PV)

A geração a partir da CSP consiste na concentração da luz solar em coletores (trocadores de calor que captam a energia do sol) com temperaturas de até 1000 °C que convertem o calor em energia térmica (MALAGUETA, 2013). Os fluídos aquecidos podem ser sais fundidos, óleos térmicos, água e ar. Quando a radiação solar é suficiente para gerar eletricidade, o processo começa a acumular energia no sistema de armazenamento até este estar totalmente preenchido com sal líquido (MALAGUETA, 2013). A geração de eletricidade ocorre em um ciclo de tipo *Rankine*.

Existem dois principais tipos de coletores solares: o cilindro parabólico e a torre solar. Os usos da água em usinas CSP, além de limpeza dos espelhos, são os mesmos de um ciclo tipo *Rankine*, ou seja, geração de vapor para acionar as turbinas, água de resfriamento.

A energia fotovoltaica (PV) é gerada a partir do uso de painéis solares. Eles recebem a radiação solar e realizam a conversão para energia elétrica de maneira direta. A água é utilizada em usinas PV para limpar o pó dos espelhos.

2.2.1.7 Energia Secundária – Cogeração

Um sistema de cogeração realiza simultaneamente e de forma sequencial a geração de energia elétrica (energia mecânica) e térmica (calor útil de processo e/ou frio) a partir de um único combustível (gás natural, carvão, biomassa ou derivados de petróleo). Isto faz com que o rendimento global da utilização do combustível empregado aumente, gerando, conseqüentemente, um aumento da eficiência energética.

Como já mencionado, o Brasil é um dos mercados sucroalcooleiros mais competitivos a nível mundial. Utiliza-se a cana de açúcar para produção de etanol, além de açúcar. A produção do etanol/açúcar, na sua maioria, é realizada mediante um sistema de cogeração que utiliza biomassa de cana-de-açúcar (bagaço e palha) como combustível gerador do vapor d'água para trabalho mecânico e térmico. As plantas modernas fornecem vapor a alta pressão, gerando energia elétrica para a própria planta. Após este processo, o vapor a baixa pressão vai para o processo industrial (Figura 2-14). O excedente de energia elétrica gerado é vendido ao sistema interligado nacional (SIN).

Somente, 166 das 378 usinas de biomassa de cana-de-açúcar em operação no país comercializaram eletricidade em 2016 (UNICA, 2017). O Brasil vem apresentando um crescimento no mercado sucroalcooleiro e com isto um aumento na produção de bagaço e palha da cana, trazendo a possibilidade de um aumento na geração de bioeletricidade e incremento de sua participação na matriz energética com o tempo.

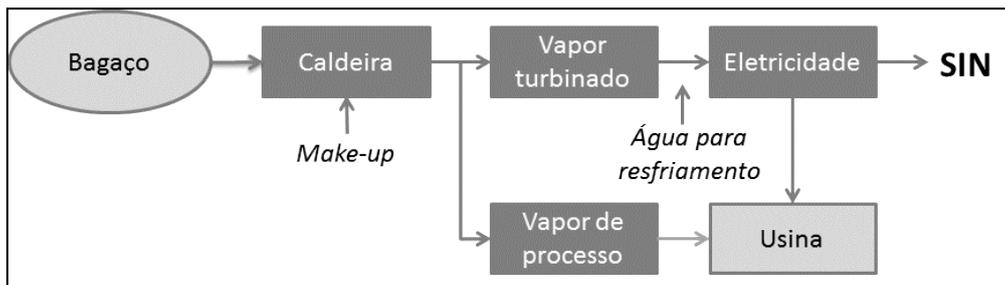


Figura 2-14: Uso de água no processo de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar

Fonte: Elaboração própria

Como mostrado na Figura 2-14, na geração de eletricidade é necessário água de reposição para a caldeira e para o sistema de resfriamento.

2.2.1.8 Energia secundária: Biocombustível - Etanol

A produção de etanol como combustível ganhou força após a crise do petróleo dos anos 70 e da criação do programa Proálcool (GOLDEMBERG e MACEDO, 1994). Em 2017, o Brasil foi responsável pela produção de 27 milhões de m³ de etanol (UNICA, 2018). A produtividade média de etanol por hectare de cana é de 7,500 litros, enquanto a mesma área de milho, principal matéria prima do álcool produzido por fermentação nos Estados Unidos, produz 3 mil litros (NOVACANA, 2015).

A seguir, a Figura 2-15 mostra os processos de uma usina anexa (fabricação de açúcar e destilação de etanol):

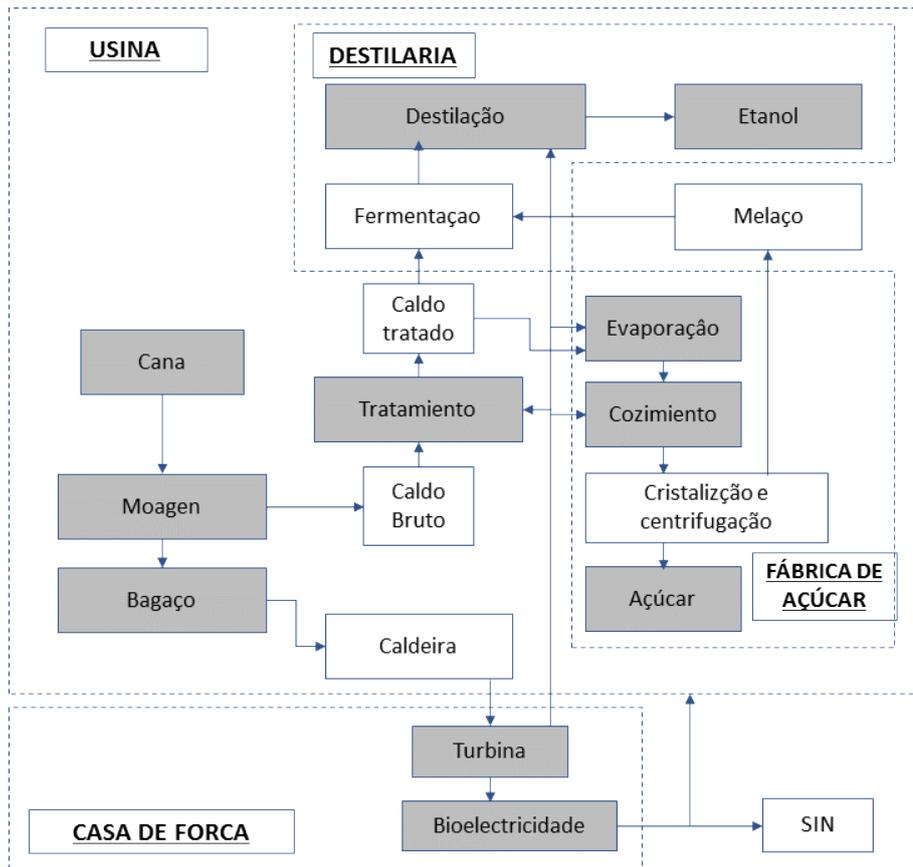


Figura 2-15: Processos de uma usina sucroenergética (fabricação de açúcar e destilação de etanol moderna)

Fonte: Adaptado de SANTOS, 2012.

No processo de moagem, o caldo da cana é extraído e tratado. Ele pode ser utilizado para fabricação de açúcar ou etanol. O produto secundário é o da moagem, no qual o bagaço junto com a palha podem ser utilizados como combustível para geração elétrica (explicado na tecnologia de cogeração). O vapor d'água do sistema termelétrico é utilizado para o processo fabril (acionamentos mecânicos, cozimento para fabricação de açúcar, destilação para fabricação de etanol, evaporadores, etc.).

O uso médio de água de uma usina com destilaria anexa de produção de 50% de cana para açúcar e 50% para a produção do etanol, resulta praticamente em 22 m³/t cana (NETO, 2013). NETO (2013) indica que o uso de água não é estático ao longo do tempo, por exemplo, na lavagem de cana vem diminuindo com tendência a zerar devido à tecnologia de limpeza de cana a seco.

Os níveis de demanda, consumo e geração de efluentes de água têm sido reduzidos substancialmente. Assim, a retirada de água em uma usina sucroenergética melhorou nos últimos anos de cerca de 5 m³ de água retirada/t cana (em 1990 e em 1997) para 1,83 m³ /t cana em 2004 (UNICA, 2007). A redução da retirada de água refere-se a plantas de tratamento que ajudam a reusar a água residual produzida no processo (IATP, 2007). A fabricação de açúcar tem uso mais intensivo de água, seguido da fermentação e destilação, ambos para a produção do etanol. A Figura 2-16 apresenta a distribuição média do uso de água em diversos processos da indústria sucroenergética (NETO *et al.*, 2009).

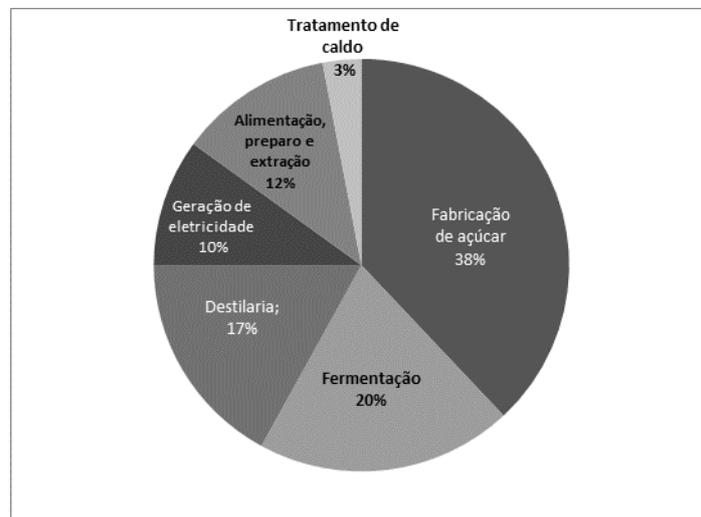


Figura 2-16: Distribuição média dos usos de água em uma indústria sucroenergética.
Fonte: NETO *et al.*, 2009.

2.2.1.9 Energia secundária: Refino de derivados de petróleo

O processo de refino de petróleo pode ser alcançado por meio de uma gama diversificada de configurações das unidades de processamento. Tais configurações, segundo SZKLO *et al.* (2012), podem ser do tipo: *Hydroskimming*, *Cracking*, *Coking/Hydrocracking* e *Hycon*. Os esquemas de refino presentes no caso brasileiro estão dentre a configuração *Coking/Hydrocracking* e a configuração *Cracking*. No primeiro esquema, otimiza-se a produção de diesel com a unidade de coqueamento retardado, bem como a produção de coque de petróleo, e maximiza-se, paralelamente, a produção de gasolina e de destilados médios de alta qualidade, como o diesel, com a

presença da unidade de hidrocraqueamento (SZKLO *et al.*, 2012). Não há, porém, unidades de hidrocraqueamento em operação no parque atual de refino do país, e, deste modo, a principal unidade de conversão envolve o FCC (de gasóleo ou de resíduos).

O uso mais intensivo de água no refino depende principalmente do sistema de resfriamento (mesmo processo descrito para as termelétricas na seção 2.2.1.5) (VASQUEZ, *et al.*, 2016), conforme ilustrado na **Figura 2-17**. Entretanto, segundo AMORIM (2005), o volume de água bruta utilizado no processo de refino de petróleo varia para cada refinaria e depende de fatores como: a qualidade da água bruta captada, tecnologias utilizadas na estação de tratamento de água, o esquema de refino, as tecnologias empregadas nas unidades de processo, a eficiência energética, a planta termoelétrica e o grau de reuso de água. Projetos para novas refinarias brasileiras visaram ao aumento da capacidade de produção de óleo diesel com baixíssimo teor de enxofre a partir do processamento de petróleo nacional com médio para baixo grau API. Esquemas de refino com este foco requerem unidades de hidrorrefino (sobretudo HDT, mas também HCC), que aumentam a demanda por água, decorrente da maior necessidade de hidrogênio (SZKLO *et al.*, 2012). Logo, novas refinarias com esta configuração possivelmente terão uma demanda de água por barril processado mais elevada que as atuais refinarias instaladas no Brasil (VASQUEZ-ARROYO *et al.*, 2016).

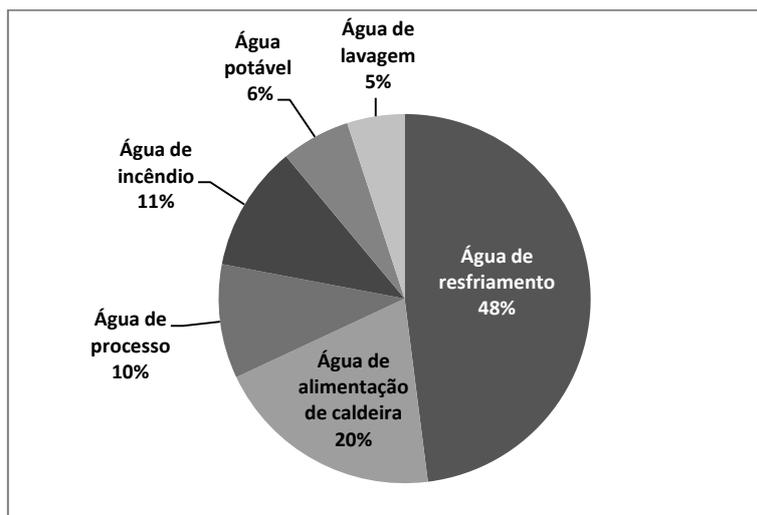


Figura 2-17: Distribuição do uso de água em refinarias de derivados de petróleo
Fonte: AMORIM apud SCHOR (2006)

3. AVALIAÇÃO DE ESTUDOS SOBRE MODELAGEM INTEGRADA DO NEXO ENERGIA-ÁGUA (ÁGUA PARA ENERGIA)

Neste capítulo apresentam-se as pesquisas que abordaram a modelagem do nexo água-energia (fase água para energia), assim como suas características e limitações. Tem-se classificado três abordagens de modelagem de água para energia: (i) modelagem hidrológica, onde o setor energético é um usuário demandante de água; (ii) modelagem de um sistema energético, onde a variável hídrica pode ser quantificável e uma restrição no modelo; (iii) interação entre uma modelagem hidrológica com uma modelagem energética.

3.1. Modelagem simulação hidrológica

A modelagem hidrológica simula um balanço hídrico de uma área hidrográfica. Nela considera a tecnologia de energia como um usuário de água, e avalia o estresse e a disponibilidade hídrica em termos de quantidade e/ou qualidade para segurança da produção de energia.

Uns dos modelos de simulação hidrológica é o *Water Evaluation and Planning system* (WEAP), do *Stockholm Environmental Institute* (SEI) (YATES, 2005). Este modelo permite simular o planejamento dos recursos hídricos, equilibrando o fornecimento de água (gerado através de módulos físicos de tipo hidrológico) com retirada de água, caracterizada por um sistema de distribuição de variabilidade espacial e temporal, com diferenças nas prioridades de demanda e oferta. Estudos relacionados à simulação da disponibilidade hídrica para geração hidroelétrica frente a cenários de mudanças climáticas são identificados em trabalhos realizados por VICUÑA *et al.* (2011) e LOSANO *et al.* (2015). LOSANO *et al.* (2015) apresentam resultados da modelagem hidrológica das bacias de contribuição e da operação de reservatórios artificiais localizados na Região de Comahue, Argentina. Esta região, além de ter potencial hidrelétrico, possui bacias sedimentares com potencial de exploração de gás de folhelho (*shale gas*). Embora o estudo tenha avaliado somente o potencial hidrelétrico frente às mudanças climáticas e à determinação do estresse hídrico, sem considerar os outros usuários demandantes do recurso hídrico como o *shale gas* em Comahue, sua validação e calibração demonstram a robustez do modelo utilizado.

Por outro lado, a autora desta Tese, ARROYO (2012)¹³, utilizou o WEAP para a simulação de um balanço hídrico local (sub-bacia Baixo Jacuí, localizada na Região Hidrográfica de Atlântico Sul - Brasil), no qual avaliou a disponibilidade hídrica para uma termelétrica a carvão mineral frente a projeções de dois GCMs e dois cenários de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), considerando outros usuários consuntivos de água à montante da usina termelétrica. A robustez deste estudo baseia-se na avaliação do modelo de balanço hídrico simultaneamente a vários modelos de projeção climática. O trabalho com mais de um modelo de projeção climática e com cenários otimistas e pessimistas de emissões de GEE reduz (mas não elimina) incertezas dos possíveis eventos que as UTEs poderiam enfrentar diante de uma mudança do clima. As limitações deste estudo se refletiram na disponibilidade de informação para a construção do balanço hídrico e da possibilidade de ampliar a modelagem para escala nacional.

3.2 Modelagem energética

A modelagem energética permite a quantificação do uso de água pelas tecnologias de energia do sistema energético modelado. Os modelos também podem avaliar os *trade-offs* e sinergias no sistema referente às possíveis restrições na disponibilidade hídrica.

A maioria dos modelos energéticos que existem não foi criada com o objetivo de desenvolver uma modelagem com o critério do nexo em mente. Assim, seriam necessárias modificações nas premissas da construção do modelo para incorporá-lo (convertendo-o em um novo modelo energético-hídrico), ou para adaptar a variável hídrica ao modelo energético, tendo sido este último caso o mais utilizado. SEMERTZIDIS (2015) fez uma avaliação das ferramentas de modelagem energética e suas capacidades para abordar o nexo entre energia, água, uso do solo e recursos minerais. SEMERTZIDIS (2015) identificou que, entre as limitações para integrar o nexo em um modelo energético, estão o reconhecimento do problema a ser abordado e o requerimento de uma quantidade significativa de dados para representar todas as

¹³ Estudo realizado como parte da dissertação de defesa de Mestrado.

interligações entre os recursos, sendo então de grande importância a disponibilidade de dados. Esse estudo não identificou experiências do nexos em modelos energéticos *top-down*¹⁴, somente em modelos *bottom-up*¹⁵.

Um estudo de tipo *top-down* realizado pelo autor corresponde à utilização do modelo *Input-output* (insumo-produto). Tal modelo é adequado para a avaliação de curto prazo de políticas energéticas, e só pode dar uma imagem atual da estrutura econômica subjacente com base em dados históricos (SEMERTZIDIS, 2015). Essa ferramenta foi utilizada com o objetivo de analisar o impacto e a relação direta e indireta entre a produção do etanol e o nexos água, uso do solo e clima (emissões de GEE) no Brasil (VASQUEZ-ARROYO *et al.*, 2015). O estudo foi realizado para os anos 2000 e 2005. Essa metodologia foi adotada com o propósito de uma análise completa da sustentabilidade do etanol que permita agregar aspectos econômicos, sociais e ambientais. Para isso, o estudo utilizou duas abordagens: a primeira analisou o impacto da produção de etanol em comparação com a produção de gasolina; a segunda abordagem diz respeito à forma como a expansão do cultivo de cana-de-açúcar pode influenciar na mudança de uso da terra, citando a substituição do cultivo de cana-de-açúcar em detrimento da soja, arroz ou de áreas para pastagem. Uma das limitações desta metodologia é que a abordagem insumo-produto utiliza coeficientes técnicos constantes, sem contemplar adequadamente o fato de que as atividades agropecuárias podem estar se expandindo para áreas cada vez menos apropriadas em termos de qualidade do solo, disponibilidade de água, declividade do terreno, etc. Ou seja, no modelo de insumo-produto a variação da primeira unidade de demanda final tem o mesmo impacto da enésima. Outra limitação corresponde à quantidade e detalhe da informação com respeito aos coeficientes técnicos (ex. m³ de água/ unidade de produção) utilizados em cada setor econômico (papel, cerâmica, alimentos e bebidas, etc.), uma vez que uma atividade no setor industrial pode ter vários produtos e, assim,

¹⁴ Um modelo *top-down* representa a economia de forma bastante agregada. Estes modelos não consideram explicitamente a estrutura tecnológica do país, representando de forma muito simplificada o consumo energético (EPE, 2005).

¹⁵ Um modelo *bottom-up* descreve detalhadamente a estrutura tecnológica da conversão e do uso da energia, considerando uma representação bastante desagregada da economia. Com esse tipo de modelo é possível identificar potenciais tecnológicos, taxas de reposição de equipamentos e requisitos de capital. Os modelos *bottom-up* podem ser classificados em modelos de otimização, modelos de simulação e modelos paramétricos (EPE, 2005).

diferentes tipos de coeficientes hídricos, forçando algumas delas a assumirem coeficientes médios que representassem toda uma atividade.

Estudos de tipo *bottom-up* foram identificados tanto pela autora desta Tese como por SEMERTZIDIS (2015) e o presente trabalho aborda uma proposta metodológica do nexo água para energia com um modelo de otimização *bottom-up* (MESSAGE). A seguir, descreve-se experiências prévias em modelos de otimização *bottom-up* que foram utilizados para incorporação da variável hídrica em uma modelagem energética.

3.2.1 Modelo de otimização OSeMOSYS (*Open Source Energy System Model*)

OSeMOSYS é uma ferramenta de acesso livre utilizada para modelagem de otimização de sistemas de energia para o planejamento de energia de longo prazo (HOWELLS, 2011). As tecnologias são definidas em detalhes pelo usuário para incluir custos, eficiências, taxas de emissão, capacidade existente, restrições de produção, taxas de desconto, demanda dependente do tempo, etc. O objetivo é calcular o menor custo presente líquido de um sistema de energia para atender às demandas de fornecedores de energia, serviços de energia ou seus proxies (HOWELLS, 2011).

WEIRICH (2013) desenvolveu um modelo global incorporando os parâmetros e as interconexões entre clima (emissões de GEE), uso do solo, água e energia (usando o modelo OSeMOSYS). Neste estudo particular, e para limitar o alcance do modelo, materiais são incluídos na análise do nexo. Assim, são incluídos seis setores de materiais: alumínio, cimento, ferro e aço, papel, produtos químicos e petroquímicos, e fertilizantes. O modelo foi criado para ser uma representação simplificada dos sistemas nexo e incluir os mecanismos mais relevantes entre eles.

O modelo energético é combinado com dois módulos criados separadamente sobre uso do solo e materiais. Os parâmetros de água e emissões de GEE são adicionados no modelo como restrição global. A parte hídrica considera coeficientes hídricos de demanda de água fixos e usa como restrição a disponibilidade de água total para o sistema. WEIRICH (2013) apresenta um cenário de sensibilidade referente ao custo da água, usando um *break-even price* do uso da água para o setor termelétrico.

3.2.2 Modelo de otimização MArkAL / TIMES (*The MarkAl-EFOM Integrated System*)

MArkAL e TIMES são modelos de otimização de programação linear de equilíbrio parcial capazes de representar todo o sistema de energia, incluindo seus custos econômicos e suas emissões, analisando políticas de energia e meio ambiente. Também podem ser aplicados em análises setoriais isoladas. Além disso, eles podem utilizar programação inteira mista ou a programação de etapa múltipla estocástica (LOULOU *et al.*, 2004, LOULOU *et al.*, 2005, LOLOU e LEHTILA, 2012). O modelo TIMES é uma sucessão dos modelos MArkAl e ETSAP. O MArkAL foi criado e divulgado nos anos 80. O Programa de Análise do Sistema de Tecnologia Energética (*Energy Technology System Analysis Program - ETSAP*) da Agência Internacional de Energia acumulou 30 anos de experiência global com o modelo MArkAL para o projeto de seu sucessor, o TIMES, entre 2000-2005. Os modelos MArkAL e TIMES são utilizados em mais de 60 países em todo o mundo e foram utilizados em uma grande variedade de estudos a nível municipal, nacional, regional e mundial (LOLOU e LEHTILA, 2012).

BHATT *et al.*, (2013) usou o modelo US MARKAL para pesquisar o nexo água-energia do setor elétrico nos Estados Unidos de América (EUA). O US Markal está dividido em dez regiões. A modelagem adiciona coeficientes hídricos de demanda e consumo do recurso hídrico a cada tecnologia de geração elétrica de acordo com sua base de dados. Coeficientes regionalizados de uso da água são aplicados para tecnologias existentes, e coeficientes padronizados para o país todo são considerados para as tecnologias futuras. O modelo permite a análise de quais investimentos de tecnologia e escolhas políticas relacionadas a cenários de baixo carbono do sistema energético afetam o uso da água. O modelo também considera cenários com redução na retirada de água durante o verão como uma restrição, relacionados aos anos quentes em que os EUA tiveram o mandato de não geração de UTEs com sistemas de resfriamento aberto. O modelo não considera a disponibilidade hídrica nem a distribuição hidrográfica onde se encontram as dez regiões energéticas, assim como as

características técnico-econômicas das novas operações unitárias¹⁶ demandantes do recurso hídrico dentro de cada tecnologia de energia.

BOUCKAERT *et al.* (2014) utilizam o modelo global TIMES-FR para avaliar o uso de água no setor termelétrico (sistemas de resfriamento, gaseificação e processos de dessulfuração de gases de combustão). O modelo está dividido em 15 regiões que oferecem uma representação das tecnologias do sistema de energia global. O TIMES-FR usa programação linear e possui como função objetivo o mínimo custo. O estudo está dividido em duas etapas. Na primeira etapa, o modelo proposto insere coeficientes hídricos (demanda e consumo de água) e a distribuição de sistemas de resfriamento de maneira fixa para cada tecnologia de energia para cada região energética (Figura 3-1). Esta primeira etapa não considera o custo e a penalidade energética dos sistemas de resfriamento, nem a dinâmica hidrológica das regiões energéticas. Como resultado, os sistemas de energia modelados não podem se adaptar às mudanças nas condições futuras, escolhendo entre os diferentes tipos de sistema de resfriamento.

Na segunda etapa da modelagem, BOUCKAERT *et al.* (2014) introduzem uma nova *commodity* de saída em cada tecnologia de energia, calor residual (Q), que deve ser tratado no sistema de resfriamento. Três novos processos que representam os principais tipos de sistema de resfriamento são adicionados ao sistema energético: sistema aberto, sistema fechado à torre úmida e sistema fechado seco, e cada um possui coeficientes hídricos de demanda e consumo de água. Cada tecnologia de energia é livre na escolha do sistema de resfriamento. Esta etapa considera o custo e a penalidade energética dos sistemas de resfriamento, mas não a dinâmica hidrológica das regiões energéticas. Assim, o sistema energético modelado continuará com a sua função objetivo do mínimo custo, considerando os novos custos e a penalidade energética das tecnologias de resfriamento adicionadas no sistema. Esta etapa somente foi aplicada para uma região energética do TIMES-FR. A estrutura é mostrada na Figura 3-1.

¹⁶ Processo químico dividido em uma série de etapas que podem incluir: transferência de massa; transporte de sólidos e líquidos, destilação, evaporação, etc. (MAROTTI, 2012).

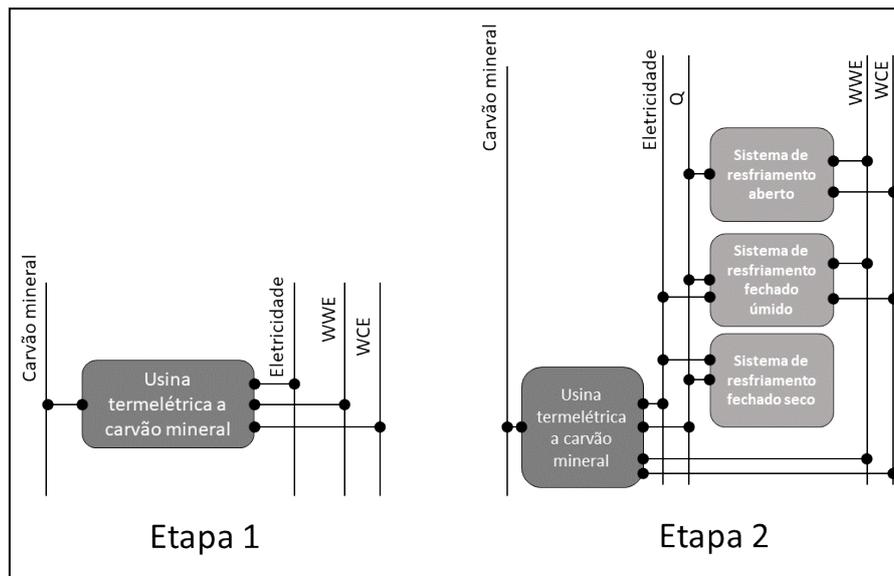


Figura 3-1: Modelagem de água-energia no modelo energético global TIMES—FR no setor termelétrico.

Fonte: BOUCKAERT *et al.*, 2014. Traduzido do inglês

Nota: WCE = consumo de água, WWE = demanda de água, Q = calor residual.

O Banco Mundial apresenta o modelo hídrico-energético utilizando a ferramenta TIMES na África do Sul, SATIM-W (WORLD BANK, 2017). Originalmente, o modelo energético SATIM tinha sido construído, validado e utilizado para diversas projeções do sistema energético. Ele desagrega as tecnologias energéticas do SATIM por tipo de área hidrográfica e operação unitária demandante do recurso hídrico (no caso de termelétricas: tipo de resfriamento), considerando o requerimento energético para diferentes tecnologias relacionadas ao fornecimento de água, como plantas de tratamento de água. Além disso, opções individuais de abastecimento de água são incorporadas, incluindo investimentos importantes em barragens e projetos de transferência. O modelo tem como parte da sua função objetivo o custo da água regionalizado. Os custos dos futuros processos variam de acordo com a localização, o que pode resultar em custos muito diferentes para a água, que podem influenciar a escolha das melhores opções de fornecimento de energia. Ainda, podem surgir custos externos significativos em relação à qualidade da água e ao risco ecológico, em particular nas regiões secas. Os usuários consuntivos do recurso hídrico também são considerados.

3.2.3 Modelo de otimização MESSAGE (*Model for Energy Supply Systems And their General Environmental impact*)

O modelo global MESSAGE IAM foi desenvolvido no International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) (STRUBEGGER *et al.*, 2004, RIAHI *et al.*, 2007, RIAHI *et al.*, 2012). O MESSAGE é um modelo de otimização de programação linear que será explicado no Capítulo 4. O modelo global possui 11 regiões energéticas tem sido utilizado em diversos estudos com cenários energéticos de planejamento futuro. Para tal foram aplicados cenários de planejamento energético para descrever mudanças transformadoras em direção a um futuro mais sustentável e incluir uma política climática de 2 °C, chamados de cenários GEA (*Global Energy Assessment*) (RIAHI *et al.*, 2012).

FRICKO *et al.*(2016) adaptaram o modelo energético global para calcular os impactos da água do setor de energia nos cenários GEA. Foram estabelecidos coeficientes hídricos de demanda e consumo fixo para cada tecnologia de energia, e por região. A modelagem destaca a construção dos coeficientes hídricos para o setor termelétrico. Assim, o modelo distribui o tipo de sistemas de resfriamento em todas as regiões energéticas de acordo a uma base de dados, e cria cenários variando a percentagem do tipo de resfriamento. Uma contribuição deste trabalho é que FRICKO *et al* (2016) conseguem avaliar a poluição térmica no caso dos efluentes do sistema de resfriamento aberto. O modelo não considera custos de investimento dos sistemas de resfriamento, nem o custo da água, além de não considerar a dinâmica nem disponibilidade hidrológica.

Tabela 3-1: Características de modelagem do nexo “água para energia” em modelos de sistemas energéticos de otimização

Características da modelagem água para energia em modelos energéticos de otimização	Modelo global OSeMOSYS (WEIRICH, 2013)	US MARKAL. (BHATT <i>et al.</i>, 2013)	South Africa TIMES – SATIM-W (WORLD BANK, 2017)	Modelo global TIMES-FR (BOUCKAERT <i>et al.</i>, 2014) Etapa I	Modelo global TIMES-FR (BOUCKAERT <i>et al.</i>, 2014) Etapa II	Modelo global MESSAGE IAM (FRICKO <i>et al.</i>, 2016)
O estudo cobre todo o sistema de oferta de energia (energia primária e secundária).	✓	x	✓	x	x	✓
O estudo cobre somente o setor elétrico.	x	✓	x	✓	✓	x
O modelo considera o uso de água das hidrelétricas	---	x	---	x	x	✓
Modificou o modelo energético previamente construído e validado.	x	x	✓	x	x	x
Coefficiente de demanda e consumo de água por tecnologia fixo.	✓	✓	x	✓	x	✓
Coefficiente de demanda e consumo de água por tecnologia variável, por tipo de necessidade hídrica.	x	x	✓	x	x	x
O modelo tem liberdade de escolher o tipo de resfriamento, quando é requerido.	x	x	✓	x	✓	x
Considera custo de investimento das novas operações unitárias demandantes de água.	x	x	---	x	✓	x
Considera a penalidade energética das novas operações unitárias demandantes de água.	x	x	x	x	✓	x
Calcula a poluição térmica	x	x	x	x	x	✓
O modelo considera a divisão	x	x	✓	x	x	x

hidrográfica da área de estudo.						
O modelo considera a disponibilidade hídrica (como restrição) e a dinâmica dos fluxos de água em cada área hidrográfica da área de estudo.	✓ ¹⁷	x	✓	x	x	x
Considera custo variável da água (como restrição/cenário)	✓	x	✓	x	x	x
Considera os outros usuários consuntivos da água	✓ ¹⁸	x	✓	x	x	x

Fonte: Elaboração própria

¹⁷ Considera uma disponibilidade água global para todo o sistema.

¹⁸ Considera alguns setores importantes da indústria.

3.3 Interação da modelagem de simulação hidrológica e energética

A interação da modelagem de simulação hidrológica e energética avalia a interdependência dos recursos em uma determinada região. As análises do nexo precisam examinar como o papel de fatores como estruturas políticas e sociais e governança de cada setor geram *trade-offs* ou sinergias quando são avaliadas de maneira integrada.

Um dos desafios da interação da modelagem são as diferenças nas escalas temporal e espacial em que os sistemas de energia e água são tipicamente modelados e analisados, sendo essencial identificar a escala apropriada para análise e, se necessário, transferir dados entre escalas para permitir discussões intersetoriais (SEI, 2014).

3.3.1 Modelo de simulação LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning*) e WEAP

O modelo de simulação LEAP foi desenvolvido pelo SEI (2012). É uma ferramenta que faz análises de fácil utilização para sistemas de energia tanto na escala local, como na regional e global no médio e longo prazo. Pode simular todos os setores, todas as tecnologias e todos os custos dentro de um sistema de energia, bem como externalidades para quaisquer poluentes, custos de desmantelamento e custos de demanda não atendidos (SEMERTZIDIS, 2015).

WELSCH *et al.* (2014) utilizam uma abordagem de avaliação analítica integrada para analisar várias interdependências e interações do recurso energético, hídrico, uso do solo e as mudanças climáticas, principalmente a partir de uma perspectiva do setor de energia para a República de Mauritius. Os autores utilizam uma ferramenta de modelagem para cada recurso, na qual a interação acontece entre as entradas e as saídas (os *inputs* e *outputs*) dos modelos (algumas entradas de um modelo dependem das saídas do outro). O sistema de energia é simulado com a ferramenta LEAP, que foi configurada para refletir a extração, conversão e demanda de energia. Para a parte do clima, eles usam Modelos de Circulação Geral (GCMs) e suas projeções climáticas correspondentes para gerar pressupostos de temperatura e precipitação. Para o uso do

solo, o modelo de planejamento de uso do solo Agro-Ecológicas (AEZ) é utilizado para derivar o potencial de produção das terras cultivadas para a produção de etanol e, calcular os requisitos de irrigação sob diferentes condições climáticas. Finalmente, o sistema hidrológico é modelado usando a ferramenta WEAP. A interação do nexo energia- água se reflete no fornecimento do recurso hídrico para irrigação, abastecimento de água potável e geração elétrica (hidrotérmico), e no fornecimento de eletricidade para o bombeamento da água para irrigação. O modelo hidrológico considerou reservatórios e a interconexão de água superficial com a água subterrânea. Esta abordagem de simulação destaca dinâmicas importantes de modelagem. Por exemplo, quando a redução da precipitação é levada em consideração no modelo hidrológico, isto pode gerar um impacto no modelo energético. Além disso, a necessidade de aumento da demanda de etanol acarreta em um impacto na mudança no uso do solo para a expansão da cultura da cana de açúcar e no balanço hidrológico.

A seguir apresenta-se a descrição da proposta metodológica para a incorporação da variável hídrica em um modelo regional otimização de expansão energética utilizando o programa MESSAGE. Esta proposta metodológica considera as experiências de modelagem integrada expostas anteriormente.

4. PROPOSTA METODOLÓGICA PARA A INCLUSÃO DO MÓDULO HÍDRICO NO MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE EXPANSÃO ENERGÉTICA DE ESCALA REGIONAL

Este capítulo tem por objetivo apresentar e detalhar a metodologia desenvolvida para a análise integrada de necessidade hídrica do setor energético de escala regional, como é o caso do MESSAGE-Brasil, considerando os efeitos de uma possível restrição da disponibilidade hídrica e eventuais custos na demanda por água sobre a oferta de energia no planejamento futuro.

Esta modelagem representa uma ferramenta importante para analisar o comportamento futuro do setor energético no Brasil como usuário demandante de água, considerando todas as cadeias energéticas e os diferentes processos de transformação do setor de energia. Além disso, o setor energético é um usuário consuntivo de água a mais, participando da concorrência por este recurso, fato que não é usualmente analisado no âmbito energético integrado.

O modelo proposto irá analisar as necessidades atuais e futuras de água doce para a produção/conversão de energia. Dessa forma, se faz necessário um levantamento dos diferentes tipos de uso do recurso hídrico para cada tecnologia de produção/conversão de energia (por exemplo, resfriamento, água de processo, irrigação para culturas bioenergéticas, etc.). O modelo terá suas tecnologias energéticas associadas a processos de retirada/consumo de água, podendo variar conforme a eficiência do processo (por exemplo, um resfriamento a torre úmida ou torre seca em uma termelétrica) e os respectivos custos e penalidades energéticas.

Essas informações serão incorporadas a um modelo integrado para o setor energético, criando um módulo de recursos hídricos (cadeia hídrica) no mesmo. Para tal, será utilizado o modelo de otimização energético integrado MESSAGE-Brasil que foi construído utilizando o *software* MESSAGE (que será explicado na seção 4.1).

Para esta proposta metodológica foram analisadas as experiências de implementação da modelagem água para energia em modelos de otimização de sistemas energéticos, descritas no capítulo 3. Para uma análise de tipo nexos, é necessário compatibilizar escalas de tipo espacial e temporal dos diferentes setores, sendo este um desafio para qualquer pesquisador (CAI *et al.*, 2017). Na medida em que não se pretende criar um novo modelo energético (já construído e validado), mas adaptá-lo aos dados energéticos existentes, a metodologia aqui proposta tem como desafio a compatibilização da escala espacial dos sistemas hídrico e energético. Por exemplo, no caso do Brasil, o modelo energético é dividido em cinco regiões (baseado na divisão política do país) além da região Brasil, enquanto o país possui doze regiões hidrográficas. Apenas a Região Sudeste envolve quatro regiões hidrográficas e, portanto, quatro sistemas de hidrologia cada um deles com diferentes disponibilidade hídrica e usuários de água. Além disso, o modelo precisará considerar a direção do rio principal de cada unidade hidrográfica, uma vez que a nascente pode começar em uma região do modelo energético e a foz estar localizada em outra região. Isso torna o exercício de modelagem mais complexo e realista, apesar das incertezas relacionadas aos problemas da água.

Além disso, será identificado e incorporado ao modelo energético, cada operação unitária¹⁹ demandante de água de cada tecnologia de produção/conversão de energia. Dessa maneira, cada operação unitária terá como entrada (*input*) o recurso hídrico, e como saída (*output*) o insumo requerido pela tecnologia energética.

Outra complexidade do modelo refere-se à consideração dos usuários não-energéticos de água, como o abastecimento de água urbano e rural, agricultura (irrigação), pecuária e indústria. O levantamento dessas informações deve ser realizado para cada unidade hidrográfica identificada. A Figura 4-1 apresenta um esquema que resume a metodologia proposta.

¹⁹ Processo químico dividido em uma série de etapas que podem incluir: transferência de massa; transporte de sólidos e líquidos, destilação, evaporação, etc. (MAROTTI, 2012).

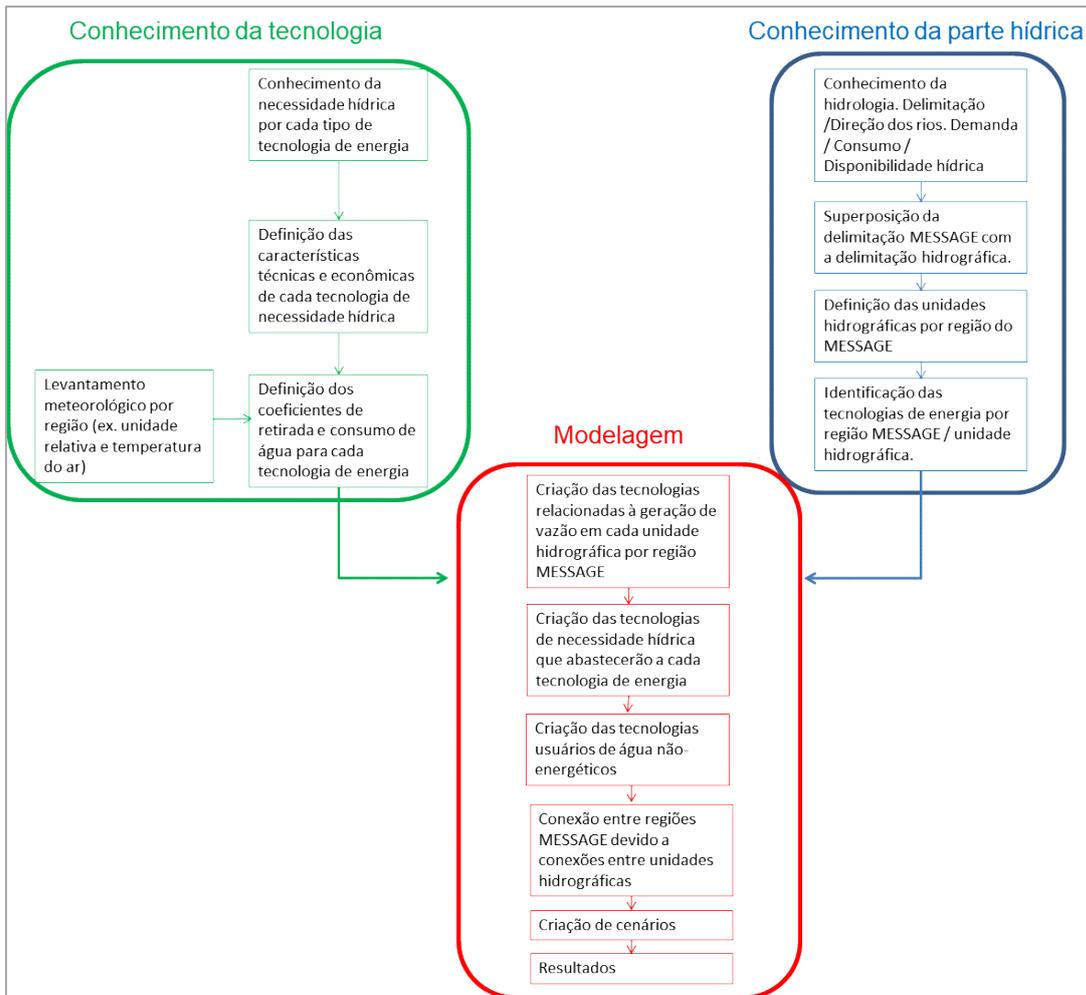


Figura 4-1: Fluxograma do desenvolvimento da metodologia para inclusão das variáveis hídricas ao modelo de otimização de expansão energética.

Esse capítulo está dividido em três seções. A primeira seção descreve a integração da modelagem hídrica ao modelo energético. A segunda e terceira seção descrevem os aspectos tecnológicos (conhecimento das tecnologias de necessidade hídrica e definição de coeficiente hídrico) e hidrológicos (conhecimento do sistema hidrográfico em que se desenvolve o modelo energético), os quais vão subsidiar o modelo.

4.1 Modelagem: Integração da variável hídrica ao modelo de expansão energética

Esta seção exprime o objetivo principal deste estudo, que é a maneira de integrar a variável hídrica a um modelo energético já construído e validado. A ideia principal gira em torno do entendimento do vínculo da demanda do recurso hídrico para a operação de

tecnologias de conversão/produção de energia, considerando a disponibilidade hídrica e outros usuários de água não-energéticos.

4.1.1 O Modelo MESSAGE

O software MESSAGE foi originalmente desenvolvido pelo IIASA (*International Institute for Applied System Analysis*), e a IAEA (*International Atomic Energy Agency*) (IAEA, 2007 e GRITSEVSKYI AND NAKICENOV, 2000). Ele é uma ferramenta flexível para estruturação de modelos de sistemas energéticos (com suas demandas e suas ofertas de energia), permitindo uma análise integrada das diferentes cadeias energéticas construídas (BORBA, 2012).

