



ANÁLISE DO IMPACTO DA EXPANSÃO DE NOVAS RENOVÁVEIS
VARIÁVEIS NO CUSTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Rafael Cancellia Morais

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.

Orientador(es): Amaro Olímpio Pereira Junior
Johannes Schmidt

Rio de Janeiro

Março de 2021

ANÁLISE DO IMPACTO DA EXPANSÃO DE NOVAS RENOVÁVEIS
VARIÁVEIS NO CUSTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Rafael Cancellla Morais

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

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior

Johannes Schmidt

Aprovada por: Prof. Amaro Olímpio Pereira Junior

Prof. Johannes Schmidt

Prof. David Castello Branco

Prof^a. Carmen Lucia Tancredo Borges

Prof. Luciano Dias Losekann

Prof. Marciano Morozowski Filho

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2021

Morais, Rafael Cancellia

Análise do Impacto da Expansão de Novas Renováveis no Custo de Geração de Energia Elétrica no Brasil / Rafael Cancellia Moraes. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XV, 164 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior

Johannes Schmidt

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 165-177.

1. Setor Elétrico. 2. Fontes Renováveis Variáveis. 3. Modelos de expansão e operação. I. Pereira Junior, Amaro Olímpio *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

*“A sorrir
Eu pretendo levar a vida
Pois chorando eu vi a mocidade perdida
Finda a tempestade
O sol nascerá
Finda esta saudade
Hei de ter outro alguém para amar”*

Cartola e Elton Medeiros

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e aos meus antepassados que me protegem e me guiam.

Sou imensamente grato a muitas pessoas que me ajudaram de alguma forma durante essa longa caminhada. Aos meus orientadores, Amaro e Johannes, com quem trabalho desde 2014, que praticamente me formaram em termos profissionais, não apenas com os infinitos ensinamentos sobre o setor elétrico, mas também com inúmeros exemplos de ética, coerência, empatia e cuidado com os seus alunos. É uma grande honra trabalhar com eles por todos esses anos.

Aos professores David, Luciano e Marciano e à professora Carmen que aceitaram participar da banca.

Agradeço à Mari, por ter me enchido de amor durante toda a caminhada do doutorado. Nossa forma de levar a vida a dois sempre se baseou na parceria. Com o doutorado, não foi diferente. Ela se envolveu na minha tese, sempre me ajudou com ideias e sugestões, além de ser uma fortaleza nos momentos que eu mais precisei. Todo seu amor e apoio foram fundamentais para que eu terminasse meu trabalho.

Agradeço à minha família, meus pais, Nelson e Marina, que sempre priorizaram minha educação e também por terem me passado todos os valores e bons princípios da vida, que levo no meu coração. Eles também sempre foram muito compreensivos nos momentos de minha ausência. À minha irmã, Isabela, que alegria minha vida com seu bom-humor e alto astral. Recebo apenas amor e carinho deles. Muito obrigado! À minha prima, Taísa, que compartilhou o final dessa jornada no PPE comigo. Agradeço também a todos meus primos e tios.

Agradeço ao meu psicólogo, Marcio, por segurar a barra nos momentos de desespero e me ajudar a ver que tudo fazia parte do caminho.

Agradeço também a todos os funcionários do PPE, Paulo, Sandrinha, Queila, Fernando e a Josi, que sempre me ajudaram com tudo que precisei durante o mestrado e o doutorado.

Aos amigos que o PPE me deu e que estiveram presentes durante essa jornada: Alan, Eliab, Rodrigo, Mari Padilha, Cindy, Bruno Cunha, Gui, Erika, Kárys, Nathalia, Maíra, Cibelle, Gabriel Cavados, Dani, Ricardinho e muitos outros que não vou citar para não me estender ainda mais. Deixo um agradecimento especial ao Gabriel Castro, que sempre compartilhou sua experiência profissional comigo, me auxiliando na resolução de minhas dúvidas sobre programação, modelagem de hidrelétricas, regulação do setor elétrico e tantos outros temas.

Ao CEPEL, especificamente ao Carlos Sabóia, Guilherme Marzano, Maria Luiza Lisboa e José Francisco Pessanha, que sempre se mostraram muito solícitos e disponíveis para me ajudar. Além disso, a instituição forneceu o modelo MELP para que eu pudesse realizar esta tese.

Aos colegas da BOKU e IIASA, instituições por onde fiz meu doutorado sanduíche. À CAPES, pelo apoio financeiro durante esse tempo que passei na Áustria.

Por fim, agradeço aos colegas executores e patrocinadores dos projetos nos quais me envolvi ao longo do doutorado: SEDEIS/RJ, SINAPSE, SIGERA, FGV Energia/CENPES, ENERGISA/GESEL. Em especial, um agradecimento aos patrocinadores do projeto SINAPSE que financiaram a compra da licença do MELP.

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

ANÁLISE DO IMPACTO DA EXPANSÃO DE NOVAS RENOVÁVEIS
VARIÁVEIS NO CUSTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Rafael Cancellia Morais

Março/2021

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior

Johannes Schmidt

Programa: Planejamento Energético

Os impactos da entrada de fontes renováveis variáveis, sabidamente eólica *onshore* e solar fotovoltaica centralizada, nos custos totais de geração de eletricidade vêm sendo discutidos na literatura por conta de sua natureza dicotômica. Por um lado, tais usinas apresentam variação sub-horária na disponibilidade dos recursos naturais, o que traz a necessidade de compensação por outras fontes para manter o suprimento energético. Por outro, elas contam com custos de investimento decrescentes e custos variáveis de operação praticamente nulos. Dito isso, o objetivo deste trabalho é analisar como os custos totais de geração de eletricidade evoluem com a entrada em larga escala de fontes renováveis variáveis. A metodologia consiste na integração entre um modelo de planejamento da expansão e um modelo de operação do setor elétrico brasileiro, feita via implementação de curvas de duração de carga residuais no modelo de expansão. Os resultados mostram que os custos totais podem ser reduzidos, concluindo-se que é factível o planejamento de um sistema elétrico com elevadas participações de fontes renováveis variáveis que aproveite seus benefícios ambientais sem onerar consideravelmente os custos totais de geração de eletricidade.