Diversos estudos utilizaram as ferramentas dinâmicas de otimização do MESSAGE para realizar o planejamento energético de médio e longo prazo e a análise de políticas energéticas (IAEA, 2006, KLAASSEN E RIAHI, 2007, LIU *et al.*, 2009, SARADHI *et al.*, 2009, HAINOUN *et al.*, 2010, LUCENA, 2010, MOHAPATRA E MOHANAKRISHNAN, 2010, BORBA, 2012, ROCHEDO, 2016).

O princípio matemático do MESSAGE é a otimização²⁰ de uma programação linear com função-objetivo sujeita a um conjunto de restrições que definem a região viável que contém as soluções factíveis do problema. O valor da função objetivo ajuda a escolher a melhor solução de acordo com um critério específico, usualmente a minimização do custo total do sistema (IAEA, 2007).

O custo total do sistema inclui os custos de investimento, custos de operação e manutenção, e custos adicionais de “penalização” para as alternativas, como custos ambientais e sociais. O valor presente é calculado descontando todos os custos que ocorrem em pontos posteriores ao ano base do estudo de caso e a soma dos custos totais descontados é usada para encontrar a solução ideal (BORBA, 2012). Esta abordagem permite a avaliação realística do papel de longo prazo das opções de oferta de energia em condições de competitividade (HAINOUN *et al.*, 2010). Todas as restrições

²⁰ Um conjunto de *solvers* padrão (e.g. glpk and cplex) pode ser usado para resolver a otimização (IAEA, 2007).

impostas relativas, por exemplo, à disponibilidade de recursos, à disponibilidade de infraestrutura de transmissão e distribuição de energia e à possíveis restrições ambientais precisam ser atendidas no processo de otimização (KEPPO e STRUBEGGER, 2010).

O modelo trabalha com apenas uma taxa de desconto para todos os segmentos do setor energético. Esta taxa é importante, pois influi na escolha da opção de geração de menor custo na medida em que é utilizada para comparar opções de geração com custos dispersos ao longo do tempo (BORBA, 2012).

O modelo avalia interdependências complexas, desde a extração de recursos, importações e exportações, conversão, transporte e distribuição, até a provisão de serviços de uso final de energia, como iluminação, processos de produção industrial e mobilidade no transporte. Além do sistema energético, o modelo pode incluir os outros principais setores emissores de gases de efeito estufa da economia, como o setor industrial, de agricultura e pecuária.

O modelo é construído especificando as características de desempenho de um conjunto de tecnologias e definindo um Sistema de Energético de referência que inclui todas as cadeias de energia possíveis que o MESSAGE pode usar (Figura 4-2). No decorrer de uma rodada do modelo, o MESSAGE determina o quanto as tecnologias e recursos disponíveis são realmente utilizados para satisfazer uma determinada demanda de uso final, sujeito às várias restrições, ao mesmo tempo em que minimiza os custos totais dos sistemas de energia descontados ao longo do horizonte de tempo total do modelo (*perfect foresight*). O modelo pode ser estruturado para atender a demanda final ou a demanda útil de energia. Esta consideração fica a cargo do programador responsável pela estruturação das cadeias no MESSAGE, que levará em conta o objetivo da otimização e a disponibilidade dos dados (BORBA, 2012).

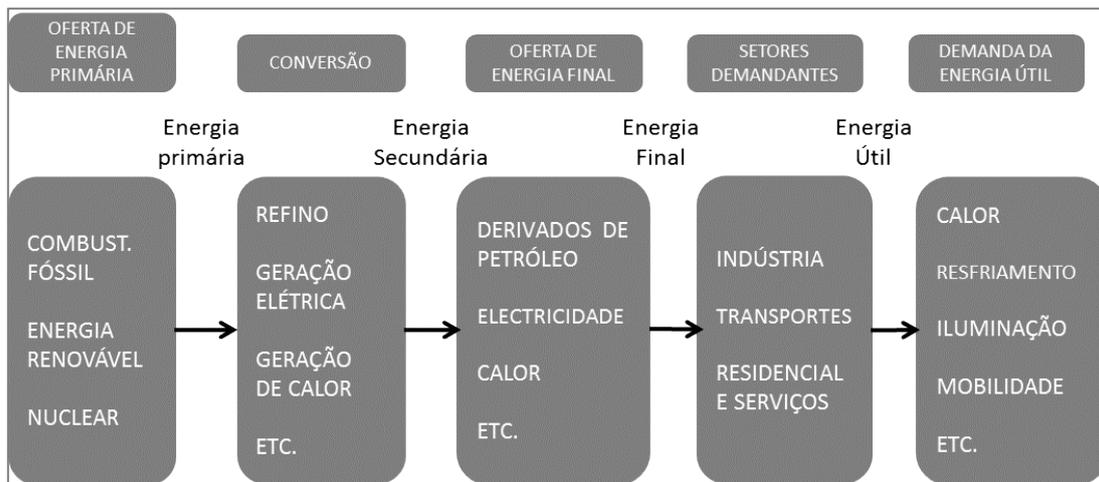


Figura 4-2: Exemplo de estrutura de um sistema energético construído no MESSAGE

Assim, o MESSAGE formula e avalia alternativas de estratégias para o suprimento de energia para atender uma demanda, em consonância com restrições tais como limites de investimentos, disponibilidade dos combustíveis, regulação ambiental e taxas de penetração de mercado para novas tecnologias, dentre outras (BORBA, 2012).

Nesta proposta, será adicionado ao modelo uma nova restrição, que é a disponibilidade hídrica para vários níveis da cadeia energética. Desta forma, o software analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, sob restrições de potencial disponível (reservas e capacidade de geração e transmissão elétrica) e níveis de restrição ambiental (emissões de gases de efeito estufa e disponibilidade hídrica mínima, por exemplo).

Maior aprofundamento sobre a formulação do modelo pode ser encontrada em IAEA (2007), BORBA (2012) e ROCHEDO (2016).

4.1.2 Estrutura de integração do módulo hídrico no modelo de otimização do sistema energético MESSAGE

A modelagem energética no MESSAGE é baseada na construção dos fluxos de energia que descrevem todo o sistema energético a partir do nível dos recursos, energia primária e secundária (oferta), terminando pela demanda de energia final ou útil. No caso da adição do aspecto hidrológico, a modelagem é fundamentada em uma “cadeia

hídrica”, em que os fluxos de recursos hídricos que partirão de áreas hidrográficas (água doce superficial ou subterrânea, mar, etc.), irão satisfazer uma demanda proveniente das tecnologias de energia e dos outros usuários não-energéticos consuntivos da água. A metodologia aqui proposta inicialmente irá se basear apenas na água superficial doce (rio principal de cada área hidrográfica) como o recurso hídrico a ser aproveitado pelos diferentes usuários.

A demanda hídrica ocorre em várias fases da cadeia energética. Nesta proposta metodológica, o módulo hídrico centraliza-se na oferta hídrica para a produção de energia primária e para as fases de conversão/produção de energia e para os usuários não-energético (de maneira exógena). O modelo energético MESSAGE identifica as “formas de energia” como os fluxos de energia dentro da cadeia energética (energia primária, energia secundária, energia final e energia útil), e as “tecnologias de energia” como as responsáveis pela produção, conversão e transporte das formas de energia (Figura 4-2). A nomenclatura utilizada nesta proposta metodológica para o módulo hídrico utiliza os termos utilizados pelo modelo TIMES (LOLOU e LEHTILA, 2012). Assim, a cadeia hídrica trabalha com “*commodities*” e “processos”, considerando esses como termos mais amplos que podem incluir a questão do recurso hídrico. As *commodities* são os fluxos de água e insumos. Os fluxos de água (*commodities*) passarão por diferentes operações unitárias com a finalidade de produzir um insumo específico (uma nova *commodity*), a ser utilizado pela tecnologia de energia. Os “processos” se referem às diferentes etapas de captura, tratamento e transporte dos fluxos de água para fornecimento do insumo à tecnologia de energia. Cada processo é descrito pela a sua capacidade instalada, custo de investimento, custo de operação e manutenção, o tempo da vida útil e eficiência.

A Figura 4-3 mostra as forma de energia e *commodities* que são indicadas em letras minúsculas e representadas por setas; as tecnologias da energia e processos que são indicadas por letras maiúsculas e representadas por quadros. A Figura 4-3 não mostra em detalhe a cadeia hídrica, uma vez que ela será descrita na seção 4.1.2.3 com a sua respectiva representação gráfica.

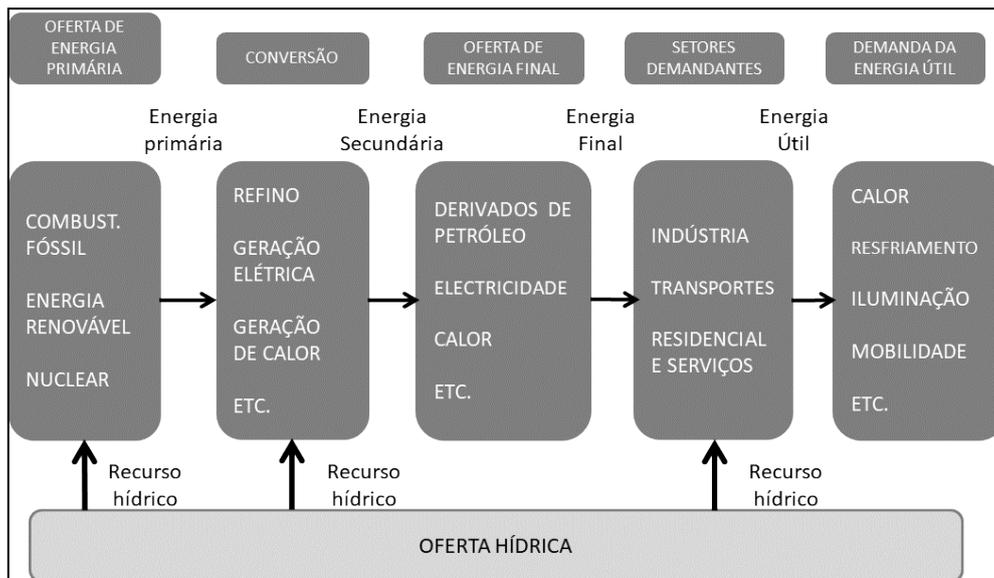


Figura 4-3: Estrutura do sistema energético e a inclusão do módulo hídrico na modelagem energética

Fonte: Elaboração própria

Como foi mencionado anteriormente, o desafio deste estudo é trabalhar a parte da quantificação e restrição hídrica em modelos energéticos previamente construídos, os quais tiveram outra definição de divisão geográfica para o modelo energético (aqui chamadas de “região energética”), tendo como exemplos: divisão política, divisão por subsistemas de interligação elétrica, entre outros; não relacionada à delimitação hidrográfica. Assim, esta metodologia tem como um dos desafios a compatibilização da escala espacial dos sistemas hidrológico e energético.

A ideia é criar uma cadeia hídrica com novos processos relacionados à geração de vazão do recurso hídrico disponível, à captação do recurso, às operações unitárias que processarão o recurso hídrico para abastecer um insumo específico a cada tecnologia de energia e os efluentes gerados em cada processo.

O modelo tem a possibilidade de trabalhar com diferentes opções de processos de necessidade hídrica que produzirão um mesmo insumo. Assim, o modelo avaliará as características técnico-econômicas de cada processo para a escolha da tecnologia de energia. Por exemplo, existem diferentes tipos de resfriamento nas UTEs a ciclo *Rankine* que geram o frio (insumo hipotético) necessário para condensar o vapor de

exaustão. Dessa maneira, cada opção de resfriamento (processo) terá um custo, além da capacidade instalada, eficiência e demanda de energia elétrica para seu funcionamento. Assim, nessa metodologia, as modificações na oferta (com a consideração das variáveis hídricas), traduzidas em novas tecnologias com alterações no consumo energético do setor (penalidades energéticas) e aumento no custo total das cadeias energéticas envolvidas, são analisadas pelo modelo de otimização que, a partir de uma análise de mínimo custo (função objetivo do modelo), permite identificar as melhores opções para o atendimento da nova demanda ao longo do período observado. Além disso, novos processos referentes aos usuários hídricos não-energéticos serão incluídas no modelo.

A nova estrutura montada faz com que o MESSAGE, em sua otimização, reestruture a cadeia de produção dos vetores energéticos (por exemplo, nova localização das tecnologias, maior demanda da geração elétrica, etc.) que pode levar a uma nova estruturação do sistema energético no planejamento.

4.1.2.1 Terminologia usada para inclusão do módulo hídrico na modelagem energética MESSAGE

Para construção do módulo hídrico foram criados e/ou adaptados termos para explicar a cadeia hídrica do módulo hídrico no modelo energético.

A. Sistemas Hidrográficos e Unidades Hidrográficas

Para realizar a análise da escala espacial do sistema hidrológico e energético, a delimitação hidrográfica dentro de cada região energética é realizada mediante a identificação do que será chamado de **Sistema Hidrográfico** e de **Unidades Hidrográficas**.

Os **Sistemas Hidrográficos** consistem em unidades complexas que regulam o fluxo de águas superficiais e subterrâneas. Elas abarcam várias áreas hidrográficas. No Brasil, este tipo de definição é também tratado para as regiões hidrográficas.

As **Unidades Hidrográficas** são aqui definidas como as áreas dos sistemas hidrográficos cuja delimitação depende da área da região energética, cabendo a

possibilidade de todo um Sistema Hidrográfico ficar dentro que uma região energética. Por exemplo, o rio Paraná, corresponde à Região Hidrográfica Paraná (Sistema Hidrográfico). Na modelagem do MESSAGE-Brasil, a área desse Sistema Hidrográfico encontra-se distribuída entre as regiões energéticas de Sudeste (SU), Centro-Oeste (CO) e Sul (S). Portanto, esse Sistema Hidrográfico é dividido em três Unidades Hidrográficas (Ver Figura 4-4),

B. Dinâmica da Unidade Hidrográfica

Outro ponto importante é a identificação da “Dinâmica de cada Unidade Hidrográfica” dentro de cada região energética modelada. Isto quer dizer, a identificação da nascente do rio principal, a direção do fluxo do rio principal da unidade hidrográfica, afluentes mais importantes do sistema hidrográfico e a foz. Neste modelo podem ser identificados até dois tipos de foz: (i) a foz natural do rio que vai para um corpo receptor, principalmente o oceano; (ii) a foz criada no momento em que um rio de um mesmo sistema hidrográfico passa de uma região energética (I) para outra região energética (II) do sistema energético modelado. A Figura 4-4 mostra a dinâmica de cada unidade hidrográfica entre as regiões energéticas SE-CO-S. O rio Paraná distribui suas águas entre as regiões energéticas SE e CO, cujos fluxos vão para unidade hidrográfica na região energética S.

Tanto para o estudo da delimitação das unidades hidrográficas e a sua dinâmica é necessário o estudo das áreas hidrográficas no melhor nível de detalhe possível. No caso do Sistema Hidrográfico correspondente à Região Hidrográfica do Paraná, a Figura 4-4 mostra a delimitação em nível de bacias (indicadas por setas) e sub-bacias hidrográficas (indicadas por números).

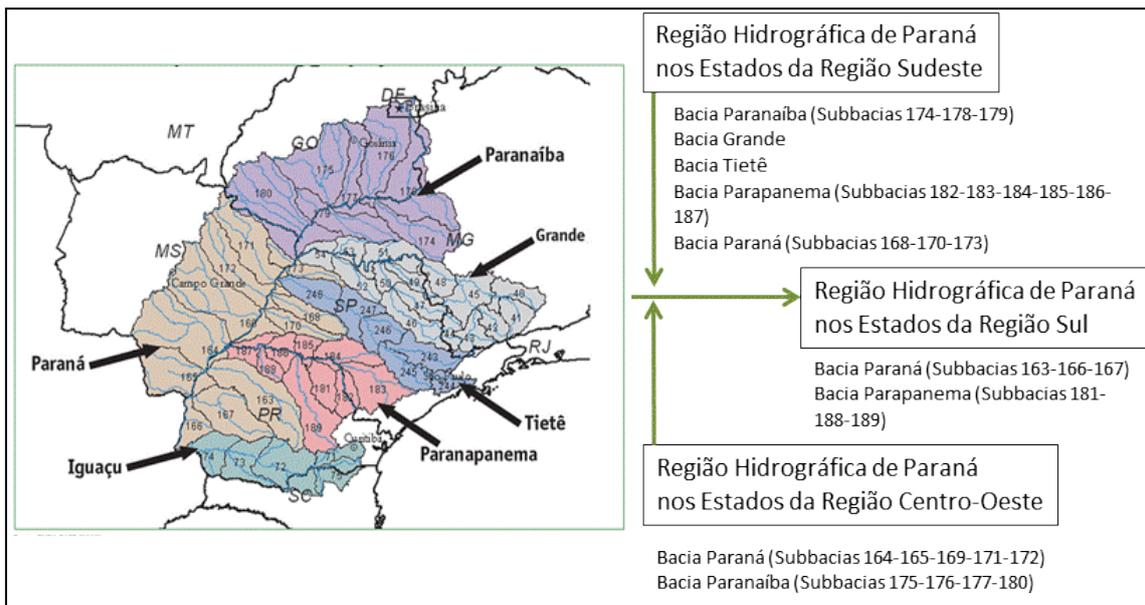


Figura 4-4: Análise e integração espacial da modelagem energética e modelagem hidrográfica.

Fonte: Elaboração própria baseado em MMA, 2006d

C. Níveis de Água

Assim como na modelagem de sistemas energéticos, a oferta de energia é classificada como, principalmente, energia primária, energia secundária e energia final e/ou útil (níveis de energia). As *commodities* da cadeia hídrica são agrupadas em Níveis de Água. Os Níveis de Água são: (i) Oferta de água bruta, (ii) Captação do recurso hídrico para o setor energético e de outros usuários consuntivos (água tratada), (iii) Integração dos processos com a tecnologia de energia (água transferida). O detalhe de cada nível é explicado na seção seguinte (seção 4.1.2.2).

4.1.2.2 Níveis de Água e Tipologia das *Commodities*

No módulo hídrico, os recursos hídricos são representados por diferentes Níveis de Água que representam as *commodities* da cadeia hídrica. Ele são: (i) Nível 1 – Oferta de Água Bruta: água bruta, água captada, excedente de água e corpo hídrico receptor final; (ii) Nível 2 - Captação do recurso hídrico para o setor energético e de outros usuários consuntivos - Água Tratada: insumo para o setor energético, efluente, água para usuários não energéticos; (iii) Nível 3 - Integração dos processos com a tecnologia

de energia - Água Transferida: água transferida. A Figura 4-5 mostra os Níveis de Água e as respectivas *commodities*.

As *Commodities* descritas a seguir em cada Nível de Água, possuem um sufixo X que indica a codificação da Unidade Hidrográfica.

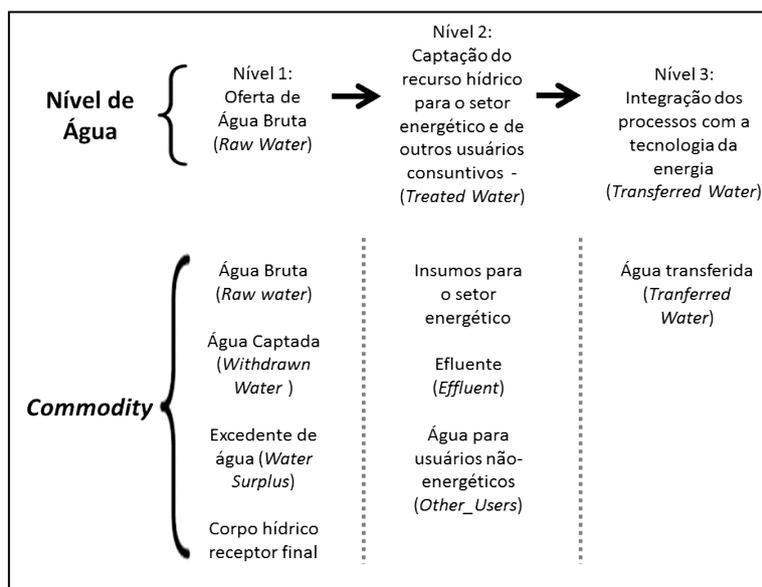


Figura 4-5: Cadeia hídrica do módulo hídrico: Nível de Água e *Commodities*

Fonte: Elaboração própria

Nível 1 – Oferta de Água Bruta (*Raw_Water*): Neste Nível de Água, a Oferta é definida como os fluxos de vazões a serem criados para cada Unidade Hidrográfica. Estes fluxos de vazões representam a disponibilidade hídrica tanto para os usuários energéticos como não-energéticos, assim como a água remanescente não demandada por nenhum usuário.

Considera-se como Água Bruta de cada Unidade Hidrográfica “X” (*Raw_Water_X*) o recurso hídrico disponível para ser captado das águas doces superficiais (rios).

Outra *commodity* é a Água Captada (*Withdrawn_Water_X*). Esta *commodity* será utilizada pelas diferentes demandas consuntivas do recurso hídrico. Nela considera-se que esse fluxo hídrico passará por um tratamento prévio para melhorar sua qualidade.

Este nível considera também a quantidade de água remanescente, que em conjunto virarão a *commodity* Excedente de Água (*Water_Surplus_X*) de cada Unidade Hidrográfica. O Excedente de Água vai para algum Corpo Hídrico Receptor Final, que ao mesmo tempo é a foz da Unidade Hidrográfica, podendo ser: (i) oceano (*Ocean_out*), (ii) país (*International*) - uma vez que o rio principal pode continuar fora do limite político do país modelado, (iii) mesma Unidade Hidrográfica (*Raw_water_X*) em outra região energética (visto que o rio principal pode fluir de uma Unidade Hidrográfica de uma região energética I para outra Unidade Hidrográfica de região energética II).

Nível 2 – Captação do recurso hídrico para o setor energético e de outros usuários consuntivos (*Treated Water*): Em cada Unidade Hidrográfica X, os fluxos de Água Captada (*Withdrawn_Water_X*) que é demandada e consumida por cada processo relacionado a uma tecnologia de energia do modelo (exemplo: água para resfriamento, BFW, FGD, etc.) irá produzir o Insumo (*Tipo de Insumo_X*) a ser utilizado dentro da tecnologia energética. Por exemplo, um processo de resfriamento em uma térmica a ciclo *Rankine* precisará de água para gerar o “insumo Frio_X” (insumo hipotético), que irá condensar o vapor de exaustão.

Além disso, esse nível inclui os efluentes (*Effluent_X*) de todos os processos.

Também, este Nível Água identifica a *commodity* relacionada ao fluxo de água para os usuários não-energéticos. Os usuários não-energéticos estarão agrupados por Unidade Hidrográfica. Portanto, o fluxo de entrada deste processo será o *Withdrawn_Water_X*, e o fluxo de saída principal será a quantidade de água utilizada pelos usuários não-energéticos (*Other_Users_X*), e como saída secundária o *Effluent_X*, onde X é a Unidade Hidrográfica.

Nível 3 – Integração dos processos com a tecnologia de energia (*Transferred Water*): Transferência dos produtos dos processos (*Tipo de Insumo_X*) de cada Unidade Hidrográfica X para cada tecnologia de energia/região energética do modelo. Sendo que cada Unidade Hidrográfica X terá a possibilidade de fornecer o mesmo tipo de insumo à

tecnologia de energia, tornando-se necessária a criação de um processo chamado de PP_BLOCK_Y_UNIDADE HIDRIGRAFICA_X²¹, que será um *Bloco de Tecnologia de Energia* que recebe todos os *Tipos de Insumos X* de cada Unidade Hidrográfica “X” e o fornecerá como um único insumo à tecnologia de energia “Y”. A transferência será realizada mediante a *commodity Block_Y*. O sufixo “Y” indica a codificação que terão as tecnologias de *Bloco de Tecnologia de Energia*, que servirá para a realização da transferência do fluxo. Dessa forma, a tecnologia de energia terá um grupo único de insumos por cada Unidade Hidrográfica X a escolher na otimização do modelo. O modelo é livre para escolher diversas quantidades do Grupo Único de Insumos até satisfazer sua demanda.

Também são considerados os possíveis efluentes gerados (*Effluent_X*) por causa da introdução desses produtos na tecnologia de energia.

4.1.2.3 Processos na Cadeia Hídrica

Segundo BORBA (2012), uma tecnologia de conversão de energia pode representar três processos diferentes no MESSAGE:

- (a) A conversão de uma forma de energia em outra forma de energia ou em um serviço de energia (por exemplo, conversão de petróleo bruto para derivados de petróleo, ou derivados de petróleo para eletricidade);
- (b) Transporte e distribuição de uma forma de energia;
- (c) Produção de uma forma de energia (por exemplo, energia hidroelétrica ou importação de petróleo).

Dessa maneira, a modelagem adapta essa nomenclatura existente para a parte hídrica (Tabela 4-1). Os processos podem apresentar características técnico-econômicas de forma que o modelo possa otimizar e determinar o caminho de menor custo, considerando as limitações técnicas de cada alternativa, para o atendimento da demanda de energia final projetada.

²¹ A ser explicado com maior detalhe na seção 4.1.2.3

Tabela 4-1 Processos da Cadeia Hídrica no MESSAGE

Processo	Descrição
Q_GEN_UNIDADE HIDROGRÁFICA_X	<p>Geração de água na Unidade Hidrográfica X por região MESSAGE (total disponibilidade hídrica - água bruta).</p> <p>Nota:</p> <p>O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica</p>
WITHDRAWN_X	<p>Captação de água bruta para diversas necessidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Captação de água para uso energético. • Captação de água para usos não energéticos. • Captação de água remanescente. <p>Nota:</p> <p>Neste processo será considerada a cobrança pela demanda da água, se o modelo demandar essa informação.</p> <p>O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica</p>
PROCESSO_X	<p>Operação unitária demandante do recurso hídrico para tecnologia de energia de uma Unidade Hidrográfica X.</p> <p>Nota:</p> <p>O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica</p>
EFFLUENT GENERATION_X	<p>Efluentes dos processos hídricos</p> <p>Efluentes dos usuários consuntivos não-energéticos</p> <p>Nota:</p> <p>Existem ferramentas de gestão de cobrança no uso da água que consideram um valor adicional pelo consumo do recurso. Assim, esta tecnologia será utilizada para contabilizar o custo da água consumida.</p> <p>O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica</p>

<p>PP_BLOCK_Y_UNIDADE HIDROGRÁFICA_X</p>	<p>Os blocos de tecnologia (PP_BLOCK_Y) é um processo auxiliar que servirá como o nexo entre os insumos que são produzidos em cada Unidade Hidrográfica X e as tecnologias energéticas.</p> <p>Dessa forma, a tecnologia de energia terá um grupo único de insumos por cada Unidade Hidrográfica X a escolher na otimização do modelo. Isto também possibilita a quantificação total do recurso hídrico demandado e consumido.</p> <p>Nota: O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica. O sufixo Y indica a codificação da tecnologia de <i>Bloco de Tecnologia de Energia</i></p>
<p>ByPASS_NonUSE_X</p>	<p>Processo que receberá toda água remanescente não utilizada pelos usuários de demanda hídrica do setor energético e não-energéticos em cada Unidade Hidrográfica X.</p> <p>Nota: O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica.</p>
<p>EFF_TO_UNIDADE HIDROGRAFICA_X</p>	<p>Receptor de todos os efluentes (<i>commodity</i>) e água remanescente da Unidade Hidrográfica X que irá transferi-los para cada corpo hídrico receptor final.</p> <p>Nota: O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica.</p>

<p>Corpo hídrico receptor final de cada Unidade Hidrográfica X.</p>	<p>Transferência de todos os efluentes (<i>commodity</i>) e água remanescente da Unidade Hidrográfica X principal para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesma Unidade Hidrográfica em outra região MESSAGE (TRANSFER_X_Região MESSAGE_1_TO_Região MESSAGE_2) • Oceano (OCEAN) • Rio internacional, rio cujo fluxo continua em outra área fora da área energética total modelada (INTERNATIONAL). <p>Nota: O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica.</p>
<p>OTHERS_X</p>	<p>Este processo conterá os coeficientes hídricos dos usuários não-energéticos (demanda, consumo e efluente). Assim, o processo agrupará as atividades dos usuários não-energéticos identificados e servirá para a quantificação do recurso hídrico que não poderá ser utilizado no setor energético.</p> <p>Exemplo de usuários não-energéticos: abastecimento humano, irrigação para agricultura, pecuária e indústria.</p> <p>Nota: O sufixo X representa a codificação da Unidade Hidrográfica.</p>

Fonte: Elaboração própria

O módulo hídrico terá esta estrutura construída dentro de cada Unidade Hidrográfica. Dessa forma, cada região energética MESSAGE terá a mesma estrutura multiplicada pela quantidade de unidades hidrográficas localizadas dentro dessa delimitação espacial.

Em um circuito normal de balanço de água em uma unidade hidrográfica, os usuários consuntivos retiram o recurso hídrico necessário, consomem toda ou uma parcela dessa água captada, e o restante volta como efluente a um corpo hídrico receptor da mesma unidade hidrográfica. Os efluentes desses balanços hídricos voltam para a contabilização da disponibilidade hídrica da unidade hidrográfica estudada. Neste modelo, o recurso hídrico não consumido pelas diversas tecnologias e que volta para a unidade hidrográfica como efluente não é considerado como um adicional ao balanço hídrico dessa mesma unidade hidrográfica. Ao contrário, ele é enviado (se for o caso) para a Unidade Hidrográfica localizada em outra região MESSAGE, ou para o oceano ou para um rio internacional. Embora isso seja uma limitação, visto que efluentes podem ser reutilizados a jusante de seu lançamento, não é possível modelar esse reuso devido à geração de um “loop” no modelo ocasionado ao se capturar esse efluente e retomá-lo para a mesma cadeia hídrica. Portanto, apesar de modelo conseguir distinguir consumo de retirada e contabilizar cada um, toda água que é captada para os diversos usos consuntivos é considerada no modelo como água consumida na mesma Unidade Hidrográfica.

No caso de que em uma Unidade Hidrográfica exista mais de um rio principal, será considerado o mais representativo e, com isto, o modelo somente assumirá um corpo receptor final de todo o excedente de água (oceano, rio internacional ou unidade hidrográfica em outra Região MESSAGE).

A figura a seguir mostra um esquema simplificado com a proposta da adaptação das variáveis hídricas ao modelo:

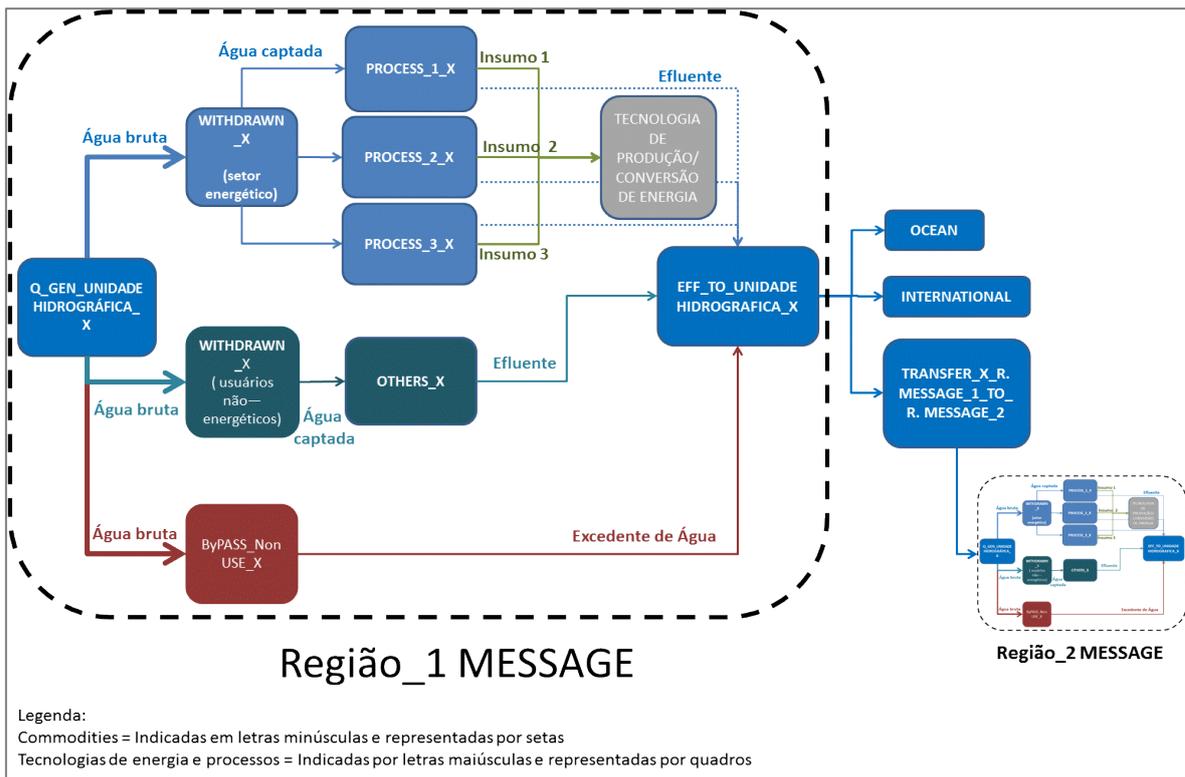


Figura 4-6: Esquema simplificado da construção do Módulo Hídrico em uma Unidade Hidrográfica de uma região MESSAGE para uma tecnologia de produção/conversão de energia

Fone: Elaboração própria

Nesta versão simplificada, algumas *commodities*, assim como alguns processos são omitidos, como, por exemplo, a transferência de insumos de cada unidade hidrográfica para cada tecnologia da energia/região energética do modelo.

Finalmente, baseado na Tabela 3-1, é apresentado o resumo das características do modelo água para energia proposto no MESSAGE (ver Tabela 4-2).

Tabela 4-2: Características de modelagem do nexo “água para energia” no MESSAGE segundo a proposta metodológica

Características da modelagem água para energia no MESSAGE	Proposta
O estudo cobre todo o sistema de oferta de energia (energia primária e secundária).	✓
O estudo cobre somente o setor elétrico.	x

O modelo considera o uso de água das hidrelétricas	x
Modificou o modelo energético previamente construído e validado.	x
Coeficiente de demanda e consumo de água por tecnologia fixo.	x
Coeficiente de demanda e consumo de água por tecnologia variável, por tipo de necessidade hídrica.	✓
O modelo tem liberdade de escolher o tipo de resfriamento, onde é requerido.	✓
Considera custo de investimento das novas operações unitárias demandantes de água.	✓
Considera a penalidade energética das novas operações unitárias demandantes de água.	✓
Calcula a poluição térmica	x
O modelo considera a divisão hidrográfica da área de estudo.	✓
O modelo considera a disponibilidade hídrica (como restrição) e a dinâmica dos fluxos de água em cada área hidrográfica da área de estudo.	✓
Considera custo variável da água (como restrição/cenário)	✓
Considera os outros usuários consuntivos da água	✓

Fonte: Elaboração própria

4.2 Parâmetros dos processos de produção/conversão de energia e uso de água

Para poder alimentar o modelo será necessário estudar cada tecnologia de produção/conversão da energia com o objetivo de aprofundar cada operação unitária e identificar quais requerem recursos hídricos para seu funcionamento (*processos*).

Cada processo é descrito pelos coeficientes de retirada, consumo do recurso hídrico e geração de efluentes, assim como a capacidade instalada, custo de investimento, custo de operação e manutenção, o tempo da vida útil e eficiência.

Dessa maneira, o processo teria como entrada (*input*) o recurso hídrico (retirada), entre outros recursos, e como saída/produto (*output*) um insumo (produto) utilizado pela tecnologia energética. Realizando esse tipo de estudo será possível obter um balanço hídrico, identificando a quantidade total de água demandada (retirada ou captada) e o consumo desta. Sendo assim, pode acontecer de processos que usam internamente altas

quantidades de água (recirculação) e que somente requerem pequenas quantidades a serem retiradas de um corpo hídrico para reposição. Além disso, existem processos que podem gerar efluentes, outros que realizam uma apropriação da água, seja como embutido dentro do produto final ou em perdas por evaporação. Tudo isto será considerado neste estudo como consumo da água.

Com o conhecimento dos processos, serão definidos os coeficientes de retirada, consumo de água e efluentes para cada processo e sua relação com a tecnologia de energia. Para isso, pode ser necessário um levantamento da informação climática de cada região energética (ex. umidade e temperatura do ar), uma vez que alguns processos dependerão das variáveis climáticas para definição da quantidade de água captada e consumida. Por exemplo, a operação unitária de resfriamento fechado de torre úmida, utilizada em termelétricas a ciclo *Rankine*. Cada coeficiente será baseado em unidade de volume de água por unidade de energia do modelo energético (ex: Mm^3 água / MWh).

Finalmente, serão definidas as características técnicas e econômicas requeridas para o funcionamento de cada operação unitária. Assim, será possível identificar, capacidade instalada, custos de investimento e O&M do novo processo, o tempo da vida útil e eficiência a ser incorporada no modelo energético, além da respectiva penalidade energética, se for o caso.

4.2.1 Definição de coeficientes hídricos para tecnologias de resfriamento de sistema fechado a torre úmida e de sistema aberto.

A maior parte do parque elétrico não hidrelétrico baseia-se na geração de eletricidade a ciclo *Rankine*. Como foi explicado anteriormente, a maior quantidade de água requerida nesse caso é no processo de resfriamento do vapor de exaustão (IEA 2012). Como exemplo da definição dos coeficientes hídricos para um processo, apresenta-se a formulação para definição dos coeficientes de demanda, consumo e de efluente dos processos de resfriamento de sistema fechado a torre úmida e sistema aberto de uma usina termelétrica a ciclo *Rankine*. A definição destes coeficientes é independente do tipo de combustível a ser utilizado nas termelétricas, assim, os

coeficientes hídricos podem ser padronizados dependendo unicamente das variáveis meteorológicas da localização da Unidade Hidrográfica.

Os coeficientes (retirada e consumo do recurso hídrico) e de efluente são expressos na unidade Mm^3/MWh . Esses coeficientes representam a proporção do volume de água retirada ou consumida para uma unidade da energia elétrica líquida produzida.

Quando um fluido (água) cumpre um ciclo termodinâmico passando por diferentes estados com valores bem definidos de temperatura e pressão, esse fluido pode transferir energia de um reservatório de calor à temperatura mais alta para outro de temperatura mais baixa, gerando trabalho mecânico (e, a partir daí, energia elétrica) e rejeitando calor à temperatura inferior. Segundo a primeira lei da termodinâmica (Figura 4-7), o total de trabalho mecânico (\dot{E}_{net}) produzido, somado ao calor rejeitado ($\dot{Q}_{os} + \dot{Q}_{cool}$), deve ser igual à energia fornecida ao fluido (\dot{Q}_{input}). Assim, a relação entre o trabalho mecânico e a energia fornecida ao fluido se define como rendimento termodinâmico do ciclo (eficiência de primeira lei).

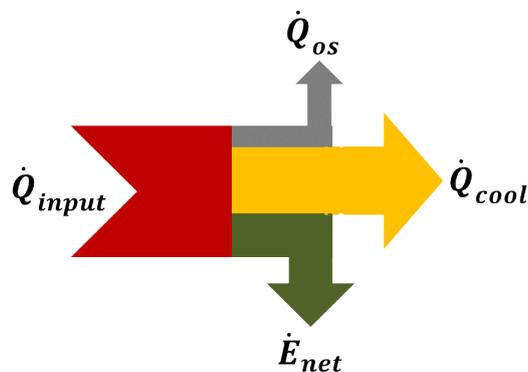


Figura 4-7: Balanço térmico de uma usina termelétrica a ciclo *Rankine*

Fonte: Adaptado de DELGADO e HERZOG (2012), RUTBERG (2012)

Essas perdas estão relacionadas a perdas de carga na caldeira (\dot{Q}_{os}) e ao calor contido no vapor de exaustão nas turbinas a vapor (\dot{Q}_{cool}). O vapor de exaustão das turbinas de condensação utilizadas nas usinas termelétricas pode representar cerca de

55% do total de inserido no processo, com uma temperatura entre 30 e 45 °C, calor este que será resfriado.

Devido às perdas durante a conversão de energia, a eficiência de uma planta nuclear encontra-se entre 32% e 38%, e das usinas a combustível fóssil entre 38% e 44%, sendo que existem considerações de eficiência de ciclo combinados até superiores a 50%. Isso sem considerar o consumo de eletricidade da própria planta (penalidade energética), que pode ser entre 5 a 8%. De forma geral, quanto mais eficiente o processo de conversão da energia térmica em energia elétrica, menos água de resfriamento é necessária por quilowatt-hora (kWh) (CARNEY *et al.*, 2008).

4.2.1.1 Coeficiente de demanda, consumo e efluente de água para tecnologia de sistema de resfriamento de ciclo fechado a torre úmida (*wet cooling tower - WCT*):

Os usos de água em uma torre de resfriamento úmido são: (i) água de resfriamento de circulação interna vinda do condensador para a torre de resfriamento; (ii) reposição de água devido às perdas por evaporação (\dot{W}_{evap}) e *blowdown* (\dot{W}_{blow}); (iii) etapa de evaporação na torre de resfriamento, mecanismo principal pelo qual a água é considerada como consumida); (iv) geração de *blowdown*, quantidades menores de água que são purgadas do circuito de água de resfriamento para evitar acumulação de impurezas. Considera-se que uma fração desta água é descarregada para o corpo hídrico como efluente.

Perante o explicado, a água apropriada (kg/s) durante a evaporação na torre de resfriamento seria exprimida assim:

$$\dot{W}_{evap} = \dot{Q}_{cool} \frac{(1 - k_{sens})}{h_{fg}} \quad (1)$$

Onde:

\dot{W}_{evap} = Perdas por evaporação

\dot{Q}_{cool} = Fluxo de calor a resfriar (MW)

k_{sens} = Fração do \dot{Q}_{cool} rejeitado através da transferência de calor sensível

h_{fg} = Calor latente da água (kJ/kg)

O k_{sens} é baseado no design da torre de resfriamento e na temperatura de bulbo seco. Quanto maior é o k_{sens} , menos água é consumida por carga de calor a resfriar. RUTBERG (2012) mostra a variação do k_{sens} para diferentes plantas termelétricas e temperaturas de bulbo seco enquanto mantém os demais parâmetros da torre constantes. Os resultados foram adequados a uma equação cúbica, como mostrado na Figura 4-8:²².

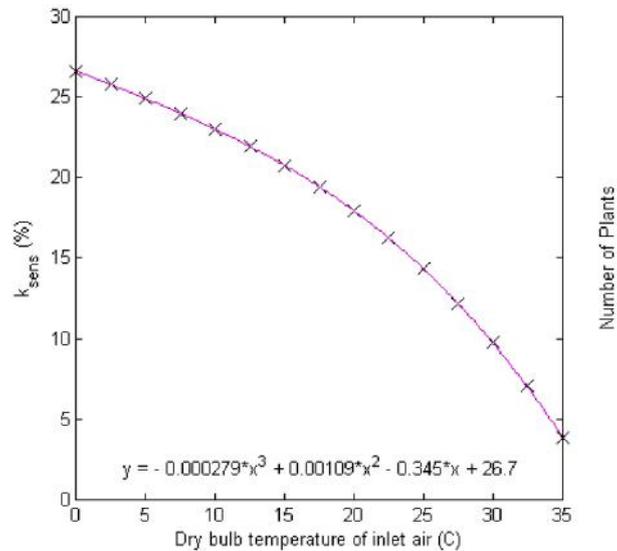


Figura 4-8: Correlação entre k_{sens} e a temperatura de bulbo seco

Fonte: RUTBERG, 2012

Por outro lado, a *blowdown* depende da qualidade da água que ingressa no sistema e da quantidade que é evaporada na torre. Assim, dependendo dessas duas variáveis, se determinará a quantidade de ciclos de concentração (n_{cc}) em que se deixará circular toda a massa de água no sistema de resfriamento. A partir do descrito, a quantidade de *blowdown* é definida pela equação seguinte:

$$\dot{W}_{blow} = \dot{W}_{evap} \frac{1}{n_{cc} - 1} \quad (2)$$

²² O modelo foi rodado considerando uma pressão atmosférica padrão a 0 metros de elevação, umidade relativa da entrada de ar de 60%, relação de fluxo de massa de ar/água de 1 e temperatura de entrada de água de 40 °C (RUTBERG, 2012).

Dessa maneira, a demanda de reposição será o somatório do $\dot{W}_{evap} + \dot{W}_{blow}$. Juntando essas duas equações, a demanda e consumo de água para esta tecnologia de resfriamento são descritas nas equações a seguir (RUTBERG, 2012):

Demanda de água:

$$W_{CT_W} = \dot{Q}_{cool} \frac{(1 - k_{sens})}{\rho_w h_{fg}} \left(1 + \frac{1}{n_{cc} - 1}\right) \quad (3)$$

Consumo de água:

$$W_{CT_C} = \dot{Q}_{cool} \frac{(1 - k_{sens})}{\rho_w h_{fg}} \left(1 + \frac{1 - k_{bd}}{n_{cc} - 1}\right) \quad (4)$$

Onde:

W_{CT_W} = Demanda de água do resfriamento fechado a torre úmida (L/MWh)

W_{CT_C} = Consumo de água do resfriamento fechado a torre úmida (L/MWh)

\dot{Q}_{cool} = Fluxo de calor contido no vapor turbinado a ser resfriado (MW)

k_{sens} = Fração do \dot{Q}_{cool} rejeitado através da transferência de calor sensível

n_{cc} = número de ciclos de concentração do sistema de resfriamento. Ele determina a quantidade de *blowdown* que será purgada.

ρ_w = densidade da água (1 kg/L).

h_{fg} = calor latente da água (kJ/kg)

k_{bd} = Fração de *blowdown* descarregada para o copo receptor.

Os valores de n_{cc} e k_{bd} indicam a qualidade da água de entrada ao sistema no *make-up*. Um baixo valor de n_{cc} aponta uma água com baixa qualidade (com uma grande concentração de minerais e impurezas), portanto, o sistema fechado terá poucos ciclos de reuso de água no resfriamento. Dessa maneira, o valor do k_{bd} será alto. RUTBERG (2012) indica que valores típicos para n_{cc} variam entre 2 e 10 nos Estados

Unidos de América (EUA). O modelo IECM (2017) considera um ciclo de concentração padrão de 4. GONDIM (2014) indica que uma performance do sistema brasileiro de resfriamento das refinarias aponta para ciclos de concentração entre 4 e 5. Algumas torres de resfriamento ainda operam em ciclos inferiores a 3. VEIGA (2010) argumenta que o motivo para operar com ciclos de baixa concentração é devido à má qualidade da água de reposição, tais como: poluição, vazamentos ou tratamento químico ineficaz.

4.2.1.2 Coeficiente de demanda e consumo de água para tecnologia de sistema de resfriamento a ciclo aberto (once-through - OC)

O uso de água no processo de resfriamento em sistema aberto consiste em usar o recurso hídrico em um ciclo que vai diretamente para o condensador para resfriar o vapor turbinado. A temperatura do efluente é maior do que a temperatura da água de ingresso ao sistema. Dessa maneira, vários autores (EPRI, 2002, KOHLI e FRENKEN, 2011, FRICKO *et al.*, 2016, van VLIET *et al.*, 2016) consideram que existe uma perda por evaporação devido à maior temperatura da água de descarga. Embora esta evaporação nem sempre ocorra dentro dos limites físicos da planta térmica, é atribuível ao sistema de resfriamento e, portanto, interpretada como consumo de água (RUTBERG, 2012).

Uma dificuldade adicional é o limite de temperatura estabelecido por lei para o despejo nos corpos receptores. Os limites de temperatura de despejo podem variar dependendo do tipo de corpo receptor e do meio que depende dele (ecossistema aquático). Além disso, à medida que a temperatura do corpo receptor eleva-se (por possível efeito das mudanças climáticas), a água será capaz de absorver menos calor antes de exceder o limite máximo permissível para a temperatura da água de retorno. Isto é explicado pela fórmula seguinte (RUTBERG, 2012):

$$\dot{Q}_{cool} = m \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (5)$$

A potência térmica cedida (ou absorvida) por um fluido \dot{Q}_{cool} (MW) é diretamente proporcional ao fluxo mássico m (kg/h) e à diferença de temperatura entre

os dois extremos da corrente do fluido, ΔT (°K). A constante de proporcionalidade, neste caso, é o calor específico do fluido c . Assim, o limite máximo de temperatura do efluente influencia diretamente o dT .

Sendo assim, as usinas terão que reduzir a geração elétrica até poderem se adequar aos requerimentos legais, ou adicionar um sistema de resfriamento adicional, por exemplo um sistema tipo fechado úmido, que seria acionado nos meses de maior temperatura da água de resfriamento; ou igualmente, poderiam aumentar o fluxo de corrente de água de ingresso ao condensador. Porém, é necessário considerar, nos últimos dois casos, novamente, a penalidade energética originada pela adição de novos equipamentos ao processo geral e o aumento de custos.

Ainda, as altas temperaturas do ar provocariam uma evaporação maior e, somado a possíveis baixas precipitações, poderiam limitar a disponibilidade hídrica por eventos extremos como períodos de secas, chegando a originar cortes na geração elétrica. Com referência à equação indicada, este aspecto influencia o fluxo mássico (m), uma vez que a vazão do rio decresce, fazendo baixar a quantidade de calor removido para uma diferença igual de temperatura.

Dessa maneira, a demanda e consumo de água para esta tecnologia é descrita nas equações a seguir (RUTBERG, 2012):

Demanda de água:

$$W_{OT_W} = \frac{\dot{Q}_{cool}}{C_p \Delta T \rho_w} \quad (6)$$

Consumo de água:

$$W_{OT_C} = \dot{Q}_{cool} \frac{\alpha}{C_p \Delta T \rho_w} \quad (7)$$

Onde:

W_{CT_w} = Demanda de água para sistema de resfriamento a ciclo aberto (L/MWh)

W_{CT_c} = Consumo de água para sistema de resfriamento a ciclo aberto (L/MWh)

\dot{Q}_{cool} = Fluxo de calor contido no vapor turbinado a ser resfriado (MW)

C_p = calor específico da água (KJ/(kg*°K)).

ΔT = Incremento de temperatura. Diferença entre a de temperatura de entrada e saída do sistema de resfriamento (°K).

ρ_w = Densidade da água (1 kg/l).

α = Percentagem das perdas de água, assumidas principalmente pela evaporação.

Os fluxos de água de resfriamento de ingresso e descarga deste sistema dependem de condições hidrológicas, meteorológicas e da forma da estrutura da planta, que podem apresentar variações temporais e espaciais significativas em um local específico. (UNESCO, 1979).

Quando a variação de temperatura dentro do sistema (ΔT) e a temperatura de saída da água de resfriamento for baixa, a quantidade de água que corre pelo sistema é alta. Quando ΔT é alto, menos água é requerida, porém mais água quente é descarregada para o corpo hídrico receptor, com alta probabilidade de impacto ecológico (RUTBERG, 2012; UNESCO, 1979). A UNESCO (1979) indica que alguns condensadores normalmente têm uma faixa de variação de temperatura entre 6 °C - 16 °C.

4.3 Construção da representação geográfica da hidrologia

Como foi mencionado anteriormente, esta metodologia tem como desafio a compatibilização da escala espacial dos sistemas hidrológico e energético. A delimitação hidrográfica e da hidrologia pode ser realizada com base em estudos prévios de informação pública e com a ajuda de um programa GIS (*Geographical Information System*), ou construídos com base em um Modelo Digital de Elevação (*Digital*

Elevation Model - DEM), o qual é uma representação matemática/computacional contínua do relevo da Terra (NASA, 2017).

Outro ponto importante é a identificação da dinâmica de cada Unidade Hidrográfica identificada dentro de cada região energética modelada. Isto quer dizer, a identificação da nascente do rio principal, a direção do fluxo do rio principal da unidade hidrográfica, afluentes mais importantes do Sistema Hidrográfico, e a foz. Dessa maneira, é possível a identificação da vazão disponível que vai de uma unidade hidrográfica para outra unidade hidrográfica, ambas do mesmo sistema hidrográfico.

Depois da definição dos Sistemas Hidrográficos/Unidades Hidrográficas e da dinâmica dos rios principais, realiza-se a identificação dos usuários consuntivos não-energéticos, e a demanda e consumo do recurso hídrico de cada usuário. Finalmente, como parte da linha base, identifica-se a localização das tecnologias de energia existentes por unidade hidrográfica / região energética. Isto pode ser realizado baseando-se em estudos estatísticos de informação pública e com a ajuda de programa um GIS.

No capítulo seguinte, a proposta metodológica é aplicada a um estudo de caso. O estudo de caso abrange o setor elétrico brasileiro. Ele considera todos os usuários consuntivos da água deste setor, além dos usuários não-energéticos.

5. METODOLOGIA APLICADA NO MODELO MESSAGE-BRASIL, VERSÃO MSB8000.

Este capítulo explora a construção do módulo hídrico para o setor elétrico no Brasil, com exceção do setor hidrelétrico. Entende-se que a inclusão do módulo hídrico no setor elétrico fará com que a otimização considere a resposta em todo o modelo do sistema energético integrado. A versão utilizada para a aplicação do módulo hídrico é o MESSAGE-Brasil 8000 - MSB8000 (MCTIC, 2017). Essa versão foi desenvolvida a partir da plataforma do MESSAGE estruturada para o Brasil (denominada de MESSAGE-Brasil), que começou a ser desenvolvida em 2006 para um estudo com a IAEA (2006). Desde então, houve um esforço constante para desenvolver e atualizar o MESSAGE-Brasil. Alguns exemplos de aplicação do MESSAGE - Brasil podem ser encontrados em NOGUEIRA (2016), ROCHEDO *et al.* (2016), PORTUGAL-PEREIRA *et al.* (2016), ROCHEDO *et al.* (2015), KOBERLE *et al.* (2015), LUCENA *et al.* (2016), MARTÍNEZ *et al.* (2015), NOGUEIRA *et al.* (2014) e BORBA *et al.* (2012), BORBA (2012), LUCENA *et al.* (2010). Essas versões foram desenvolvidas pelo grupo de trabalho do Centro de Economia Energética e Ambiental (CENERGIA) do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

O modelo foi adaptado de forma a detalhar as diferentes regiões do país e as opções de eficiência energética e mitigação de GEE endógenas nos setores de uso final (versão MSB8000). O MSB8000 é composto pelas cinco regiões políticas brasileiras – Sul (S), Sudeste (SE), Norte (N), Nordeste (NE) e Centro-Oeste (CO) –, e mais uma região denominada Brasil. O ano-base é 2010, e o horizonte de análise vai até 2050, com detalhamento a cada cinco anos. A sazonalidade é mensal e a curva de carga diária é de 24 horas e possui uma taxa de desconto de 10%. O modelo conta com cerca de oito mil tecnologias, sendo mais de 300 tecnologias de baixo carbono.

A demanda de energia útil é proveniente dos modelos setoriais e é tratada como um dado exógeno ao MSB8000. As instalações energéticas (oferta de energia) são consideradas pelo modelo como opções tecnológicas e são escolhidas por ordem de menor custo (função objetivo), garantindo o mínimo custo total do sistema para cada cenário. O *solver* utilizado nesta modelagem é o *cplex*.

Como foi indicado anteriormente, o setor hidrelétrico não é considerado na modelagem de recursos hídricos devido ao fato de que, mesmo sendo um setor que utiliza grandes quantidades do recurso hídrico para gerar energia elétrica, ele é considerado como usuário não consuntivo pela ANA. Contudo, algum consumo de água poderia ser considerado pela evaporação de usinas com reservatórios (sendo que o sistema hidrelétrico brasileiro conta com usinas a fio d'água, também). Porém, a maioria dos reservatórios é de uso múltiplo no Brasil, sendo difícil a criação de um coeficiente de consumo generalizado somente para o setor hidrelétrico. Com respeito à retirada de água, uma possível maneira da contabilização estaria relacionada com as variáveis da altitude da queda de água e tipo de turbina utilizada por cada hidrelétrica. O MSB8000 agrupa o setor hidrelétrico em três tipos de tecnologias: pequenas, médias e grandes hidrelétricas. Dessa maneira, um coeficiente de retirada somente para esse tipo de classificação não seria representativo nesta modelagem. Além disso, cabe mencionar que o modelo energético MESSAGE é um modelo de expansão e não de operação. A metodologia energia-água proposta não considera que o efluente das tecnologias de energéticas volte para a mesma área hidrográfica, tendo um viés na contabilização da oferta de água total na mesma área. Dessa maneira, o fato de considerar o setor hidrelétrico em um cenário de restrição hídrica resultaria em uma modelagem não conservadora.

A cadeia de produção de eletricidade inclui, além das usinas hidroelétricas, usinas termelétricas convencionais como óleo combustível, óleo diesel, gás natural (ciclo aberto e combinado), carvão e bagaço de cana de açúcar. Também, usinas nucleares, eólicas, solares e de outras biomassas. Outras tecnologias relacionadas à redução de emissões de GEE são carvão com CCS e IGCC, e gás natural com CCS.

A seguir descreve-se a aplicação da proposta metodológica para o setor elétrico brasileiro na versão MSB8000. Para a construção do módulo hídrico, primeiro são definidos os coeficientes hídricos de retirada e consumo de água dos processos identificados no setor elétrico, descritos na seção 5.1. Em seguida, a seção 5.2 apresenta a construção da hidrologia brasileira aplicada no MSB8000. Tendo os coeficientes hídricos e estabelecida a parte hidrográfica, a seção 5.3 apresenta a construção da cadeia

hídrica no módulo hídrico. Finalmente, três grupos de cenários são propostos com a finalidade de testar o módulo hídrico construído.

5.1 Quantificação dos recursos hídricos no modelo brasileiro de expansão de energia (MSB8000): setor elétrico.

Com foi explicado anteriormente na seção 4.2, a necessidade hídrica do setor termelétrico é dada pelo processo do resfriamento, assim como pela água de reposição do *boiler* e outros processos relacionados ao controle de emissão de poluentes. Por outro lado, a energia solar mediante painéis fotovoltaicos e a energia eólica, na qual o uso de água está direcionado para manutenção das usinas.

Sendo o processo do resfriamento o mais intensivo no uso da água no setor elétrico (IEA, 2012), serão determinados os coeficientes hídricos para três tecnologias de resfriamento (*cooling*): sistema aberto (OC), sistema fechado a torre úmida (WCT) e sistema fechado com ar seco (DRY). Também será considerado o uso de água para outros processos (*non-cooling*), dependendo da fonte energética.

O modelo considera os requerimentos de retirada de água, o consumo e a geração de efluentes para o processo de resfriamento e outros processos (para não-resfriamento). A Equação 8 e Equação 9 representam os coeficientes totais de retirada e consumo para cada tecnologia de energia. Dessa maneira, o modelo é flexível para aprimorar os usos de água por processo separadamente, considerando novas alternativas de eficiência no uso do recurso hídrico; por exemplo, o processo de resfriamento poderia usar águas residuais tratadas e, assim, reduzir a quantidade de captação requerida.

$$W_{total} = W_{cool} + W_{no-cool} \quad (8)$$

$$C_{total} = C_{cool} + C_{no-cool} \quad (9)$$

Onde:

W_{total} = Coeficiente de água total requerida para tecnologia da energia de geração de eletricidade (Mm^3/MWh)

W_{cool} = Coeficiente de água requerida para tecnologia de resfriamento de termelétricas com ciclo *Rankine* por unidade de geração de eletricidade (Mm^3/MWh)

$W_{no-cool}$ = Coeficiente de água requerida para outros processos de não resfriamento de geração de eletricidade por unidade de geração (Mm^3/MWh)

C_{total} = Coeficiente de consumo de água total para tecnologia da energia de geração de eletricidade (Mm^3/MWh)

C_{cool} = Coeficiente de consumo de água para tecnologia de resfriamento de termelétricas com ciclo *Rankine* por unidade de geração de eletricidade (Mm^3/MWh).

$C_{no-cool}$ = Coeficiente de consumo de água para outros processos de não resfriamento de geração de eletricidade por unidade de geração (Mm^3/MWh)

No caso das tecnologias de energia que requerem água sem ter ciclo *Rankine*, como os painéis fotovoltaicos, somente são consideradas as variáveis $W_{no-cool}$ e $C_{no-cool}$.

O *software Integrated Environmental Control Model* (IECM) é utilizado como ferramenta para o cálculo do uso de água em usinas a ciclo *Rankine*. O IECM é um programa desenvolvido pela Universidade Carnegie Mellon e utilizado para simular as operações de tecnologias de geração elétrica a partir do carvão pulverizado, ciclo combinado de gás natural, ciclo combinado com gaseificação integrada e oxí-combustão. Além disso, o programa permite configurar usinas com captura de carbono (IECM, 2017). O IECM baseia-se em equações fundamentais de massa e equilíbrio de energia, e dados empíricos e dados modelados que são simulados pelo *software*. Para o cálculo do uso de água no sistema de resfriamento, ele utiliza as equações descritas anteriormente na seção 4.2. A versão utilizada é IECM Interface 9.5.

Dessa maneira, no IECM são simuladas usinas termelétricas com as características atuais (no caso do carvão mineral, doméstico e importado). O programa fornece resultados para a quantidade total de água utilizada em cada processo, sendo o coeficiente obtido pela eletricidade líquida gerada e pela eficiência da usina.

A tabela a seguir mostra um resumo das tecnologias de geração no MSB8000 avaliadas para o uso de água. Cabe indicar que, no modelo energético, existem, em alguns casos, diferentes tecnologias para uma mesma fonte energética, que podem variar de acordo com a localização, eficiência ou idade da tecnologia; contudo, os coeficientes hídricos serão considerados padrões para elas.

Tabela 5-1: Tecnologias de geração de eletricidade no MSB8000 avaliadas para uso de água.

Fonte Energética	Tecnologia de energia
LFO	Usina <i>Rankine</i> a Óleo Diesel Leve
HFO	Usina <i>Rankine</i> a Óleo Diesel Pesado
Carvão	Usina <i>Rankine</i> a Carvão Mineral Doméstico
	Usina <i>Rankine</i> a Carvão Mineral Doméstico com CCS
	Usina <i>Rankine</i> a Carvão Mineral Importado
	Usina <i>Rankine</i> a Carvão Mineral Importado com CCS
	IGCC
	IGCC com CCS
Gás Natural	Usina com Ciclo Combinado de Gás Natural
	Usina Ciclo Combinado de Gás Natural com CCS
Biomassa	Usina <i>Rankine</i> a Biomassa
Nuclear	Usina Nuclear
Bagaço de cana-de-açúcar	CHP 22 bar
	CHP 60 bar
	CHP avançado – Gasificação
Solar	Fotovoltaico – PV
	CSP

Fonte: Elaboração própria.

Devido à variedade de condições meteorológicas em cada região do Brasil, para cada região MSB8000 foram considerados diferentes coeficientes de retirada, consumo e efluente de água para cada tipo de processo de resfriamento. Dessa maneira, as variáveis de temperatura superficial do ar e a umidade relativa foram consideradas neste

estudo. Estas variáveis foram obtidas do SWERA – NREL²³ (2015), conforme mostra a tabela abaixo.

Tabela 5-2: Temperatura do ar e umidade relativa por Região Política/Energética

Região	Temperatura superficial do ar (°C)	Umidade relativa (%)
Norte	25	66,4
Nordeste	27	72,0
Centro-Oeste	22	59,4
Sudeste	22	70,7
Sul	20	71,2

Fonte: SWERA – NREL, 2015

5.1.1. Coeficiente de retirada e consumo de água para o processo de sistema de resfriamento aberto no Brasil

A resolução CONAMA 430/11 dispõe sobre as condições dos padrões de descarga de efluentes em todos os corpos receptores. Alguns Estados têm seus próprios padrões de efluentes; no entanto, eles não são menos restritivos do que o Federal. Portanto, o padrão de descarga de temperatura assumido no modelo é o CONAMA 430/11. Isto indica que a temperatura do efluente não pode exceder 40 °C e a variação de temperatura do corpo de água do receptor não deve exceder 3 °C no limite da zona de mistura, desde que não comprometa os usos previstos desse corpo hídrico (Secção II, Artigo 16ºb).

Para fins de modelagem, assume-se que a temperatura da água de ingresso no sistema é a mesma temperatura do ar. Esta suposição deve-se à falta de informação pública sobre o monitoramento da qualidade da água. Além disso, assume-se um padrão

²³ SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) é um projeto com objetivo de disponibilizar dados e ferramentas de análise para o estudo das energias solar e eólica, financiado pelo Global Environment Facility (GEF) e gerenciado pelo United Nations Environment Programme (UNEP).

na variação de temperatura do processo de resfriamento a ciclo aberto para o país de $\Delta T = 10$ °C. Baseando-se na Tabela 5-2 e na resolução CONAMA 430/11, nenhuma Região teria um efluente com temperatura superior a 40 °C. Desta forma, considera-se um único coeficiente de retirada e consumo de água para este processo em todas as regiões.

5.1.2 Coeficiente de retirada e consumo de água para o processo de sistema resfriamento fechado à torre úmida para o Brasil

A temperatura do ar e umidade relativa de cada região brasileira terá impacto direto no desempenho da torre de resfriamento. Dessa maneira, esses valores (Tabela 5-2) são dados de entrada ao IECM.

Na modelagem, o valor do ciclo de concentração assumido neste estudo é de 4. O valor de k_{bd} é calculado pelo modelo IECM e é uma porção da água que depende do ciclo de concentração e perda por evaporação. Finalmente, baseado em um trabalho realizado pela autora da Tese (ARROYO, 2012) assume-se que a diferença de temperatura de entrada e saída do vapor a ser resfriado é de 10 °C para as regiões Sul, Sudeste, Norte e Centro-Oeste, e de 8 °C para a região Nordeste.

No caso de sistema de resfriamento fechado com ar seco, o processo não gera coeficiente hídrico de retirada, consumo e efluente. Dessa maneira, os coeficientes associados a termelétricas com esse tipo de processo estarão relacionados unicamente aos processos não associados ao resfriamento.

5.1.3 Coeficientes de retirada e consumo dos recursos hídricos para processos de não-resfriamento e outros.

Nesta seção são descritas as considerações especiais das tecnologias de geração brasileiras e o uso de água para os processos não relacionados ao resfriamento, por exemplo: reposição de água para *boiler*, tratamento de poluentes atmosféricos, processo de captura de carbono, entre outros.

Para a definição dos coeficientes hídricos de retirada e consumo de recursos hídricos é utilizado o IECM para simular as operações da geração elétrica de usinas a carvão mineral pulverizado, ciclo combinado de gás natural, ciclo combinado com gaseificação integrada, todas com/sem CCS. Para outros tipos de usinas elétricas, a seguir são descritos os procedimentos utilizando as ferramentas do IECM, mas assumindo outras premissas para aproximar o cálculo à tecnologia estudada.

Será calculado o coeficiente de vapor de exaustão gerado em cada queima de combustível para usinas a ciclo *Rankine*, uma vez que esse coeficiente de vapor de exaustão será o demandante de frio (hipotético) mediante o uso dos sistemas de resfriamento anteriormente descritos.

5.1.3.1 Carvão mineral sem/com CCS

A modelagem das termelétricas a carvão mineral no IECM proverá informação a respeito do vapor de exaustão gerado, da água de *make-up* do *boiler* e da água de tratamento de poluentes para uma usina padrão. Com essas informações serão estimados os coeficientes hídricos pertinentes.

As reservas de carvão mineral brasileiras concentram-se na região Sul do país e caracterizam-se pelo elevado teor de inertes (cinzas), enxofre e voláteis, baixa concentração de carbono e baixo poder calorífico (EPE, 2007). Dessa forma, seu transporte para longas distâncias é pouco atrativo economicamente e, por isso, todas as usinas termelétricas em operação e muitas com outorga se localizam perto das minas (região Sul). Portanto, a maioria das UTEs fica nas mesmas bacias hidrográficas e, com isso, abastecem-se das mesmas fontes hídricas. O carvão mineral importado vem da Colômbia, Venezuela, África do Sul e Moçambique (MPX MINERAÇÃO E ENERGIA LTDA, 2006; USINA TERMELÉTRICA PORTO DO AÇU ENERGIA S/A, 2008; DNPM, 2010), cuja qualidade é melhor que a do carvão nacional. Isso faz com que esse tipo de geração elétrica possa se expandir por outras regiões do país, como Sudeste e Nordeste.

As usinas termelétricas a carvão mineral construídas no MSB8000 são divididas pelo tipo de combustão subcrítica ou supercrítica, utilizando carvão mineral doméstico ou importado. Assim, a modelagem no IECM utilizou a informação técnica de trabalhos prévios realizados sobre o uso de água e as termelétricas a carvão com CCS no Brasil (MERSCHMANN et al., 2012a, 2012b, 2013). A Tabela 5-3 mostra a constituição do carvão mineral doméstico e importado utilizados na modelagem:

Tabela 5-3: Análises elementares dos carvões (%pp)

Elementos	Carvão Doméstico	Carvão Importado
C	31,25	64,24
H	2,24	4,40
O	3,52 ²	9,38
Cl	3,52	0,03
S	1,17	0,70
N	0,45	1,23
Cinzas	47,53	8,00
Umidade	10,31	12,00
HHV (KJ/Kg)	13848	26393

Fonte: Adaptado de Merschmann et al., 2012b

Emissões de SO_x, NO_x e material particulado (consistindo principalmente em cinzas volantes) representam os poluentes atmosféricos mais relevantes em UTEs a carvão. Estes poluentes provocam uma série de danos ao meio ambiente e à saúde humana, explicados detalhadamente em CARPENTER et al. (2006a e 2006b) e ADAMS et al. (2006). Portanto, a emissão de poluentes atmosféricos é geralmente limitada por legislação ambiental. No Brasil, o CONAMA determinou os limites permitidos de emissões em UTEs a carvão na resolução CONAMA N° 8 de 6 de dezembro de 1990 (CONAMA 1990). Para SO_x foi estabelecido o valor de 2000 g/106 kcal e para material particulado 800 g/106 kcal, o que corresponde a 1250 mg/Nm³ e 500 mg/Nm³, respectivamente (em base de 6% p/p O₂). Nenhum limite foi estabelecido para emissões de NO_x.

A modelagem das usinas considera a instalação de um tipo de sistema de dessulfurização mediante a tecnologia de FGD úmido. Assim, para as usinas em operação com carvão doméstico, são definidos 1700 mg/Nm³ para SO_x, e para usinas com carvão mineral importado, 1250 mg/Nm³.

Para a modelagem de usinas a carvão mineral com CCS, é considerado um sistema de captura química com monoetanolamina 7m (MEA), que atinge 90% de captura do CO₂ do gás de exaustão das termelétricas. Dessa maneira, o IECM proverá informações sobre a quantidade de água para o *make-up* do *boiler*, a nova retirada de água para o FGD, o *make-up* do SCR e a água para o processo da captura de CO₂ propriamente. Além disso, proverá informação para a obtenção do coeficiente do vapor de exaustão e do processo de CCS a ser resfriado.

5.1.3.2 Gás Natural Ciclo Combinado (NGCC) sem/com CCS

A modelagem das termelétricas a gás natural ciclo combinado no IECM proverá informação a respeito do vapor de exaustão gerado e da água de reposição do *boiler*. Com essas informações são estimados os coeficientes hídricos correspondentes.

Como no caso de CCS com carvão mineral, para a modelagem com gás natural é considerado um sistema de captura química com MEA, que atinge 90% de captura do CO₂ do gás de exaustão da UTE. Dessa maneira, o IECM proverá informação sobre quantidade de água para o *make-up* do *boiler*. Além disso, proverá informação para a obtenção do coeficiente do vapor de exaustão e do processo de CCS a ser resfriado.

5.1.3.3 Ciclo Combinado com Gasificação Integrada (IGCC) sem/com CCS

Para a simulação de termelétricas a IGCC, o IECM oferece somente opções de carvão betuminoso Appalachian Low Sulfur, Appalachian Médio Sulfur, Illinois #6 e WPC Utah. Foi escolhido o Illinois #6, com base em um trabalho realizado para o Brasil por HOFFMAN (2010).

O tipo de gasificação assumido para esta tecnologia é do tipo Shell. Assim, os coeficientes hídricos serão o somatório da água necessária para manejo das escórias (*slag handling*) e do umidificador.

Para a modelagem de usinas IGCC com CCS, é considerado um sistema de captura Selexol, que atinge 95% de captura do CO₂ do gás de exaustão das termelétricas (ANDERSON *et al.*, 2016). Dessa maneira, o IECM proverá informação sobre a quantidade de água para o *make-up* do *boiler*. Além disso, proverá informação para a obtenção do coeficiente do vapor de exaustão e do processo de CCS a ser resfriado.

5.1.3.4 As usinas termelétricas convencionais a bagaço de cana de açúcar (CHP)

As usinas termelétricas convencionais a bagaço de cana de açúcar são divididas em três tipos:

- Bagaço A - Usinas de cogeração com turbinas de 22 bar, que são a tecnologia mais usada nas unidades industriais de cana de açúcar no Brasil;
- Bagaço B - Modernização das usinas de cogeração para turbinas de 60 bar (turbinas a vapor de extração e condensação - CEST). O CEST é uma tecnologia comercial, mas de emprego limitado nas unidades que processam cana de açúcar no Brasil;
- Bagaço C - Usinas de cogeração avançada, de maior eficiência, com um sistema de gasificação da biomassa acoplado a turbina a gás (BIG/GT).

Cada tipo de tecnologia de cogeração possui flexibilidade operacional para relação de geração de eletricidade e calor para processo. Além disso, cada uma possui eficiência e custos da tecnologia diferentes.

O uso de água considerado nesta parte da cogeração baseia-se no *make-up* do *boiler*, cujo vapor será utilizado para geração de eletricidade e calor de processo. O excedente da geração de eletricidade vai para o SIN.

A estimativa dos coeficientes está direcionada ao *make up* do vapor gerado para todo o sistema de cogeração na caldeira; vapor que será utilizado tanto para geração de

eletricidade como para calor de processo. Além disso, será determinado o coeficiente do vapor de exaustão da geração elétrica a ser resfriado.

Esta tecnologia é construída no MSB8000 utilizando como *output* principal a geração de calor de processo e como *output* secundário a geração elétrica. Assim, para a definição dos coeficientes hídricos, foi considerada a tecnologia de CHP como uma termelétrica, mas com uma eficiência equivalente que representa todo o processo de CHP, assumindo duas premissas: (i) foram considerados diferentes tipos de termelétricas equivalentes ao tipo de processo de cogeração (modelado no IECM); (ii) calculou-se uma eficiência da geração elétrica equivalente ao total de vapor gerado, na qual em cada tipo CHP a turbina do vapor de processo tem uma eficiência elétrica hipotética, mostrada na equação a seguir:

$$W_{CHP}^* = q_{CHP_vapor} * n_{Carnot} + W_{CHP_elétrico} \quad (10)$$

Onde:

W_{CHP}^* = Trabalho equivalente do sistema de CHP

q_{CHP_vapor} = Quantidade de vapor de processo (*output* principal)

n_{Carnot} = Eficiência exergetica de Carnot

$W_{CHP_elétrico}$ = Trabalho de geração elétrica (*output* secundário)

As premissas assumidas para cada tipo de CHP se explicam a seguir:

- Bagaço A - CHP 22, considerado como uma térmica a carvão doméstico de baixa qualidade e combustão subcrítica. Assumindo uma eficiência da turbina de vapor de 0,3.
- Bagaço B - CHP 66, considerado como uma térmica a carvão importado e combustão supercrítica. Assumindo uma eficiência da turbina de vapor de 0,35.
- Bagaço C - CHP avançado, considerado como uma tecnologia de IGCC. Assumindo uma eficiência da turbina de vapor de 0,4.

5.13.5. Usinas nucleares

O Brasil possui duas usinas nucleares operadas pela Eletrobrás, localizadas no Estado de Rio de Janeiro. As usinas possuem reatores de água pressurizada - PWR (ELETROBRÁS, 2016). A empresa fornece informação sobre a quantidade água para seu sistema de resfriamento (ciclo aberto), assim como a faixa operacional. Baseado nessa informação é estimado o coeficiente para o vapor de exaustão.

Para o caso do coeficiente hídrico do *make-up* da caldeira, foram utilizadas as informações de DELGADO (2012). Cabe indicar que os coeficientes não incluem água armazenada para combate a incêndios.

Este coeficiente foi utilizado para as novas usinas nucleares, uma vez que as existentes operam utilizando água do mar, e por este motivo não foram consideradas no estudo de caso.

5.1.3.6 Usinas solares: solar heliotérmica e painéis fotovoltaicos.

Para a determinação dos coeficientes hídricos para usinas heliotérmicas foi considerada a tecnologia do tipo cilindro parabólico. Os coeficientes foram estimados com base em DOE (2009) para a água do processo (água de reposição da caldeira e limpeza dos painéis solares) e MACKNICK *et al.*, (2011) para a estimação do vapor de exaustão.

Os coeficientes hídricos estimados para painéis fotovoltaicos foram diretamente usados de MACKNICK *et al.*, (2011). Assume-se que toda a água utilizada nos painéis será consumida.

5.1.3.7 Outras usinas

Os coeficientes hídricos para usinas óleo combustível pesado (HFO) e óleo combustível leve (LFO) foram modelados no IECM como usinas a ciclo *Rankine* a carvão mineral de baixa qualidade com combustão subcrítica. O objetivo dessa modelagem é obter um coeficiente representativo do *make-up* da caldeira.

Para os coeficientes hídricos das usinas a biomassa foi considerada a simulação de usinas a ciclo *Rankine* a carvão mineral doméstico subcrítico.

Os coeficientes de uso de água foram validados com diversas publicações (FRICKO *et al.*, 2016, DELGADO, 2012, MACKNICK *et al.*, 2011). O Anexo 1 contém o detalhamento dos coeficientes específicos por tipo de resfriamento e água de processo. Os coeficientes de cada tecnologia da energia para a Região Sul são apresentados a seguir:

Tabela 5-4: Coeficientes hídricos de retirada e consumo das tecnologias de geração elétrica na Região Sul

Tecnologia	Com sistema de resfriamento aberto		Com sistema de resfriamento fechado a torre úmida	
	Retirada (W_{total})	Consumo (C_{total})	Retirada (W_{total})	Consumo (C_{total})
	(m ³ /a)/GJ		(m ³ /a)/GJ	
PC subcrítico carvão mineral doméstico	34,629	0,416	0,772	0,547
PC supercrítico carvão mineral doméstico	30,973	0,363	0,675	0,48
PC supercrítico carvão mineral importado	30,094	0,366	0,681	0,479
PC subcrítico carvão mineral doméstico com CCS	66,721	0,796	1,489	1,048
PC supercrítico carvão mineral doméstico com CCS	56,092	0,675	1,268	0,887
PC supercrítico carvão mineral importado com CCS	54,653	0,658	1,236	0,864
IGCC	19,03	0,233	0,431	0,305
IGCC com CCS	20,943	0,365	0,573	0,451
HFO/LFO	33,767	0,337	0,684	0,53
NGCC	14,55	0,145	0,291	0,2
NGCC com CCS	24,109	0,241	0,47	0,332
Nuclear	50,63	0,522	0,947	0,717
CHP 22 bar	180,587	1,806	3,333	2,491
CHP 60 bar	38,725	0,387	0,737	0,534
CHP avançado – Gasificação	43,256	0,432	0,824	0,596
CSP	46,707	0,548	0,939	0,681
PV	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002

Fonte: Elaboração própria.

5.2 Construção da hidrologia aplicada no modelo MESSAGE Brasil 8000.

O MSB8000 é composto pelas cinco regiões políticas brasileiras – Sul (S), Sudeste (SE), Norte (N), Nordeste (NE) e Centro-Oeste (CO) –, e mais uma região denominada Brasil. Com respeito à divisão hidrográfica, o país possui diferentes tipos de composições de áreas hidrográficas (ottobacias, sub-bacias hidrográficas, bacias

hidrográficas, regiões hidrográficas, bacias cuja demarcação está sujeita à delimitação de um Estado, entre outros). Para a modelagem, o Sistema Hidrográfico identificado é o adotado pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH). O CNRH reconhece como unidade maior a Região Hidrográfica. Dessa maneira, as doze Regiões Hidrográficas serão consideradas como os Sistemas Hidrográficos do modelo²⁴. Existem algumas Regiões Hidrográficas que estão localizadas em mais de uma região MSB8000. Dessa maneira, cada Unidade Hidrográfica dentro de cada Região Energética é definida neste estudo como “Bacia”. Com a superposição dos mapas políticos (regiões energéticas) e hidrográficas, o modelo MSB8000 será composto por 18 Bacias. Na tabela a seguir é possível identificar as Bacias localizadas em cada região MSB8000 com a sua respectiva codificação no modelo. Todos os trabalhos realizados com a ferramenta de GIS (superposição das camadas de regionalização política brasileiro com camada hidrográfica, determinação das unidades hidrográficas, fluxos das águas doces superficiais) foram com base no sistema de coordenadas geográficas WGS1984.

²⁴ Segundo a Resolução No 32, de 15 de outubro de 2003, a região hidrográfica é o espaço territorial brasileiro compreendido por uma bacia, grupo de bacias ou sub-bacias hidrográficas contíguas com características naturais, sociais e econômicas homogêneas ou similares, com vistas a orientar o planejamento e gerenciamento dos recursos hídricos.

Tabela 5-5: Definição e codificação das unidades hidrográficas no MSB8000.

MESSAGE- Brasil (MSB8000)	Regiões hidrográficas (Sistemas Hidrográficos)	Codificação das Bacias (Unidades Hidrográficas)
Sul (S)	Atlântico Sul	Bacia 1_S
	Uruguai	Bacia 2_S
	Paraná	Bacia 3_S
Sudeste (SE)	Paraná	Bacia 3_SE
	Atlântico Sudeste	Bacia 4_SE
	Atlântico Leste	Bacia 5_SE
	São Francisco	Bacia 6_SE
Centro-Oeste (CO)	Paraná	Bacia 3_CO
	Paraguai	Bacia 7_CO
	Tocantins	Bacia 8_CP
	Amazônica	Bacia 12_CO
Nordeste (NE)	Atlântico Leste	Bacia 5_NE
	São Francisco	Bacia 6_NE
	Nordeste Ocidental	Bacia 9_NE
	Nordeste Oriental	Bacia 10_NE
	Parnaíba	Bacia 11_NE
Norte (N)	Amazônica	Bacia 12_N
	Tocantins	Bacia 8_N

Fonte: Elaboração própria.

No modelo, a criação das tecnologias estará relacionada à geração de vazão em cada Bacia, assim como a conexão entre regiões MESSAGE mediante a vazão de uma mesma Região Hidrográfica. Por isso, é necessário identificar a direção do fluxo, a disponibilidade de água e as retiradas de água dos usuários não-energéticos para cada Bacia. A Tabela 5-6 fornece informação sobre os tipos de foz identificados no modelo. Neste modelo podem ser identificados até três tipos de foz: (i) a foz natural do rio que vai para um corpo receptor, principalmente o oceano; (ii) continuação do rio fora da área política do país (rio internacional); (iii) a foz criada no momento em que um rio de uma mesma Região Hidrográfica passa de uma região energética para outra região energética do MSB8000.

A Tabela 5-6 aponta as fozes identificadas em cada unidade hidrográfica. A Região Hidrográfica do Atlântico Leste (Bacia 5) configura um caso particular. Pois sua hidrografia possui mais de um afluente principal, sendo identificadas ao menos duas

fozes importantes: da Região Sudeste para o Oceano e da Região Sudeste para Região Nordeste. Dessa maneira, identificam-se três alternativas de modelagem: (i) Considerar uma única foz (fluxo do rio da Região Sudeste para Região Nordeste); (ii) estimar as parcelas na distribuição da atual água disponível nas duas fozes e assumir essa percentagem como constante durante toda a expansão; (iii) usar como valor absoluto a disponibilidade atual na foz da Região Sudeste para o oceano. A primeira opção assume o viés do excesso de água, que fluirá para a Região Nordeste. Considera-se a segunda opção conservadora, uma vez que mantém a dinâmica do fluxo dos afluentes principais. A terceira opção também é conservadora, mas penaliza a dinâmica do fluxo que vai da Região Sudeste para a Nordeste. Dessa maneira, a segunda opção foi a escolhida.

Também, a Figura 5-1 mostra a distribuição dos fluxos das Bacias de uma mesma Região Hidrográfica na divisão MSB8000.

Tabela 5-6: Direção da Foz das Vazões das Bacias

DIREÇÃO DA FOZ DAS VAZÕES
Bacia_1 _S para Oceano
Bacia_2 _S para Uruguai
Bacia_3 _S para Argentina/Paraguai
Bacia_3 _SE para S
Bacia_3 _CO para S
Bacia_4_SE para Oceano
Bacia_5_SE para NE*
Bacia_5_NE para Oceano*
Bacia_6_SE para NE
Bacia_6_NE para Oceano
Bacia_7_CO para Paraguai
Bacia_8_CO para N
Bacia_8_N para Oceano
Bacia_9_NE para Oceano
Bacia_10_NE para Oceano
Bacia_11_NE para Oceano
Bacia_12_N para Oceano
Bacia_12_CO para N

Fone: Elaboração própria

*Caso particular da Bacia 5 que possui duas fozes.

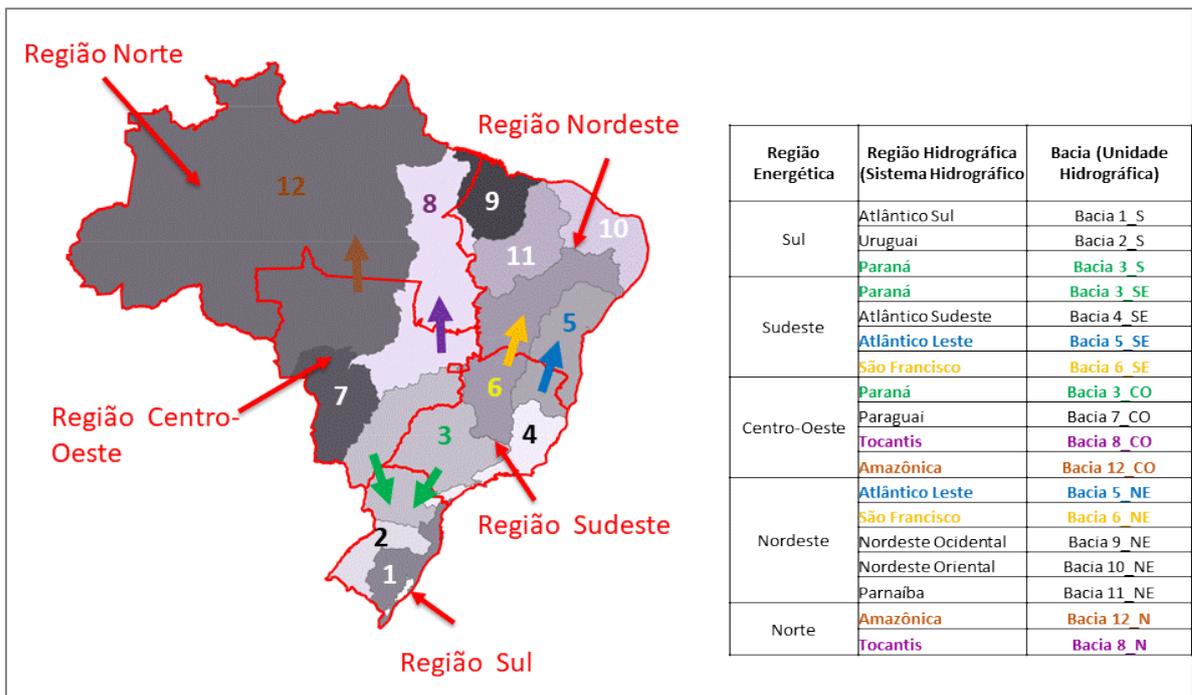


Figura 5-1: Definição das Bacias e Direção dos Fluxos dos Rios Principais no MSB8000

Fone: Elaboração própria

Nota: As setas indicam o fluxo dos rios principais nos Sistemas Hidrográficos

Os usuários não-energéticos considerados em cada Bacia são: abastecimento humano urbano e abastecimento rural, abastecimento industrial, irrigação e dessedentação animal (pecuária). A informação de cada retirada foi obtida pela base de dados publicada pela ANA (2016) em formato georeferenciado. A escala da informação é de 1/1000000. O setor industrial mostra informação de vazões de outorga de águas superficiais e subterrâneas. Seguindo a premissa do modelo, somente foram consideradas as retiradas de águas superficiais. No caso da retirada por irrigação foi considerada a vazão média anual. Porém, o uso da água para irrigação se dá principalmente nos meses mais secos, assim, as retiradas de irrigação não são bem representadas por uma média anual, embora este valor seja referência para comparação com demais usos (ANA, 2015b). A percentagem da retirada que é consumida para cada usuário não-energético foi baseada em ANA (2015b) e é mostrada na tabela a seguir:

Tabela 5-7: Porcentagem da retirada de água para consumo e geração de efluente dos usuários consuntivos não-energéticos

Usuário consuntivo	% Coeficiente de consumo	% Coeficiente de Efluente
Urbano	0,2	0,8
Rural	0,2	0,8
Indústria	0,2	0,8
Pecuária	0,8	0,2
Irrigação	0,7	0,3

Fonte: Baseado de ANA (2015)

As projeções para 2050 foram realizadas em base aos valores projetados em população, indústria, agropecuária do MCTIC (2017). As taxas de crescimento foram consideradas por igual para todas as Bacias. As tabelas a seguir mostram as taxas de crescimento e a retirada total para cada usuário consuntivo no ano base e o projetado. A quantidade da retirada por Bacia está disponível no Anexo 2.