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

ANALYSIS OF THE IMPACT OF NEW RENEWABLE VARIABLES EXPANSION
ON THE COST OF ELECTRICITY GENERATION IN BRAZIL

Rafael Cancellia Morais

March/2021

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Junior
Johannes Schmidt

Department: Energy Planning

The impacts of a large scale of variable renewable sources, i.e. onshore wind and centralized photovoltaic solar, on total electricity generation costs have been discussed in the literature due to their inherent variability. On the one hand, such plants show sub-hourly variation in the availability of natural resources, which leads to the requirement for compensation from other sources to maintain the electricity supply. On the other hand, they have low and decreasing investment costs and variable operating costs that are close to 0. The objective of this thesis is to analyze how the total electricity generation costs evolve with a large-scale entry of variable renewable sources. The methodology consists of the integration of an expansion planning model with an operating model of the Brazilian electric sector, made through the implementation of residual load duration curves in the expansion model. The results show that total cost can be reduced, concluding that it is feasible to plan an electrical system with high participation of variable renewable sources that takes advantage of their environmental benefits without considerably burdening the total electricity generation costs.

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO, DA OPERAÇÃO, MODELOS E INTEGRAÇÃO DAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS.....	8
2.1	Descrição do problema de planejamento da expansão de energia elétrica.....	11
2.2	Descrição do problema de planejamento da operação de sistema elétricos hidrotérmicos.....	15
2.3	Modelos de planejamento da expansão.....	17
2.4	Modelos de operação.....	31
2.5	Resumo dos modelos de planejamento do setor elétrico.....	37
2.6	Formas de integração de renováveis intermitentes no planejamento da expansão e operação de sistemas elétricos.....	41
3	METODOLOGIA: INTEGRAÇÃO E CONSTRUÇÃO DOS MODELOS.....	50
3.1	Construção dos modelos (preparação de dados): MELP.....	58
3.2	Construção dos modelos: COPA.....	69
3.3	Estudo de caso.....	107
4	RESULTADOS.....	109
4.1	Cenário Referência.....	109
4.2	Cenário alternativo.....	127
4.3	Comparação entre os cenários Referência e Alternativo.....	142
4.4	Cálculo dos custos totais no MELP.....	143
4.5	Custos totais dos cenários.....	144
5	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	147
6	CONCLUSÕES, LIMITAÇÕES E ESTUDOS FUTUROS.....	158
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	165
8	APÊNDICE I: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO COPA.....	178
9	APÊNDICE II: DADOS DE ENTRADA E RESULTADOS DOS MODELO.....	188
10	ANEXO: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO MELP.....	189
10.1	Variáveis de Investimento.....	189
10.2	Variáveis de Operação.....	189
10.3	Modelagem das Restrições.....	189
10.4	Formulação Matemática.....	190

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Geração de eletricidade por fonte para o período de 2009 a 2019.....	4
Figura 2: Estrutura do OSEMOSYS.....	27
Figura 3: Representação do sistema energético no MESSAGE	29
Figura 4: Exemplo hipotético da curva de carga residual	45
Figura 5: Curva de duração de carga residual	46
Figura 6: Metodologia da tese	53
Figura 7: Evolução da carga até 2030	68
Figura 8: Vazões afluentes mensais para quatro reservatórios representativos do SIN .	71
Figura 9: Metodologia para estimação da carga horária de 2030.....	75
Figura 10: Curvas de carga horárias de 2013 e 2030	78
Figura 11: Representação esquemática do COPA.....	80
Figura 12: Energia natural afluyente COPA x NEWAVE	86
Figura 13: Exemplo do perfil de fatores de capacidade eólicos	89
Figura 14: <i>Boxplot</i> dos fatores de capacidade eólicos.....	91
Figura 15: Perfil sazonal da biomassa no COPA	92
Figura 16: Exemplo do perfil de fatores de capacidade solares	95
Figura 17: <i>Boxplot</i> dos fatores de capacidade solares	96
Figura 18: Diferenças horárias entre COPA e INMET (Wh/m ²) para o ano de 2013	98
Figura 19: <i>Boxplot</i> do recurso solar normalizado: COPA x INMET	99
Figura 20: Médias mensais do total diário de irradiação solar direta para as três bases de dados analisadas	100
Figura 21: Categorização inicial termelétricas no COPA: médias dos CVUs	104
Figura 22: Curvas de custos variáveis das termelétricas do COPA	106
Figura 23: Operação horária para as semanas escolhidas Nordeste Referência	114
Figura 24: Operação horária para as semanas escolhidas Sul Referência	115
Figura 25: Histograma <i>curtailment</i> - cenário Referência	117
Figura 26: <i>Curtailment</i> horário nas semanas escolhidas - cenário Referência.....	118
Figura 27: Média dos cortes por hora 2030 Nordeste Referência.....	119
Figura 28: Intercâmbio semanal de eletricidade Referência.....	120
Figura 29: Curvas de duração de carga residuais por região - Cenário Referência.....	121
Figura 30: Impacto das curvas de duração de carga residuais na expansão - cenário Referência.....	123
Figura 31: Comparação cenário de referência MELP x PDE 2029.....	126

Figura 32: Operação horária para as semanas escolhidas Nordeste Alternativo	131
Figura 33: Operação horária para as semanas escolhidas Sul Alternativo	132
Figura 34: Histograma curtailment Brasil - cenário Alternativo	133
Figura 35: Curtailment horário nas semanas escolhidas Brasil - cenário Alternativo..	134
Figura 36: Média dos cortes por hora 2030 Nordeste Alternativo	135
Figura 37: Intercâmbio semanal de eletricidade Alternativo	137
Figura 38: Curvas de duração de carga residuais por região - Cenário Alternativo.....	138
Figura 39: Impacto das curvas de duração de carga residuais na expansão Alternativo	140
Figura 40: Custos por período	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Resumo dos modelos de planejamento da expansão e da operação do setor elétrico	38
Tabela 2: Formato dos fatores de capacidade da fonte eólica no MELP	55
Tabela 3: Casos rodados em cada cenário	56
Tabela 4: Dados utilizados na construção dos modelos	58
Tabela 5: Capacidade existente por fonte e região até 2017 (MW)	60
Tabela 6: Custos de investimento (CAPEX) e O&M fixo das tecnologias.....	61
Tabela 7: Usinas hidrelétricas candidatas a expansão - cenário de referência	62
Tabela 8: Amostra de CVUs das usinas termelétricas do MELP	64
Tabela 9: Estimativa de geração de eletricidade das pequenas usinas	65
Tabela 10: Fatores de capacidade sazonais das fontes renováveis variáveis (%)	66
Tabela 11: Fatores de capacidade anuais das renováveis variáveis e sazonais	67
Tabela 12: Médias das vazões afluentes por período e reservatório	72
Tabela 13: Correlações entre os recursos naturais e a carga	74
Tabela 14: Ajuste dos <i>outliers</i> da região Nordeste no perfil horário da carga de 2013 .	76
Tabela 15: Parâmetros da modelagem hidrelétrica no COPA.....	81
Tabela 16: Capacidade instalada por sub-bacia do Paraná e subsistema	83
Tabela 17: Fatores de ajuste da energia natural afluente.....	84
Tabela 18: Estatísticas descritivas dos fatores de capacidade eólicos.....	90
Tabela 19: Parâmetros de busca na plataforma <i>Renewables Ninja</i>	93
Tabela 20: Municípios escolhidos para representar o recurso solar no COPA	94
Tabela 21: Estatísticas descritivas dos fatores de capacidade solares	95
Tabela 22: Bases de dados solares comparadas.....	97
Tabela 23: Resumo das diferenças entre as bases de dados solares analisadas.....	101
Tabela 24: Categorias das plantas termelétricas incluídas no COPA.....	103
Tabela 25: Usinas a gás natural do Nordeste.....	105
Tabela 26: Usinas a gás natural no Nordeste agregadas	106
Tabela 27: Premissas de expansão de renováveis variáveis em cada cenário	107
Tabela 28: Capacidade instalada por fonte - cenário Referência	109
Tabela 29: Expansão hidrelétrica - cenário Referência	110
Tabela 30: Expansão por período - cenário Referência.....	111
Tabela 31: Geração de eletricidade e fatores de capacidade por fonte Referência.....	111
Tabela 32: Geração de eletricidade COPA 2030 - cenário Referência	112