Tabela 5-8: Taxas de crescimento do uso de água dos usuários não energéticos no Brasil para 2050 (% a.a)

Taxa de Cresm. Anual	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	-	0,90%	0,74%	0,58%	0,44%	0,30%	0,15%	0,00%	-0,16%
Rural	-	0,90%	0,74%	0,58%	0,44%	0,30%	0,15%	0,00%	-0,16%
Indústria	-	1,21%	0,39%	2,25%	2,00%	1,79%	1,65%	1,57%	1,42%
Pecuária	-	1,54%	0,54%	1,74%	1,69%	1,54%	1,30%	1,01%	0,79%
Irrigação	-	1,54%	0,54%	1,74%	1,69%	1,54%	1,30%	1,01%	0,79%

Fonte: Baseado em MCTIC, 2017

Tabela 5-9: Retirada e consumo de água dos usuários não-energéticos

Retirada (Mm ³ /ano)									
Brasil	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	15585	16298	16906	17405	17787	18051	18188	18185	18044
Rural	1177	1231	1277	1314	1343	1363	1373	1373	1363
Indústria	10197	10831	11046	12344	13628	14890	16160	17470	18743
Dessedentação animal	4238	4576	4701	5126	5574	6018	6420	6749	7018
Irrigação	37393	40371	41476	45222	49176	53094	56638	59543	61920
Total	68589	73307	75406	81410	87509	93415	98779	103320	107088

Consumo (Mm ³ /ano)									
Brasil	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	3117	3260	3381	3481	3557	3610	3638	3637	3609
Rural	235	246	255	263	269	273	275	275	273
Indústria	2039	2166	2209	2469	2726	2978	3232	3494	3749
Dessedentação animal	3391	3661	3761	4101	4459	4814	5136	5399	5615
Irrigação	26175	28260	29033	31655	34424	37166	39647	41680	43344
Total	34957	37593	38640	41968	45434	48841	51927	54485	56588

Fonte: Elaboração própria

5.3 Estrutura do módulo hídrico no modelo de expansão energética brasileiro – MESSAGE Brasil (versão MSB8000)

O objetivo do módulo hídrico é a criação de uma cadeia hídrica com novos processos relacionados à vazão do recurso hídrico disponível, à captação do recurso, às operações unitárias que processarão o recurso hídrico para abastecer cada tecnologia de energia e aos efluentes gerados em cada processo. A seguir, detalha-se a construção da cadeia hídrica dividida por Níveis de Água e Processos (aplicação proposta metodológica - seção 4.1):

5.3.1 Cadeia hídrica: Níveis de Água (*Commodities*) e Processos

Nível 1 – Oferta de Água Bruta (*Raw_Water*): inicialmente, nesta etapa, as tecnologias de geração de vazão Q_GEN_BACIA_X têm somente um *output* primário relacionado à vazão disponível Raw_Water_X.

O processo de WITHDRAWN_X, tem como *input* primário o *commodity* Raw_Water_X e como output primário o *commodity* de fluxo de Withdrawn_Water_X. O processo WITHDRAWN_X é utilizado para fornecer informação ao modelo sobre o custo da água captada de cada *commodity* Raw_Water_X. Essa opção permite a precificação ou internalização de um custo associado à captação de água.

Os Excedentes de Água (Water_Surplis_X) de cada Bacia são conectados mediante o processo de Transferência de Água Excedente (TRANSFER_X_REGIÃO MSB8000_to_Destino) para o corpo receptor. O excedente de água pode ir para uma foz de (i) Oceano (Ocean_out), (ii) país (International), (iii) mesma Bacia em outra região energética (Q_GEN_BACIA_X_REGIÃO MSB8000 de destino).

A Figura 5-2 apresenta a estrutura da Bacia_1_S, correspondente a toda Região Hidrográfica do Atlântico Sul. Cabe indicar que toda a Região Hidrográfica do Atlântico Sul fica localizada dentro da Região Sul. Dessa maneira, esse sistema hidrográfico/unidade hidrográfica não recebe afluente a montante.

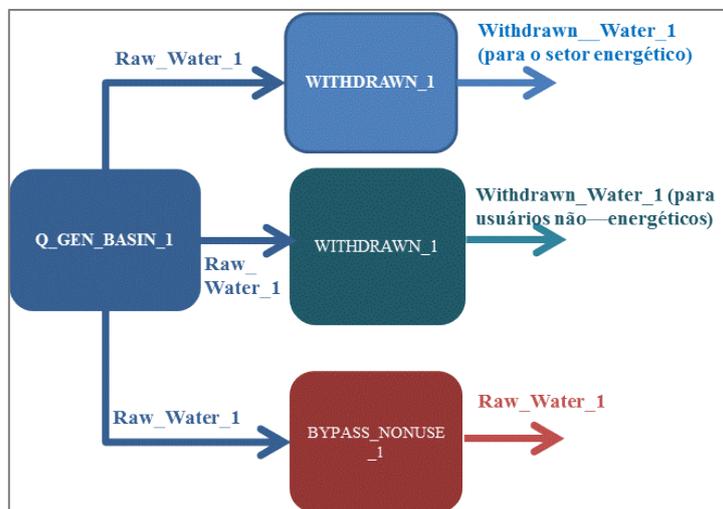


Figura 5-2: Estrutura da cadeia hídrica que utiliza o Nível de Água 1 na Geração de Vazão Disponível sem afluentes a montante. Caso da Região Sul – Região Hidrográfica Atlântico Sul.

Fonte: Elaboração própria

O rio Paraná, correspondente à Região Hidrográfica Paraná, distribui suas águas desde a Região Sudeste (SE) e Centro-Oeste (CO), onde o Rio Paraná e seus afluentes vertem suas águas para a Região Sul (S). Nesse caso, a Bacia_3_S na Região Sul receberá água de duas Bacias localizadas à montante, como mostra a Figura 5-3:

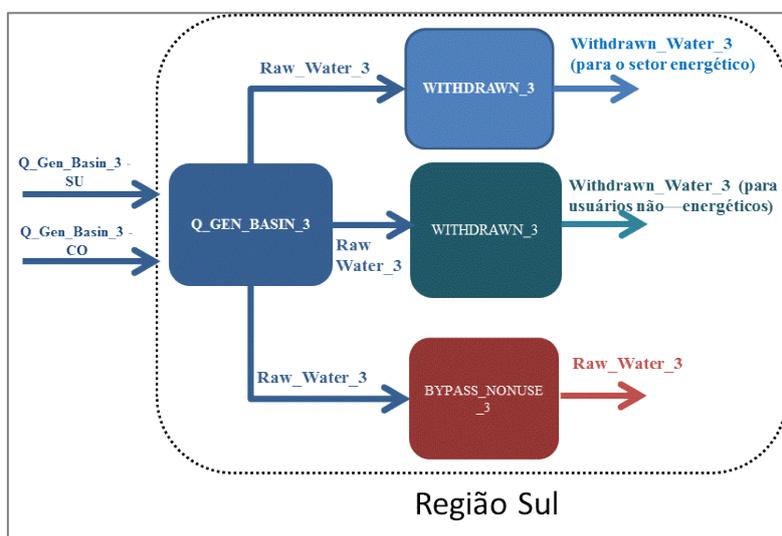


Figura 5-3: Estrutura da cadeia hídrica que utiliza o Nível de Água 1 na Geração de Vazão Disponível com afluentes a montante. Caso da Região Sul – Região Hidrográfica Paraná.

Fonte: Elaboração própria

A figura a seguir mostra o destino final das três Bacias que compõem a Região Sul. (i) Bacia_1_S, que tem como foz o oceano; (ii) Bacia_2_S, que pertence a toda a área da Região Hidrográfica Uruguai, cujo rio principal vai para o Uruguai, sendo considerado como um Rio Internacional; (iii) Bacia_3_S, que, como foi explicado anteriormente, recebe como afluente as águas do Rio Paraná do CO e SE. Cabe indicar que na Figura 5-4 somente aparecem as afluições das águas da Bacia_3_CO da Região CO para Região S.

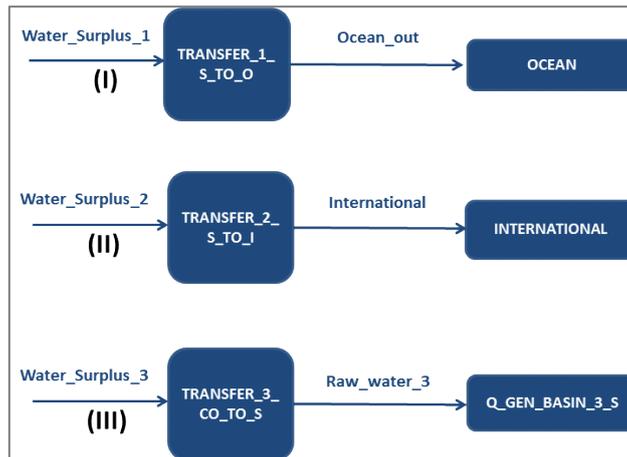


Figura 5-4: Estrutura da cadeia hídrica do fluxo de água excedente de uma Bacia.

(I) Excedente da Bacia_1_S da Região S; (II) Excedente da Bacia_2_S da Região S;
(III) Excedente da Bacia_3_CO da Região CO.

Fonte: Elaboração própria

Nível 2 – Captação do recurso hídrico para o setor energético e de outros usuários consuntivos (*Treated Water*): Nesta etapa estão os processos de operação unitária de necessidade hídrica para o setor elétrico (excluindo hidrelétricas), sendo que no setor termelétrico a operação unitária de resfriamento é o processo com uso consuntivo mais intenso de água. Portanto, o setor elétrico foi agrupado em duas operações unitárias de necessidade hídrica: (i) Resfriamento (TIPO DE RESFRIAMENTO_BASIN_X), (ii) Outros Processos de não resfriamento (NON-COOLING_BASIN_X). Dessa maneira, o processo de TIPO DE RESFRIAMENTO_BASIN_X possui como fluxo de *input* a Água Captada (Withdrawn_Water_X) e como *output* o Frio (Cold_X) necessário para o vapor de exaustão.

O processo NON-COOLING_BASIN_X possui com fluxo de *input* a Água Captada (Withdrawn_Water_X) e como *output* o Água de Processo (Process_X) que dependerá das necessidades de cada tipo de termelétrica. A Figura 5-5 explica o balanço de água específico para cada operação unitária de necessidade hídrica e os insumos fornecidos às UTEs. Para o caso da energia solar fotovoltaica, é considerado somente o processo NON-COOLING_BASIN_X.

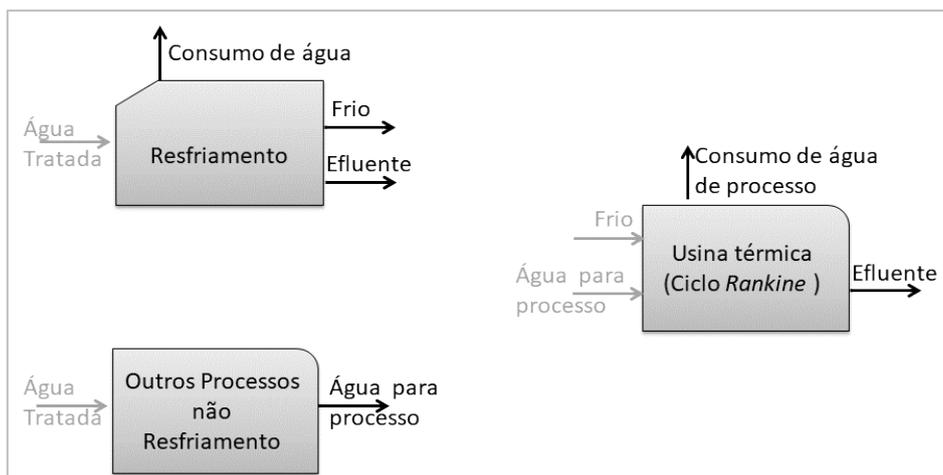


Figura 5-5: Balanço de água dos processos e insumos para o setor termelétrico a ciclo *Rankine*.

Fonte: Elaboração própria

Os sistemas de resfriamento considerados no modelo são o sistema aberto (OC), fechado à torre úmida (WCT) e fechado seco (DRY). Cada um abastecerá ao modelo diversas características técnicas e econômicas (penalidade energética e custos) que contribuirão com a otimização do sistema energético modelado. Assim cada Bacia/região energética terá uma combinação de estes três sistemas de resfriamento que poderá escolher de acordo às necessidades das UTEs; além do processo de NON_COOLING_BASIN_X. Cabe indicar, que o modelo é livre de escolher mais de um tipo de sistema de resfriamento para suprir a demanda de Frio em usinas novas. Portanto, cada Unidade Hidrográfica terá dois insumos: Frio e Água de Processo.

A figura a seguir mostra a seção da cadeia hídrica com as operações unitárias de necessidade hídrica na Bacia_1_S na Região Sul.

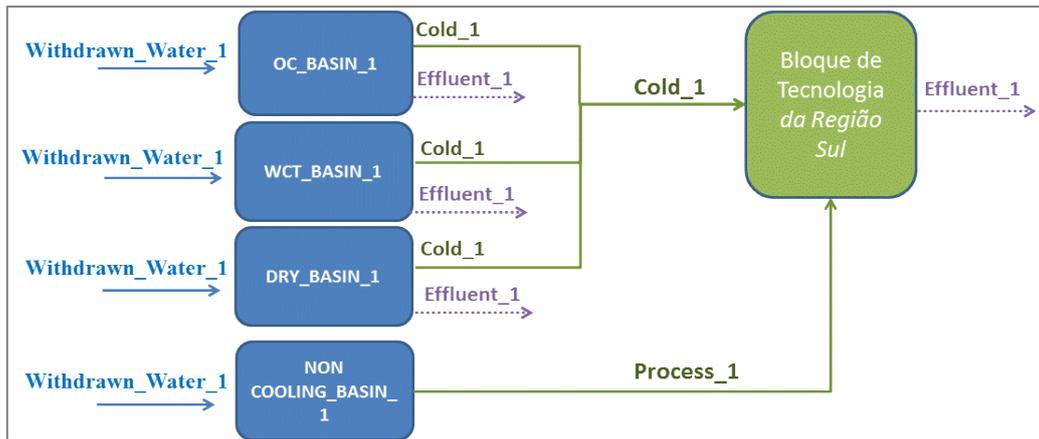


Figura 5-6: *Inputs e Outputs* dos fluxos do Nível de Água 2 da Bacia_1_S para uma usina termelétrica na Região Sul

Fonte: Elaboração própria

No aspecto técnico-econômico, são considerados custos de investimento dos sistemas de resfriamento. Eles foram baseados nos custos assumidos pelo IECM (2017). Para o processo NON-COOLING_Basin_X é considerado o custo do tratamento da água para melhorar sua qualidade, principalmente para água utilizada na caldeira. O custo do tratamento de água é de 0,528 US\$/m³ (DOE, 2012). A penalidade energética é assumida para os diferentes sistemas de resfriamento com base a IECM (2017).

O desempenho e o fator de operação dos processos do módulo hídrico foram assumidos em 100%. O tempo de operação das operações unitárias é considerado de 30 anos.

Para determinação da capacidade instalada existente de sistemas de resfriamento, realizou-se um levantamento de informação e mapeamento sobre a localização das UTEs, capacidade instalada de cada UTE (MW) e o tipo de sistema de resfriamento. Para os casos em que não foi possível identificar o tipo de resfriamento assumiu-se o uso de OC. O histórico da capacidade instalada dos sistemas de resfriamento é baseado no total de Frio gerado em cada Bacia/região energética.

A Tabela 5-10 mostra os valores técnico-econômicos assumidos no modelo, à exceção da distribuição dos sistemas de resfriamento no parque termelétrico brasileiro e

a capacidade instalada dos sistemas de resfriamento, os quais se encontram no Anexo 3 e Anexo 4, respectivamente.

Tabela 5-10: Informação técnico-econômica dos sistemas de resfriamento no MSB8000

Sistemas de resfriamento	Custo de investimento (M US\$)	Penalidade Energética (TWh/ano)	Desempenho	Fator de operação	Tempo de vida útil
OC	899,1	4,129	100%	100%	30 anos
WCT	954,4	4,093	100%	100%	30 anos
DRY	1081	4,058	100%	100%	30 anos

Fonte: Adaptado de IECM, 2017.

Outro processo criado neste nível é a do Efluente da Bacia (EFFLUENT_GENERATION_X). Assim, é considerado todo o efluente gerado em cada operação unitária em uma Bacia. O processo tem como *input* o Efluente (Effluent_X) e como *output* a água considerada como excedente da Bacia (Water_Surplus_X). A Figura a seguir mostra como seriam as Formas de Água e a tecnologia de Efluente da Bacia_1_S (Região Hidrográfica do Atlântico Sul)



Figura 5-7: Inputs e Outputs dos fluxos do Processo Geração de Efluente da Bacia_1_S na Região Sul

Fonte: Elaboração própria

Os usuários não-energéticos identificados neste estudo de caso são: (i) abastecimento humano urbano, (ii) abastecimento humano rural, (iii) Agricultura, (iv) Pecuária e (v) Indústria. O processo que recebe o *input* de Withdrawn_Water_X é chamado de Outros Usuários (OTHER_X).

Nível 3 - Integração dos processos com a tecnologia de energia (*Transferred Water*):

Com a finalidade de assegurar que os diferentes Insumos sejam produzidos com o recurso hídrico de uma mesma Unidade Hidrográfica, assim como para ajuda da contabilização é criada um processo de Bloco de Tecnologias (PP_BLOCK_CODIFICAÇÃO-TECNOLOGIA_Y_Basin_X). Este processo recebe como *input* os diferentes Insumos produzidos (Cold_X e Process_X) de acordo com as necessidades de cada tipo de usina do modelo energético.

O *output* do PP_BLOCK_CODIFICAÇÃO-TECNOLOGIA_Y_Basin_X é o fluxo Block_Y, que representa todos os mesmos insumos da Bacia_X e que fornecem à tecnologia da energia de codificação Y. O modelo é livre para escolher diversas quantidades do grupo de insumos até chegar a satisfazer a demanda.

O PP_BLOCK_CODIFICAÇÃO-TECNOLOGIA_Y_Basin_X indica os coeficientes de quantidade de vapor de exaustão a resfriar e água de processo de não resfriamento dependendo do tipo de usina. Assim, dependendo do tipo de Processo (Process_X) requerido, será gerado um Efluente (Effluent_X).

A Figura 5-8 apresenta a transferência de grupo de insumos do Bloco de Tecnologia de Carvão Mineral Doméstico (Codificação do Bloco = 20) das Bacia_1_S, Bacia_2_S e Bacia_3_S para a “Usina Termelétrica a Carvão Mineral Doméstico Existente” na Região Sul.



Figura 5-8: Transferência do Grupo de Insumos à Usina Termelétrica a Carvão Mineral Doméstico Existente na Região Sul.

Fonte: Elaboração própria

A Figura a seguir mostra a estrutura de toda a cadeia hídrica construída na Região Sul. Além disso, a lista de todos os Níveis de Água, *Commodities* são indicados no Anexo 5.

Região Sul (Atual)

Basin_1 Região Hidrográfica Atlântico Sul

Basin_2 Região Hidrográfica Uruguai

Basin_3 Região Hidrográfica Paraná

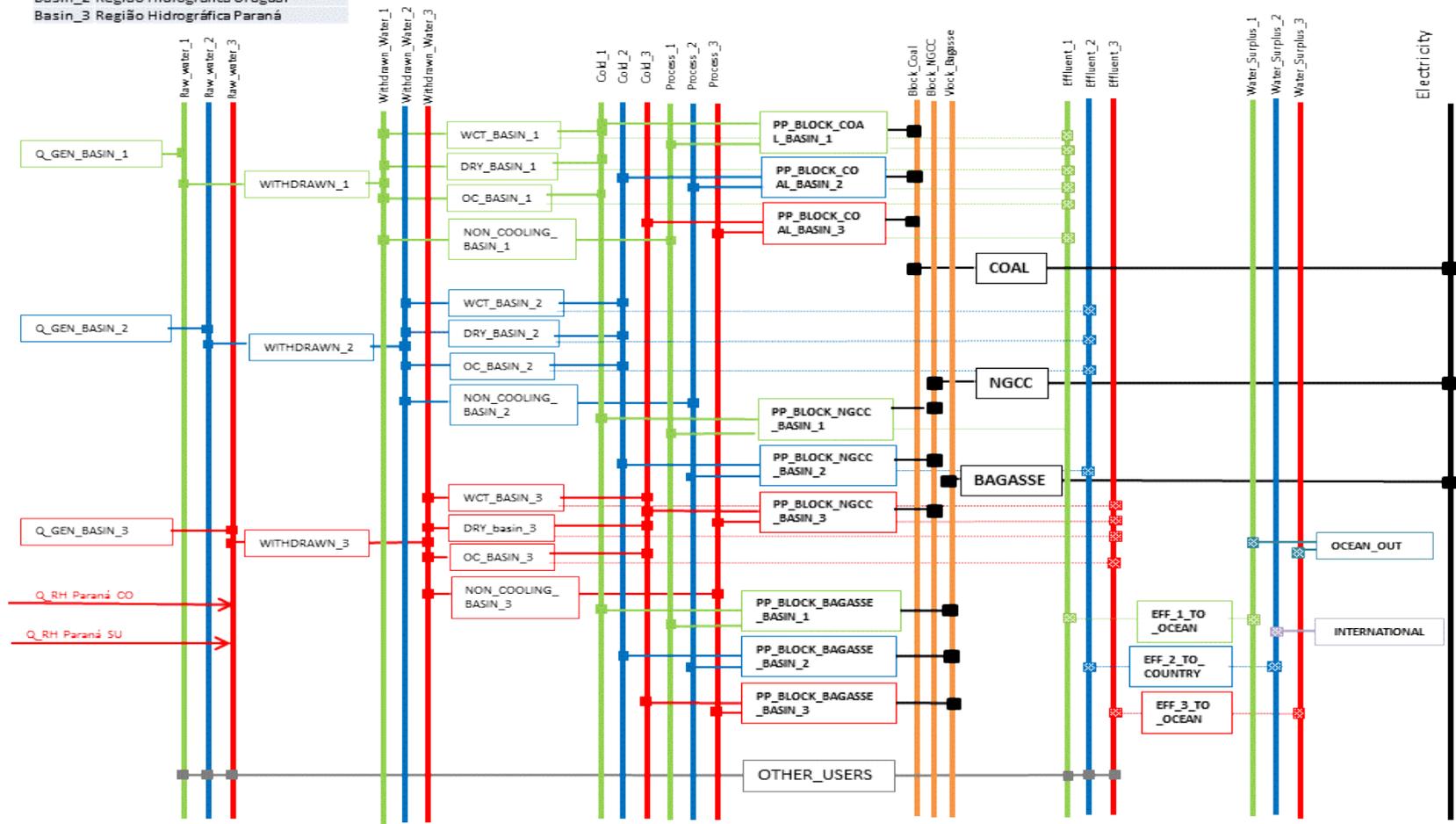


Figura 5-9: Estrutura da Cadeia Hídrica para o setor elétrico na Região Sul do modelo MSB8000.

Fonte: Elaboração própria

5.4 Cenários

Os cenários a serem testados servem para validar a metodologia proposta. Assim, é possível avaliar se a inclusão da variável hídrica pode afetar a expansão do planejamento energético. São propostos três grupos de cenários para o estudo de caso do setor elétrico no Brasil: (i) um cenário que serve como linha de base – cenário de referência. (ii) um grupo de cenários de diagnóstico que utiliza restrições de disponibilidade hídrica e também usa custo pela demanda de água e (iii) grupo de cenários que considera estratégias de descarbonização.

A. Cenário de Referência (REF)

B. Cenários de Diagnóstico

B.1 Cenário de restrição de disponibilidade hídrica para o setor elétrico, não hidrelétrico (REF-Qout).

B.2 Cenário de custo da água (REF-CA1500 - custo água US\$1500/1000 m³ água)

C. Cenários de Baixo Carbono (BC) - Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa

C.1 Cenário de custo de carbono (BC50 – custo de carbono US\$ 50/tCO₂)

C.2 Cenário de custo de carbono com restrição de disponibilidade hídrica (BC50-Qout)

C.3 Cenário de custo de carbono com custo da água (BC50-CA1500)

As possíveis respostas do modelo frente aos cenários propostos são (i) uma mudança na escolha do processo de resfriamento (nos casos das termelétricas a ciclo *Rankine*), (ii) uma mudança na escolha de tecnologia energética, (iii) uma mudança de localização de uma tecnologia energética para outra região MSB8000, e/ou, (iv) uma mudança de localização de uma tecnologia energética para outra bacia dentro de uma mesma região MSB8000²⁵.

²⁵ Cabe ressaltar que, embora o modelo permita esse último tipo de resposta (iv), isso ainda não é possível dentro da estrutura atual do MSB8000, pois não há diferenças intraregionais de custo no modelo (e.g. por

A. Cenário de Referência (REF)

O cenário REF não considera restrições de disponibilidade hídrica ou custo da água. Assim, o modelo apenas faz a contabilização da quantidade de água retirada e consumida no setor elétrico por cada bacia/região MSB8000. Este cenário serve como linha de base para comparação dos demais cenários a serem testados.

Ao não ter restrição hídrica, o modelo fica livre para que as tecnologias energéticas capturem água para suprir a retirada de água de qualquer bacia hidrográfica dentro de cada região MSB8000. No caso das usinas termelétricas a ciclo *Rankine*, o modelo poderá iniciar a otimização considerando a capacidade instalada histórica de tipo de geração de frio (livre escolha de tecnologia de resfriamento), adicionado previamente no modelo.

B. Cenários de Diagnóstico

B.1 Cenário de restrição na disponibilidade hídrica (REF-Qout)

Neste cenário, limita-se a disponibilidade hídrica de cada bacia de forma a avaliar os efeitos sobre a geração elétrica e/ou a retirada e consumo de água modelada no cenário REF.

Realizou-se um comparativo de categorias de vazão que poderiam ser utilizadas para demonstrar a aplicabilidade da metodologia proposta neste cenário. Assim, foram estudadas: (i) uma vazão média de longo período (Q_m); (ii) uma vazão mínima com uma percentagem de permanência de 95% em um período de tempo (Q_{95})²⁶; (iii) uma vazão máxima de outorga²⁷ para rios de domínio federal, que a ANA (2005) estabelece como 70% do Q_{95} de um corpo hídrico (Q_{out}).

Todas as vazões analisadas (Q_m , Q_{95} , Q_{out}) foram obtidas e/ou calculadas com base nos estudos da Conjuntura dos Recursos Hídricos da ANA (2011) e dos

distância do centro consumidor). Não obstante, é uma alternativa que pode ser explorada em estudos futuros.

²⁶ Esta disponibilidade hídrica considera também as vazões regularizadas em bacias onde estudos bibliográficos assim o determinaram

²⁷ Instrumento de gestão de recursos hídricos, tratado no capítulo 2.

cadernos de todas as regiões hidrográficas publicados pelo MMA (2006a, 2006b, 2006c, 2006d, 2006e, 2006f, 2006g, 2006h, 2006i, 2006j, 2006k, 2006l), como mostra a **Tabela 5-11**:

Tabela 5-11: Disponibilidade hídrica por bacia em Mm³/ano

Bacia	Qm	Q95	Qout
Bacia_1_S	127878	20404	14283
Bacia_2_S	129392	17818	12472
Bacia_3_S	94703	32926	23048
Bacia_3_SE	171476	90804	63563
Bacia_4_SE	99875	36109	25276
Bacia_5_SE	31430	4211	2948
Bacia_6_SE	71691	27515	19261
Bacia_5_NE	14636	9636	6745
Bacia_6_NE	24084	30795	21556
Bacia_9_NE	82246	10092	7064
Bacia_10_NE	24409	2870	2009
Bacia_11_NE	24188	11952	8367
Bacia_3_CO	106923	64099	44869
Bacia_7_CO	74393	24661	17263
Bacia_8_CO	191403	57881	40517
Bacia_12_CO	305931	29328	20530
Bacia_8_N	238241	113896	79727
Bacia_12_N	3855118	1089064	762345

Fonte: Adaptado de ANA (2011), MMA (2006a, 2006b, 2006c, 2006d, 2006e, 2006f, 2006g, 2006h, 2006i, 2006j, 2006k).

Uma análise destas vazões já evidencia um déficit hídrico na Bacia_10_NE (Região Hidrográfica Nordeste Oriental) para uma disponibilidade de vazão de Q95 e Qout. Além disso, a Bacia_1_S (Região Hidrográfica do Atlântico Sul) tem um déficit hídrico para a disponibilidade de outorga – Qout. Além disso, a Bacia_5_SE (Região Hidrográfica do Atlântico Leste) está próxima a ser impactada pela disponibilidade da vazão Qout. Por outro lado, as bacias com maior disponibilidade hídrica são Bacia_3_SE (Região Hidrográfica do Paraná na região sudeste), Bacia_8_CO (Região Hidrográfica Tocantins-Araguaia na região centro-oeste), Bacia_8_N (Região Hidrográfica de Tocantins-Araguaia na região norte), Bacia_12_CO (Região Hidrográfica Amazônica na região centro-oeste) e

Bacia_12_N (Região Hidrográfica Amazônica na região norte). A Figura 5-10 mostra a análise de todas as bacias, com exceção das vazões Qm, e das vazões Q95 e Qout das bacias Bacia_8_CO, Bacia_8_N, Bacia_12_CO e Bacia_12_N²⁸.

Portanto, este cenário de diagnóstico B.1 utilizará a vazão Qout para avaliar a restrição de disponibilidade hídrica no modelo de expansão de oferta energética do cenário REF.

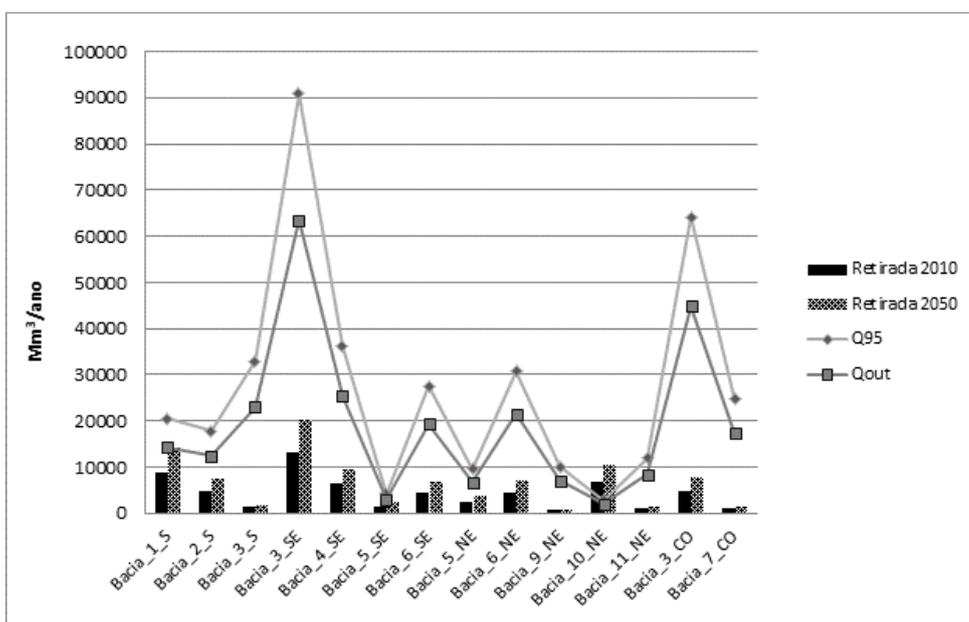


Figura 5-10: Retirada versus disponibilidade hídrica Q95 e Q outorga

Fonte: Elaboração própria

Além do mais, assume-se que cada vazão é constante no tempo. Dessa maneira, considerando a demanda de água dos outros usuários consuntivos não-energéticos (demanda de água exógena, já inserida no modelo), avalia-se se alguma bacia teria algum impacto devido a uma restrição de vazão, ainda sem considerar a demanda de água do setor elétrico. Esse comparativo é realizado para os anos de 2010 e 2050.

²⁸ A bacias mencionadas foram desconsideradas na figura 5-10 por motivos de melhor visualização dos resultados, uma vez que elas possuem uma quantidade de vazão disponível elevada.

B.2 Cenário de precificação da água (REF-CA1500 - custo água US\$1500/1000 m³ água)

Este cenário de diagnóstico tem como objetivo avaliar se o modelo consegue ter uma resposta frente à incorporação de custos da água (CA) no sistema de expansão de energia modelado. Como foi explicado na metodologia (capítulo 4), o custo da água pode ser inserido no processo de `Withdrawn_X`. Assim, este cenário de custo é aplicado à quantidade de água captada e não quantidade de energia elétrica gerada.

Esse cenário simula a cobrança pelo uso de água²⁹ dos usuários consuntivos de água do modelo. Entende-se que uma das possíveis respostas do modelo no setor energético é a mudança na escolha dos processos de sistema de resfriamento, uma vez que um sistema aberto pode se tornar uma tecnologia mais cara frente a um resfriamento fechado, como a torre úmida, devido ao custo a pagar pela quantidade de água demandada. Da mesma forma, isto pode acontecer com um processo de resfriamento fechado a torre úmida frente a um resfriamento seco. Além disso, os efeitos no custo da água podem fazer com que o modelo otimize o sistema de expansão energética escolhendo outro tipo de tecnologia energética (mais barata) para suprir a demanda elétrica.

Realizou-se uma análise prévia para ter como indicativo qual seria (em ordem de grandeza) a transição do valor do custo da água que faria as usinas termelétricas a ciclo *Rankine* mudarem o sistema de resfriamento de um OC para um WCT ou para um DRY. Assim, a Figura 5-11 mostra de maneira conceitual quanto cresce o custo do frio gerado por cada tipo de resfriamento quando aumenta o custo da água. Esta análise considera um preço exógeno da eletricidade (EPE, 2015), os custos de investimento dos sistemas de resfriamento, uma taxa de retorno de 10%, sem considerar custos de tratamento de água. Os resultados mostrados na Figura 5-11 indicam que para que uma tecnologia migre de um tipo de resfriamento OC para um WCT não é necessária uma grande variação no custo da água. Porém, para poder mudar de um sistema de resfriamento WCT para um DRY é necessário um aumento significativo do custo da água.

²⁹ Instrumento de gestão dos recursos hídricos, tratado no capítulo 2.

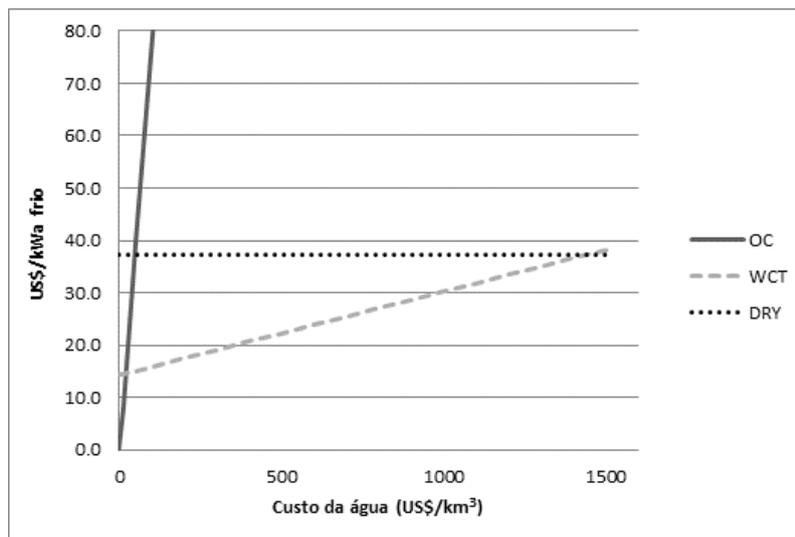


Figura 5-11: Intervalos de custo da água para sistemas de resfriamento no Brasil

Fonte: Elaboração própria

Com base no levantamento de informação na seção 2.1.3.3, assume-se que o custo da água captada para todas as regiões será próximo ao valor do Encargo Hídrico Emergencial aplicado no Estado do Ceará para casos de períodos de seca. O valor a utilizar é de US\$ 1500,00/1000m³ (cenário CA1500)³⁰. O custo da água é considerado para todos os usuários consuntivos energéticos e não-energéticos. Dessa maneira, neste cenário as hidrelétricas não contêm um custo relacionado à água utilizada. A implementação deste instrumento econômico se dá no período 2020-2050.

³⁰ Cabe indicar que o valor do Encargo Hídrico Emergencial do Estado do Ceará é aplicado ao volume de água bruta consumida pelas termelétricas, Neste cenário está se considerando o valor de US\$ 1500,00/m³ de água captada. Porém, esse valor é assumido por motivos de aplicação da metodologia proposta.

C. Cenários de Baixo Carbono (BC50) - Mitigação de emissões de gases de efeito estufa

C.1 Cenário de custo de carbono (BC50 – custo de carbono US\$ 50/tCO₂)

O cenário de mitigação de emissões de GEE proposto está relacionado com a implementação de um custo pela emissão de CO₂. As unidades são expressas em US\$/ tonelada de CO₂e emitida.

Este custo de carbono é aplicado ao cenário REF. O intuito da proposta deste cenário é analisar o efeito de um esforço de mitigação de emissões de GEE portfólio sobre a expansão de todo o sistema energético integrado, e com isto, sobre a retirada e consumo de água no setor elétrico. Baseado nos estudos de NOGUEIRA *et al.* (2014), NOGUEIRA *et al.* (2016), LUCENA *et al.* (2016) e MCTIC (2017), o custo de carbono considerado é de 50US\$/tCO₂ (BC50). A implementação deste custo se dá no período 2020-2050. O módulo de custo de carbono encontra-se já inserido no modelo energético e é aplicado para todos os setores econômicos.

No que se refere ao cálculo de emissões de GEE, o modelo energético calcula as emissões a partir da calibração do ano-base 2010. Os GEE considerados são o dióxido de carbono -CO₂, metano - CH₄ e óxido nitroso - N₂O. As emissões serão convertidas em termos de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) segundo a métrica do potencial de aquecimento global - GWP (100 anos) do *Assessment Report 5*, do IPCC (GWP 100 – AR5) (IPCC, 2013). A Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (TCN) utilizou como referência os mesmos fatores de emissão (MCTI, 2016).

C.2 Cenário de custo de carbono com restrição de disponibilidade hídrica (BC50-Qout)

Neste cenário considera-se um cenário de custo de carbono (BC50) no sistema energético integrado com uma restrição da disponibilidade hídrica (Qout) no setor elétrico e os outros usuários não-energéticos. O objetivo deste cenário é avaliar se a

imposição de restrições hídricas no setor elétrico pode influenciar as estratégias de descarbonização do sistema energético integrado.

C.3 Cenário de custo de carbono com custo da água (BC50-CA1500)

Neste cenário considera-se um cenário de custo de carbono (BC50) do sistema energético integrado com uma precificação da água de US\$1500/1000 m³ água. De maneira similar ao cenário proposto anteriormente (BC50-Qout), o objetivo deste cenário é avaliar como as estratégias de descarbonização junto com um custo para captação de água podem afetar a todo o sistema na otimização da expansão energética.

A tabela abaixo sumariza os cenários testados no estudo de caso proposto neste trabalho:

Tabela 5-12: Resumo dos cenários propostos para avaliação do módulo hídrico no MSB8000

Grupo de Cenário	Nome de Cenário	Descrição	Nomenclatura
Cenário de Referência	Cenário de Referência	Não restrição	REF
Cenários de Diagnóstico	Cenário de restrição de disponibilidade hídrica	Disponibilidade hídrica = vazão de outorga (70% Q95)	REF-Qout
	Cenário de custo da água	Custo da água = US\$1500/1000 m ³ água	REF-CA1500
Cenários de Baixo Carbono (BC) - Mitigação de Emissões de GEE	Cenário de custo de carbono	Custo de carbono = US\$ 50/tCO ₂	BC50
	Cenário de custo de carbono com restrição de disponibilidade hídrica	Custo de carbono = US\$ 50/tCO ₂ Disponibilidade hídrica = vazão de outorga (70% Q95)	BC50-Qout
	Cenário de custo de carbono com custo da água	Custo do carbono = US\$ 50/tCO ₂ Custo da água = US\$1500/1000 m ³ água	BC50-CA1500

Fonte: Elaboração própria

O capítulo seguinte mostra os resultados de cada cenário proposto. Também, apresenta-se uma análise das variações nos resultados entre o cenário REF e os cenários de diagnóstico, assim como os cenários de mitigação de emissões de GEE.

6. RESULTADOS

As seções a seguir apresentam os resultados para os cenários propostos acima. Em primeiro lugar, o cenário REF é apresentado e discutido com a finalidade de fornecer uma referência para o tipo de informação que o novo módulo hídrico no modelo de expansão energética pode fornecer. Em seguida, os demais cenários, são apresentados de forma a mostrar como o modelo reage a restrições dos cenários de diagnóstico e de mitigação de emissões de GEE. Em seguida, é feita uma discussão dos resultados e uma análise da aplicação do modelo.

6.1 Resultados dos cenários

6.1.1 Resultados do Cenário de Referência (REF)

O cenário REF projeta o caminho para a evolução do sistema energético integrado brasileiro sem nenhum esforço de mitigação de emissões de GEE ou restrição hídrica.

A Figura 6-1 mostra a geração de energia elétrica que vai de 454 TWh/ano em 2010 para 877 TWh/ano em 2050, quase duplicando nesses quarenta anos. Observa-se que a expansão da energia hidrelétrica continua sendo a principal fonte de geração de eletricidade no cenário de referência, porém ela perde importância relativa até 2050. A maior expansão da geração hidrelétrica ocorre no início do período (até 2020), quando as grandes usinas hidrelétricas atualmente em construção tornam-se operacionais. Assim, para 2020, a participação hidrelétrica na geração é de 78%, caindo para 70% e 54% em 2030 e 2050, respectivamente.

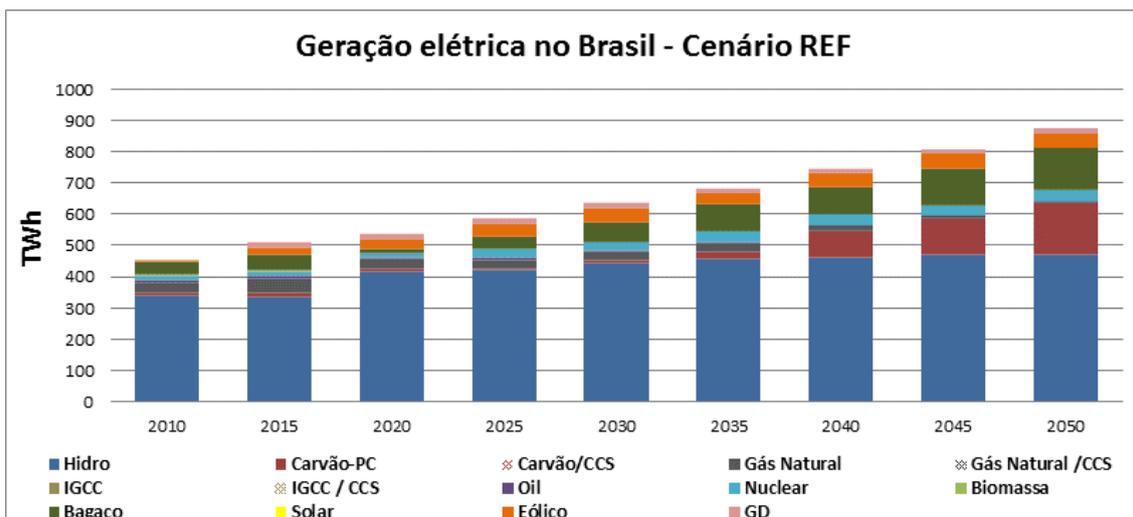


Figura 6-1: Geração elétrica no Brasil (TWh/ano), período 2010 - 2050 – Cenário REF

Fonte: Elaboração própria

Além disso, o cenário REF apresenta uma penetração da geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, baseada principalmente em carvão mineral (com geração de termelétricas a combustão carvão pulverizado), especialmente depois de 2030 (a participação do carvão mineral aumenta de 1,2% em 2020 até 19% em 2050). Ao contrário, o gás natural e o óleo reduzem sua participação na matriz energética, de 4,2% em 2020 para 0,7% em 2050 e de 1,1% em 2020 para 0,1% em 2050, respectivamente. A geração de energia nuclear cresce chegando a ter uma participação de 3,7% em 2050. Além disso, a penetração de energia renovável no cenário REF aumenta em 2050 em 53,6% para hidrelétricas, 16% para bagaço e 5% para geração eólica. Cabe indicar que, no cenário REF, não existe geração de combustíveis fósseis com Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) ou com tecnologia de IGCC (Figura 6-1).

No que se refere às emissões de CO₂e do cenário REF, o sistema energético integrado emitiu 584 Mt CO₂e em 2010, e quase duplica as emissões em 2050 (1112 Mt CO₂e).

No aspecto hídrico, a Figura 6-2 mostra a participação do setor elétrico na retirada e consumo de água com os outros usuários consuntivos no Brasil, em 2010 e

2050. Em 2010, o país teve uma demanda total dos recursos hídricos de 79658 Mm³. O maior demandante de água foi o setor da agricultura, para a irrigação, com 47% de participação, seguido pelo abastecimento urbano (20%), pelo setor elétrico (14%), indústria (13%), pecuária (5%) e abastecimento de água rural (1,5%). Em 2050, o cenário REF indica um aumento de 85% em relação a 2010, com um total de 147004 Mm³. Dessas demandas, a agricultura continua sendo a principal, com 42%. O segundo maior demandante de água em 2050 é o setor elétrico, com uma participação de 27%, seguido pelo setor industrial (13%), abastecimento urbano (12%), pecuária (5%) e o abastecimento rural (0,9%).

Com respeito ao consumo de água total no país, o cenário REF mostra que o consumo de água corresponde a 44% da demanda total de água em 2010 (35103 Mm³) e a 39% em 2050 (57052 Mm³). Desses totais, a agricultura continua tendo a maior participação entre os usuários consuntivos, com 75% e 76% em 2010 e 2050, respectivamente. A participação do setor elétrico no consumo total do país somente atinge 0,4% e 0,8%, em 2010 e 2050, respectivamente (ver Figura 6-2).

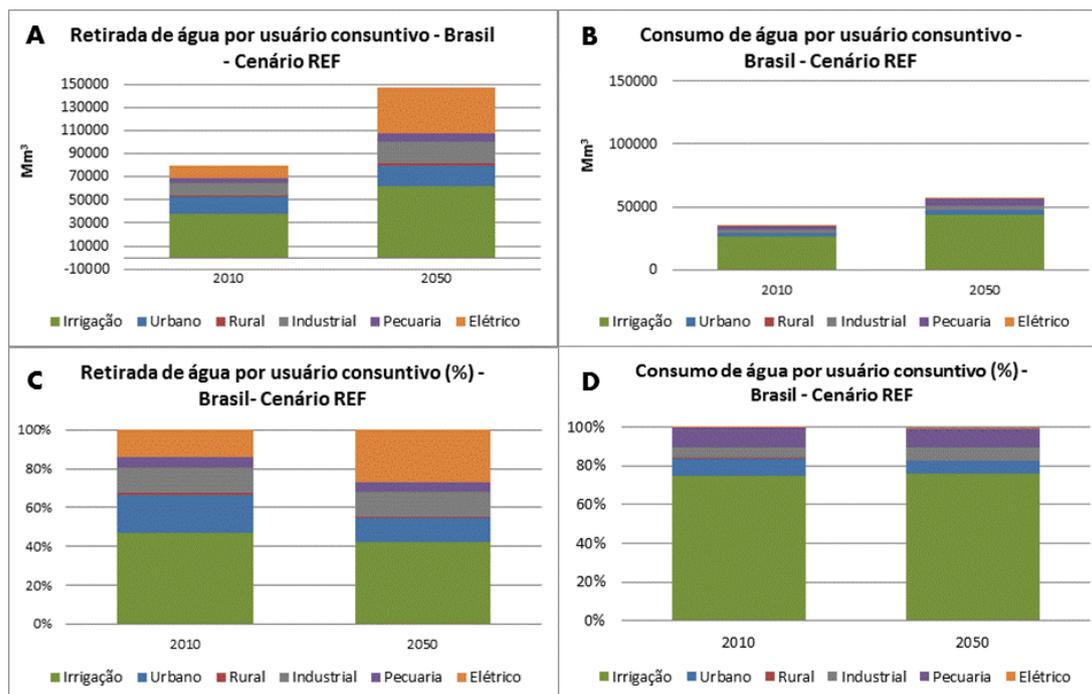


Figura 6-2: Demanda e consumo de água por usuário consuntivo no Brasil em 2010 e 2050 – Cenário REF.

(A) Retirada de água expressado em Mm^3/ano . (B) Consumo de água expressado em Mm^3/ano . (C) Retirada de água expressado em percentagem (%). (D) Consumo de água expressado em percentagem (%).

Fonte: Elaboração própria

A Figura 6-3 mostra a distribuição da retirada total e consumo total de água por regiões hidrográficas. Pode-se observar que as maiores retiradas por recursos hídricos estão na região hidrográfica do Paraná (Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste) e na região hidrográfica do Atlântico Sudeste (Região Sudeste). Na trajetória da retirada por água, observa-se que a região hidrográfica do Paraná tem uma retirada de $23469 Mm^3$ em 2010 (29% do total retirado no país), que sobe para $37286 Mm^3$ em 2050 (25% do total retirado no país). A região hidrográfica do Atlântico Sudeste possui uma demanda de $10439 Mm^3$ em 2010 (13% do total retirado no país) e aumenta para $28869 Mm^3$ em 2050 (20% do total demandado no país).

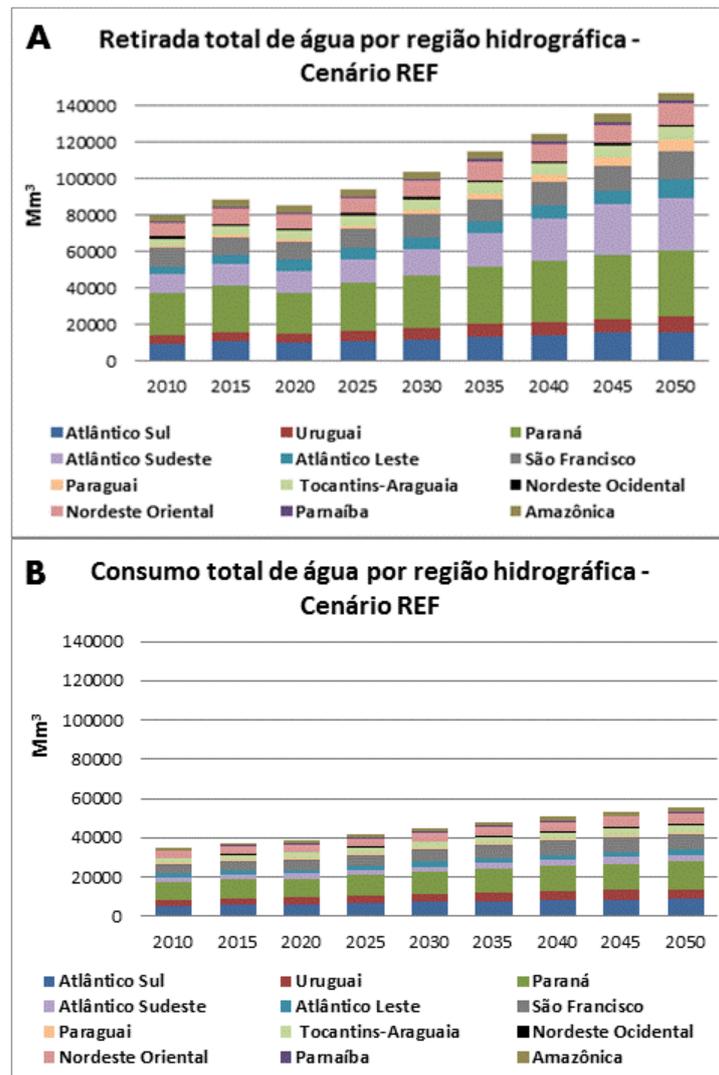


Figura 6-3: Distribuição da retirada total e consumo total de água por Regiões Hidrográficas, período 2010 – 2050, segundo o cenário REF (Mm³/ano)³¹.
 (A) Retirada de água expresso em Mm³/ano. (B) Consumo de água expresso em Mm³/ano.

Fonte: Elaboração própria

A distribuição do consumo dos recursos hídricos no cenário REF, Figura 6-3, indica que a região hidrográfica do Paraná e a região hidrográfica do Atlântico Sul (Região Sul) têm a maior participação. Por outro lado, a região hidrográfica do Atlântico Sudeste não consome muita água. Na trajetória do consumo de água por

³¹ Pode-se observar que existe uma queda na demanda e no consumo de água em 2020. Isto acontece devido a correções feitas na demanda de energia devido à crise econômica do país, mencionada no início desta seção.

região hidrográfica, observa-se que a região hidrográfica do Paraná tem um consumo de 8950 Mm³ em 2010 (38% do total demandado neste ano) e este consumo aumenta para 13948 Mm³ em 2050 (37% do total demandado neste ano). A região hidrográfica do Atlântico Sul possui um consumo de 5622 Mm³ em 2010 (63% do total demandado neste ano) e este consumo aumenta para 8935 Mm³ em 2050 (58% do total demandado neste ano).

A Figura 6-4 mostra a distribuição da retirada e consumo de água para o setor elétrico modelado no cenário REF. Cabe indicar que, para uma melhor visualização, ambos parâmetros analisados não são apresentados na mesma unidade.

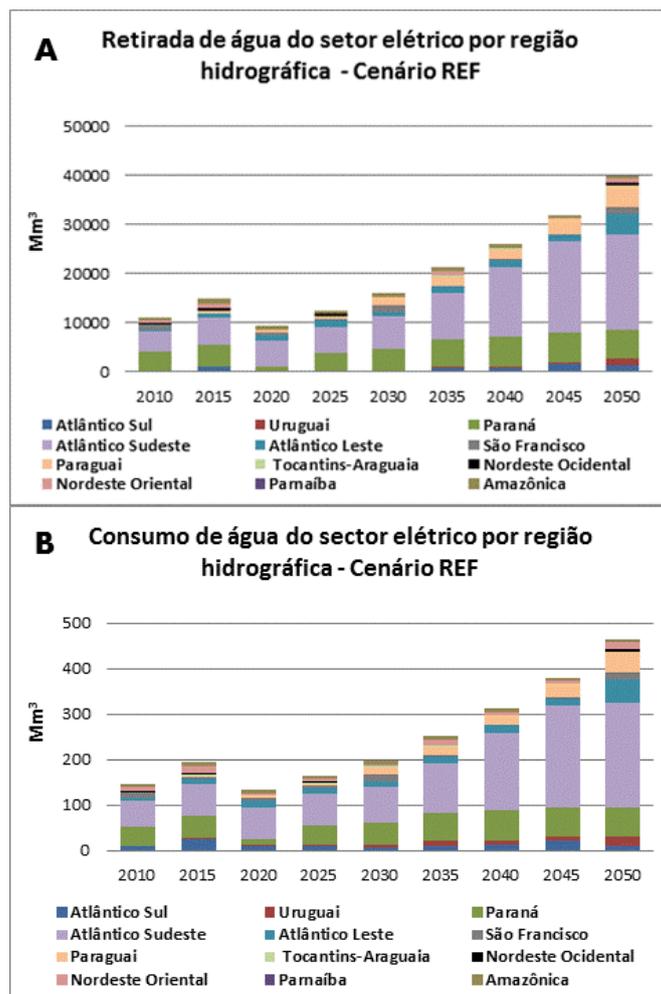


Figura 6-4: Distribuição da retirada e consumo de água do setor elétrico por Regiões Hidrográficas, período 2010 – 2050, segundo o cenário REF (Mm^3/ano)³².

(A) Retirada de água expresso em Mm^3/ano . (B) Consumo de água expresso em Mm^3/ano .

Fonte: Elaboração própria

A região hidrográfica do Paraná foi a maior demandante de água em 2010 (4122 Mm^3 , representando 37% de água demandada). Segundo sua trajetória, a região hidrográfica do Paraná demandará 5904 Mm^3 em 2050; porém, isto representa somente 15% do total demandado do setor elétrico neste ano. A região hidrográfica do Atlântico Sudeste foi a segunda maior demandante de água em 2010 (4052 Mm^3 , representando 36,6% do total demandado do setor). O alarmante desta região hidrográfica é que a

³² Pode-se observar que existe uma queda na demanda e no consumo de água em 2020. Isto acontece devido a correções feitas na demanda de energia devido à crise econômica do país, mencionada no início desta seção.

demanda aumenta em quase cinco vezes até 2050 (19392 Mm³ – representando 49% do total demandado). Outras regiões hidrográficas que se destacam pela demanda de água do setor elétrico são as regiões hidrográficas do Paraguai (região centro-oeste) e do Atlântico Leste (regiões sudeste e nordeste). A primeira teve uma participação de 0,2% da demanda de água em 2010 e de 11% em 2050. A segunda teve uma participação de 2% da demanda de água em 2010 e de 11% em 2050.

A respeito do consumo de água do setor elétrico, o cenário REF mostra que a região hidrográfica do Atlântico Sudeste apresentou os maiores valores em 2010 (57 Mm³ – 38% do total consumido). Já para 2050, mostra-se um aumento significativo do consumo de água para 229 Mm³ (49% do total consumido). Outras regiões hidrográficas que se destacam no consumo de água durante o período de 2010 a 2050 são as regiões hidrográficas do Paraná (de 30% em 2010 a 13% para 2050), Paraguai (de 0,4% % em 2010 a 10% em 2050) e Atlântico Leste (de 3% em 2010 a 11% em 2050).

A Figura 6-5 indica a quantidade de frio gerado por tipo de resfriamento. Pode-se observar que, o sistema de resfriamento OC gera 13957 MW/ano de frio, responsável por 81% do total de frio gerado em 2010. Além do mais, Figura 6-5 mostra aumento da capacidade instalada de termelétricas com sistema de resfriamento OC, uma vez que a geração de frio aumenta para 95% em 2050 (50477 MW/ano). Cabe lembrar que, o processo do sistema de resfriamento OC tem uma demanda de água maior do que os outros sistemas, pelo que se infere que a quantidade de água demandada do setor elétrico corresponde principalmente a este tipo de resfriamento. Assim, a região hidrográfica do Atlântico Sudeste é a maior ofertante de água para UTEs com sistema de resfriamento OC durante o período avaliado. Outras regiões hidrográficas que destacam na oferta de água para este sistema de resfriamento em 2050 são a região do Paraná, Nordeste Oriental, Paraguai, Atlântico Leste e Atlântico Sul.

O sistema de resfriamento de WCT gera o restante de frio demandado. Ele vai de 3288 MW/ano de frio em 2010 (19% total de frio gerado) para 2736 MW/ano em 2050 (5% do total gerado). O sistema de resfriamento DRY não tem participação neste cenário.

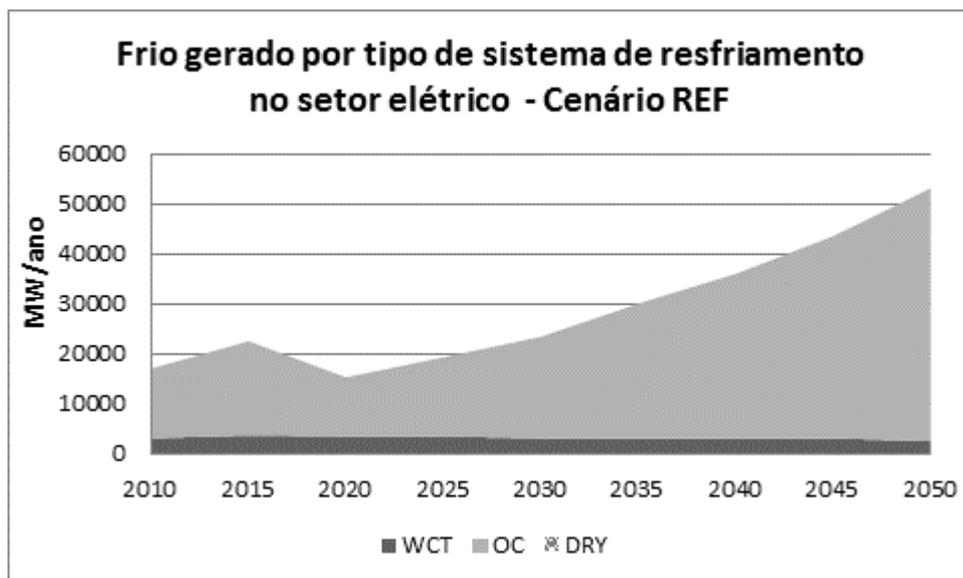


Figura 6-5: Demanda de frio gerado pelas usinas termelétricas a ciclo *Rankine* no Brasil, período 2010 – 2050, segundo o cenário REF

Fonte: Elaboração própria

A retirada de água das usinas termelétricas com sistema de resfriamento fechado a torre úmida se distribuem entre a região hidrográfica do Atlântico Sudeste, Atlântico Sul, Uruguai, Paraná, Atlântico Leste e Nordeste Oriental. Uma característica deste resultado é que a participação deste tipo de termelétricas por região hidrográfica não apresenta muita variação com respeito à demanda de água durante sua trajetória entre 2010 a 2050, o que indica que não houve instalações de novas usinas com este tipo de resfriamento.

Nas próximas seções, os resultados do cenário REF de linha de base serão comparados com os resultados dos cenários de diagnóstico e os cenários de mitigação de emissão de GEE. Devido à grande quantidade de informação que o modelo pode fornecer, será realizada uma análise onde somente as variações mais relevantes serão mostradas. A análise foca nas variações a nível país, região energética, unidade hidrográfica e sistema hidrográfico.

6.1.2 Resultados dos Cenários de Diagnóstico

6.1.2.1 Resultados do cenário de restrição na disponibilidade hídrica (REF-Qout)

A. Variação na geração elétrica em relação ao cenário REF

Comparando os cenários de disponibilidade hídrica REF-Qout com o cenário REF, observa-se que o modelo não é afetado nem em termos de uma variação na geração elétrica total nem no portfólio de tecnologias energéticas escolhido para o cenário REF.

B. Disponibilidade hídrica

Conforme mostrado anteriormente, as projeções da demanda dos usuários consuntivos, sem considerar o setor elétrico, já apresentavam um déficit na disponibilidade hídrica na Bacia_10_NE (Região Hidrográfica Nordeste Oriental na região nordeste) e na Bacia_1_S (Região Hidrográfica do Atlântico Sul na região sul). A Bacia_10_NE apresenta um déficit hídrico em todo período analisado, enquanto a Bacia_1_S apresenta um déficit hídrico a partir do ano 2045. Com a adição do setor elétrico outras bacias foram afetadas, como a Bacia_4_SE (Atlântico Sudeste na região sudeste) a partir do ano 2045 e a Bacia_5_SE (Atlântico Leste na região sudeste) em 2050.

C. Variação da demanda de água do setor elétrico em relação ao cenário REF.

O portfólio tecnológico e a quantidade de geração elétrica não muda entre ambos cenários. Contudo, evidencia-se uma variação na demanda e consumo de água entre as unidades hidrográficas dentro de uma mesma região energética. Comparando ambos cenários, em 2050, a retirada e consumo de água do país aumenta em 1272 Mm³ e 15 Mm³, respectivamente.

Devido ao déficit hídrico das unidades hidrográficas indicado no item anterior, mostram-se os resultados da demanda de água das regiões energéticas (NE, S e SE) a que pertencem estas unidades hidrográficas.

A Figura 6-6 mostra as variações da demanda de água na região nordeste. Assim, no ano 2030 o modelo indica uma redução da demanda na Bacia_10_NE (-6 Mm³/ano) e a Bacia_6_NE (-456 Mm³/ano). Pelo outro lado, há um incremento da demanda na Bacia_5_NE (328 Mm³/ano) e Bacia_9_NE (432 Mm³/ano). Já em 2050, a demanda de água teve uma redução na Bacia_10_NE (-974 Mm³/ano) e na Bacia_5_NE (-3000 Mm³/ano). Em contraposição, há um aumento na demanda de água na Bacia_9_NE (4272 Mm³/ano).

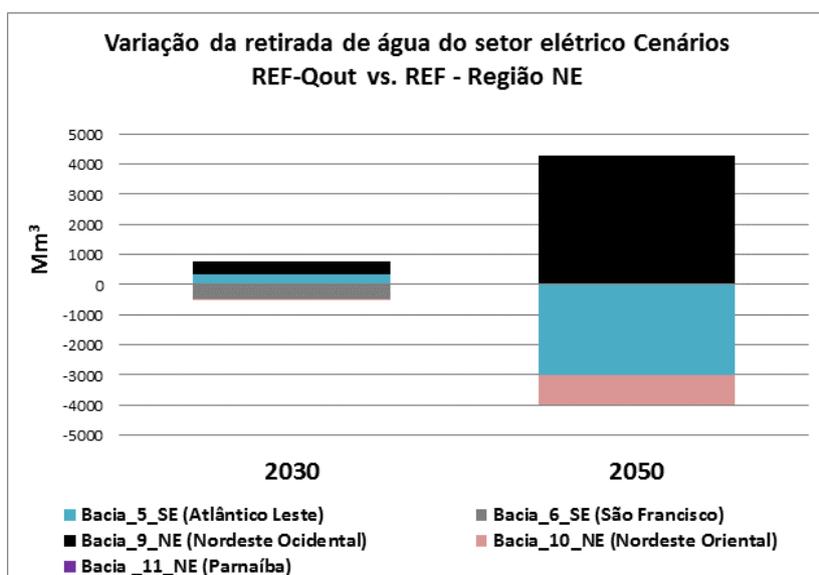


Figura 6-6: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Nordeste em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

A Figura 6-7 mostra uma variação da demanda de água na região sul no ano 2050. Existe uma redução da demanda na Bacia_1_S (1131 Mm³/ano) e Bacia_2_S (245 Mm³/ano). Na direção contrária, a Bacia_3_S apresenta um aumento da demanda em 1377 Mm³/ano.

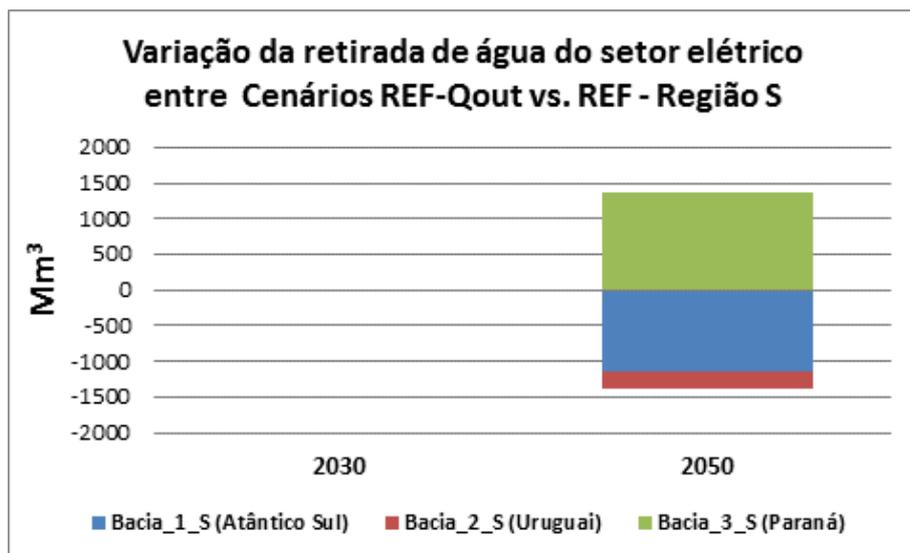


Figura 6-7: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Sul em 2030 e 2050 (Mm^3/ano). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

Finalmente, a Figura 6-8 mostra a variação da demanda de água na região sudeste. Assim, no ano 2030 a variação da demanda não é relevante em termos quantitativos, tendo uma redução de $-0,03 \text{ Mm}^3/\text{ano}$ na Bacia_5_SE e de $-0,19$ na Bacia_6_SE. Identifica-se, também, um aumento de demanda na Bacia_4_SE de $0,20 \text{ Mm}^3/\text{ano}$. Em 2050, a demanda na Bacia_4_SE cai em $-3593 \text{ Mm}^3/\text{ano}$; por outro lado, a Bacia_3_SE tem um aumento da demanda em $3397 \text{ Mm}^3/\text{ano}$ assim com a Bacia_5_SE em $196 \text{ Mm}^3/\text{ano}$.

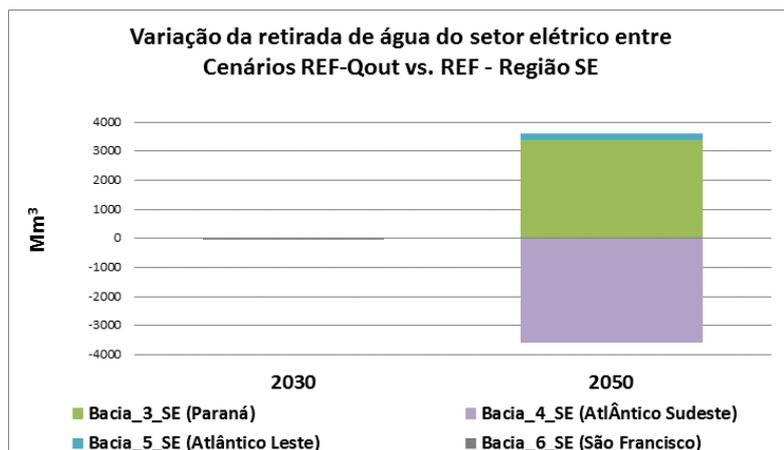


Figura 6-8: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Sudeste em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

D. Variação dos sistemas de resfriamento alocados pelo modelo energético em relação ao cenário REF

A variação da quantidade de frio gerado em cada UTE proporciona uma informação sobre a participação do tipo de sistema de resfriamento em cada cenário avaliado. Seguindo a análise das regiões energéticas com as variações mais relevantes, a região nordeste teve uma queda de geração de UTE com sistema de resfriamento aberto (OC) na Bacia_6_NE e de resfriamento fechado a torre úmida (WCT) na Bacia_10_NE em 2030. Ambas UTEs foram compensadas por usinas com OC localizadas na Bacia_5_NE e Bacia_9_NE. Em 2050, UTEs com resfriamento OC reduziram sua geração na Bacia_5_NE e Bacia_10_NE. Além do mais, UTEs com WCT também reduziram sua geração na Bacia_10_NE. Elas foram alocadas Bacia_9_NE com UTEs com sistemas de resfriamento OC. (ver Figura 6-9).

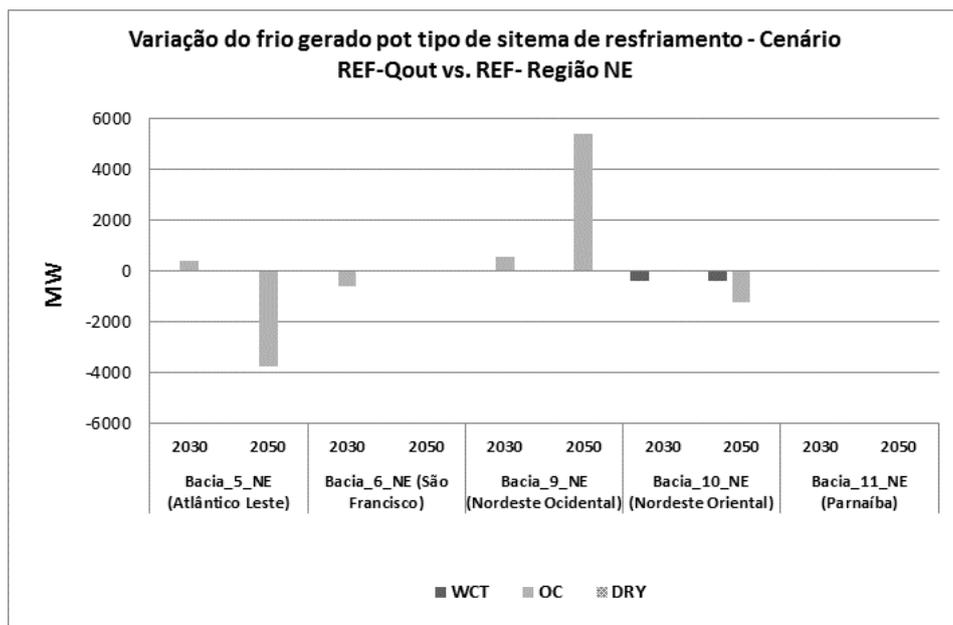


Figura 6-9: Variação do frio gerado nos sistemas de resfriamento na Região Nordeste em 2030 e 2050 (MW). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

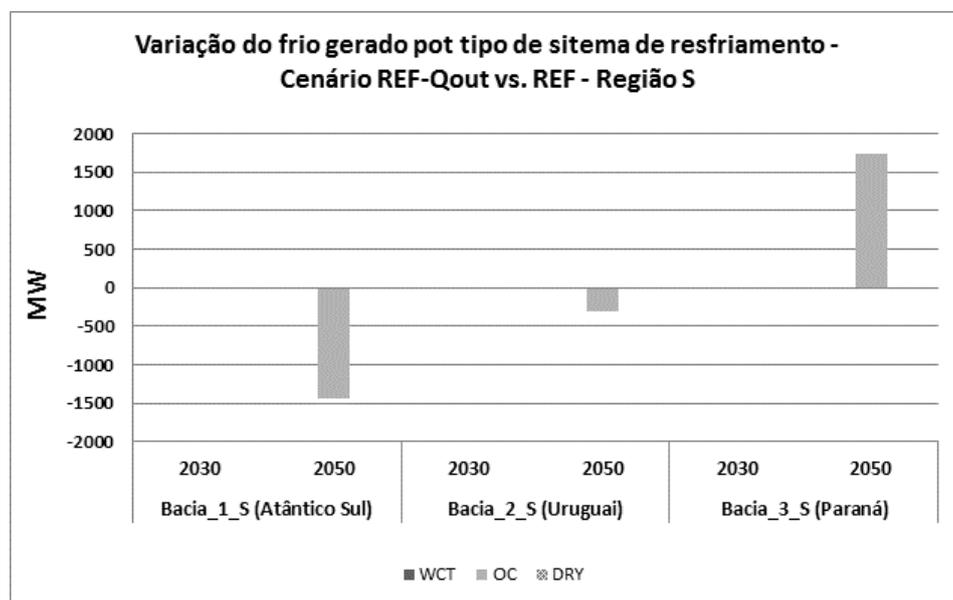


Figura 6-10: Variação do frio gerado nos sistemas de resfriamento na Região Sul em 2030 e 2050 (MW). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

Na região sul observa-se uma queda na geração de UTEs com OC na Bacia_1_S e Bacia_2_S em 2050. Esta perda de geração é alocada na Bacia_3_S com UTEs a OC

(Figura 6-10). Na região sudeste, a variação do frio gerado em 2030 é mínima. Porém em 2050, evidencia-se uma variação importante na Bacia_4_SE que é reduzida e compensada pela Bacia_3_SE (em quase 90%) e pela Bacia_5_SE (Figura 6-11).

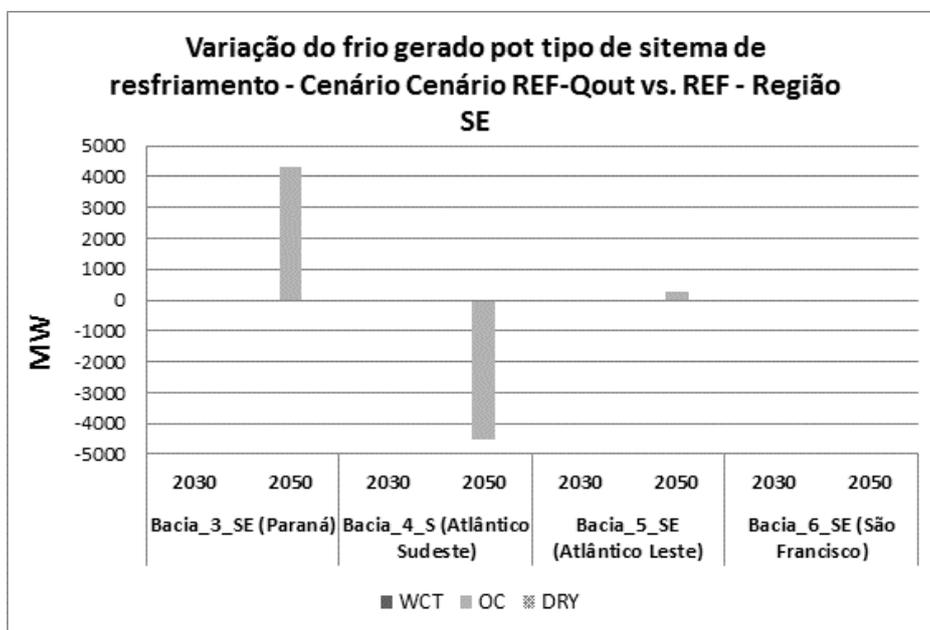


Figura 6-11: Variação do frio gerado nos sistemas de resfriamento na Região Sudeste em 2030 e 2050 (MW). Comparativo de cenário REF-Qout com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

E. Indicador de nível stress hídrico

Na Figura 6-12, podem ser vistos os mapas relativos ao indicador do nível de estresse hídrico³³ para 2030 e 2050, tendo com base a vazão de outorga. A situação de estresse hídrico é evidente em quase todas as unidades hidrográficas em 2030 e 2050, à exceção das Bacia_3_S Bacia_8_N e Bacia_12_N que se encontram em uma situação excelente (não estresse), as unidades hidrográficas de Bacia_8_CO, Bacia_12_CO que estão em situação confortável. A Bacia_11_NE está em um estado preocupante. A Bacia_3_CO, Bacia_7_CO, Bacia_6_SE_Bacia_6_NE estão em uma situação crítica. Finalmente, as Bacia_1_S, Bacia_2_S, Bacia_3_SE, Bacia_4_SE, Bacia_5_SE, Bacia_5_NE, Bacia_9_NE, Bacia_10_NE estão em situação muito crítica.

³³ Explicado da seção 2.1.4.

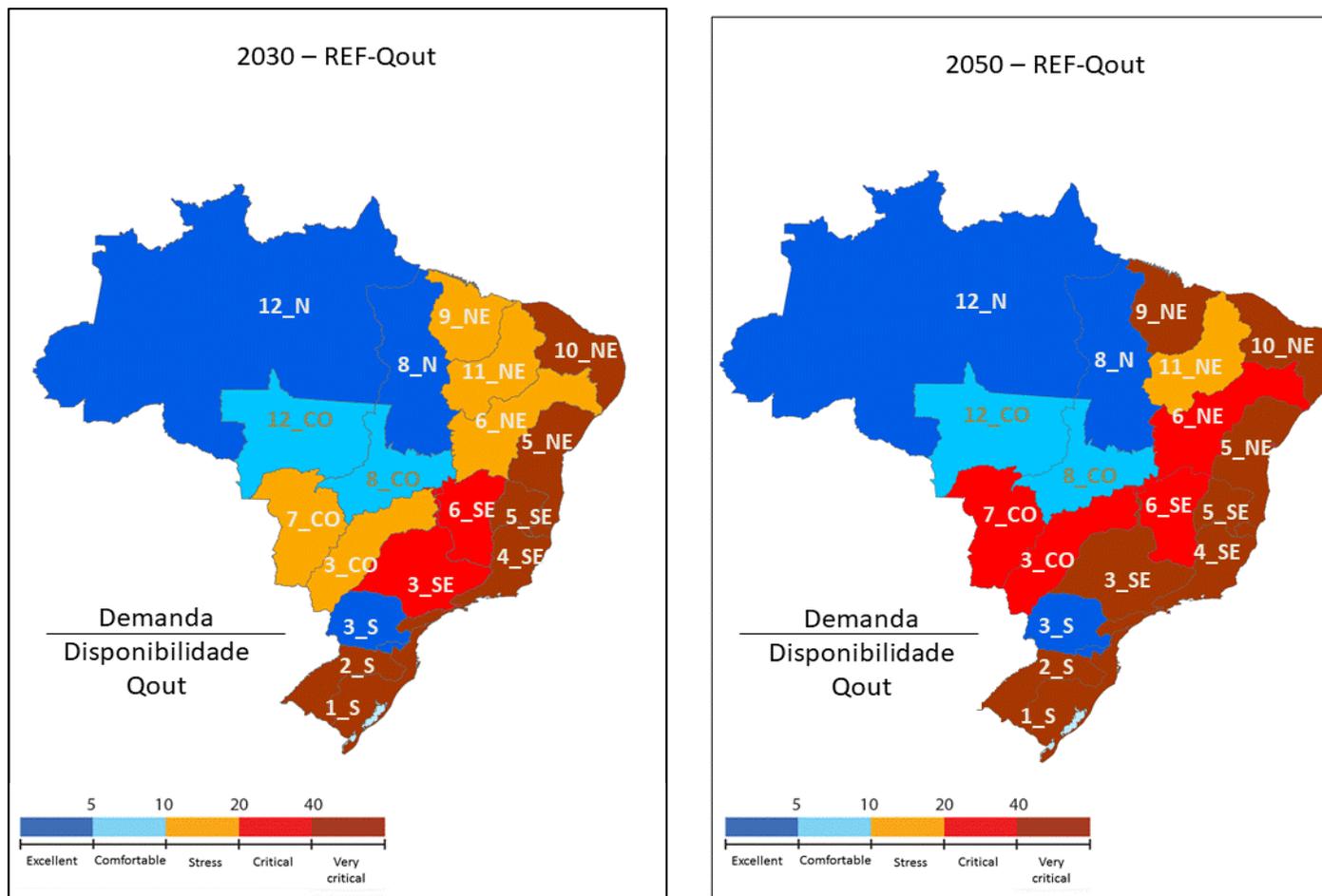


Figura 6-12: Indicador de nível de estresse hídrico (demanda de água vs. disponibilidade hídrica Qout) em 2030 e 2050. Resultado do cenário REF-Qout
 Fonte: Elaboração própria

6.1.2.2 Resultados do cenário de custo da água (REF-CA1500)

A. Variação da geração elétrica em relação ao cenário REF

O emprego de um cenário de cobrança pelo uso de água de 1500 US\$/1000 m³, faz com que o sistema de expansão apresente uma variação no seu portfólio de tecnologias energéticas, assim como uma pequena variação na geração total do país³⁴ para os anos de 2030 e 2050 (ver Figura 6-13).

Em 2030, existe uma queda da geração por bagaço de cana-de-açúcar de -0,9 TWh/ano, nas regiões centro-oeste e sudeste. Em compensação, a geração hidrelétrica tem um incremento de 2,2 TWh/ano, na região centro-oeste. No total, o país tem um aumento da geração de 1,3 TWh/ano.

Em 2050, há uma redução na geração a carvão mineral de -50,8 TWh/ano na região nordeste; também, há uma diminuição da geração a bagaço de 1,5 TWh/ano nas regiões centro-oeste e sudeste. Esta perda de geração é compensada pela geração hidrelétrica, com um aumento de 50,5 TWh/ano, distribuídos entre as regiões norte e sudeste. Ademais, o modelo projeta um aumento da geração a carvão mineral na região sudeste de 0,23 TWh/ano. No total, o país tem uma diminuição da geração de -1,5 TWh/ano.

³⁴ Tal diferença se dá, principalmente, por uma variação nas perdas de transmissão em função das alterações no portfólio de tecnologias de geração elétrica.

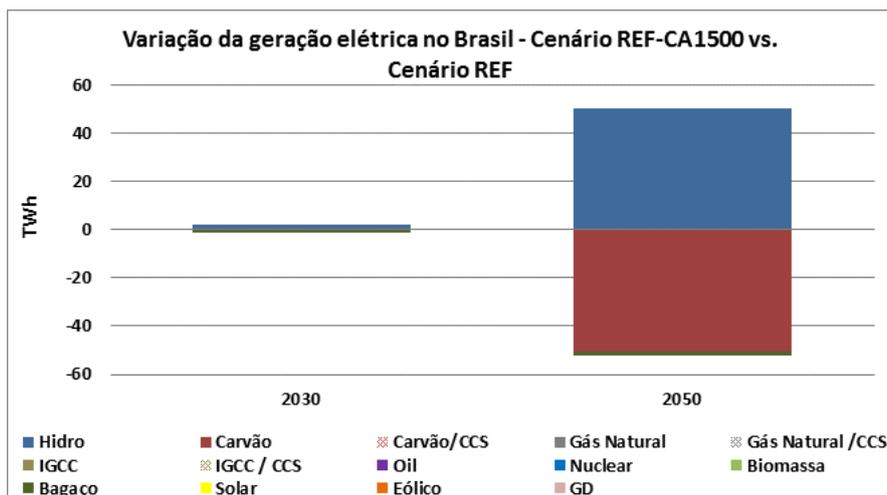


Figura 6-13: Variação da geração de energia elétrica no Brasil em 2030 e 2050 (TWh/ano). Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

B. Disponibilidade hídrica

Este cenário não avalia restrições sobre disponibilidade hídrica para o sistema elétrico. Assim, neste cenário o modelo é livre para alocar as tecnologias energéticas nas unidades hidrográficas sem sofrer limitações na oferta de água.

C. Variação da demanda e consumo de água do setor elétrico em relação ao cenário REF.

No cenário REF-CA1500 os usuários consuntivos de água do setor elétrico reduzem a quantidade de recursos hídricos demandado (Figura 6-14). Em 2030, a demanda de água no setor elétrico cai em 15843 Mm^3 , isto é equivalente a 98% do total demandando no cenário REF. Esta redução é mais relevante na região hidrográfica do Atlântico Sudeste - Bacia_4_SE (-6360 Mm^3) e na região hidrográfica do Paraná na região sudeste - Bacia_3_SE (-3316 Mm^3), outras unidades hidrográficas que reduziram a demanda hídrica são Bacia_1_S, Bacia_5_SE, Bacia_6_SE, Bacia_3_CO, Bacia_7_CO, Bacia_8_CO, Bacia_5_NE, Bacia_6_NE, Bacia_8_N e Bacia_12_N.

Em 2050, a retirada de água no setor elétrico diminui em 38289 Mm^3 , isto é equivalente a 98% do total demandando no cenário REF. A diminuição da demanda hídrica ocorre em todas as unidades hidrográficas, à exceção da região hidrográfica Parnaíba - Bacia_11_NE, na qual o cenário REF não identificou geração elétrica. Esta

redução é mais relevante na Bacia_4_SE (-18978 Mm³), Bacia_3_SE (-3316 Mm³) e Bacia_7_CO (-1636 Mm³).

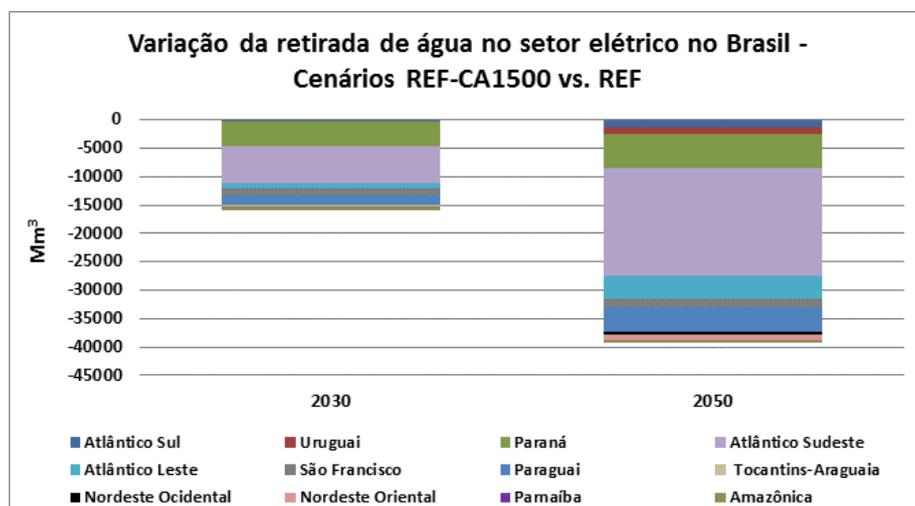


Figura 6-14: Variação da retirada hídrica do setor elétrico no Brasil por região hidrográfica em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

Por outro lado, no cenário REF-CA15009 o consumo de recursos hídricos reduz em algumas unidades hidrográficas, enquanto aumenta em outras (ver Figura 6-15). Observa-se que, que em 2030 a região hidrográfica do Paraná (Bacia_3_CO, Bacia_3_S e Baacia_3_SE) teve a redução mais significativa com um total de 40 Mm³. Outras regiões hidrográficas diminuíram em menor proporção, Amazônica (8 Mm³), Atlântico Leste (6 Mm³), Paraguai (4 Mm³), Atlântico Sul (3 Mm³). Por outro lado, as regiões hidrográficas do Atlântico Sudeste e São Francisco tiveram um aumento no consumo de água de 9 Mm³ e 8 Mm³, respectivamente.

Em 2050, a região hidrográfica de Atlântico Leste teve a maior redução do consumo (46 Mm³), seguido da região hidrográfica do Paraná (43 Mm³), Nordeste Oriental (16 Mm³), Amazônica (6 Mm³), Nordeste Ocidental (5 Mm³) e São Francisco (2 Mm³). Em contraposição, a região hidrográfica do Atlântico Sudeste teve um

incremento no seu consumo (54 Mm³), assim como as regiões hidrográficas do Paraguai (16 Mm³), Uruguai (9 Mm³) e Atlântico Sul (8 Mm³).