Tabela 33: <i>Curtaiment</i> por região e por fonte - cenário Referência.....	119
Tabela 34: Atualização dos fatores de capacidade - cenário Referência.....	122
Tabela 35: Tabela comparativa dos resultados do cenário Referência com e sem curvas de duração de carga residuais - 2030.....	124
Tabela 36: Capacidade instalada por fonte - cenário Alternativo	127
Tabela 37: Expansão por período - cenário Alternativo.....	128
Tabela 38: Geração de eletricidade e fatores de capacidade por fonte Alternativo....	129
Tabela 39: Geração de eletricidade COPA 2030 - cenário Alternativo	130
Tabela 40: <i>Curtaiment</i> por região e por fonte - cenário Alternativo.....	136
Tabela 41: Atualização dos fatores de capacidade - cenário Alternativo.....	139
Tabela 42: Resultados do cenário Alternativo com e sem curvas de duração de carga residuais - 2030.....	141
Tabela 43: Comparação resultados: Referência x Alternativo	142
Tabela 44: Comparação entre os custos totais dos cenários.....	145
Tabela 45: Comparação entre os resultados de Elliston et al (2016) e este trabalho em termos de capacidade instalada, eletricidade e fator de capacidade das renováveis variáveis.....	153

SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BOKU	<i>Universität für Bodenkultur Wien</i>
CCR	Curva de Carga Residual
CDCR	Curva de Duração de Carga Residual
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CINV	Custo de Investimento
COP	Custo de Operação
COPA	<i>Climate based Optimazation of renewable Power Allocation</i>
CT	Custo Total
CVU	Custo Variável Unitário
DESELP	Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo
DESSEM	Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
GEE	Gases de Efeito Estufa
GW	<i>gigawatt</i>
GWh	<i>gigawatt-hora</i>
IAEA	<i>International Atomic Energy Agency</i>
IIASA	<i>International Institute for Applied Systems Analysis</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MAD	Região do rio Madeira
MARKAL	<i>Market al.location</i>
MATRIZ	Modelo de Projeção de Matriz Energética
MMBTU/MWh	Milhões de <i>British Thermal Units</i> por Megawatt-hora
MDI	Modelo de Decisão de Investimentos
MELP	Modelo de Expansão de Longo Prazo

MESSAGE	<i>Model for Energy Supply Strategy Alternatives and Their General Environment Impacts</i>
MODPIN	Modelo de Planejamento da Expansão sob Incertezas
MW	<i>megawatt</i>
MWh	megawatt-hora
N	Norte
NDC	<i>Nationally Determined Contributions</i>
NE	Nordeste
NEWAVE	Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados
NF	Nó fictício
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PROEOLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PG	Paraguai
PR	Paraná
R\$	Reais (moeda brasileira)
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINAPSE	Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico
SUSHI-O	Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados
TWh	Terawatt-hora
UHE	Usina Hidrelétrica
US\$	Dólares americanos (moeda dos Estados Unidos da América)
WWF	<i>World Wildlife Fund</i>

1 Introdução

As emissões antrópicas de gases que agravam o efeito estufa têm sido discutidas mundialmente nos últimos anos, uma vez que potencializam as mudanças climáticas. Entre os exemplos desse fenômeno, verificam-se a alteração nos regimes das chuvas (PREIN *et al.*, 2017), derretimento de geleiras (FRITZ *et al.* 2017), elevação do nível dos oceanos, eventos extremos, entre outros (ALLEN *et al.*, 2018). A questão das mudanças climáticas é reconhecida como um problema dos tempos atuais, dadas as inúmeras evidências da ação antrópica nos ambientes naturais, destacadas pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas – IPCC (2014 e 2018).

Os países estão se mobilizando há décadas para combater esse fenômeno. Diversas reuniões e conferências já foram realizadas, desde a Rio-92, em 1992, até a COP 25 (*25th session of the Conference of the Parties*), em 2019 (UNFCCC, 2019). Um marco importante dessas reuniões foi a COP 21, realizada em 2015, em que diversos países assumiram compromissos de redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE) com um objetivo comum de limitar o aumento da temperatura global a 2°C, em 2100, em relação aos níveis pré-industriais, fazendo esforços para tentar limitar esse aumento em 1,5°C. Cada país resumiu seus principais compromissos e metas, que foram ratificados em 2016, em um documento chamado NDC (*Nationally Determined Contributions*) (UNFCCC, 2015).

Para que esse objetivo seja atingido, é importante que os países tenham atenção aos seus setores de geração de energia elétrica, pois esses estão entre os que apresentam considerável espaço para medidas de mitigação, principalmente em países como Estados Unidos e União Europeia. Tal necessidade decorre do fato dessas nações se basearem, historicamente, em queima de combustíveis fósseis para a transformação de fontes primárias de energia em eletricidade para usos finais.

Alternativamente, as fontes renováveis são importantes, porque não geram GEE durante a sua operação ou, no pior dos casos, apresentam emissões líquidas nulas. Essa é uma considerável vantagem ambiental frente às usinas que queimam combustíveis fósseis, como gás natural, carvão e até óleo combustível, emitindo esses gases.

A importância das fontes renováveis no atingimento das metas climáticas vem sendo destacada por instituições internacionais. Por exemplo, IRENA (2020) afirma que os sistemas energéticos do futuro podem apresentar uma configuração completamente

diferente da atual, com uma extensa expansão de renováveis a baixos custos, *grids* inteligentes e flexíveis, além de um crescente número de veículos elétricos e outros produtos e processos dependentes de eletricidade. O *World Energy Outlook 2020* (IEA, 2020), em sua seção de energia elétrica, corrobora essa importância, apontando que os setores elétricos têm um importante papel em prover a eletricidade que o mundo precisará no longo prazo. A título de exemplificação, o documento afirma que as renováveis (hidráulica, eólica, solar, bioenergia, geotérmica e energias marinhas) tendem a atender 80% do crescimento da demanda global por eletricidade entre 2020 e 2030, ultrapassando o carvão como a principal fonte primária de eletricidade em 2025, chegando a 40% da oferta de eletricidade do mundo.

Com relação ao Brasil, o país se comprometeu a, em 2025, reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005 (BRASIL, 2015). Embora sua maior fonte de emissões de GEE esteja no setor agropecuário e mudança do uso do solo (responsáveis por 55,90% das emissões de GEE em 2016) (MCTIC, 2020), este objetivo deve ser alcançado, entre outras medidas, com a manutenção de uma elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica. No setor elétrico, a NDC brasileira inclui, ainda, a intenção aumentar o uso das fontes renováveis, sem contar a hidráulica, para 23% até 2030, incluindo as fontes eólica, solar e biomassa. O país apresenta, atualmente, 83% da geração total de eletricidade por plantas renováveis, nas quais a energia hidrelétrica representa 64,9%, termelétricas a biomassa 8,4%, eólica 8,6% e a solar fotovoltaica 0,5% (EPE, 2020). Essas informações mostram que o país já apresenta elevadas parcelas de energias renováveis em sua matriz. Além disso, o país apresenta condições favoráveis para a entrada em larga escala das fontes eólica e solar por conta da disponibilidade desses recursos naturais e também pela complementaridade existente entre os recursos hídricos, eólicos e solares (SCHMIDT, *et al.*, 2014, SCHMIDT, *et al.*, 2016).

O desafio enfrentado, atualmente, é a redução da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro associada a expansão e perspectiva de entrada em larga escala de fontes renováveis intermitentes. Até então a maioria das usinas hidrelétricas apresenta grandes reservatórios de acumulação, o que permite estocar a água excedente nos meses mais úmidos para utilizá-la em meses de seca. O problema é que boa parte do significativo potencial hidráulico remanescente está localizado na floresta amazônica, onde novos projetos com reservatórios de acumulação podem danificar os ecossistemas – reduzindo os habitats naturais e diminuindo a biodiversidade – e afetando as populações locais tanto

por deslocamentos, quanto pela deterioração dos recursos naturais (CUNHA e FERREIRA, 2012).

Nesse sentido, os projetos de hidrelétricas a fio d'água são mais bem-vindos. Tratam-se de usinas com reservatórios capazes de regularizar vazões em períodos menores, como dias ou semanas ou que apenas aproveitam a vazão afluyente, sem capacidade de regularização (ANEEL, 2011). Além desses projetos, as usinas eólicas, fotovoltaicas e termelétricas a biomassa são tecnologias estabelecidas e competitivas em termos econômicos que também contribuem para o atingimento das metas climáticas estabelecidas.

Historicamente, o Brasil se mostra engajado na tarefa de tornar sua matriz elétrica ainda mais renovável, investindo em programas de incentivo a essas fontes, como o PROINFA, o PROEÓLICA, leilões específicos para biomassa, eólica e solar, ProGD (para geração distribuída), entre outros¹. Essas medidas apresentaram resultados positivos, por viabilizarem tais tecnologias.

Nesse sentido, entre as fontes renováveis incentivadas, aquela que mais se destacou é a eólica, contando com uma capacidade instalada total de 15,38 GW em 2019 (EPE, 2020). Com isso, a geração eólica já é superior à geração anual à biomassa e à geração nuclear. A Figura 1 mostra a evolução da geração elétrica brasileira por fonte hidráulica, renovável variável, termelétricas a biomassa e termelétricas fósseis e nuclear.

¹ PROINFA (Eletrobras): decreto nº 5.025 de 2004; PROEOLICA (Governo Federal): resolução nº 24 de 2001; ProGD (Ministério de Minas e Energia): Portaria nº 538 de 2015.

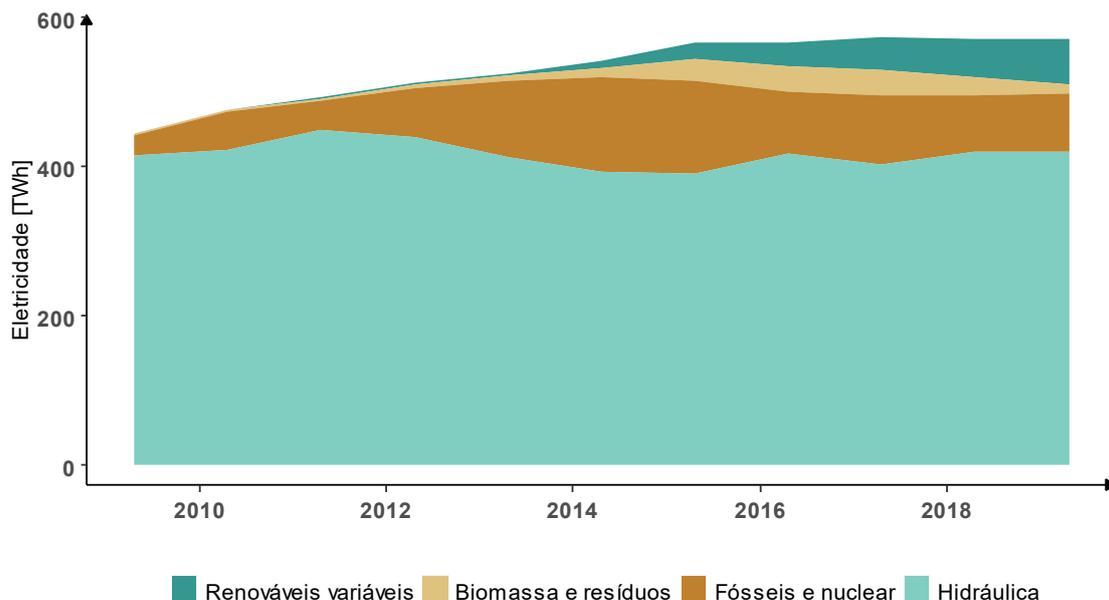


Figura 1: Geração de eletricidade por fonte para o período de 2009 a 2019

Fonte: (ONS, 2020)

Dois momentos merecem destaque na Figura 1. Primeiramente, 2014 e 2015, anos secos, em que a geração hidráulica foi substituída pelas termelétricas movidas a combustíveis fósseis. A essa altura, a capacidade instalada de fontes renováveis variáveis ainda não era suficiente para suprir a eletricidade necessária. No entanto, no segundo momento a ser destacado, 2017, a geração hidráulica também sofreu uma redução devido a menores afluências. Nesse ponto, a carga foi atendida pelas renováveis variáveis que já apresentavam capacidade consideravelmente maior.