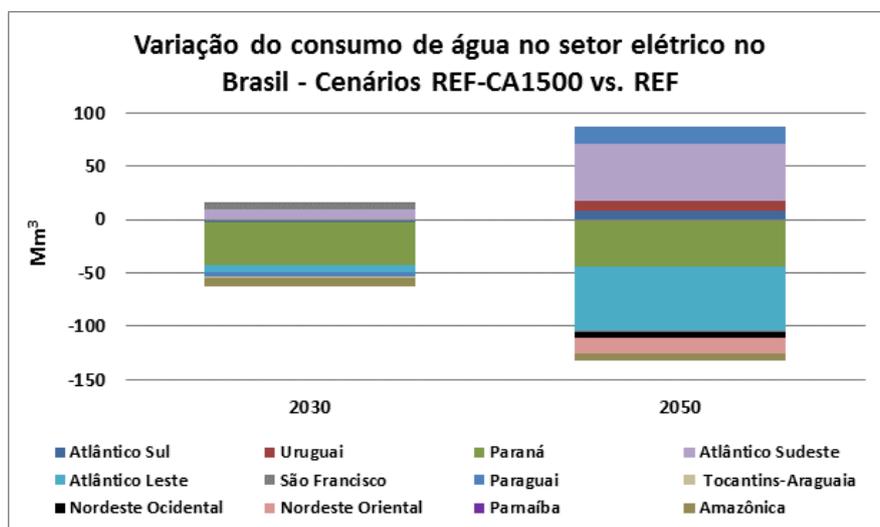


Figura 6-15: Variação do consumo hídrico do setor elétrico no Brasil por região hidrográfica em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

D. Variação dos sistemas de resfriamento alocados pelo modelo energético em relação ao cenário REF

No cenário REF-CA1500, o custo da água de US\$ 1500/1000 m³ leva a uma maior capacidade instalada de usinas termelétricas com sistemas de resfriamento fechado a torre úmida (WCT) e a sistemas de resfriamento seco (DRY). Essa penetração faz com que em 2020 as UTEs não utilizem mais OC e a participação de WCT e DRY seja de 37% e 63%, respectivamente, em 2020. Nessa trajetória, a participação do WCT aumenta para 80% e do DRY diminui para 20% em 2050 (ver Figura 6-16).

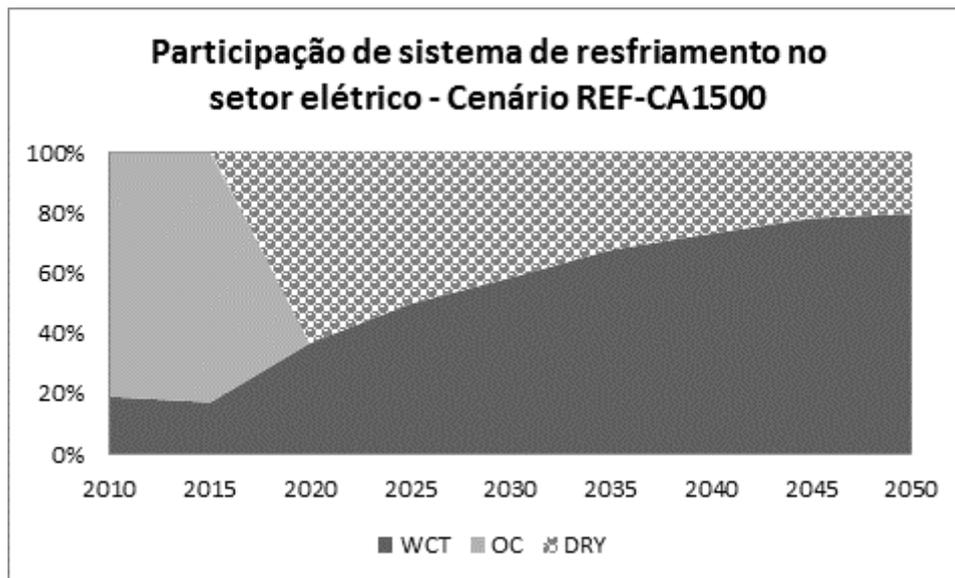


Figura 6-16: Participação do frio gerado segundo sistema de resfriamento do setor elétrico no Brasil. Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF.

Fonte: Elaboração própria

A Figura 6-17 mostra a variação do frio gerado por sistema de resfriamento, por unidade hidrográfica e região energética em 2030 e 2050. No cenário REF-CA1500 ocorre uma alocação de usinas termelétricas com os novos sistemas de resfriamento (WCT ou DRY) de maneira inter-regional

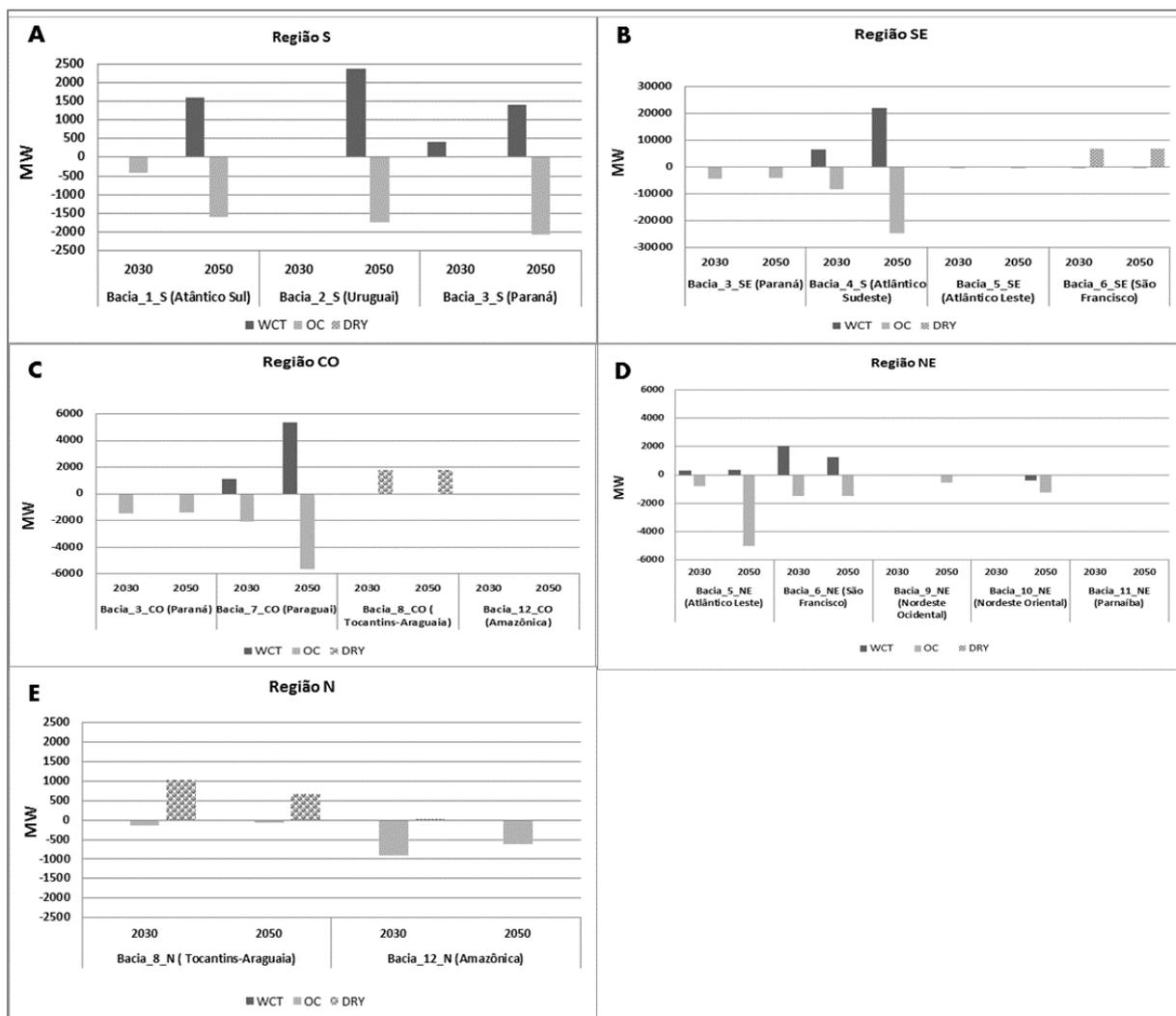


Figura 6-17: Variação do frio gerado segundo sistema de resfriamento do setor elétrico por regiões energéticas. Comparativo de cenário REF-CA1500 com cenário REF. (A) Região Sul. (B) Região Sudeste. (C) Região Centro-Oeste. (D) Região Nordeste. (E) Região Norte.

Fonte: Elaboração própria

6.1.3 Resultados dos Cenários de Baixo Carbono (BC) – Mitigação de emissões de Gases de Efeito Estufa

6.1.3.1 Resultados do cenário de custo de carbono (BC50)

O cenário BC50 projeta um caminho para evolução do sistema energético integrado brasileiro com esforços de mitigação de emissões de GEE. A energia primária

teve um aumento com respeito ao cenário REF nas seguintes fontes renováveis em 2050: 23% de cana-de-açúcar, 19% hidro, 2% outras biomassas e 1% solar; em contraposição, teve uma diminuição em 5% de soja. Com respeito às fontes fósseis, o gás natural teve um aumento em 11%, e uma diminuição em 65% carvão mineral e 8% óleo.

No que se refere às emissões de CO₂e do sistema energético integrado, observa-se uma redução significativa nas emissões de GEE, de 1112 MtCO₂e para 730 MtCO₂e, entre os cenários REF e BC50 em 2050 (ver Figura 6-18).

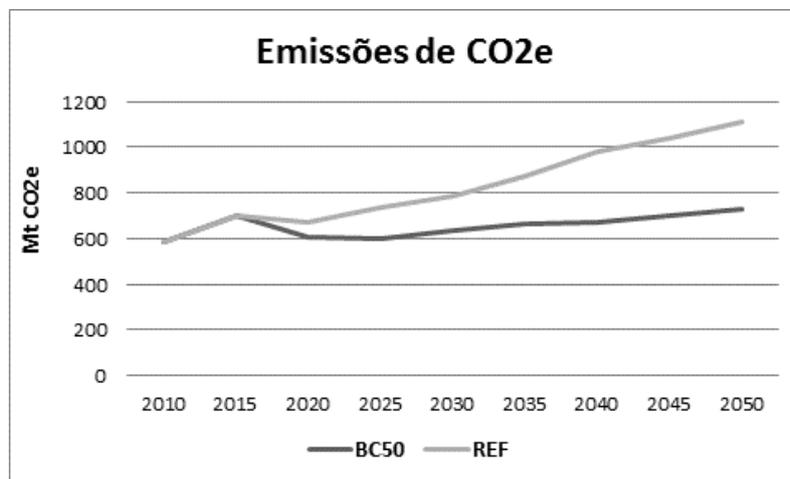


Figura 6-18: Trajetória de emissões de gases efeito estufa para os cenários BC50 e cenário REF (Mt CO₂e)

Fonte: Elaboração própria

A Figura 6-19 mostra o impacto do custo de carbono do sistema energético integrado na geração do sistema elétrico em todo período analisado.

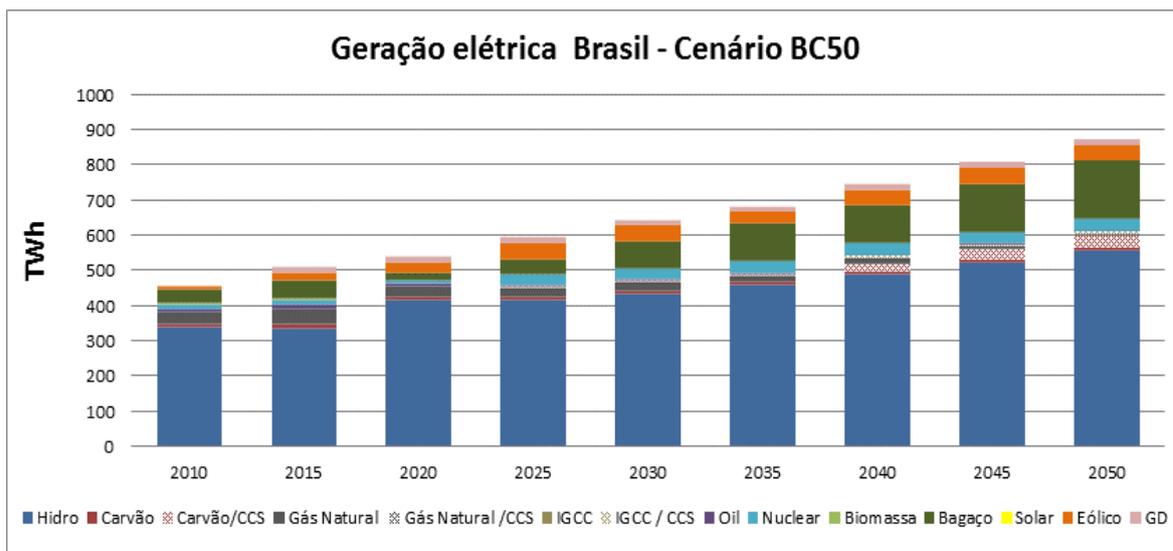


Figura 6-19: Geração elétrica no Brasil (TWh/ano), período 2010 - 2050 – Cenário BC50

Fonte: Elaboração própria

Também, a Figura 6-20 exibe a geração do sistema elétrico do cenário BC50 comparando com a geração do cenário REF em 2030 e 2050. Assim, em 2030 a geração do sistema elétrico é de 646 TWh/ano (9 TWh mais do que o cenário REF). Já em 2050, a geração elétrica aumenta para 876 TWh (1 TWh menos do que o cenário REF).

Com respeito à participação das fontes energéticas no setor elétrico, a combustão a carvão mineral pulverizado é a fonte mais penalizada pelo custo de carbono, a partir de 2035. A Figura 6-20 indica uma diminuição de geração hidrelétrica de 9,75 TWh, sendo compensado por um aumento da geração a bagaço de cana-de-açúcar em 16 TWh e a penetração da tecnologia de IGCC com CCS de 2,11 TWh em 2030. Já em 2050, a geração com carvão mineral pulverizado cai em -161 TWh, geração que é compensada pela hidroeletricidade com 91 TWh, seguido da geração a bagaço de cana-de açúcar com 29 TWh, e a penetração de termelétricas a carvão mineral com CCS de 33 TWh e IGCC com CCS de 7 TWh.

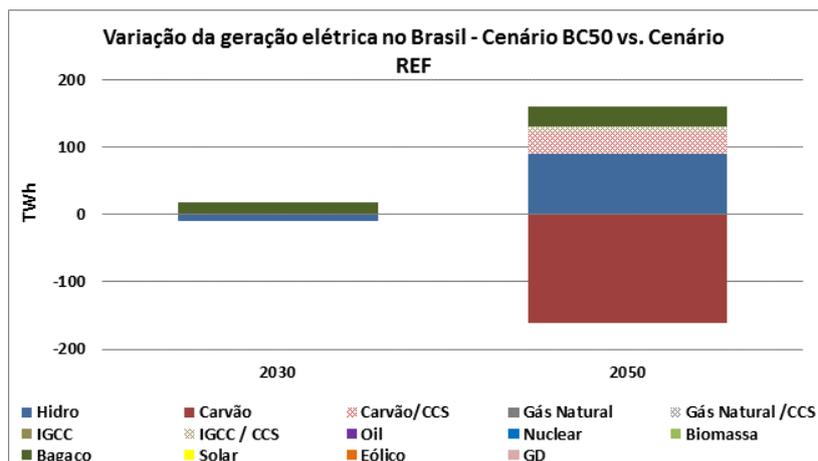


Figura 6-20: Variação da geração de energia elétrica no Brasil em 2030 e 2050 (TWh/ano). Comparativo de cenário BC50 com cenário REF.

Fonte: Elaboração própria

Comparando o cenário BC50 com o cenário de REF observa-se que a retirada de água no setor elétrico aumenta em 1831 Mm³ em 2030. Isto devido ao aumento da geração de bagaço de cana-de-açúcar e à penetração a partir de IGCC com CCS nesse ano. O maior aumento ocorre na região hidrográfica Atlântico Sudeste (Bacia_4_SE) com 2358 Mm³ e na região hidrográfica Nordeste Oriental (Bacia_10_NE) com 967 Mm³. Em contraposição, a maior redução da demanda acontece na região hidrográfica do São Francisco (na Bacia_6_NE) com 325 Mm³ e a região hidrográfica do Atlântico Sul (Bacia_1_S) com 320 Mm³. Já em 2050, a retirada hídrica cai em 8103 Mm³. A queda maior de demanda hídrica acontece na região hidrográfica Atlântico Leste (Bacia_5_SE e Bacia_6_NE) com 3954 Mm³, seguido pela região hidrográfica Uruguai (Bacia_2_S) com 1358 Mm³ e a região hidrográfica Atlântico Sudeste (Bacia_4_SE) com 1244 Mm³, entre outras (ver Figura 6-21). O consumo hídrico aumenta em 19 Mm³ em 2030 e diminui em 103 Mm³ em 2050.

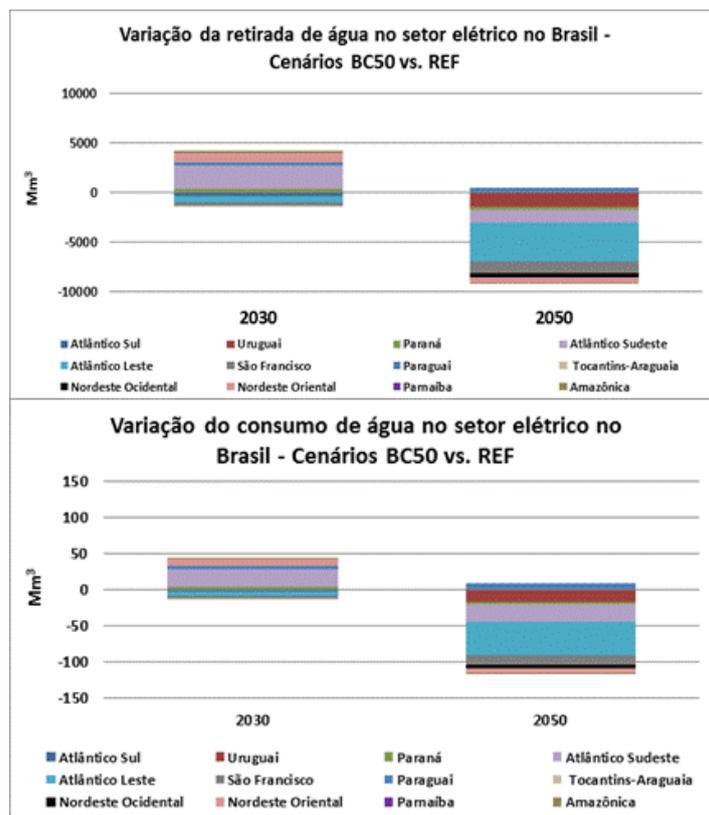


Figura 6-21: Variação da retirada e consumo hídrico do setor elétrico no Brasil em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário BC50 com cenário REF

Fonte: Elaboração própria

6.1.3.2 Resultados do cenário de custo de carbono com restrição de disponibilidade hídrica (BC50-Qout)

A. Variação do sistema energético integrado em relação ao cenário BC50

A geração elétrica no cenário BC50-Qout apresenta entre os anos de 2020 e 2030 uma pequena variação do seu portfólio de tecnologia energética com respeito ao cenário BC50, para depois se manter sem nenhuma variação até o final da sua projeção.

Do que se refere à geração de emissões de GEE, o cenário BC50-Qout mantém a mesma trajetória de emissões que o cenário BC50. Assim, em 2050 atinge 730 MtCO_{2e}.

B. Variação na geração elétrica e emissões de GEE em relação ao cenário BC50.

A geração elétrica no cenário BC50-Qout apresenta entre os anos de 2020 e 2030 um aumento com respeito ao cenário BC50, para depois se manter sem nenhuma

variação na geração. Assim, em 2030, o sistema aumenta a geração baseado em bagaço de cana-de-açúcar em 0,96 TWh e geração hidrelétrica em 0,02 TWh.

C. Disponibilidade hídrica

Igual que no cenário REF-Qout, a Bacia_10_NE (região nordeste) apresenta um déficit hídrico em todo período analisado, enquanto a Bacia_1_S (região sul) apresenta o déficit hídrico a partir do ano 2045. Por outro lado, com a adição da demanda de água do setor elétrico, a Bacia_4_SE (Atlântico Sudeste na região sudeste) e a Bacia_5_SE (Atlântico Leste na região sudeste) atingiram o máximo de vazão disponível em 2050.

D. Variação da demanda de água do setor elétrico com respeito ao cenário BC50.

A demanda e consumo total de água são de 31589 Mm³ e 354 Mm³ em 2050, respectivamente. Esse valor representa quase 1% a mais do que o cenário BC50, em ambos casos.

Devido ao déficit hídrico das unidades hidrográficas, indicado no item anterior, mostram-se os resultados da demanda de água das regiões energéticas a que pertencem estas unidades hidrográficas (SE, SE e S).

Observa-se uma variação na demanda e consumo de água em cada unidade hidrográfica; porém o balanço hídrico dentro na mesma região energética é zero, à exceção da região nordeste. Por exemplo, parte da demanda hídrica da Bacia_4_SE é alocada entre a Bacia_3_SE e Bacia_5_SE em 2050, ver Figura 6-22.

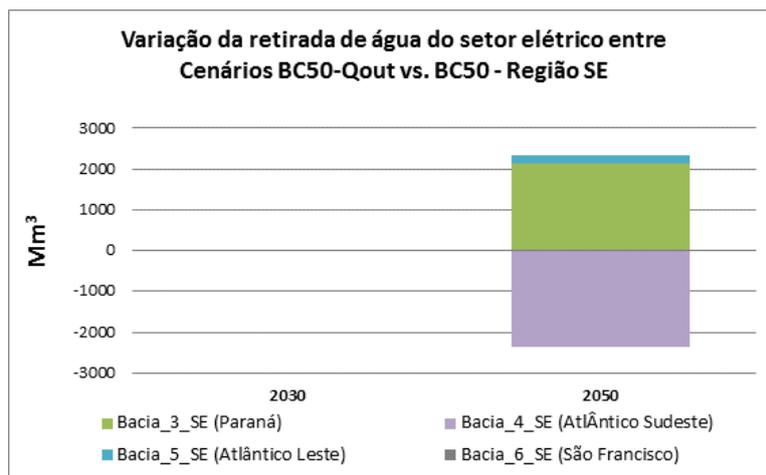


Figura 6-22: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Sudeste em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário BC50-Qout com cenário BC50

Fonte: Elaboração própria

No caso da região nordeste, observa-se um aumento na demanda hídrica em 298 Mm³ em 2030 e 2050. A Figura 6-23 mostra as variações da demanda de água na região nordeste. Assim, no ano 2030 indica-se uma redução das demandas na Bacia_10_NE (973 Mm³/ano), por outro lado há um aumento da demanda na Bacia_5_NE (513 Mm³/ano), Bacia_6_NE (325 Mm³/ano) e Bacia_9_NE (432 Mm³/ano). Já em 2050, a demanda de água teve uma redução na Bacia_10_NE (448 Mm³/ano). Em contraposição, há um aumento na demanda de água na Bacia_9_NE (422 Mm³/ano) e na Bacia_6_NE com 324 Mm³/ano.

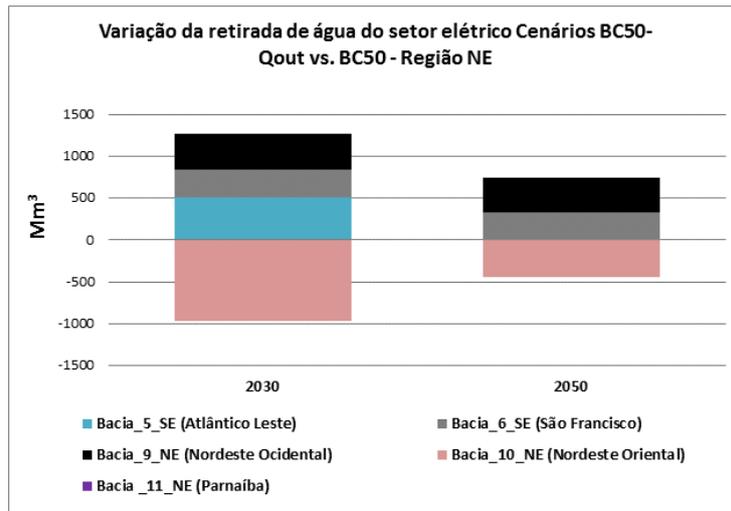


Figura 6-23: Variação da retirada hídrica do setor elétrico na Região Nordeste em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário BC50-Qout com cenário BC50

Fonte: Elaboração própria

E. Variação dos sistemas de resfriamento alocados pelo modelo energético em relação ao cenário BC50

O cenário BC50-Qout tem uma participação de sistema de resfriamento aberto (OC) de 94% e de resfriamento fechado a torre úmida (WCT) de 6% e nenhuma participação do sistema de resfriamento seco (DRY). Similarmente ao ocorrido no cenário REF-Qout, a maioria das unidades hidrográficas sofrem alguma restrição de disponibilidade hídrica, alocando as UTE com o mesmo sistema de resfriamento para outra unidade hidrográfica dentro da mesma região energética, com exceção da região nordeste.

A região nordeste teve uma queda de geração de UTE com sistema OC e de WCT na Bacia_10_NE em 2030 e 2050. Estas foram compensadas por usinas com OC localizadas na Bacia_5_NE, Bacia_6_NE e Bacia_9_NE (ver Figura 6-24).

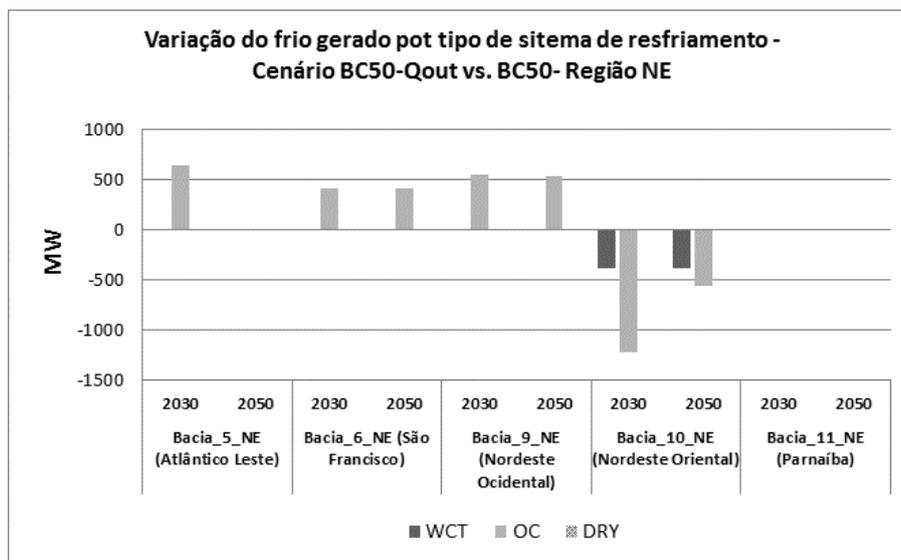


Figura 6-24: Variação do frio gerado nos sistemas de resfriamento na Região Nordeste em 2030 e 2050 (MW). Comparativo de cenário BC50-Qout com cenário BC50

Fonte: Elaboração própria

F. Indicador de nível stress hídrico

Na Figura 6-25 podem ser verificados os resultados do nível de estresse hídrico³⁵ nas 18 unidades hidrográficas utilizando uma vazão de outorga e um custo de carbono de US\$ 50,00/tCO₂e, para 2030 e 2050. Assim, a Bacia_3_CO, Bacia_7_CO e Bacia_9_NE vão de um nível preocupante, em 2030, para um nível crítico, em 2050, de estresse hídrico. Já a Bacias_3_SE vai de um nível de estresse crítico para muito crítico, de 2030 para 2050.

Comparando este cenário de descarbonização com o cenário REF-Qout, observa-se que situação de estresse hídrico na Bacia_6_NE e Bacia_9_NE melhoram em 2050. Assim, a Bacia_6_NE passa de uma situação crítica para uma situação preocupante. Já a Bacia_9_NE vai de uma situação muito crítica para uma situação crítica. As outras unidades hidrográficas se mantêm em situação semelhante às unidades hidrográficas no cenário REF-Qout.

³⁵ Explicado as seção 2.1.4.

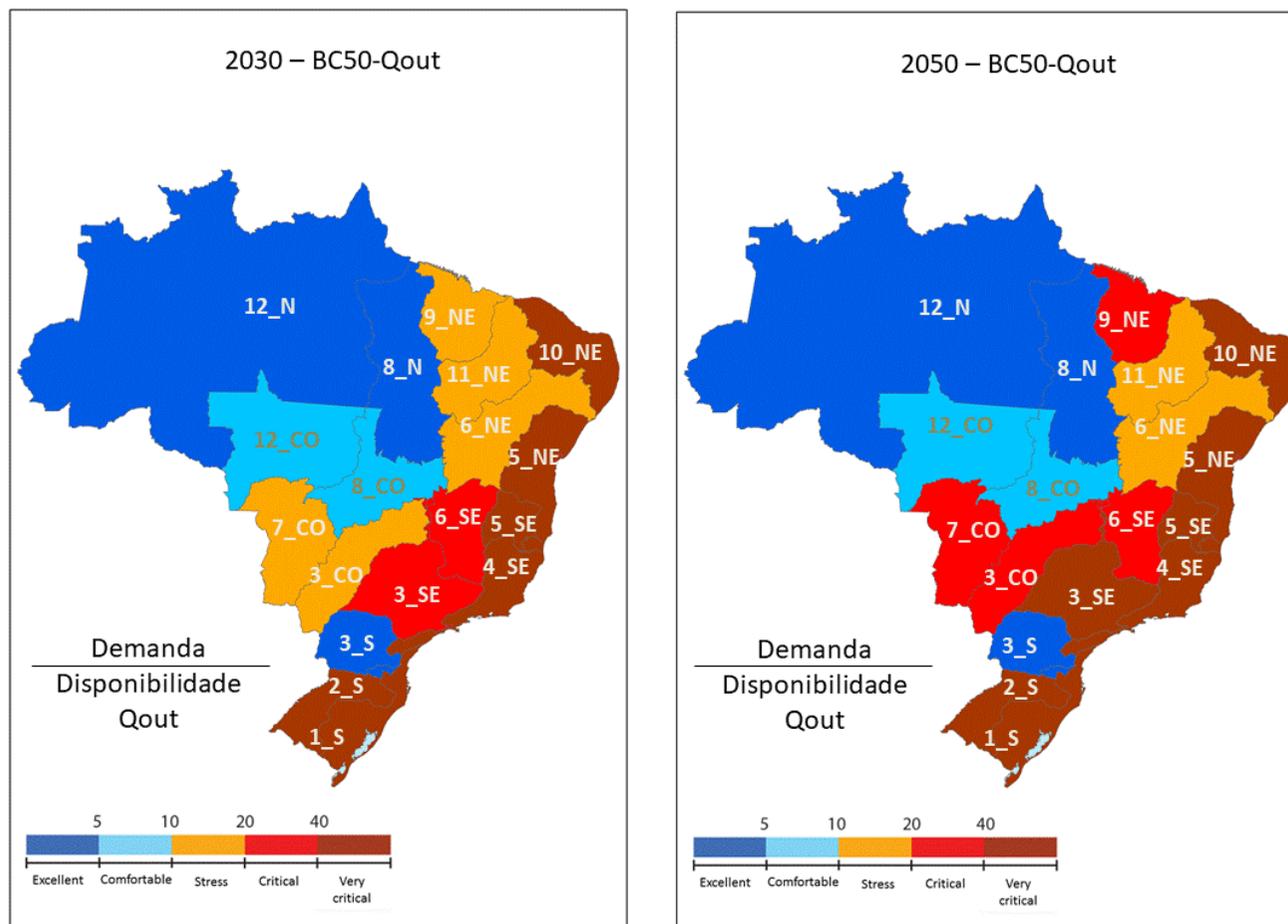


Figura 6-25: Indicador de nível de estresse hídrico (demanda de água vs. disponibilidade hídrica Qout) em 2030 e 2050. Resultado do cenário REF-Qout

Fonte: Elaboração própria

6.1.3.3 Resultados do cenário de custo de carbono com custo da água (BC50-CA1500)

A. Variação do sistema energético integrado em relação ao cenário BC50

Comparando o cenário BC50-CA1500 com o cenário BC50, observa-se que o sistema de expansão varia seu portfólio de tecnologia energética. Em 2050, a energia primária do sistema energético integrado brasileiro, em um cenário de custo de água para um BC50, origina um aumento das fontes renováveis em 34% solar, 4% hidro e 1% biomassa, e uma redução de cana-de-açúcar em 17%. Em relação aos combustíveis fósseis um custo de água neste cenário em comparação com o BC50 faz com que as fontes fósseis tenham uma redução em 54% carvão mineral, 10% gás natural e 5% óleo.

No que se refere às emissões de GEE, o cenário BC50-CA1500 apresenta um sistema energético integrado com um aumento das emissões de CO₂e comparativamente ao cenário BC50. Assim, as emissões atingem 810 Mt CO₂e em 2050.

B. Variação da geração elétrica em relação ao cenário BC50

No caso do setor elétrico mostra uma pequena variação na geração total para os anos de 2030 e 2050 (ver Figura 6-26).

Em 2030, observa-se uma queda na geração por bagaço de cana-de-açúcar de 18 TWh/ano nas regiões centro-oeste e sudeste. Em compensação, a geração hidrelétrica tem um aumento na sua geração em 13 TWh/ano, distribuídos entre as regiões norte, centro-oeste, sudeste e sul. No total, o país tem uma diminuição na geração de 5 TWh (geração total 641 TWh/ano).

Em 2050, há uma redução na geração do sistema elétrico. Essa queda de geração compromete as tecnologias que contribuem com a mitigação de GEE, bagaço de cana-de-açúcar em 15 TWh/ano e carvão mineral com CCS em 23 TWh/ano, nas regiões centro-oeste e sul (bagaço) e sudeste (bagaço e carvão mineral com CCS). Esta perda de geração é compensada pela geração hidrelétrica, com um aumento em 25 TWh/ano, distribuídos nas regiões norte e sudeste. Além disso, existe um aumento da geração a IGCC com CCS na região sudeste em 1,75 TWh/ano e de geração distribuída (que

guarda relação com o aumento de energia solar primária, comentada no item A desta seção) em 5,6 TWh/ano na região sudeste. A geração elétrica do país cai de 876 TWh/ano para 870 TWh/ano.

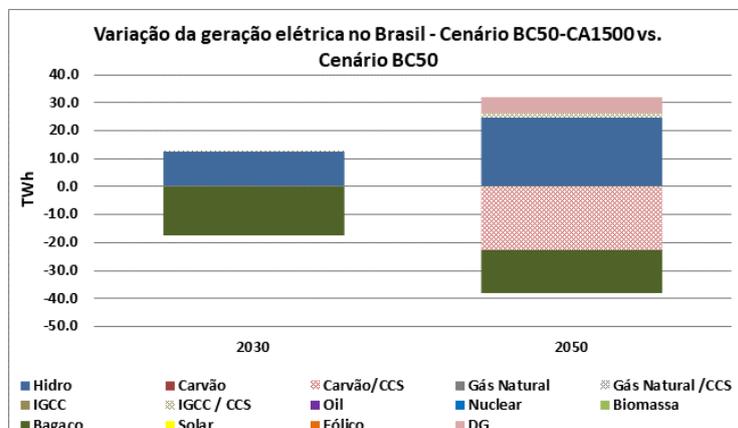


Figura 6-26: Variação da geração de energia elétrica no Brasil em 2030 e 2050 (TWh/ano). Comparativo de cenário BC50-CA1500 com cenário BC50

Fonte: Elaboração própria

C. Disponibilidade hídrica

Este cenário não avalia restrições sobre disponibilidade hídrica para o setor elétrico. Assim, neste cenário o modelo é livre para alocar as tecnologias energéticas nas unidades hidrográficas sem ter limitações na oferta de água.

D. Variação da demanda e consumo de água do setor elétrico relativo ao cenário BC50.

O cenário BC50-CA1500 faz com que os usuários consuntivos da água do setor elétrico reduzam a quantidade de recursos hídricos a ser retirada. A Figura 6-14 mostra que a retirada de água no setor elétrico cai em 17679 Mm³ em 2030. Isto é equivalente a 1% do total demandando no cenário BC50. Esta redução é mais relevante na Bacia_4_SE (região hidrográfica do Atlântico Sudeste) com 8736 Mm³. A Bacia_3_SE, da região hidrográfica do Paraná na região sudeste, reduz em 3296 Mm³. Outras unidades hidrográficas que reduzem a demanda hídrica são Bacia_3_S, Bacia_5_SE, Bacia_6_SE, Bacia_3_CO, Bacia_7_CO, Bacia_8_CO, Bacia_6_NE, Bacia_10_NE e Bacia_12_N.

Em 2050, a demanda de água no setor elétrico reduz em 31291 Mm³, equivalente a 3% do total demandando no cenário BC50. A diminuição da demanda hídrica ocorre em todas as unidades hidrográficas, à exceção da Bacia_11_NE (região hidrográfica Parnaíba), na qual o cenário BC50 não identificou geração elétrica, assim como a Bacia_9_NE (região hidrográfica do Nordeste Ocidental) e Bacia_2_S (região hidrográfica do Uruguai). Esta redução é mais relevante na Bacia_4_SE (17897 Mm³), Bacia_3_SE (5459 Mm³) e Bacia_7_CO (4820 Mm³).

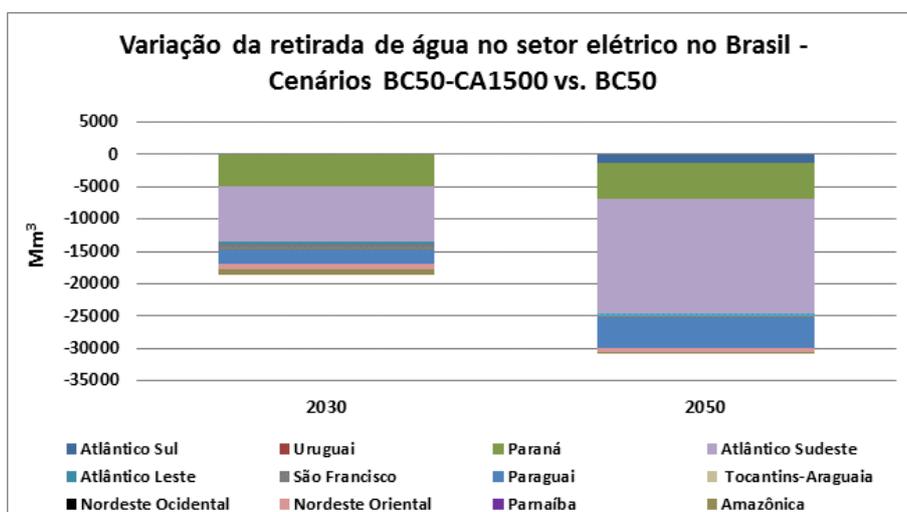


Figura 6-27: Variação da retirada hídrica do setor elétrico no Brasil por região hidrográfica em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário BC50-CA1500 com cenário BC50

Fonte: Elaboração própria

Por outro lado, no cenário BC50-CA1500 o consumo de recursos hídricos reduz em algumas unidades hidrográficas e aumenta em outras (ver Figura 6-28).

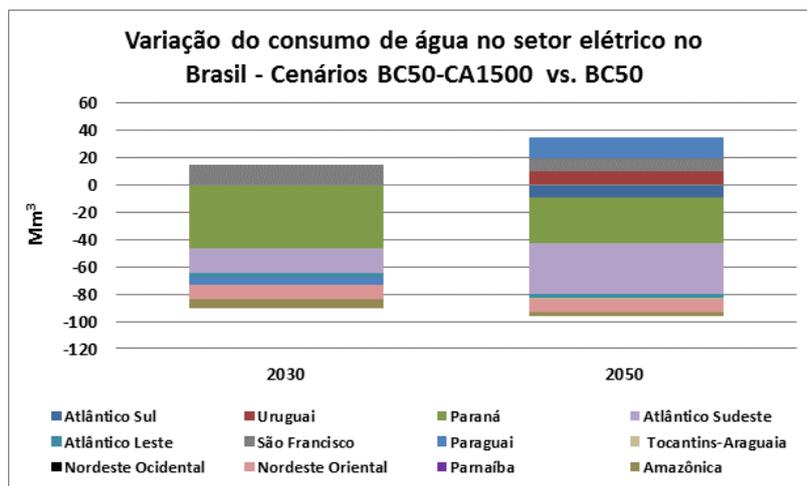


Figura 6-28: Variação do consumo hídrico do setor elétrico no Brasil por região hidrográfica em 2030 e 2050 (Mm³/ano). Comparativo de cenário BC50-CA1500 com cenário BC50

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que em 2030, a região hidrográfica do Paraná tem a maior redução do consumo de água em (47 Mm³), seguido da região hidrográfica do Atlântico Sudeste (18 Mm³), Nordeste Oriental (10 Mm³), Amazônica (7 Mm³), Paraguai (6 Mm³) e o Atlântico Leste (3 Mm³). Em contraposição, a região hidrográfica do São Francisco tem um aumento no consumo hídrico de 14 Mm³.

Em 2050 a região hidrográfica do São Francisco e a região hidrográfica do Paraná (Bacia_3_CO, Bacia_3_S e Baacia_3_SE) têm a redução mais significativa com um total 37 Mm³ e 33 Mm³, respectivamente. Outras regiões hidrográficas diminuíram em menor proporção: Nordeste Oriental (9 Mm³), Atlântico Sul (9 Mm³), Amazônica (4 Mm³), Atlântico Leste (3 Mm³), Tocantins-Araguaia (1 Mm³). Pelo contrário, a região hidrográfica Paraguai teve um aumento no consumo de água em 15 Mm³, seguido da região hidrográfica do Uruguaí em 10 Mm³ e a região hidrográfica do São Francisco 9 Mm³.

E. Variação dos sistemas de resfriamento alocados pelo modelo energético em relação ao cenário BC50

No cenário de BC50-CA1500 um custo da água de US\$ 1500/1000 m³ diminui a capacidade instalada de usinas termelétricas com sistemas de resfriamento aberto (OC),

fazendo que em 2020 as UTEs não utilizem mais OC. Assim, neste cenário observa-se um aumento da penetração a partir de UTEs com sistemas de resfriamento fechado a torre úmida (WCT) e com sistemas de resfriamento seco (DRY). Esta penetração de WCT e DRY é de 74% e 26%, respectivamente, em 2050. Ver Figura 6-29.

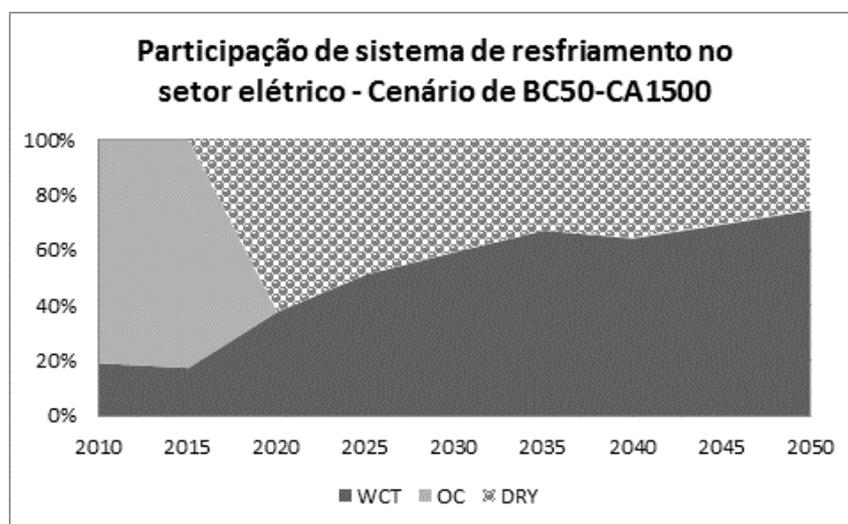


Figura 6-29: Participação do frio gerado segundo sistema de resfriamento do setor elétrico no Brasil. Comparativo de cenário BC50-CA1500 com cenário BC50.

Fonte: Elaboração própria

6.2 Comparação entre cenários propostos

Nesta seção apresenta-se uma comparação entre os resultados dos grupos de cenários propostos e a aplicação do módulo hídrico no setor energético integrado. Os resultados também servem de referência para identificar quais unidades hidrográficas deveriam ter maior atenção no planejamento futuro quando se integra a gestão dos recursos hídricos com os planos de expansão energética.