Embora contribua para a redução da emissão de gases GEE, o aumento da participação eólica na matriz elétrica traz o problema da variabilidade na disponibilidade do recurso energético em escala sub-horária. Essa característica também está presente nas usinas solares fotovoltaicas. Por conta disso, a entrada de fontes renováveis variáveis em maior escala no sistema elétrico pode dificultar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, também pode afetar os custos totais do sistema.

Alguns autores (BRANDÃO *et al.*, 2011; BROUWER *et al.*, 2016; ELLISTON *et al.*, 2016) afirmam que os custos totais de sistemas elétricos com elevada participação de renováveis variáveis tendem a se elevar, porque se espera que a necessidade de construção de usinas de energia despachável (normalmente termelétricas de *backup*) seja maior. No momento em que essas usinas entram em operação, o custo total do sistema

aumenta, por conta do custo de combustível necessário para operá-las. Além disso, existem os custos relacionados a reforços na infraestrutura e balanceamento da rede, troca de equipamentos, aparelhos de controle da qualidade da energia do sistema, entre outros. BROUWER *et al.* (2016) afirma que os custos de investimento relativamente elevados e os custos de integração das renováveis variáveis são os principais motivos do aumento dos custos. No entanto, atualmente, ocorre que os custos de investimento já não são mais tão elevados (IEA, 2020), sendo até menores do que tecnologias fósseis em alguns casos. Já ELLISTON *et al.* (2016) estudaram o caso australiano e concluíram que o incremento de custos é moderado. Segundo os autores, esse aumento não deveria afastar as políticas que buscam um sistema elétrico 100% renovável e neutro em emissões de GEE.

Alternativamente, outros autores (PFENNINGER e KEIRSTEAD, 2015; UECKERDT *et al.*, 2013) já acreditam que os custos totais podem diminuir ou se manter em patamares semelhantes ao dos custos atuais, porque é possível aproveitar a complementariedade dos recursos energéticos (eólico e solar) para minimizar a geração termelétrica e, conseqüentemente, os gastos com combustíveis para sua operação. PFENNINGER e KEIRSTEAD (2015) concluem que existem diferentes combinações entre as fontes fósseis, nuclear e renováveis que fornecem custos em patamares semelhantes e se mostram técnica e economicamente viáveis. UECKERDT *et al.* (2013) afirma que métricas aptas a captar a variabilidade dos recursos renováveis tendem a valorar de maneira mais efetiva os benefícios dessas fontes para o sistema elétrico. Com isso, tais métricas podem chegar em custos totais semelhantes a configurações com maiores participações de fontes fósseis, que se mostram as menos custosas normalmente. Outro ponto a ser destacado da literatura é que o risco de falta de energia elétrica (risco de *déficit*) pode diminuir se houver um maior aproveitamento dos recursos renováveis variáveis (SCHMIDT *et al.*, 2016).

Nesse sentido, a pergunta de pesquisa que o presente trabalho se propõe a responder é se as fontes renováveis variáveis contribuem para o aumento ou redução dos custos totais de geração de eletricidade, considerando a variabilidade e a complementariedade entre os recursos renováveis e a perspectiva de entrada em larga escala dessas fontes, principalmente eólica e solar.

Sendo assim, o objetivo deste trabalho é verificar como elevados níveis de penetração de fontes renováveis variáveis afetam os custos totais de operação do sistema elétrico brasileiro, considerando a variabilidade temporal e espacial, e a

complementariedade entre os recursos energéticos. Neste trabalho, os custos externos não foram considerados, ou seja, os custos de investimentos das fontes renováveis variáveis não consideram subsídios, assim como em EPE (2019b).

A metodologia a ser utilizada é a aplicação de curvas de duração de carga residuais, por meio do *soft-link* entre um modelo de longo prazo para o planejamento da expansão do setor elétrico, o Modelo de Planejamento da Expansão da Geração a Longo Prazo (MELP) (CEPEL, 2018), e um modelo de investimento e operação do setor elétrico em escala horária, o *Climate based Optimization of Renewable Power Allocation* (COPA) (SCHMIDT *et al.*, 2016a, c).

O MELP é um modelo de otimização, que resolve um problema de programação inteira mista, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) e utilizado há anos no planejamento do sistema elétrico brasileiro. Ele recebe informações de custos (de investimento e operação e manutenção), capacidade e eficiência das usinas candidatas a expansão do sistema e define, pelo critério de mínimo custo, quais usinas e linhas de transmissão devem ser instaladas em cada ano de modo que a geração elétrica atenda à carga projetada de todos os anos do horizonte analisado. A partir dessas decisões, o MELP monta um cronograma ótimo de expansão para o sistema elétrico. Embora seja abrangente, a simulação da geração elétrica no MELP é feita de maneira simplificada para que o modelo seja computacionalmente viável.

Já o COPA é um modelo de investimento e operação do setor elétrico brasileiro em escala horária. Ele vem sendo desenvolvido desde 2015 pelo Programa de Planejamento Energético da COPPE em parceria com a BOKU, Universidade de Recursos Naturais e Ciências da Vida, localizada em Viena, Áustria (SCHMIDT, J., 2017 e BOKU, 2020). O objetivo do COPA é minimizar o custo de atendimento da demanda de eletricidade em uma abordagem de programação linear, otimizando o portfólio de geração de fontes renováveis e, por consequência, minimizando a necessidade de *backup* das termelétricas. Para isso, ele faz uso de séries temporais horárias, refletindo a disponibilidade dos recursos hídrico, eólico, solar e biomassa sazonal (fatores de capacidade). A geração renovável variável, um dos resultados do modelo, serve para a construção das curvas de duração de carga residuais. Essas curvas, por sua vez, medem a parcela da carga que pode ser atendida pela geração renovável, indicando a necessidade de geração hidrelétrica e termelétrica complementar.

Como o MELP simula a geração elétrica de maneira mais simplificada, ele pode se beneficiar representação mais detalhada do COPA de modo a melhorar a representação das renováveis intermitentes no planejamento da expansão e operação do setor elétrico. Resumidamente, o procedimento a ser aplicado nesta tese parte de um cenário de expansão do sistema elétrico brasileiro para 2030, desenvolvido no MELP e aplica seus resultados no COPA para verificar se i) a capacidade instalada sugerida pelo MELP em 2030 é suficiente para atender às variações da carga em escala horária e ii) como o custo total de geração de eletricidade se modifica com o detalhamento dessa geração em uma escala temporal mais discreta (horas). Por fim, as informações resultantes da interação MELP para COPA voltam para o MELP, resultando em um cronograma de expansão mais condizente com a variabilidade dos recursos renováveis.

A estrutura do trabalho contém, além desta introdução, um segundo capítulo com a revisão bibliográfica, em que são expostos os modelos de expansão e operação do setor elétrico e a abordagem das curvas de duração carga residuais e suas diferenças em relação às curvas de carga residuais. O terceiro capítulo apresenta a metodologia utilizada para se atingir o objetivo proposto. Além da descrição do procedimento, também são detalhados os desenvolvimentos feitos no modelo COPA, de modo a se obter adequações necessárias para a análise sugerida. O quarto capítulo expõe o estudo de caso, especificando as premissas e as bases de dados utilizadas para a construção dos casos no MELP e COPA. O quinto capítulo apresenta os resultados e suas discussões. O sexto capítulo aponta as principais conclusões, limitações e estudos futuros. O sétimo capítulo traz as referências bibliográficas. Por fim, os apêndices I, II e o anexo expõem a formulação matemática detalhada do COPA, os dados de entrada e resultados completos dos modelos e a formulação matemática detalhada do MELP respectivamente.

2 Revisão bibliográfica: Planejamento da expansão, da operação, modelos e integração das renováveis variáveis

As discussões mais recentes em torno dos custos de integração de fontes renováveis variáveis ao sistema elétrico e os modelos para calcular essa informação serão abordadas nesta seção. A ideia é mostrar como a literatura vem abordando a evolução dos custos totais do sistema e descrever modelos de otimização usados para o estudo do planejamento da expansão da oferta e da operação de sistemas hidrotérmicos.

IEA (2016) destaca a importância de se considerar não apenas os custos nivelados para analisar a competitividade entre as fontes de geração de eletricidade, mas também os atributos positivos e negativos que cada usina agrega ao sistema elétrico em questão. O balanço entre esses atributos define o valor da fonte para o sistema, também chamado de valor sistêmico. Os modelos de otimização utilizados no planejamento da expansão e operação do setor elétrico brasileiro já reconhecem que o custo nivelado não deve ser o indicador utilizado e calculam os custos totais de geração de eletricidade com base nos atributos de cada fonte.

Não existe um consenso sobre o comportamento dos custos totais de sistemas elétricos com elevadas participações de renováveis. Alguns autores afirmam que os custos totais tendem a aumentar (BRANDÃO *et al.*, 2011; BROUWER *et al.*, 2016; ELLISTON *et al.* 2016), enquanto outros constataam que os custos totais tendem a diminuir ou se manterem em patamares semelhantes aos valores atuais (PFENNINGER *et al.*, 2015, UECKERDT *et al.*, 2013). No entanto, mesmo entre estudos que constataam aumentos nos custos, alguns destacam casos em que o aumento é pouco significativo, como é o caso do trabalho de ELLISTON *et al.* (2016) sobre o caso australiano. A Austrália, embora esteja investindo em renováveis variáveis nos últimos anos, tem no carvão a principal fonte de geração de eletricidade. Nesse trabalho, os autores citam que os custos maiores não são proibitivos, no sentido de que não inviabilizam a expansão por fontes renováveis variáveis. Alguns trabalhos afirmam, por outro lado, que os custos de integração dessas fontes ao sistema são diretamente proporcionais aos seus níveis de penetração (BRANDÃO *et al.*, 2011, HIRTH *et al.*, 2015).

BROUWER *et al.* (2016) estudou cinco opções de integração de renováveis variáveis ao sistema elétrico, entre elas elevadas participações de usinas eólicas e solares fotovoltaicas de grande escala, resposta da demanda (*demand response*), armazenamento,

entre outras opções. Eles simularam três cenários de redução de gases de efeito estufa e concluíram que altos níveis de penetração de renováveis variáveis tendem a aumentar os custos totais do sistema na Alemanha. O sistema elétrico alemão se baseia, historicamente, em termelétricas a carvão. No entanto, o país vêm investindo consistentemente em fontes renováveis, eólicas e solares fotovoltaicas (centralizadas e distribuídas) nas últimas duas décadas.

Ainda nessa linha, BRANDÃO *et al.* (2011) estudaram o caso da Península Ibérica e afirmam que para altos níveis de penetração é esperado que os custos do sistema aumentem e que haja um descolamento entre custos dos sistemas e preços praticados no mercado *spot* por conta das políticas de incentivo às fontes renováveis que existem em Portugal e Espanha. Vale destacar que o sistema elétrico da Península Ibérica interliga Portugal e Espanha no chamado mercado Ibérico e que a Espanha se destaca na exploração do potencial solar para geração de eletricidade, inclusive investindo em plantas CSP. A crise econômica global de 2008 reduziu a capacidade de novos investimentos em empreendimentos renováveis, porque os dois países foram brutalmente afetados por ela.

Entre os estudos que prospectam reduções nos custos totais do sistema, destacam-se PFENNINGER *et al.* (2015) e UECKERDT *et al.* (2013). O primeiro estudou o caso da Grã-Bretanha, simulando o sistema elétrico com diversas combinações de três tecnologias de geração de eletricidade: renováveis, nuclear e combustíveis fósseis com e sem captura de carbono. O setor elétrico deste país é majoritariamente termelétrico, com destaque para o carvão. Tal combustível vem sendo, gradualmente, substituído pelo gás natural. As conclusões foram que os custos nos cenários que apresentam elevadas participações de renováveis não são consideravelmente maiores do que os outros cenários, de modo que as configurações estudadas se mostram viáveis economicamente.

Já o próximo estudo (UECKERDT *et al.*, 2013) propõe um indicador novo para comparar tecnologias: o custo nivelado de energia elétrica do sistema. (“*System LCOE*”), que considera os custos de integração e geração das renováveis variáveis. Eles partem do pressuposto de que os custos de integração são um acréscimo nos custos de geração das fontes renováveis variáveis para balancear sua entrada nos sistemas elétricos nacionais. Os autores estudaram um caso simples e concluíram que altos níveis de penetração de eólica podem gerar custos de integração em graus semelhantes daqueles encontrados em

configurações de sistema com baixos níveis dessa fonte, porque essa parcela adicional de custos depende da variabilidade estimada dos recursos.