A tabela a seguir mostra um resumo dos principais resultados dos cenários para 2050. Estes resultados ajudam a realizar uma avaliação integrada considerando aspectos energéticos, hídricos e de ações de mitigação de GEE (mudanças climáticas). Além disto, a visão integrada dos resultados identifica os possíveis *trade-off* e/ou sinergias.

Tabela 6-1: Resumo dos resultados dos cenários REF, REF-Qout, REF-CA1500, BC50, BC50-Qut E BC50-CA1500 em 2050

Resultados em 2050	REF	REF-Qout	REF-CA1500	BC50	BC50-Qout	BC50-CA1500
Emissões de GEE do sistema energético (Mt CO ₂ e)	1112	1112	1073	730	730	810
Geração elétrica (TWh/ano)	877	877	875	876	876	870
Retirada hídrica no setor elétrico (Mm ³)	39920	40218	657	31291	31589	459
Consumo hídrico no setor elétrico (Mm ³)	465	464	434	355	354	294
Frio OC (%)	95%	94%	0%	94%	94%	0%
Frio WCT (%)	5%	6%	80%	6%	6%	74%
Frio DRY (%)	0%	0%	20%	0%	0%	26%

Fonte: Elaboração própria

O cenário de referência (REF) mostra a retirada e consumo de água dos usuários consuntivos do setor elétrico brasileiro sem nenhum tipo de restrição de disponibilidade hídrica ou custo adicional.

Conforme os resultados do modelo o setor elétrico seria o segundo maior demandante de água em 2050, atrás do setor de agricultura (irrigação). Esse aumento na retirada de água deriva do aumento na participação das termelétricas, sendo que 94% delas utilizam um sistema de resfriamento aberto. Isso evidencia a dependência do recurso hídrico e conseqüente vulnerabilidade da segurança energética.

Em relação ao consumo de água, o módulo hídrico assume perdas por evaporação do sistema de resfriamento aberto. Isto poderia não ser considerado para as entidades de outorga do direito de uso de água, uma vez que o valor consumido vem da evaporação

na mistura da água do efluente com o corpo receptor, como anteriormente explicado, e não durante o processo de geração de eletricidade, que é o caso das termelétricas com sistema fechado a torre úmida. Contudo, os resultados mostram que o setor elétrico não tem uma participação significativa no consumo de água em 2050, apesar da retirada relevante.

A região sudeste tem a maior retirada de água dos usuários consuntivos não-energéticos e do setor elétrico. A Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste é o sistema hidrográfico com maior retirada de água. Considerando a retirada hídrica nesta área hidrográfica e realizando uma análise de nível de estresse hídrico com vazão de disponibilidade Q_m e Q_{95} , este sistema hidrográfico estaria em uma situação crítica (considerando uma vazão Q_m) e uma situação de muito crítica (considerando uma vazão Q_{95}). Dessa maneira, a metodologia fornece informação indicativa de quais seriam as áreas hidrográficas que deveriam ter maior aprofundamento de estudos sobre retirada e consumo hídrico assim como a eficiência do uso da água tanto no setor elétrico como dos outros usuários não-energéticos. Ainda cabe indicar que três unidades hidrográficas, das quatro que fazem parte desta região energética, têm as nascentes dos seus rios na região sudeste, e portanto, os fluxos das suas águas superficiais são afluentes para outras unidades hidrográficas do mesmo sistema hidrográfico (Bacia_3_SE da Região Hidrográfica do Paraná, Bacia_5_SE da Região Hidrográfica do Atlântico Leste e a Bacia_6_SE da Região Hidrográfica do São Francisco).

Com respeito ao grupo de Cenários de Diagnóstico, o cenário REF-Qout indica que uma disponibilidade hídrica restrita em algumas unidades hidrográficas não muda o portfólio tecnológico e a quantidade e participação de energia primária e geração elétrica do sistema, quando comparado com o cenário REF. Contudo, havendo restrições na disponibilidade hídrica em algumas unidades hidrográficas, o modelo aloca as UTEs em outra unidade hidrográfica dentro da mesma região energética (alocação intraregional). A escolha da unidade hidrográfica para alocação é indiferente, não tendo uma premissa prévia que o modelo deveria seguir. Além do mais, observa-se uma alocação de UTEs para outra unidade hidrográfica dentro da mesma região energética onde não há restrição hídrica.

Também, observa-se que, no caso de uma unidade hidrográfica com UTEs com sistema de resfriamento fechado a torre úmida enfrenta uma restrição de disponibilidade hídrica, passando a alocar as UTEs em outras unidades hidrográficas, mas com um sistema de resfriamento aberto (resultado do comportamento da Bacia_10_NE). Por esse motivo, o cenário REF-Qout mostra um aumento na demanda de água do setor elétrico e uma pequena redução do consumo hídrico.

Assim, a restrição de disponibilidade hídrica em algumas unidades hidrográficas não é suficiente para gerar mudança na participação de energia primária nem na rota tecnológica entre as opções de geração elétrica, mas sim de processos de resfriamento. O modelo resolve a otimização alocando as tecnologias energéticas para outra unidade hidrográfica com disponibilidade hídrica, sem considerar o grau de estresse hídrico dessa nova unidade hidrográfica³⁶, sendo o único interesse do modelo de alocar as UTEs onde ainda haja alguma disponibilidade hídrica. Além disso, baseado no menor custo, o modelo aloca usinas com sistema de resfriamento fechado a torre úmida para sistema de resfriamento aberto podendo aumentar a vulnerabilidade da segurança energética e o estresse hídrico (*trade-off*).

Pode-se observar casos pontuais de comportamento em unidades hidrográficas, como a Bacia_4_SE (Região Atlântica Sudeste na região sudeste) a qual possui a maior quantidade retirada de água dos usuários não-energéticos, uma vez que a região sudeste concentra a maior atividade socioeconômica do país. Além disso, é a unidade hidrográfica com maior retirada de água do setor elétrico. Diante a limitação da outorga do recurso hídrico nesta unidade hidrográfica, mostrado no cenário REF-Qout a partir de 2045, possíveis *trade-offs* no uso de água do setor energético com os outros usuários poderiam ser identificados. Por outro lado, a Região Hidrográfica do Atlântico Leste encontra-se distribuída entre as Bacia_5_SE e Bacia_5_NE. Ela possui uma hidrografia particular pois 77% da vazão remanescente da Bacia_5_SE vai para o oceano e 23% vai para a Bacia_5_NE. Conforme mostrado no cenário REF-Qout a disponibilidade hídrica

³⁶ A Bacia_10_NE aloca suas UTEs com sistema de resfriamento aberto e fechado para as unidades hidrográficas Bacia_5_NE, Bacia_6_NE, Bacia_9_NE em 2050. Isto acontece sem considerar o grau de estresse hídrico em que elas se encontram. Por exemplo, com essa nova alocação a Bacia_9_NE vira com 88% de estresse hídrico (situação muito crítica). Isto acontece não pela quantidade de demandas hídricas que esta unidade hidrográfica suporta, mas sim pela pouca quantidade de disponibilidade hídrica que ela tem.

na Bacia_5_SE alcança o limite em 2050, fazendo com que a vazão remanescente para Bacia_5_NE também seja afetada.

Outro caso particular identificado ocorre na Bacia_1_S (Região Hidrográfica do Atlântico Sul). Nesta unidade hidrográfica são localizadas as usinas termelétricas a carvão mineral doméstico (nacional). Como explicado, devido à baixa qualidade do carvão se faz necessário que as UTEs sejam construídas próximas à jazidas mineradoras deste recurso. De acordo com os resultados do cenário REF-Qout, ocorre uma restrição na disponibilidade hídrica nesta unidade hidrográfica a partir de 2045, fazendo com que esta tecnologia de geração elétrica mude para outra unidade hidrográfica (Bacia_2_S e Bacia_3_S). Contudo, o deslocamento destas UTEs para outras unidades hidrográficas seria inviável com o aumento nos custos operacionais relacionados ao transporte do carvão que o modelo deveria considerar³⁷. Portanto, uma melhora no desenvolvimento para o modelo está a possibilidade de aumento de custos operacionais pelo deslocamento das UTEs para outras unidades hidrográficas, aumento de custos relacionados à captação do recurso hídrico (por exemplo, devido ao transporte de água entre bacias e construção de nova infraestrutura como reservatórios ou barragens). Essas novas alterações podem influenciar a expansão ótima do sistema elétrico, fazendo com que o modelo energético utilize outra fonte para gerar energia elétrica. Cabe indicar que estudos prévios realizados por ARROYO (2012) e MERSCHMANN, *et al.*, (2013), assim como o mostrado nas Figura 2-4 e Figura 2-5, identificam que áreas hidrográficas da Região Hidrográfica do Atlântico Sul (bacias hidrográficas e sub-bacias hidrográficas) já apresentam um estresse hídrico que poderiam afetar o desenvolvimento destas UTEs, por exemplo as UTEs Candiota III e Presidente Médici A e B (ARROYO, 2012), indicando que uma integração da gestão de recursos hídricos e de planejamento energético seria necessária.

O cenário REF-CA1500 mostra que a utilização do instrumento de cobrança pelo uso de água pode impactar na participação da energia primária e na geração de energia elétrica, mudando o portfólio tecnológico. Além do mais, essa mudança do portfólio ocorre de maneira inter-regional em algumas regiões energéticas.

³⁷ Isso deve ser incorporado ao modelo em estudos futuros.

No caso do setor elétrico, o sistema tenta migrar para tecnologias energéticas com menor custo. Assim, o modelo reduz a geração a carvão mineral e bagaço de cana-de-açúcar compensando com geração hidroelétrica. Isto acontece porque o estudo de caso considera os usuários consuntivos do setor elétrico. Conforme já explicado, as hidrelétricas são consideradas como usuários não consuntivos pela ANA. Dessa maneira, durante a otimização do modelo de expansão energética, o modelo aloca a geração elétrica para essa tecnologia, uma vez que a tecnologia tem menor custo para geração. Não obstante, é possível evitar esse resultado através de restrições à expansão hidrelétrica ou adicionando custos da água também a essa tecnologia.

As UTEs que continuam fazendo parte do planejamento de expansão energética no MSB8000 neste cenário REF-CA1500 mudam de sistema de resfriamento aberto para sistema de resfriamento fechado a torre úmida e de resfriamento seco. Dessa maneira, observa-se que a quantidade de água retirada reduz de maneira significativa, mas isto não acontece na mesma proporção que o consumo hídrico.

Portanto, uma cobrança pelo uso de água de alto valor pode originar uma diminuição na retirada de água mediante a escolha de tecnologias de geração que são usuários não consuntivos da água de menor custo (hidroelétricas). Porém, parte das termelétricas que ainda continuam trabalhando no sistema migra para um sistema de resfriamento fechado a torre úmida aumentando o consumo de água das unidades hidrográficas onde foram alocadas. Este aumento no consumo de água poderia causar possíveis impactos nos outros usuários não-energéticos nas unidades hidrográficas comprometidas. Isto não é identificado em todas as unidades hidrográficas uma vez que a quantidade de sistemas de resfriamento aberto que foram retiradas fazem com que o consumo total desse processo também tenha uma redução. Essa quantidade de consumo retirado do sistema de resfriamento aberto faz com que não se evidencie o aumento do consumo por parte dos processos com resfriamento fechado a torre úmida.

Ademais, observa-se uma alocação inter-regional das tecnologias energéticas. Em 2050, a queda de geração a carvão mineral acontece na região nordeste e o aumento da geração hidrelétrica acontece na região norte e de termelétrica a bagaço de cana na região centro-oeste. Também, podem ocorrer mudanças de sistemas de resfriamento

inter-regional, assim, uma unidade hidrográfica poderia ser beneficiada pela redução de retirada hídrica e/ou pela escolha de resfriamento seco, mas outra unidade hidrográfica poderia ser afetada pelo aumento do consumo de água devido ao resfriamento fechado úmido.

O cenário BC50 mostra como possíveis ações de mitigação das emissões de GEE podem influenciar no mix da expansão do sistema energético integrado, e com isto mudar o portfólio de tecnologias. Assim, em 2050 o modelo mostra uma redução de geração elétrica a carvão mineral pulverizado (161 TWh/ano) sendo compensado pela geração com hidroeletricidade (usuário não consuntivo de água) em maior proporção (91 TWh/ano), seguido da geração a carvão mineral com CSS (33 TWh/ano) bagaço de cana-de-açúcar (29 TWh/ano), e geração a IGCC com CCS (7 TWh/ano). Como foi descrito no capítulo 2, a geração a carvão mineral com CCS duplica a quantidade de água retirada e consumida em comparação com uma UTE a combustão de carvão mineral pulverizado (MERSCHMANN, *et al.*, 2013). Igualmente, a tecnologia de geração elétrica IGCC com CCS aumenta a retirada do recurso hídrico. Mesmo assim, o cenário de mitigação de GEE (BC50) diminui a retirada total de água do país comparado com o cenário REF. Isto ocorre devido à escolha de maior geração em base a hidrelétrica. Todavia, Não obstante, é possível que esse resultado mude através de restrições à expansão hidrelétrica ou adicionando custos da água também a essa tecnologia.

No cenário BC50-Qout o modelo não muda o portfólio de tecnologias comparado com o cenário BC50. Igualmente, em caso de restrição hídrica em uma unidade hidrográfica, o modelo aloca as UTEs em outra unidade hidrográfica com disponibilidade hídrica dentro da mesma região energética. Ainda considerando que em áreas com restrição hídrica e com a existência de UTEs com sistema de resfriamento fechado à torre úmida, o modelo aloca para outras unidades hidrográficas utilizando um sistema de resfriamento aberto, o que explica o aumento da demanda de água com respeito ao cenário BC50.

Devido à diminuição da retirada hídrica do cenário BC50-Qout com relação ao cenário REF-Qout, se evidencia uma pequena melhora no nível de estresse hídrico das

unidades hidrográficas Bacia_6_NE e Bacia_9_NE. As outras unidades hidrográficas se mantêm no mesmo nível de criticidade, mas melhorando a percentagens da relação demanda versus disponibilidade hídrica.

Com respeito ao cenário que considera um custo de carbono (US\$ 50,00/ t CO₂) e um custo de água (US\$ 1500,00/1000 m³ de água), o modelo reduz a sua geração elétrica e também muda o portfólio de tecnologias de todo o sistema energético integrado, principalmente em 2050, tendo uma mudança inter-regional. No cenário BC50-CA1500 uma mudança de tecnologias energéticas retira do sistema a geração a carvão mineral com CCS e a bagaço de cana-de açúcar³⁸, para que sejam compensados por mais hidrelétricas, geração distribuída e IGCC com CCS. Tanto a hidroeletricidade como a geração distribuída são tecnologias consideradas como usuários não consuntivos de água (não têm custo de água no modelo) e que não têm uma penalização pelo custo do carbono; assim, o modelo energético opta pela escolha destas tecnologias.

De maneira similar ao ocorrido no cenário REF-CA1500, as UTEs que continuam participando deste mix de geração migram de um sistema de resfriamento aberto para sistemas de resfriamento fechado a torre úmida e a resfriamento seco. Assim, a demanda de água do sistema elétrico diminui, porém a redução do consumo de água não acontece nas mesmas proporções, isto devido ao aumento no consumo atribuído ao sistema de resfriamento fechado a torre úmida.

Observa-se, que o cenário BC50-CA1500 tem um aumento nas emissões de GEE comparado com o cenário BC50. Uma das razões para tal é que no sistema elétrico, o aumento do uso de sistemas de resfriamento seco faz com que as termelétricas tenham maior penalização energética, exigindo um incremento a quantidade de geração para poder entregar à rede, originando um aumento no uso dos combustíveis fósil e das emissões de GEE.

Portanto, de todos os cenários propostos, um cenário que considere medidas de mitigação relacionadas a um custo de carbono no sistema energético integrado além de uma cobrança pelo uso da água no setor elétrico faz com que os usuários consuntivos do

³⁸ Isto origina uma queda na produção de cana-de açúcar.

setor elétrico reduzam intensidade do uso da água, tendo menor vulnerabilidade na segurança energética e diminuindo o nível de impacto ambiental relacionado ao consumo de água e efluentes com alta carga térmica.

6.3 Discussão de resultados e da aplicação do módulo hídrico no sistema energético integrado brasileiro

Nesta seção apresenta-se a discussão dos resultados dos cenários do ponto de vista da aplicabilidade da metodologia proposta. Os resultados dos cenários do módulo hídrico no setor elétrico brasileiro ajudam a avaliar o desempenho da metodologia e seu impacto no sistema energético integrado MSB8000.

A construção do módulo hídrico permite uma avaliação da vulnerabilidade da segurança energética no modelo de otimização da expansão de oferta mediante a quantidade de água demandada pelo sistema. Por outro lado, o consumo de água fornece uma estimativa de quanto o sistema energético poderia afetar os outros usuários consuntivos de uma mesma área hidrográfica estudada.

Ao incluir uma restrição de disponibilidade hídrica quantitativa, o modelo tende a realocar a infraestrutura energética de lugar (dentro da mesma região energética), ao invés de alterar as tecnologias energéticas. O modelo tem uma liberdade na escolha de alocação de tecnologia energética em cada unidade hidrográfica e região MSB8000. Isto acontece porque atualmente o modelo não tem uma diferença de parâmetros técnico-econômicos entre unidades hidrográficas (nível intraregional), assim, cada tecnologia é indiferente da unidade hidrográfica que escolhe para se suprir de água durante a expansão energética. Ademais, o modelo aproveita a realocação da infraestrutura energética para optar pela escolha de processos mais econômicos, como por exemplo, a escolha de um processo de resfriamento fechado a torre úmida por um processo de resfriamento aberto, porém aumentando a quantidade de retirada de água. Da mesma forma, à exceção de algumas tecnologias cujas características técnico-econômicas são intrinsecamente regionais, não há diferenciação de custo entre as diferentes regiões do modelo energético integrado. Como a função objetivo do modelo é minimizar custo, uma restrição hídrica local induz o modelo a procurar as mesmas opções de menor custo

(quando disponíveis) em outras áreas em que não há restrição de disponibilidade hídrica. Dessa maneira, uma melhora no modelo seria uma análise mais aprofundada de cada unidade hidrográfica com a finalidade de identificar diferenças técnico-econômicas (por exemplo, a realocação regional com a ressalva do custo de intraregional de transmissão; inclusão de fatores de custo locais) e outras restrições ambientais que permitam alimentar o modelo de maiores informações para otimizar as escolhas das tecnologias energéticas dentro de cada unidade hidrográfica/região energética.

Além disso, a alocação entre unidades hidrográficas não considera o nível de criticidade de estresse hídrico para a qual a infraestrutura é deslocada; uma vez que o modelo aloca as novas infraestruturas até acabar a disponibilidade hídrica, podendo contribuir com a escassez da disponibilidade dessa nova unidade hidrográfica escolhida pelo modelo. Portanto, o modelo de minimização, por trabalhar com soluções de canto, não usa como critério para realocação a região com menor estresse hídrico, mas sim aquela de menor custo (desde que haja alguma disponibilidade para outorga). Isso pode ser contornado em estudos futuros através de novas restrições ou mesmo através da incorporação de uma diferenciação de custos nos processos de geração de vazão (processo Q_GEN_BACIA_X.)

O uso de sistemas de precificação tem um impacto diferente no modelo integrado energia-água. Por afetar a função objetivo do modelo (menor custo), a precificação tem maior influência sobre as tecnologias energéticas/processos de todo o sistema energético integrado do que sobre a restrição hídrica geográfica. Assim, um custo de água elevado faz com que o sistema opte por uma mudança para a tecnologia energética com um custo total menor. Portanto, o modelo opta por uma tecnologia energética que não tem um custo de uso consuntivo da água (por exemplo, a geração hidrelétrica). Também, o modelo opta por mudar o processo de necessidade hídrica que demande menor quantidade de água, que mesmo tendo um custo de investimento elevado faz com que o custo de oportunidade desse novo processo seja melhor do que continuar com um processo que requeira grande quantidade de água; por exemplo, a escolha de um sistema de resfriamento aberto por um fechado seco no setor elétrico. Além disso, a mudança de processo com necessidade hídrica menor ou inexistente afeta a cadeia em outros níveis

de energia, por exemplo, no cenário BC50-CA1500 a redução de geração elétrica por bagaço contribuiu com uma redução na produção cana-de-açúcar.

Como foi indicado na construção do cenário BC50, têm-se realizado vários estudos para avaliar estratégias de descarbonização utilizando o modelo MESSAGE-Brasil. Assim, a versão MSB8000 considera uma estratégia de descarbonização assumindo um custo de carbono por cada tonelada de dióxido de carbono equivalente emitido em todo o sistema integrado, em que o sistema considera tecnologias de menor emissão de GEE como parte do seu novo mix de expansão. O novo módulo hídrico permite uma quantificação e avaliação dos efeitos dessas estratégias sobre os recursos hídricos. Algumas tecnologias que contribuem com a mitigação dos GEE demandam altas quantidades de água. Por exemplo, no setor elétrico, o modelo opta por descarbonizar a geração de UTEs a carvão mineral sem CCS substituindo-as por plantas com CCS, tecnologia que duplica a retirada de água. Ainda assim, a retirada total de água do cenário BC50 é menor do que o cenário REF. Contudo, a metodologia, evidenciou que é possível realizar uma avaliação integrada donexo energia-água-clima. Além disso, a metodologia proposta possibilita realizar avaliações do nexos considerando cenários de incorporação de preço da água ou restrição de disponibilidade hídrica, de forma que permita avaliar de que maneira políticas para recursos hídricos poderiam influenciar as estratégias de mitigação.

Finalmente, cabe indicar que a entrada de maior geração hidrelétrica nos cenários do estudo de caso se deve ao fato de que esta tecnologia está considerada como usuário não consuntivos no modelo, conforme previsto pela ANA. Dessa maneira, perante cenários de aumento de custos da água ou de estratégias de descarbonização, o modelo realiza a otimização alocando a geração elétrica para essa tecnologia, o que pode parecer um contrassenso dentro da lógica do nexos energia-água. Contudo, esse resultado é esperado da forma como o modelo foi montado e é possível evitá-lo através de restrições à expansão hidrelétrica ou adicionando custos da água também a essa tecnologia. Isso pode ser desenvolvido em estudos futuros.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS: CONTRIBUIÇÕES, LIMITAÇÕES E OPORTUNIDADES DE MELHORA E TRABALHOS FUTUROS.

Este último capítulo aborda as observações finais desta tese. Isso inclui o resumo da motivação e das contribuições deste estudo, o procedimento metodológico utilizado e os principais achados. Também neste capítulo, são discutidas as limitações deste estudo, assim como sugestões de oportunidades de melhoria e de trabalhos futuros para a continuação do desenvolvimento desta Tese.

7.1 Contribuições da proposta da inclusão do módulo hídrico no modelo integrado de planejamento energético brasileiro

Esta Tese teve por objetivo principal elaborar uma metodologia para incorporar o componente hídrico em um modelo integrado de planejamento energético existente, previamente estabelecido e validado, como é o caso do modelo energético brasileiro MSB8000. O desenvolvimento desta proposta metodológica levou ao entendimento da dinâmica do sistema hidrológico e do sistema energético brasileiro.

Para tal, foi realizado um estudo e análise de alternativas para a construção de um módulo que descrevesse uma cadeia hídrica que pudesse ser adaptável ao modelo do sistema energético, o que foi chamado de “módulo hídrico”. Assim, com base nos estudos das experiências prévias de modelagem do nexos energia-água descritos no Capítulo 3, foram desenhadas várias versões preliminares nos quais se identificaram vantagens e desvantagens de cada proposta metodológica durante o desenvolvimento da Tese.

O MESSAGE é um software de programação linear estruturado para a criação de modelos de otimização para sistemas energéticos. O procedimento do MESSAGE é baseado na construção dos fluxos de energia que descrevem todo o sistema energético de uma região. Esta estrutura é baseada em diferentes formas de energia e tecnologias de conversão. Há ainda a necessidade de determinação dos diferentes parâmetros das tecnologias, como custos, potenciais, limites de geração, etc. O software analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, para o atendimento da demanda de energia projetada (BORBA, 2012).

O módulo hídrico teve o desafio de compatibilizar a escala espacial do modelo energético com a escala do sistema hidrográfico. No caso do MSB8000, a compatibilização de cinco regiões energéticas com doze regiões hidrográficas, virando 18 unidades hidrográficas no módulo hídrico, foi realizada. Outro desafio foi a identificação e implementação dos fluxos de água dentro do sistema energético. No total foram cinco sistemas hidrográficos com fluxos de água que correm de uma região energética pra outra. Também, esta Tese teve o desafio de identificar e incorporar os outros usuários consuntivos de água não-energéticos. O manipulação de um sistema de informação geográfico foi fundamental para o desenvolvimento destas atividades.

A metodologia proposta conseguiu que cada processo da cadeia hídrica fosse modelado de forma detalhada com os fundamentos de engenharia e economia. A modelagem dos processos de maneira desagregada permite que o modelo seja melhorado com respeito à informação de melhoras na eficiência no uso da água. Assim, módulo hídrico foi testado no setor da geração de energia elétrica, no qual foram considerados dois tipos de processos: (i) processos de sistema de resfriamento, (ii) outros processos não relacionados ao resfriamento, como caldeiras e operações unitárias de tratamento de emissões pós-combustão em um ciclo *Rankine* (por exemplo FGD, processo removedor de gases de enxofre), ou mesmo na tecnologia de painéis solares.

A principal vantagem desta metodologia está associada à flexibilidade na adaptação do módulo de cadeia hídrica em todos os níveis de energia da cadeia energética dentro do modelo de otimização de expansão energética. Esta flexibilidade na integração faz possível a avaliação de cenários relacionados às políticas energéticas junto a cenários de políticas sobre a gestão dos recursos hídricos e ainda considerando políticas relacionadas à gestão frente às mudanças climáticas.

Do ponto de vista prático, a incorporação do módulo hídrico na modelagem energética é capaz de explorar as sinergias e *trade-offs* resultantes do nexos energia-água (água para energia) ainda considerando possíveis cenários de descarbonização no Brasil. Tanto a identificação das sinergias e *trade-offs* servem como base para a implementação

de políticas de gestão dos recursos de maneira integrada, como é o caso das ações de implementação e monitoramento dos objetivos de desenvolvimento sustentável. A avaliação do tipo nexos servirá de suporte para a implementação das atividades para cumprimento das metas dos ODS (ONUBR, 2015).

Com o intuito de testar a ferramenta metodológica proposta, esta Tese construiu o módulo hídrico para o setor elétrico brasileiro, considerando os usuários consuntivos de água deste setor. Além disso, foram criados cenários para o teste da metodologia e verificação da sensibilidade do modelo frente a restrições ou aumento nos custos operativos relacionados à demanda do recurso hídrico. A inclusão do módulo hídrico no setor elétrico e os diferentes cenários originaram impactos não só neste setor, mas em todos os níveis de energia, por ser este um modelo integrado de planejamento.

Entre os resultados obtidos está a quantificação de retirada e consumo de água pelo modelo. Assim, essa quantificação pode ser incorporada dentro das estatísticas quantitativas da demanda e consumo de recursos hídricos do país e permite analisar a sua participação frente aos outros usuários consuntivos não-energéticos. A incorporação do módulo hídrico mostrou a dinâmica do uso, retirada e consumo de água do setor elétrico. Também mostrou como o tipo de sistema de resfriamento utilizado varia a quantidade de água demandada e consumida e como isso influencia o setor dos recursos hídricos. Um dos cenários considerou a restrição de disponibilidade hídrica baseada na outorga estabelecida pela ANA (70% do Q95). Em unidades hidrográficas com déficit hídrico, os resultados mostram que o modelo realoca as tecnologias energéticas para outra unidade hidrográfica dentro de uma mesma região energética sem afetar o *mix* de participação de energia primária e geração de eletricidade ou sem considerar o nível de criticidade dessa nova unidade hidrográfica. Além disso, o modelo ao alocar as tecnologias energéticas em outra unidade hidrográfica opta por mudar o processo de sistema de resfriamento de um fechado a torre úmida para um sistema aberto. O sistema aberto é o processo mais econômico; porém, ele é maior demandante de água entre os outros sistemas de resfriamento. Dessa maneira, a retirada de água total do setor elétrico aumenta, e com isto a vulnerabilidade na segurança energética.

Outro resultado da incorporação do módulo hídrico tem relação com a introdução de um custo sobre a água nos usuários consuntivos. Ao se relacionar com o a função objetivo do modelo, o sistema integrado passa a escolher tecnologias energéticas cujo custo total seja mais econômico e/ou optar por processos que haja uso menos intensivo da água. Assim, fica evidente que o instrumento de cobrança pelo uso de água pode contribuir aos usuários consuntivos na redução da quantidade de água retirada das fontes hídricas. Porém, os valores dos custos atuais da cobrança não são tão elevados como o valor proposto neste cenário. É possível que, considerando um valor menor, não se cause impacto na variação na expansão do sistema energético.

Ao aplicar um custo de água elevado no cenário proposto, o modelo optou pela penetração de mais hidrelétricas no sistema. Conforme mostrado anteriormente, a incorporação do módulo hídrico no setor elétrico não limitou a geração hidrelétrica por não ser um usuário consuntivo da água pela ANA e porque a construção desta tecnologia dentro do MSB8000 agrupa as hidroelétricas por capacidade instalada e não por tipo de geração (fio d'água ou reservatório), sendo difícil a consideração de um coeficiente hídrico de retirada e consumo de água. O instrumento da cobrança para as hidrelétricas se relaciona com a capacidade de geração de energia. Assim, para gerações acima de 30MW está determinado 7% do valor da energia produzida (OECD, 2017). Cabe indicar que esse valor já está embutido dentro dos custos operacionais da tecnologia da modelagem energética. Não obstante, é possível evitar esse resultado através de restrições à expansão hidrelétrica ou adicionando custos da água também a essa tecnologia.

Finalmente, a incorporação do módulo hídrico mostra a possibilidade de realizar avaliações integradas de planejamento futuro dos recursos energéticos, hídricos e ainda considerando ações de mitigação de GEE (gases relacionados às mudanças climáticas). A aplicabilidade da metodologia em diversos cenários ajudou a constatar o cumprimento do objetivo principal desta Tese que era a incorporação do componente hídrico em um modelo integrado de planejamento energético existente (módulo do nex: água para energia), como é o caso do modelo energético brasileiro MSB8000. Como toda pesquisa, foram identificados limitações e oportunidades de melhora na

metodologia assim como trabalhos futuros a serem realizados. Eles são apresentados nas seções seguintes.

7.2 Limitações do estudo e oportunidades de melhora

As limitações e oportunidades de melhora da metodologia proposta foram identificadas durante o desenvolvimento proposta metodológica da incorporação do módulo hídrico no sistema de planejamento integrado energético brasileiro.

A construção do módulo hídrico possui duas limitações principais. Primeiramente, em um circuito normal de balanço de água em uma unidade hidrográfica, o recurso hídrico não consumido pelos diversos usuários volta para a unidade hidrográfica como efluente próximo ao ponto de captação, sendo considerado como um adicional ao balanço hídrico dessa mesma unidade hidrográfica. Ao contrário, no modelo, ele é enviado diretamente para a foz como água remanescente. Embora isso seja uma limitação, visto que efluentes podem ser reutilizados a jusante de seu lançamento, não é possível modelar esse reuso devido à geração de um “*loop*” no modelo gerado por um processo que pegue esse efluente e volte para a mesma cadeia hídrica. Portanto, apesar do modelo conseguir distinguir consumo de retirada e contabilizar cada um, toda água que é captada para os diversos usos consuntivos é considerada no modelo como água consumida na mesma Unidade Hidrográfica.

Segundo a premissa principal deste estudo, a incorporação da variável hídrica não pode modificar o modelo de expansão energética existente. Assim, cada tecnologia energética é associada com o módulo hídrico mediante um *input* secundário. Este *input* secundário fornece a quantidade total do insumo que a tecnologia precisa para gerar energia. No caso das usinas termelétricas, o insumo necessário para geração é o frio para resfriamento. Dessa maneira, nesta metodologia não é possível distinguir a demanda e consumo de água de cada tecnologia energética isoladamente, nem o tipo de processo específico utilizado (no caso da UTE, tipo de sistema de resfriamento).

Outras limitações que não são intrínsecas à metodologia podem, também, ser identificadas. Essas limitações, contudo, podem ser resolvidas com o desenvolvimento da representação da cadeia hídrica no modelo.

O módulo hídrico considera água doce superficial (rios). Porém, algumas tecnologias podem fazer a outorga de uso de água mediante a captação de águas subterrâneas ou a utilização de água do mar. Uma oportunidade de melhora do módulo é de abrir uma opção adicional à cadeia hídrica em que as tecnologias energéticas possam optar por processos que utilizem água do mar. Isto poderia ser possível mediante um aprofundamento na pesquisa sobre novas considerações sobre esse tipo de processo, como por exemplo, custo de tratamento e dessalinização da água; também, poderia ser assumido que colocar uma planta energética perto de áreas portuárias teria um custo mais elevado do que colocar uma usina no interior.

O módulo hídrico no setor elétrico e os cenários propostos identificaram algumas limitações que poderiam ser melhoradas em trabalhos futuros. O modelo não está bem preparado para avaliar deslocamentos dentro de uma mesma região energética, pois não há diferenciais de custo intraregionais no MSB8000. Isso pode ser desenvolvido no futuro incluindo custos pela transmissão intraregional, assim como outros custos não percebidos pelo modelo.

Além disso, o modelo aproveita a realocação da infraestrutura energética para optar pela escolha de processos mais econômicos, como por exemplo, no setor elétrico, a escolha de um processo de resfriamento fechado a torre úmida por um processo de resfriamento aberto. Isto origina um aumento da retirada de água total do sistema, e com isto a segurança energética do sistema. Para trabalhos futuros poderia ser proposto um cenário que considere uma restrição da penetração de sistemas de resfriamento aberto no longo prazo.

Outra oportunidade de melhoria do modelo identificada é o aperfeiçoamento das projeções da retirada e consumo de água dos outros usuários não-energéticos. Sendo necessário um aprofundamento do conhecimento de cada usuário consuntivo para estabelecer os critérios para ter projeções futuras sejam a nível regional.

O cenário de custo de água considera um custo alocado à retirada por usuário consuntivo. Porém, o módulo hídrico pode contabilizar o custo pelo consumo de água, não utilizado no cenário proposto. Este tipo de custo de água pelo consumo é considerado na cobrança pelo uso de água da bacia hidrográfica do rio Paraíba do Sul. Assim, trabalhos futuros poderiam fazer uso dessa ferramenta já implementada no modelo.

A aplicação desta proposta utilizou uma base de dados de vazões estáticas de disponibilidade hídrica no tempo da expansão energética. Assim, as vazões de restrição hídrica não tiveram mudanças por possíveis eventos extremos ou impactos por mudanças climáticas. Numa otimização futura do modelo espera-se que o modelo energético possa ter uma ligação com um modelo hidrológico com a finalidade de que as vazões possam mudar com o tempo em função de alterações climáticas.

Os próximos passos a seguir são a continuação da construção deste módulo, considerando as outras tecnologias energéticas dos outros níveis de energia, como a exploração dos recursos minerais de energia primária (por exemplo, exploração de carvão mineral), a produção de biocombustíveis, refino de petróleo. Além disso, projeta-se aplicar esta metodologia no modelo BLUES (*Brazil Land-Use and Energy Systems*), modelo de otimização de expansão energético do programa MESSAGE, construído pelo laboratório CENERGIA (KOBBERLE, 2018). O BLUES é um modelo energético e de uso da terra para análise em nível nacional. Assim a análise do nexo poderá fazer uma avaliação integrada mais abrangente, considerando os recursos hídricos, energéticos, do uso do solo e o fator climático.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

AMORIM, R. S. **Abastecimento de Água de uma Refinaria de Petróleo – Caso REPLAN**. Tese de Mestrado em Sistema de Gestão, UFF, Rio de Janeiro, 2005. 193 p.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. [S.I]: Cobrança. Disponível em: <<http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/gestao-da-agua/cobranca>>. Acesso em: Janeiro.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. 2016. Mapa Digital Demandas Hídricas Consuntivas. Publicado em 2016-03-22T00:00:00. Disponível em: <<http://portal1.snirh.gov.br/ana/apps/webappviewer/index.html?id=ff60fc3bec2a4e8b988987df9444b3c2>>. Acesso em agosto 2017

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil. Regiões Hidrográficas**. Brasília. 2015a

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Atualização da base de demandas de recursos hídricos no Brasil**. Nota Técnica nº 56/2015/SPR. Documento nº: 00000.072835/2015-56. Em 04 de dezembro de 2015. 2015b.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. 2014^a. Delega competência e define os critérios e procedimentos para a emissão de outorga preventivas e de direito de uso de recursos hídricos de domínio da União no Estado de Ceará. Resolução N 1047, de 28 de julho de 2014. Disponível em: <<http://arquivos.ana.gov.br/resolucoes/2014/1047-2014.pdf>> Acesso em março 2018.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Cobrança pelo Uso de Recursos Hídricos Cadernos de capacitação em recursos hídricos**. Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos (SPR). Volume 7. 2014b.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil**. Informe 2011. Brasília. 2011

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Manual de Procedimentos Técnicos e Administrativos de Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos da Agência Nacional de Águas. Superintendência de Outorga e Cobrança**. Brasília-Brasil. 2009.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. 2009. **Manual de Conservação e Reuso de água na agroindústria sucroenergética**. Federação das Indústrias do Estado

de São Paulo; União da Indústria da Cana de Açúcar; Centro de Tecnologia Canavieira. Brasília.

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Diagnóstico da Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos no País - Diretrizes e Prioridades.** Superintendência de Outorga e Cobrança. Brasília-Brasil. 2005

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. 2005. **Disponibilidade e demandas de recursos hídricos no Brasil.** Caderno de Recursos Hídricos. Brasília.

ANEEL – 2016. BIG - Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: abril 2016.

ANDERSON *et al.*, 2016. **Development and Application of the Integrated Environmental.** IECM Technical Documentation. National Energy Technology Laboratory. RES Activity No. 14-017626: Exploring Energy-Water Issues in the United States. pp 254.

ANDREWS-SPEED A, BLEISCHWITZ R, BOERSMAN T, JOHNSON C, KEMP G, VANDEVEER S D. **Want, Waste or War? The Global Resource Nexus – The struggles for land, energy, food, water, and minerals.** Routledge. 2015.

ANDREWS-SPEED A, BLEISCHWITZ R, BOERSMAN T, JOHNSON C, KEMP G, VANDEVEER S D. **The Global Resource Nexus – The struggles for land, energy, food, water, and minerals.** Transatlantic Academy. 2012

ANDREWS, A., et al. 2009. **Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues.** CRS Report for Congress, **Congressional Research Service**, Outubro 30. 2009.

ARROYO, 2012. **Proposta metodológica para avaliação da vulnerabilidade da geração termelétrica a carvão mineral no Brasil às mudanças climáticas.** Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.

BHATT V, FRILEY P, POLITIS S. **Energy-Water Nexus Policy Modeling.** Workshop ETSAP at IEA, Jun 17-18, 2013. Brookhaven National Laboratory 2013.

Disponível em: https://iea-etsap.org/workshop/paris_jun2013/5_2%20bhatt-ewn-etsap-jun2013_this.pdf. Acesso: Junho 2016.

BIGGS *et al.*, 2015. Sustainable development and the water–energy–food nexus: A perspective on livelihoods. **Environmental Science & Policy**. 54 (2015) 389–397.

BORBA, B. **Modelagem integrada da introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético Brasileiro**. 2012. Tese de Doutorado de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/bruno_borba.pdf>. Acesso em: 9/6/2015.

BORBA, B., LUCENA, A., RATHMANN, R., COSTA, I., NOGUEIRA, L., ROCHEDO, P., BRANCO, D., JÍNUIOR, M., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2012, **Energy-related climate change mitigation in Brazil: Potential, abatement costs and associated policies**, *Energy Policy*, 49. pp. 430-441

BRASIL, 1988. Constituição da República Federativa do Brasil. Texto constitucional promulgado em 5 de outubro de 1988, com as alterações determinadas pelas Emendas Constitucionais de Revisão nos 1 a 6/94, pelas Emendas Constitucionais nos 1/92 a 91/2016 e pelo Decreto Legislativo no 186/2008.

BRASIL, 1997. Lei Nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

BRASIL, 1997b. Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso: maio, 2016.

CAI, X., WALLINGTON, K., SHAFIEE-JOOD, M., MARSTON, L. 2017 Understanding and managing the food-energy-water nexus – opportunities for water resources research. **Advances in Water Resources**. 111 (2018) 259–273. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.11.014>.

CAMARGO, T. R. M., MERSCHMANN, P. R. C., VASQUEZ-ARROYO, E., SZKLO, A., 2014. Major challenges for developing unconventional gas in Brazil – Will water resources impede the development of the Country's industry? **Resources Policy**, Volume 41, pp. 60-71.

CONAMA - CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. RESOLUÇÃO CONAMA Nº 008, de 06 de dezembro de 1990; 2011. Disponível em: <<http://www.areaseg.com/conama/1990/008-1990.pdf>> Acesso em: agosto 2016.

DALE, ALEXANDER; PEREIRA DE LUCENA, ANDRÉ; MARRIOTT, JOE; BORBA, BRUNO; Schaeffer, Roberto; BILEC, MELISSA. 2013. Modeling Future Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions and Environmental Impacts of Electricity Supplies in Brazil. **Energies**, v.6, 3182-3208.

DAMANIA *et al.*, 2017. **Uncharted Waters - The New Economics of Water Scarcity and Variability**. The World Bank Group. Washington, DC 20433, USA; DOI: 10.1596/978-1-4648-1179-1

DELGADO A. 2012. **Water footprint of electric power generation: Modeling its use and analyzing options for water-scarce future**. Tese de Mestrado em Technology and Policy. Massachusetts Institute of Technology.

DELGADO A. e HERZOG H J. 2012. Simple model to help understand water use at power plants Working Paper, Energy Initiative Massachusetts Institute of Technology

DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral. **Anuário Mineral Brasileiro - 2010**. Brasília, pp 871. Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/dnpm/publicacoes/serie-estatisticas-e-economia-mineral/anuario-mineral/anuario-mineral-brasileiro/anuario-mineral-brasileiro-2010>>. Acesso em: janeiro 2017.

DOE - US DEPARTMENT OF ENERGY. Energy Demands on Water Resources. **Report to Congress on the Interdependency of Energy & Water**. Washington D.C - Estados Unidos, 2006

DOE - US DEPARTMENT OF ENERGY. **Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation**. Report to Congress, Washington, D.C., 2009.

DOE - US DEPARTMENT OF ENERGY. **Return Condensate to the Boiler.** Advanced Manufacturing Office. Energy Tips: STEAM. DOE/GO-102012-3410. 2012

ELECTROBRAS, 2016. Informações Gerais/Histórico/Dados Básicos de Angra I e Angra II. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/Aempresa/CentralNuclear.aspx>>. Acesso em agosto 2016.

EPA – U.S. Environment Protection Agency. **Scoping Materials for Initial Design of EPA Research Study on Potential Relationships Between Hydraulic Fracturing and Drinking Water Resources.** March. 2010. Disponível em [http://yosemite.epa.gov/sab/sabproduct.nsf/0/3B745430D624ED3B852576D400514B76/\\$File/Hydraulic+Frac+Scoping+Doc+for+SAB-3-22-10+Final.pdf](http://yosemite.epa.gov/sab/sabproduct.nsf/0/3B745430D624ED3B852576D400514B76/$File/Hydraulic+Frac+Scoping+Doc+for+SAB-3-22-10+Final.pdf). Acesso: Maio 2014.

ENERGIA INTELIGENTE. 2018. Políticas energéticas brasileiras. Disponível em: < <http://energiainteligenteufjf.com/enquetes-e-discussoes/politicas-energeticas-brasileiras/> >. Acesso: 15/01/18.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2017: Ano base 2016.** Rio de Janeiro. 2017a.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.** Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2017b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Termelétrica – Carvão Mineral.** Capítulo 6. Ministério de Minas e Energia. Brasília, Brasil. pp 146. 2007.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2005. **Aspectos Fundamentais de Planejamento Energético.** Rio de Janeiro, Brasil.

EPRI. **Water & Sustainability: U.S. Water Consumption for Power Production—The Next Half Century.** . Estados Unidos: Electric Power Research Institute, Inc. , 2002

ESTADÃO. 2017. EDP e Eneva vão à Justiça contra cobrança de taxa emergencial por seca. Publicado 13-01-2017. Disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,edp-e-eneva-va-a-justica-contracobranca-de-taxa-emergencial-por-seca,10000099833>. Acesso em Janeiro 2017.