Por sua vez, HIRTH *et al.* (2015) resumem os principais custos e benefícios da integração das renováveis. Entre os custos, citam-se os serviços necessários para o balanceamento do sistema, expansão de capacidade de plantas térmicas flexíveis, entre outros. Entre os principais benefícios da integração, eles destacam a redução do gasto com combustível oriundo da menor utilização das plantas térmicas como um fator que contribui consideravelmente para a redução dos custos totais do sistema.

Mais recentemente, destacam-se estudos adicionais referentes aos custos totais do sistema elétrico com elevada participação de fontes renováveis variáveis. MATSUO *et al.* (2020) desenvolveram cenários para 2050 para o Japão, considerando diferentes condições meteorológicas. Suas premissas impuseram ao país um sistema elétrico 100% descarbonizado, com elevados níveis das fontes eólica *offshore* e solar fotovoltaica. Os resultados mostram que os custos totais são menores nos cenários que apresentam baterias e hidrelétricas reversíveis, mesmo considerando os investimentos necessário para expansão de capacidade dessas tecnologias.

WANG *et al.* (2020) desenvolveram uma análise com um modelo que simula a expansão e a operação em escala mensal, minimizando os custos totais do sistema irlandês. Os autores concluíram que os cenários com maiores participações de renováveis variáveis apresentam custos totais menores.

CHEN *et al.* (2020) desenvolveram um estudo de caso para a China com cenários para 2030. O sistema elétrico chinês é formado, majoritariamente, por termelétricas a carvão. Recentemente, o país vem mostrando interesse em desenvolver as fontes renováveis. Um desafio a se destacar é que o potencial eólico chinês está localizado em regiões distantes dos centros de carga, o que traz a necessidade de investimento em extensas linhas de transmissão para escoar a geração eólica, que podem impactar nos custos totais do sistema desse país. Os autores utilizaram-se de um modelo de otimização que se propõe a calcular os investimentos anuais e a operação horária de quatro dias representativos de cada estação do ano. Seus resultados mostram que os custos totais do setor elétrico chinês tendem a aumentar em 3% nos cenários com elevadas participações de renováveis variáveis, principalmente por conta dos gastos com combustíveis necessários para balancear a variabilidade de curtíssimo prazo dos recursos eólicos e solares. Tal resultado decorre dos fatos de quatro dias representativos não serem

suficientes para captar a variabilidade anual das renováveis variáveis. Talvez, considerando a operação em curto prazo anual e se existir correlação temporal entre recursos renováveis e carga, os custos totais poderiam se alterar.

Dado que todos os países analisados apresentam características estruturais diferentes do setor elétrico brasileiro, porque se baseiam em termelétricas movidas a combustíveis fósseis, analisar estudos sobre o sistema hidrotérmico brasileiro é importante. Nesse sentido, ROMEIRO *et al.* (2020) sugerem uma metodologia de comparação entre as fontes de geração de eletricidade denominada análise de custo-benefício sob a ótica de valor sistêmico para o Brasil. Essa abordagem busca captar mudanças na configuração do sistema elétrico que ocorrem ao longo do tempo e incluí-las no planejamento da expansão da oferta. Entre essas mudanças, destacam-se a entrada em larga escala das fontes renováveis variáveis e a redução da capacidade de regularização dos reservatórios brasileiros em relação ao crescimento da carga. Por fim, os autores concluem que o planejamento da expansão e operação do sistema elétrico deve considerar, entre outros aspectos, os custos marginais de operação em períodos de tempo menores. Tal conclusão ratifica a importância de incorporar modelos em escala horária e sub-horária ao planejamento da operação.

Sendo assim, dado que a tese envolve tanto o planejamento da expansão da oferta de eletricidade quanto da operação, os próximos subitens descrevem como essas questões são pensadas e alguns modelos utilizados para se obter a configuração que garanta a expansão da oferta e a operação do sistema de forma segura e confiável a custos mínimos.

2.1 Descrição do problema de planejamento da expansão de energia elétrica

Em linhas gerais, o objetivo do planejamento da expansão do setor elétrico é determinar uma estratégia de implementação de projetos que atendam à previsão de consumo de energia elétrica, minimizando a soma dos custos de investimentos e do valor esperado dos custos de operação. É necessário também atender às restrições de confiabilidade ao mercado consumidor. Entre os projetos inclui-se usinas de fontes diversas (hidrelétricas, termelétricas fósseis e renováveis, eólicas, solares, entre outras), linhas de transmissão e projetos de eficiência energética (VILA, 2009).

As principais informações a serem tratadas são as características físicas, operativas e econômicas das fontes de geração, interligações e as previsões de consumo do mercado. Entre as características das fontes de geração destacam-se os custos de

investimento, operação e manutenção e disponibilidade de recursos que servirão de combustíveis para essas usinas. As decisões a serem tomadas envolvem a alocação temporal e espacial das capacidades de geração necessárias para atender ao crescimento da demanda ao longo do horizonte de planejamento. A função objetivo do problema é minimizar o custo total do sistema, assegurando o atendimento do mercado de energia elétrica (FORTUNATO *et al.*, 1990).

O atendimento da demanda passa por um *trade-off* entre a quantia monetária a ser investida na expansão e a qualidade do serviço energético obtido pelos consumidores. Especificamente, uma economia exagerada na operação pode afetar a confiabilidade da energia entregue, enquanto que investimentos muito além do necessário podem aumentar consideravelmente os custos totais do sistema. Os critérios para garantir o atendimento do mercado são definidos a partir de dois tipos de enfoque: determinístico ou probabilístico (PEREIRA *et al.*, 2016).

O primeiro enfoque determina, arbitrariamente, um nível de confiabilidade adequado ao país. Ele estabelece que o atendimento aos requisitos de energia e potência do mercado deve ser feito considerando a hipótese de ocorrência de vazões afluentes iguais ou inferiores às registradas no histórico, caso se trate de um sistema hidrotérmico com elevada participação de hidrelétricas na matriz, como é o caso do Brasil. O risco desse critério é que existe uma probabilidade positiva do futuro apresentar hidrologia mais crítica do que aquelas observadas no histórico. Se isso ocorrer, a demanda pode não ser atendida a custos mínimos.

Ainda considerando um sistema majoritariamente hidrelétrico, vale ressaltar o caráter probabilístico das afluições, sobre o qual trata o segundo enfoque de atendimento do mercado. Busca-se a definição de um risco de déficit pré-fixado, isto é, o mercado vai ser atendido com uma certa probabilidade. Dessa forma, define-se energia assegurada a um nível X como a máxima energia que pode ser gerada continuamente com uma certa probabilidade de ocorrência. O valor dessa probabilidade é a diferença entre 100% e o risco de déficit. A ideia é que as afluições seguem um processo estocástico (MORETTIN *et al.*, 2006) e que a série de vazões observada é equiprovável a todas as outras séries.