FACHINELLI, NATÁLIA. **Impactos da Produção de Biocombustíveis sobre os Recursos Hídricos: Estudo de Caso da Produção de Etanol de Cana de Açúcar na Bacia Hidrográfica do Rio Paranaíba**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

FRICKO, O., PARKINSON S.C., JOHNSON, N., STRUBEGGER, M., VAN VLIET M.T.H. AND RIAHI K. 2016. Energy sector water use implications of a 2°C climate policy. **Environmental Research Letters**, Volume 11, Number 3. doi:10.1088/1748-9326/11/3/034011.

FTHENAKIS, V.; KIM, H. C. Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 7, p. 2039–2048, set 2010.

GERDES, K.; NICHOLS, C. **Water Requirements for Existing and Emerging Thermoelectric Plant Technologies**. DOE/NETL-402/080108. 2009. 2009.

GOLDEMBERG, JOSÉ e MACEDO, ISAÍAS, 1994, Brazilian alcohol program: an overview. **Energy for Sustainable Development** 1:1. pp 17-22.

GONDIM, NILSON. 2014. **Alternativas para redução do consumo de água e energia em sistemas de água de resfriamento e geração de vapor em refinarias de petróleo do Brasil**. Dissertação à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental, apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental (PEA), Escola de Química e Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. pp 195.

GRIFFIN R. 2006. **Water resource economics : the analysis of scarcity, policies, and projects**. Massachusetts Institute of Technology, pp 425. ISBN 0-262-07267-X.

GRITEVSKYI, A., NAKICENOVI, N., 2000, Modeling uncertainty of induced technological change, **Energy Policy**, 28, pp. 907-921.

GWPC, IOGCC. FracFocus. Ground Water Protection Council, Interstate Oil and Gas Compact Commission. 2013. Disponível em: <http://fracfocus.org/>. Acesso: MAio 2014.

HAINOUN, A., SEIF ALDIN, M., ALMOUSTAFA, S., 2010, Formulating an optimal long-term energy supply strategy for Syria using MESSAGE model, **Energy Policy**, 38, pp. 1701-1714

HARPER, J.A. **The Marcellus Shale – an old “new” gas reservoir.** Pennsylvania Geology, Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources, v. 38, n. 1, 2-13. 2008.

HOFFMANN, B., 2010. **O ciclo combinado com gaseificação integrada e a captura de CO2: uma solução para mitigar as emissões de CO2 em termelétricas a carvão em larga escala no curto prazo?.** Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.

HOWELLS, M., HERMANN, S., WELSCH, M., BRAZILIAN, M., SEGERSTROM, R., ALFSTAD, T., GIELEN, D., ROGNER, H., FISCHER, G., van VELTHUIZEN, H., WIBERG, D., YOUNG, C., ROEHL, R. A., MUELLER, A., STEDUTO, P., RAMMA, I., 2013. Integrated analysis of climate change, land-use, energy and water strategies. **Nature Climate Change.** 2013.

HOWELLS M, ROGNER H, STRACHAN N, HEAPS C, HUNTINGTON H, KYPREOS S, et al. OSeMOSYS: the open source energy modeling system: an introduction to its ethos, structure and development. **Energy Policy** 2011; 39: 5850-70

IAEA - International Atomic Energy Agency, 2006. **Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development.** Viena, Austria

IAEA - International Atomic Energy Agency, 2007. **MESSAGE – User Manual.** Viena, Austria.

IAEA. **Operating experience with nuclear power stations in member states in 2003.** . Viena: International Atomic Energy Agency. 2004

IATP – INSTITUTE FOR AGRICULTURE AND TRADE POLICY, 2007. **Biocombustibles y desafíos globales para el agua.** Trade and Global Governance. Disponível em: http://www.iatp.org/files/451_2_105551.pdf. Acesso em: julho 2014

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2018. **Banco de Dados Agregados, Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA.** Disponível em: <http://www.sidra.ibge.gov.br/>. Acesso em Janeiro 2018.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Technology Perspectives. Water for energy - Is energy becoming a thirstier resource?** World Energy Outlook 2012 | Special Topics. Chapter 17. 2012.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016. **Chapter 9: Water-energy nexus.** World Energy Outlook. France.

IECM - INTEGRATED ENVIRONMENTAL CONTROL MODEL (IECM-CS). **Interface 9.5.** Carnegie Mellon University. 2017.

IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2013, **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** Cambridge, Reino Unido e New York, NY, EUA. Cambridge University Press.

KEPPO, I., STRUBEGGER, M., 2010, Short term decisions for long term problems - The effect of foresight on model based energy systems analysis, **Energy**, 35,pp. 2033-2042.

KLASSEN, G., RIAHI, K., 2007, Internalizing externalities of electricity generation: An analysis with MESSAGE-MACRO, **Energy Policy**, 35, pp. 815-827.

KOBERLE. 2018. **Implementation of land use in an energy system model to study the long-term impacts of bioenergy in Brazil and its sensitivity to the choice of agricultural greenhouse gas emission factors.** Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.

KOBERLE, A., SZKLO, A., LUCENA, S., PEREIRA, J., ROCHEDO, P., SCHAEFFER, R. , 2015, *Brazil*. In: **Beyond the Numbers: Understanding the Transformation Induced by INDCs**, IDDRI, Paris, França.

KOHLI, A.; FRENKEN, K. **Cooling water for energy generation and its impact on national-level water statistics.** Disponível em: <http://www.fao.org/nr/water/aquastat/catalogues/Thermoelectric_cooling_water_20110429.pdf>. Acesso em: 12 dez. 2014. 2011

LIU, Q., SHI, M., JIANG, K., 2009, New power generation technology options under the greenhouse gases mitigation scenario in China, **Energy Policy**, 37, pp. 2440-2449

LOSANO et al., 2015. Modelo de gestión para la evaluación del estrés hídrico en la región del Comahue. **VIII Congreso Argentino de Presas y Aprovechamientos Hidroeléctricos**. Abril de 2015. Santa Fe – Argentina.

LOULOU, R., LEHTILA, A., 2012. **Stochastic Programming and Tradeoff Analysis in TIMES**, TIMES Version 3.3.

LOULOU, R., GOLDSTEIN, G., NOBLE, K., 2004. **Documentation for the MARKAL Family of Models**. ETSAP.

LOULOU, R., REMNE, U., KANUDIA, A., LEHTILA, A., GOLDSTEIN, G., 2005. **Documentation for the TIMES Model - PART I** 1–78.

LUCENA, A., CLARKE, L., SCHAEFFER, R., SZKLO, A., ROCHEDO, P., NOGUEIRA, L., DAEBZER, K., GURGEL, A., KITOUS, A., KOBER, T. 2016, Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy, **Energy Economics**, 56, pp. 564-574. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.02.005>

LUCENA, A.F.P., SCHAEFFER, R. & SZKLO, A.S., 2010. Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system. **Global Environmental Change**, 20(2), pp.342–350. doi:10.1016/j.gloenvcha.2010.01.004

MACKNICK *et al.* 2011. **A Review of Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies**. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-6A20-50900. United States of America.

MALAGUETA, D. C. **Avaliação de Alternativas para Introdução da Geração Elétrica Termossolar na Matriz Energética Brasileira**. Tese de Doutorado, Programa de Planjemaento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

MARTÍNEZ,S., KOBERLE, A., ROCHEDO, P., SCHAEFFER, R., LUCENA, A., SZKLO, A., ASHINA, S., VAN VUUREN, D. , 2015, Possible energy futures for

Brazil and Latin America in conservative and stringent mitigation pathways up to 2050, **Technological Forecasting and Social Change**, 98, pp. 186-210

MAROTTI A. 2012. Aula 4 – Conceituação das Principais Operações unitárias da Ind.Química. Processos Químicos para Eng.Produção. Disponível em: http://cursos.scea.com.br/wp-content/uploads/2012/08/5.Operacoes_Unitarias.pdf
Acesso em abril 2014.

MAULBETSCH J, 2004. **Comparison of Alternate Cooling Technologies for U.S. Power Plants: Economic, Environmental, and Other Tradeoffs**. Report no. 1005358, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA.

MCGLADE, C. E., SPIERS, J., SORREL, S., Methods of estimating shale gas resources - Comparison, evaluation and implications. **Energy Policy**. 59 (pp 116-125), Elsevier, 2013.

MCTIC - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. **Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil - Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono**. ONU Meio Ambiente. Brasília, 2017.

MCTI - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – Volume I**. Secretaria de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento. Coordenação-Geral de Mudanças Globais de Clima. Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, 2016.

MERSCHMANN, P. R. C., VASQUEZ-ARROYO, E., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2013. Modeling water use demands for thermoelectric power plants with CCS in selected Brazilian water basins. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 13, pp. 87-101.

MERSCHMANN, P. R. C., VASQUEZ-ARROYO, E., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2012a. O aumento do consumo de água derivado da implementação da captura de carbono em termelétricas a carvão pulverizado do Rio Grande do Sul. **VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE, "Energia para o Século XXI: Sociedade e Desenvolvimento"**. Curitiba, Brasil.

MERSCHMANN, P. R. C., VASQUEZ-ARROYO, E., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2012b. The CCS technical viability application in coal-fired power plants situated in northeast Brazil: An water consumption case. **7th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems – SDEWES Conference**. Ohrid - Macedonia.

MMA - Resolução nº 181 de 07/12/2016 / CNRH - Conselho Nacional de Recursos Hídricos. Aprova as Prioridades, Ações e Metas do Plano Nacional de Recursos Hídricos para 2016-2020. Publicada no D.O.U em 23/01/2017.

MMA. **Caderno da região hidrográfica Atlântico Sul**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006a.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica Atlântico Nordeste Oriental**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006b.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica Atlântico Leste**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006c.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica do Paraná**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006d.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica Amazônica**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006e.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica Atlântico Sudeste**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006f.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica de São Francisco**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006g.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica Atlântico Nordeste Ocidental**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006h.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica de Tocantins**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006i.

MMA. **Caderno da Região Hidrográfica de Parnaíba**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. 2006j.

MPX MINERAÇÃO E ENERGIA LTDA. **Relatório de Impacto Ambiental – Rima, Usina Termoelétrica MPX (Pecém I)**. MPX Mineração e Energia Ltda. 2006.

MOHAPATRA, D. K., MOHANAKRISHNAN, P., 2010, A methodology for the assessment of nuclear power development scenario, **Energy Policy**, 38, pp. 4330-4338.

NASA - NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. 217. Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) SRTM C-BAND Data Products. Disponível em < <https://www2.jpl.nasa.gov/srtm/cbanddataproducs.html>>. Acesso em fevereiro 2017.

NETO, ELIA A. 2013. **Gestão dos Recursos Hídricos na Agroindústria Canavieira**. UNICA. Disponível em: <www.unica.com.br/download.php?idSecao=17&id=12610505> Acesso em: maio 2017

NETO, A.; SHINTAKU, A.; PIO, A.A.B.; CONDE, A.J.; FRANCESCO, F.; & DONZELLI, J.L. **Manual de Conservação e Reuso de Água na Agroindústria Sucroenergética**. Coordenação Técnica: André Elia Neto, Publicado por: ANA – Agencia Nacional de Águas; FIESP – Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, UNICA – União da Indústria da Cana-de-Açúcar; e CTC – Centro de Tecnologia Canavieira, Brasília, 2009.

NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION. Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs. New York. 2009.

NOGUEIRA DE OLIVEIRA, LARISSA PUPO; RODRIGUEZ ROCHEDO, PEDRO RUA; PORTUGAL-PEREIRA, JOANA; HOFFMANN, BETTINA SUSANNE; ARAGÃO, RAYMUNDO; MILANI, RODRIGO; LUCENA, ANDRÉ F.P.; SZKLO, ALEXANDRE; SCHAEFFER, ROBERTO. 2016. Critical Technologies for Sustainable Energy Development in Brazil: Technological Foresight Based on Scenario Modelling. **Journal of Cleaner Production**, v.130, 12-24

NOGUEIRA, L., 2016. **Temporal Issues in Mitigation Alternatives for The Energy Sector in Brazil**. D.Sc Thesis, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brazil.

NOGUEIRA, L., LUCENA, A., RATHMAN, R., ROCHEDO, P., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2014, Will Thermal Power Plants with CCS Play a Role in Brazil's Future Electric Power Generation?, **Int. Journal of Greenhouse Gas Control**, 24, pp. 115-123.

NOVACANA, 2015. **Processos de fabricação do etanol**. Disponível em: <http://www.novacana.com/etanol/fabricacao/>. Acesso em Janeiro 2015.

NUNES [S.I.]. Recursos Hídricos. Questões Críticas. Apresentação para o BEM-COPPE.

OCDE - Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico. 2015. **Governança dos Recursos Hídricos no Brasil**. Paris. ISBN 978-92-64-23816-9(PDF). Disponível em <http://dx.doi.org/10.1787/9789264238169-pt>. Acesso: abril 2017

OCDE - Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico. 2015. **Cobranças pelo uso de recursos hídricos no Brasil: Caminhos a seguir**. Paris. ISBN 978-92-64-23816-9(PDF). Disponível em <http://dx.doi.org/10.1787/9789264288423-pt>. Acesso: Janeiro 2018.

ONUBR - Nações Unidas para o Brasil. 2015 **Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável**. Edição em 13 de outubro de 2015. Disponível em: <https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>. Acesso em Junho 2016.

OLSSON, GUSTAF. 2015. **Water and Energy: Threats and Opportunities** - Second Edition. IWA Publications. ISBN13: 9781780406930

PAN, L.; LIU, P.; MA, L.; LI, Z. A supply chain based assessment of water issues in the coal industry in China. **Energy Policy**, v. 48, n. 0, p. 93–102, set 2012.

PORTO, M. F. A.; PORTO, R. **Gestão de bacias hidrográficas**. Estudos Avançados 22 (63), 2008.

PORTUGAL-PEREIRA, J., KOBERLE, A., LUCENA, A., SZKLO, A., & SCHAEFFER, R. (2016). Overlooked impacts of power generation: The life cycle side of the story. **Energy**, 1-12. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.062>.

RIAHI, K., DENTENER, F., GIELEN, D., GRUBLER, A., JEWELL, J., KLIMONT, Z., *et al.* 2012. **Global Energy Assessment Chapter 17: Energy pathways for sustainable development.**

RIAHI, K., GRUBLER, A., NAKICENOVIC, N., 2007, "Scenarios of long-term socio-economic and environmental development under climate stabilization", **Technological Forecasting and Social Change**, 74 (7), pp. 887–935.

ROCHEDO, PEDRO RUA RODRIGUEZ. 2016. **Development of a global integrated energy model to evaluate the Brazilian role in climate change mitigation scenarios.** Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.

ROCHEDO, PEDRO RUA RODRIGUEZ. 2011. **Análise econômica sob incerteza da captura de carbono em termoeletricas a carvão: retrofitting e capture-ready.** Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.

ROCHEDO, P., COSTA, I., IMPÉRIO, M., HOFFMANN, B., MERSCHMANN, P., OLIVEIRA, C., SZKLO, A., SCHAEFFER, R. , 2016, Carbon capture potential and costs in Brazil, **Journal of Cleaner Production**, 131, pp. 280-295

ROCHEDO, P., SZKLO, A., LUCENA, A., & SCHAEFFER, R. 2015. How a very detailed representation of energy efficiency options in the objective-function of MESSAGE-Brazil (MSB8000) can affect the penetration of renewables (VRE) into the Brazilian power grid. **In Integrated Assessment Modelling Conference.** Potsdam, Germany.

RUTBERG, Michael. 2012. **Modeling Water Use at Thermoelectric Power Plants.** Submitted to the Department of Mechanical Engineering for the degree of Master of Science In Mechanical Engineering at the Massachusetts Institute of Technology, pp.77.

SANTOS, FERNANDO ALVES D. **Análise da aplicação da biomassa da cana como fonte de energia elétrica: usina de açúcar, etanol e bioeletricidade.** Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. São Paulo 2012.

SARADHI, I. V., PANDIT, G. G., PURANIK, V. D., 2009, Energy supply, demand, environmental analysis - a case study of Indian energy scenario, *International Journal of Environmental Science and Engineering*, 3, pp. 115–120

SCHLÖR, J.-FR. HAKE, W. FISCHER, 2014, Integrated Sustainability Assessment of Climate Impact, Land, Energy and Water Use in Germany against the Background of the UN Green Economy Model and Germany's Sustainability Strategy. *Energy Procedia*. Volume 61, Pages 1–4. doi:10.1016/j.egypro.2014.11.891.

SEI - Stockholm Environment Institute. **LEAP – Long range Energy Alternatives Planning System.** LEAP brochure. 2012.

SEI - Stockholm Environment Institute. **Managing environmental systems: the water-energy-food nexus.** Research Synthesis Brief 2014.

SEMERTZIDIS, T. 2015. Can energy systems models address the resource nexus? 7th International Conference on Sustainability in Energy and Buildings. *Energy Procedia*. doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.182 83 (2015) 279 – 288.

SOEDER, D.J., KAPPEL, W.M. **Water Resources and Natural Gas Production from the Marcellus Shale.** U.S. Geological Survey, May. 2009.

SORIA, RAFAEL; LUCENA, ANDRÉ F.P.; TOMASCHEK, JAN; FICHTER, TOBIAS; HAASZ, THOMAS; SZKLO, ALEXANDRE; SCHAEFFER, ROBERTO; ROCHEDO, PEDRO; FAHL, ULRICH; KERN, JÜRGEN. 2016. Modelling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling approach. *Energy*, v.116, 265-280

SWERA – NREL - Solar and Wind Energy Resource Assessment. 2015. NASA Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0 Data Set (Jan 2008). Disponível em <https://maps.nrel.gov/swera/?visible=swera#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=-25.48295117535531%2C-102.3046875&zL=2>. Acesso Outubro 2016.

STRUBEGGER, M., TOTSCHNIG, G., e ZHU, B. 2004. **MESSAGE: A technical model description. In Achieving a Sustainable Global Energy System: Identifying Possibilities Using Long-term Energy Scenarios**, 168-213.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. 320 p

UN – UNITED NATIONS. 2015. **Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development**. Código A/RES/70/1. 21 outubro 2015. Disponível em: <http://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E>. Acesso em: Junho 2016.

UNESCO – United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization. 1979. **Predicting effects of power plant once-through cooling on aquatic systems**. Technical paper in hydrology. A contribution to the International Hydrological Programme. pp 170. ISBN 92-3-101-704-7.

ÚNICA – União da Indústria da cana-de-açúcar, 2018. Histórico da produção do etanol. Disponível em <http://www.unicadata.com.br/historico-de-producao-e-moagem.php?idMn=31&tipoHistorico=2>. Acesso em: Janeiro 2018.

UNICA – UNIÃO DA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇÚCAR. 2017. **Ethanol Summit, Um salto para 2030**. 26 e 27 de Junho 2017. pp77.

UNICA – UNIÃO DA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇÚCAR. 2007. **Produção e uso do etanol combustível no Brasil**.. Disponível em: http://www.ambiente.sp.gov.br/wpcontent/uploads/publicacoes/etanol/producao_etanol_unica.pdf. Acesso: agosto 2014.

USINA TERMELÉTRICA (UTE) PORTO DO AÇU ENERGIA S/A. **Relatório de Impacto Ambiental - RIMA da Usina Termelétrica Porto do Açú Energia S/A**. 2008

van VLIET M.T.H, van BEEK L.P.H, EISNER. S., FLÖRKE, M., WADA Y., BIERKENS M.F.P. 2016. Multi-model assessment of global hydropower and cooling water discharge potential under climate change. **Global Environmental Change**. 40, 156–170. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.07.007>

VASQUEZ-ARROYO, E., SCHAEFFER, R., LUCENA, A., 2013. Termoeléctricas a carbón mineral, su relación con el uso de agua y el cambio climático en Brasil. **Water Week Latinoamerica, 2013**, Viña del Mar. Agua, Energía y Cambio Climático, v. 7.

VASQUEZ-ARROYO, E., GROTTERRA, C., PEREIRA JR., A., 2015. A produção de etanol no Brasil e seu impacto ambiental sobre o nexso clima-terra-energia-água. Aplicação da metodologia matriz insumo produto ambiental. **5th Latin America Energy Economics Meeting**, Medellin, Colombia.

VASQUEZ-ARROYO, E., SOUZA, L., GUEDES, F., ROCHEDO, P., SZKLO, A., LUCENA, A., SCHAEFFER, R., 2016. A disponibilidade hídrica como possível restrição ambiental para a produção de derivados de petróleo no Brasil. **Congresso do Rio Oil & Gas. 2016**.

VEIGA, A. A. **Estudo do efeito biocida do cloro e do peróxido de hidrogênio em sistemas de resfriamento com reúso de efluente como água de reposição**. 2010. 312 p. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Tecnologias de Processos Químicos e Bioquímicos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

VICUÑA, S, R. GARREAUD and J. McPhee. 2011. Climate change impacts on the hydrology of a snowmelt driven basin in semiarid Chile. **Climatic Change** 105:469-488

VIDIC, R. D.; BRANTLEY, S. L.; VANDENBOSSCHE, J. M.; YOXTHEIMER, D.; ABAD, J. D. Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality. *Science*, v. 340, n. 6134, p. 1235009, 17 maio 2013.

YATES, D. 2005. **WEAP21- A Demand, Priority – and Preference –Driven Water Planning Model. Part 2: Aiding Freshwater Ecosystem Service Evaluation**. *Water International* Volume 30, Number 4, Pages, 501-512.

WEIRICH M. **Global Resource Modelling of the Climate, Land, Energy and Water (CLEWS) Nexus using the Open Source Energy Modelling System (OSeMOSYS)**. Division of Energy Systems Analysis of the Royal Institute of Technology Stockholm (KTH). Internship Report 2013.

WELSCH, M , HERMANN, S., HOWELLS, M., ROGNER, H., YOUNG, C., RAMMA, I., BRAZILIAN, M., FISCHER, G., ALFSTAD, T., GIELEN, D., Le

BLANC, D., ROHRL, A., STEDUTO, P., MULLHER, A., 2014. Adding value with CLEWS – Modelling the energy system and its interdependencies for Mauritius. **Applied Energy** 113, pp. 1434-1445.

WORLD BANK GROUP. 2017. **Modeling the Water-Energy Nexus, How Do Water Constraints Affect Energy Planning in South Africa?** International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.

WWAP - UNITED NATIONS WORLD WATER ASSESSMENT PROGRAMME. 2014. **The United Nations World Water Development Report 2014: Water and Energy**. Paris, UNESCO

ZHAI, H.; RUBINA, E. S. Carbon capture effects on water use at pulverized coal power plants. **Energy Procedia**, v. 4, p. 2238–2244, 2011.

ANEXOS

Anexo 1: Coeficientes hídricos do Sistema de Resfriamento e de Outros Processos

1.1 Coeficiente hídrico para sistema de resfriamento aberto ((Mm³/a)/MWa)

Região energética	Demanda	Consumo	Efluente
Sul	0.79	0.008	0.781
Sudeste	0.79	0.008	0.781
Norte	0.79	0.008	0.781
Nordeste	0.79	0.008	0.781
Centro-Oeste	0.79	0.008	0.781

1.2 Coeficiente hídrico para sistema de resfriamento fechado a torre úmida ((Mm³/a)/MWa)

Região energética	Demanda	Consumo	Efluente
Sul	0.0145	0.011	0.004
Sudeste	0.0149	0.011	0.004
Norte	0.0155	0.012	0.004
Nordeste	0.0139	0.010	0.003
Centro-Oeste	0.0152	0.011	0.004

1.2 Coeficiente hídrico para sistema de resfriamento fechado a torre úmida ((Mm³/a)/MWa)

Tecnologia	Demanda	Consumo	Efluente
PCC doméstico	0.0015	0.0008	0.0007
PCC importado	0.0016	0.0008	0.0008
PCC / CCS	0.0018	0.0009	0.0009
IGCC	0.0010	0.0006	0.0004
IGCC/CCS	0.0021	0.0017	0.0004
NGCC	0.0004	0.0000	0.0004
NGCC/CCS	0.0004	0.0000	0.0004
LFO / HFO	0.0007	0.0000	0.0007
Nuclear	0.0002	0.0000	0.0002
Biomassa	0.0015	0.0008	0.0007
CHP	0.0003	0.0000	0.0003
CSP	0.0010	0.0003	0.0007
PV	0.00001	0.00001	0.00000

Nota: Todos os valores mostrados representam a média das regiões energéticas

Anexo 2: Retirada de água dos usuários não-energéticos por Bacia no modelo

MSB8000 (Mm³)

Bacia_1_S	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	1156	1208	1254	1290	1319	1338	1349	1348	1338
Rural	60	63	65	67	68	69	70	70	69
Indústria	39	41	42	47	52	57	62	67	72
Pecuária	160	173	177	193	210	227	242	255	265
Irrigação	7500	8097	8319	9070	9864	10649	11360	11943	12419
Total	8915	9583	9857	10668	11513	12341	13083	13683	14163
Bacia_2_S	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	315	329	342	352	359	365	367	367	365
Rural	46	48	50	51	52	53	54	54	53
Indústria	30	32	33	36	40	44	48	52	55
Pecuária	220	238	244	266	289	312	333	350	364
Irrigação	4000	4319	4437	4837	5261	5680	6059	6370	6624
Total	4611	4965	5105	5543	6002	6454	6861	7192	7461
Bacia_3_S	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	808	845	877	902	922	936	943	943	936
Rural	61	64	66	68	70	71	71	71	71
Indústria	100	106	108	121	134	146	158	171	184
Pecuária	200	216	222	242	263	284	303	318	331
Irrigação	232	250	257	280	305	329	351	369	384
Total	1401	1481	1530	1614	1693	1766	1827	1873	1905
Bacia_3_SE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	3760	3932	4079	4199	4291	4355	4388	4387	4353
Rural	90	94	98	101	103	104	105	105	104
Indústria	3000	3187	3250	3632	4009	4381	4754	5140	5514
Pecuária	400	432	444	484	526	568	606	637	662
Irrigação	5800	6262	6433	7014	7628	8235	8785	9236	9604
Total	13050	13907	14303	15429	16557	17643	18638	19505	20239
Bacia_4_SE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	2750	2876	2983	3071	3139	3185	3209	3209	3184
Rural	90	94	98	101	103	104	105	105	104
Indústria	1700	1806	1842	2058	2272	2482	2694	2912	3125
Pecuária	400	432	444	484	526	568	606	637	662
Irrigação	1450	1566	1608	1754	1907	2059	2196	2309	2401
Total	6390	6773	6974	7467	7946	8399	8811	9172	9476

Bacia_5_SE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	104	109	113	117	119	121	122	122	121
Rural	31	32	34	35	35	36	36	36	36
Indústria	491	521	532	594	656	717	778	841	902
Pecuária	80	86	89	97	105	114	121	127	132
Irrigação	780	842	865	943	1026	1107	1181	1242	1291
Total	1486	1591	1632	1785	1941	2094	2238	2368	2483
Bacia_6_SE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	736	770	798	822	840	852	859	859	852
Rural	40	42	44	45	46	47	47	47	47
Indústria	1361	1445	1474	1647	1819	1987	2156	2331	2501
Pecuária	150	162	166	181	197	213	227	239	248
Irrigação	2000	2159	2218	2419	2630	2840	3029	3185	3312
Total	4287	4578	4701	5114	5532	5939	6319	6660	6960
Bacia_5_NE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	1000	1046	1085	1117	1141	1158	1167	1167	1158
Rural	120	125	130	134	137	139	140	140	139
Indústria	305	324	330	369	407	445	483	522	560
Pecuária	160	173	177	193	210	227	242	255	265
Irrigação	1000	1080	1109	1209	1315	1420	1515	1592	1656
Total	2585	2748	2832	3023	3211	3390	3547	3676	3778
Bacia_6_NE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	357	373	387	399	407	413	417	416	413
Rural	94	98	102	105	107	109	110	110	109
Indústria	140	149	152	170	188	205	222	240	258
Pecuária	130	140	144	157	171	185	197	207	215
Irrigação	3700	3995	4104	4475	4866	5254	5604	5892	6127
Total	4421	4756	4889	5305	5739	6165	6550	6865	7122
Bacia_9_NE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	270	282	293	302	308	313	315	315	313
Rural	80	84	87	89	91	93	93	93	93
Indústria	80	85	87	97	107	117	127	137	147
Pecuária	130	140	144	157	171	185	197	207	215
Irrigação	169	183	188	205	223	241	257	270	281
Total	729	774	798	850	900	947	989	1022	1048
Bacia_10_NE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	1800	1882	1953	2010	2054	2085	2101	2100	2084
Rural	190	199	207	213	217	221	222	222	220
Indústria	701	745	759	849	937	1024	1111	1201	1289

Pecuária	140	151	155	169	184	199	212	223	232
Irrigação	4094	4420	4541	4951	5384	5813	6201	6519	6779
Total	6925	7397	7615	8192	8777	9341	9847	10266	10604
Bacia_11_NE	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	250	261	271	279	285	290	292	292	289
Rural	47	49	51	52	53	54	54	54	54
Indústria	100	106	108	121	134	146	158	171	184
Pecuária	60	65	67	73	79	85	91	96	99
Irrigação	536	578	594	648	704	760	811	853	887
Total	992	1059	1091	1173	1255	1335	1407	1466	1513
Bacia_3_CO	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	774	809	839	864	883	896	903	903	896
Rural	22	23	24	25	25	26	26	26	26
Indústria	880	935	953	1065	1176	1285	1395	1508	1618
Pecuária	400	432	444	484	526	568	606	637	662
Irrigação	2846	3073	3157	3442	3743	4041	4311	4532	4713
Total	4922	5271	5417	5879	6353	6815	7240	7605	7914
Bacia_7_CO	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	200	209	217	223	228	232	233	233	232
Rural	12	12	13	13	13	13	14	14	13
Indústria	100	106	108	121	134	146	158	171	184
Pecuária	300	324	333	363	395	426	454	478	497
Irrigação	466	503	517	564	613	662	706	742	772
Total	1078	1155	1188	1284	1383	1479	1566	1638	1697
Bacia_8_CO	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	120	125	130	134	137	139	140	140	139
Rural	13	13	14	14	15	15	15	15	15
Indústria	70	74	76	85	94	102	111	120	129
Pecuária	300	324	333	363	395	426	454	478	497
Irrigação	1282	1385	1422	1551	1687	1821	1942	2042	2124
Total	1785	1922	1975	2147	2326	2503	2663	2795	2903
Bacia_12_CO	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	85	89	92	95	97	98	99	99	98
Rural	12	13	14	14	14	14	15	15	14
Indústria	200	212	217	242	267	292	317	343	368
Pecuária	300	324	333	363	395	426	454	478	497
Irrigação	486	525	539	588	639	690	736	774	805
Total	1084	1163	1194	1302	1413	1521	1622	1708	1782

Bacia_8_N	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	500	523	542	558	571	579	584	583	579
Rural	68	72	74	76	78	79	80	80	79
Indústria	700	744	758	847	936	1022	1109	1199	1287
Pecuária	300	324	333	363	395	426	454	478	497
Irrigação	900	972	998	1088	1184	1278	1363	1433	1490
Total	2468	2634	2706	2934	3163	3384	3590	3773	3932

Bacia_12_N	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Urbano	600	627	651	670	685	695	700	700	695
Rural	100	105	109	112	114	116	117	117	116
Indústria	200	212	217	242	267	292	317	343	368
Pecuária	408	441	453	493	537	579	618	650	676
Irrigação	151	163	168	183	199	215	229	241	250
Total	1459	1548	1597	1700	1802	1897	1981	2050	2104

**Anexo 3: Identificação de sistemas de resfriamento e capacidade instalada de frio
por tipo de usina termelétrica e Bacia/Região MSB8000**

Região Sul (S)

Carvão Mineral

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio (MW)
1955	S	Carvão Mineral Doméstico	20	Basin_1	OC	29
1955	S	Carvão Mineral Doméstico	20	Basin_3	OC	29
1970	S	Carvão Mineral Doméstico	304	Basin_1	OC	440
1980	S	Carvão Mineral Doméstico	262	Basin_1	OC	380
1980	S	Carvão Mineral Doméstico	446	Basin_1	WCT	646
2000	S	Carvão Mineral Doméstico	363	Basin_1	WCT	526

NGCC

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	S	NGCC	640	Basin_2	WCT	390
2005	S	NGCC	641	Basin_3	WCT	391
2005	S	NGCC	406	Basin_1	OC	248

CHP_22

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	S	CHP_22	251	Basin_3	OC	1904

Biomassa

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	S	Biomassa a ciclo Rankine	38	Basin_1	OC	55
2005	S	Biomassa a ciclo Rankine	6	Basin_2	OC	9
2005	S	Biomassa a ciclo Rankine	151	Basin_3	OC	218

LFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	S	LFO	5	Basin_3	OC	7

HFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	S	HFO	373	Basin_1	OC	527
2009	S	HFO	373	Basin_3	OC	527

Região Sudeste (SU)**NGCC**

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	SU	NGCC	404	Basin_3	OC	246
2005	SU	NGCC	741	Basin_4	OC	452
2005	SU	NGCC	2403	Basin_4	WCT	1466
2005	SU	NGCC	542	Basin_5	OC	330

CHP_22

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	SU	CHP_22	3,934	Basin_3	OC	29836
2009	SU	CHP_22	138	Basin_3	WCT	1050
2009	SU	CHP_22	14	Basin_5	OC	109
2009	SU	CHP_22	297	Basin_6	OC	2252

Biomassa

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2000	SU	Biomassa	135	Basin_3	OC	195

LFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	SU	LFO	6	Basin_3	OC	9

HFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	SU	HFO	477	Basin_3	OC	674
2009	SU	HFO	268	Basin_4	OC	380

Nuclear

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2000	SU	Nuclear	2008	Basin_4	OC	4269

Região Nordeste (NE)**Carvão Mineral**

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2015	NE	Carvão Mineral Importado	360	Basin_9	OC	572
2015	NE	Carvão Mineral Importado	1085	Basin_10	WCT	1723

NGCC

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	NE	NGCC	546	Basin_10	WCT	385
2005	NE	NGCC	856	Basin_10	OC	603
2005	NE	NGCC	213	Basin_5	OC	150
2005	NE	NGCC	186	Basin_5	WCT	131

CHP_22

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	NE	CHP	397	Basin_10	OC	3417
2009	NE	CHP	34.5	Basin_6	OC	297
2009	NE	CHP	26	Basin_5	OC	220

Biomass

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2000	NE	Biomassa a ciclo Rankine	15	Basin_5	OC	22
2000	NE	Biomassa a ciclo	10	Basin_9	OC	14

		Rankine				
--	--	---------	--	--	--	--

LFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	NE	LFO	44	Basin_5	OC	70

HFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	NE	HFO	599	Basin_5	OC	964
2009	NE	HFO	901	Basin_6	OC	1449
2009	NE	HFO	168	Basin_10	OC	270
2009	NE	HFO	332	Basin_9	OC	534

Região Centro-Oeste (CO)

NGCC

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	CO	NGCC	386	Basin_3	WCT	235
2006	CO	NGCC	34	Basin_7	WCT	21

CHP_22

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	CO	CHP	50	Basin_8	OC	379
2009	CO	CHP	887	Basin_3	OC	6723
2009	CO	CHP	40	Basin_7	OC	303

Biomassa

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2000	CO	Biomassa a ciclo Rankine	25	Basin_3	OC	36

LFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	CO	LFO	500	Basin_3	OC	708

HFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	CO	HFO	3	Basin_3	OC	4

Região Norte (N)**NGCC**

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	N	gas_pp_cc	400	Basin_12	WCT	244

Biomassa

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2000	N	Biomassa a ciclo Rankine	9	Basin_12	OC	13
2000	N	Biomassa a ciclo Rankine	55	Basin_8	OC	80

CHP_22

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	N	CHP_22	80	Basin_8	OC	607

LFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2005	N	LFO	354	Basin_12	OC	501

HFO

Ano	MSB8000	UTE	MW	Bacia	Sistema de Resfriamento	Frio
2009	N	HFO	524.74	Basin_12	OC	743

Anexo 4: Distribuição do histórico da capacidade instalada dos processos de Resfriamento no MSB8000 (MW)

Região Sul (S)	1955	1970	1980	2000	2005	2009	2015
WCT_basin_1			646	526			
OC_basin_1	29	440	380		303	527	
WCT_basin_2					390		
OC_basin_2					9		
WCT_basin_3							
OC_basin_3	29				616	2432	
Região Sudeste (SU)	1955	1970	1980	2000	2005	2009	2015
WCT_basin_3						1050	
OC_basin_3				195	246	30519	
WCT_basin_4					1466		
OC_basin_4				4269	452	380.047	
WCT_basin_5							
OC_basin_5					330	109	
WCT_basin_6							
OC_basin_6						2252	
Região Nordeste (NE)	1955	1970	1980	2000	2005	2009	2015
WCT_basin_5					131		
OC_basin_5				22	221	1184	
WCT_basin_6							
OC_basin_6						1746	
WCT_basin_9							
OC_basin_9				14		534	572
WCT_basin_10					385		1723
OC_basin_10					603	3687	
WCT_basin_11							
OC_basin_11							
Região Centro-Oeste (CO)	1955	1970	1980	2000	2005	2009	2015
WCT_basin_3					235		
OC_basin_3				36	712	6723	
WCT_basin_7					21		

OC_basin_7						303	
WCT_basin_8							
OC_basin_8						379	
WCT_basin_12							
OC_basin_12							
Região Norte (N)	1955	1970	1980	2000	2005	2009	2015
WCT_basin_8							
OC_basin_8				80	607		
WCT_basin_12							
OC_basin_12				13	745	743	

Anexo 5: Lista dos Níveis de Água e Commodities do Módulo Hídrico no MSB8000

Nível de Água 1 Oferta de Água Bruta

Nível	Descrição	I d
Raw_Water	Água superficial e água bruta a ser tratada	W

Nível de Água 1: Oferta de Água Bruta

Commodity	Descrição	I d
Raw_Water_1	Água superficial da Região Hidrográfica Atlântico Sul	A
Raw_Water_2	Água superficial da Região Hidrográfica Uruguai	B
Raw_Water_3	Água superficial da Região Hidrográfica Paraná	C
Raw_Water_4	Água superficial da Região Hidrográfica Atlântico Sudeste	D
Raw_Water_5	Água superficial da Região Hidrográfica Atlântico Leste	E
Raw_Water_6	Água superficial da Região Hidrográfica São Francisco	F
Raw_Water_7	Água superficial da Região Hidrográfica Paraguai	G
Raw_Water_8	Água superficial da Região Hidrográfica Tocantins	H
Raw_Water_9	Água superficial da Região Hidrográfica Nordeste Ocidental	I
Raw_Water_10	Água superficial da Região Hidrográfica Nordeste Oriental	J
Raw_Water_11	Água superficial da Região Hidrográfica Paraíba	K
Raw_Water_12	Água superficial da Região Hidrográfica Amazônica	L

Nível de Água 1: Oferta de Água Bruta

Commodity	Descrição	I d
Withdrawan_Water_1	Água Captada da Bacia_1	a
Withdrawan_Water_2	Água Captada da Bacia_2	b
Withdrawan_Water_3	Água Captada da Bacia_3	c
Withdrawan_Water_4	Água Captada da Bacia_4	d
Withdrawan_Water_5	Água Captada da Bacia_5	e
Withdrawan_Water_6	Água Captada da Bacia_6	f
Withdrawan_Water_7	Água Captada da Bacia_7	g
Withdrawan_Water_8	Água Captada da Bacia_8	h

Withdrawan_Water_9	Água Captada da Bacia_9	i
Withdrawan_Water_10	Água Captada da Bacia_10	j
Withdrawan_Water_11	Água Captada da Bacia_11	k
Withdrawan_Water_12	Água Captada da Bacia_12	l

Nível de Água 1: Oferta de Água Bruta

<i>Commodity</i>	Descrição	Id
Water_Surplus_1	Excedente de água da Bacia_1	M
Water_Surplus_2	Excedente de água da Bacia_2	N
Water_Surplus_3	Excedente de água da Bacia_3	O
Water_Surplus_4	Excedente de água da Bacia_4	P
Water_Surplus_5	Excedente de água da Bacia_5	Q
Water_Surplus_6	Excedente de água da Bacia_6	R
Water_Surplus_7	Excedente de água da Bacia_7	S
Water_Surplus_8	Excedente de água da Bacia_8	T
Water_Surplus_9	Excedente de água da Bacia_9	U
Water_Surplus_10	Excedente de água da Bacia_10	V
Water_Surplus_11	Excedente de água da Bacia_11	W
Water_Surplus_12	Excedente de água da Bacia_12	X

Nível de Água 1: Oferta de Água Bruta

<i>Commodity</i>	Descrição	id
Ocean_inp	Água do mar a ser utilizada	y
Withdrawn_ocean	Água do mar captada	z
International	País como corpo receptor de água	Y
Ocean_out	Oceano como corpo receptor de água	Z

**Captação do recurso hídrico para o setor energético
e de outros usuários consuntivos**

Nível de Água 2

<i>Nível</i>	Descrição	Id
Treated_Water	Água para resfriamento, processos não resfriamento e outros usos consuntivos não-energéticos	w

Nível de Água 2

Treated Water

<i>Commodity</i>	Descrição	id
Cold_1	Geração de Frio da Bacia_1	A
Cold_2	Geração de Frio da Bacia_2	B
Cold_3	Geração de Frio da Bacia_3	C
Cold_4	Geração de Frio da Bacia_4	D
Cold_5	Geração de Frio da Bacia_5	E
Cold_6	Geração de Frio da Bacia_6	F
Cold_7	Geração de Frio da Bacia_7	G
Cold_8	Geração de Frio da Bacia_8	H
Cold_9	Geração de Frio da Bacia_9	I
Cold_10	Geração de Frio da Bacia_10	J
Cold_11	Geração de Frio da Bacia_11	K
Cold_12	Geração de Frio da Bacia_12	L

Nível de Água 2

Treated Water

<i>Commodity</i>	Descrição	id
Process_1	Água de Processos não resfriamento da Bacia_1	a
Process_2	Água de Processos não resfriamento da Bacia_2	b
Process_3	Água de Processos não resfriamento da Bacia_3	c
Process_4	Água de Processos não resfriamento da Bacia_4	d
Process_5	Água de Processos não resfriamento da Bacia_5	e
Process_6	Água de Processos não resfriamento da Bacia_6	f
Process_7	Água de Processos não resfriamento da Bacia_7	g
Process_8	Água de Processos não resfriamento da Bacia_8	h
Process_9	Água de Processos não resfriamento da Bacia_9	i
Process_10	Água de Processos não resfriamento da Bacia_10	j

Process_11	Água de Processos não resfriamento da Bacia_11	k
Process_12	Água de Processos não resfriamento da Bacia_12	l

Nível de Água 2 Treated Water

Commodity	Descrição	Id
Effluent_1	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_1	M
Effluent_2	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_2	N
Effluent_3	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_3	O
Effluent_4	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_4	P
Effluent_5	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_5	Q
Effluent_6	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_6	R
Effluent_7	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_7	S
Effluent_8	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_8	T
Effluent_9	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_9	U
Effluent_10	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_10	V
Effluent_11	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_11	W
Effluent_12	Efluentes dos processos e usuários não-energéticos da Bacia_12	X

Nível de Água 2 Treated Water

Commodity	Descrição	Id
Others_1	Usuários não-energéticos da Bacia_1	m
Others_2	Usuários não-energéticos da Bacia_2	n
Others_3	Usuários não-energéticos da Bacia_3	o
Others_4	Usuários não-energéticos da Bacia_4	p
Others_5	Usuários não-energéticos da Bacia_5	q
Others_6	Usuários não-energéticos da Bacia_6	r
Others_7	Usuários não-energéticos da Bacia_7	s
Others_8	Usuários não-energéticos da Bacia_8	t

Others_9	Usuários não-energéticos da Bacia_9	u
Others_10	Usuários não-energéticos da Bacia_10	v
Others_11	Usuários não-energéticos da Bacia_11	w
Others_12	Usuários não-energéticos da Bacia_12	x

Nível de Água 3 **Integração dos processos com a tecnologia de energia**

<i>Nível</i>	Descrição	Id
Transferred Water	Transferência dos produtos dos processos de cada Bacia	v

Nível de Água 3

<i>Commodity</i>	Descrição	id
Block_1	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_1	A
Block_2	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_2	B
Block_3	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_3	C
Block_4	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_4	D
Block_5	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_5	E
Block_6	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_6	F
Block_7	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_7	G
Block_8	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_8	H
Block_9	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_9	I
Block_10	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_10	J
Block_11	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_11	K
Block_12	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_12	L
Block_13	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_13	M
Block_14	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_14	N
Block_15	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_15	O
Block_16	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_16	P
Block_17	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_17	Q
Block_18	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_18	R
Block_19	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_19	S
Block_20	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_20	T

Block_21	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_21	U
Block_22	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_22	V
Block_23	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_23	W
Block_24	Insumos transferidos ao bloco de tecnologia_24	X