Além de atendimento ao mercado, é necessário garantir uma folga de potência para manter a qualidade da energia entregue mesmo na ocorrência de eventos que aumentem ou reduzam a potência disponível do sistema. Essa reserva também pode ser definida através de critérios determinísticos ou probabilísticos. O critério determinístico

consiste em definir um conjunto de percentuais de capacidade instalada e do mercado, somado à potência da maior unidade geradora do sistema. Já o critério probabilístico busca a determinação da confiabilidade associada a um nível de reserva de potência. Em outras palavras, busca estabelecer um nível de reserva a ser gerado com uma certa probabilidade.

Após a exposição das linhas gerais do problema da expansão e dos seus critérios de atendimento do mercado e de potência, é importante mostrar a formulação geral do referido problema. Ele pode ser representado como um problema de otimização que apresenta o seguinte formato, descrito pelas Equações (1 e 2 (PEREIRA *et al.*, 2016):

$$\text{Min } Z = I(x) + O(x) \quad (1)$$

$$\text{s. a. } x \in X \quad (2)$$

em que, x representa o vetor de decisões de investimento ao longo do horizonte de dez anos. $I(x)$ e $O(x)$ consistem, respectivamente, no valor presente dos custos de investimento e operação decorrentes das decisões de x . As restrições, denotadas por $x \in X$ refletem os limites das variáveis de investimento, como número máximo de unidades geradoras a ser construído, antecipação de entrada em operação de determinada usina, entre outros. O valor da função objetivo, Z , equivale ao valor presente do custo total da expansão. Esse resultado fornece a informação referente ao impacto monetário da entrada das fontes renováveis variáveis no *grid*. Ele é obtido por meio da aplicação de um algoritmo de resolução do problema.

Quando o sistema em questão apresenta elevada participação de hidrelétricas, uma questão de alta relevância no tratamento do problema é a incerteza hidrológica. Ela se apresenta na definição da função $O(x)$ (custos de operação do sistema), que é feita de maneira estocástica (PEREIRA *et al.*, 2016). Considerar as fontes renováveis de maneira estocástica é fundamental para uma modelagem mais rigorosa, além de permitir a captação de efeitos da intermitência das fontes eólica e solar.

Para se resolver o problema da expansão é utilizada a técnica de decomposição em dois subproblemas: de investimento e de operação (PEREIRA *et al.*, 2016). O primeiro define a expansão que minimiza o custo total de investimento somado a uma aproximação dos custos esperados de operação. Ele pode ser formulado como um problema de otimização determinístico. O segundo calcula os custos de operação exatos

resultantes de uma decisão de investimento definida no subproblema de investimento. Como existe a incerteza hidrológica, esse subproblema é modelado como um problema de otimização estocástica.

A interação entre os subproblemas ocorre por meio da adição de uma restrição a cada iteração. Essa restrição é linear e chamada de corte de *Benders*. Válida apenas para a análise de curto prazo, ela reduz a região de viabilidade do problema em busca do ponto ótimo. O subproblema de investimento fornece um limite inferior para o valor da função objetivo e o subproblema da operação fornece um limite superior. O ponto ótimo é atingido quando a diferença entre esses dois limites fica contido em um intervalo de tolerância.

Por se tratar de um problema de programação inteira mista², a complexidade computacional do problema da expansão do setor elétrico é evidente. Associado a isso, está o fato de ser um problema de grande porte, o que tende a aumentar o tempo de processamento para se atingir a solução.

Além disso, o problema pode apresentar pontos de carga distantes dos pontos de geração, diferenças regionais e outras questões que fazem com que ele seja dividido em três prazos de análise: curto, médio e longo. O curto prazo, tem horizonte de 10 anos e costuma analisar minuciosamente a expansão da geração (LISBOA *et al.*, 2006). Ele indica como deve ser o andamento do cronograma de obras de modo a permitir o atendimento do mercado de eletricidade. Nesse horizonte, os estudos levam em conta, ainda, mudanças nas condições hidrológicas, na economicidade dos projetos e no crescimento do mercado a ser atendido.

Já os estudos de longo prazo olham para as estratégias de desenvolvimento do sistema, possibilidades de novas interligações, matriz elétrica futura do país, entre outras questões. Nesse processo, os custos de expansão de longo prazo são determinados através de informações como disponibilidade de fontes energéticas, evolução do mercado, trajetória tecnológica e impactos ambientais gerados pelos empreendimentos a serem construídos (LISBOA *et al.*, 2006). O horizonte desses estudos, em geral, é 30 anos.

Por fim, os estudos de médio prazo têm horizonte de 15 anos e buscam atualizar as diretrizes de longo prazo por conta de variações no cenário macroeconômico. Tanto os

² Por exemplo, para se representar a decisão de investir ou não na execução de um projeto, utilizam-se variáveis binárias.

estudos de médio, quanto os de curto prazos recebem diretrizes dos estudos de longo prazo.

Há diversos modelos de otimização que permitem atingir os objetivos do problema da expansão, se relacionando de diferentes formas com as incertezas do problema. No item 2.3 são apresentados sete desses modelos: DESELP, MODPIN, MELP, MARKAL, OSEMOSYS, MESSAGE e MDI. Os três primeiros e o último são brasileiros e abordam apenas o setor elétrico. Os demais são internacionais e envolvem uma modelagem integrada. O objetivo é mostrar como eles podem tratar o problema da expansão do setor elétrico, especificamente a questão das fontes renováveis variáveis.

Embora os modelos de expansão tratem os aspectos de investimento em novas usinas de geração de eletricidade de maneira satisfatória, eles deixam lacunas na representação da operação do sistema resultante. Em geral, a operação aparece de forma simplificada nesses modelos. Tal fato se explica não apenas pelo objetivo do modelo, mas também pela necessidade de que a ferramenta seja computacionalmente tratável, isto é, resolva o problema em algumas horas no máximo em um computador pessoal. A análise mais detalhada da operação fica a cargo de modelos específicos, como o NEWAVE, DESSEM, PLEXOS, COPA, entre outros. A próxima seção descreve brevemente a formulação do problema da operação.

2.2 Descrição do problema de planejamento da operação de sistemas elétricos hidrotérmicos

Enquanto o problema de planejamento da expansão de sistemas elétricos envolve prazos plurianuais, o problema da operação de sistemas hidrotérmicos trabalha com escala temporal intra-anual. A pergunta que o problema da operação busca responder é como operar as usinas existentes de modo a atender à demanda por eletricidade da forma mais econômica possível (TOLMASQUIM, 2015).

Tradicionalmente, o operador de sistemas hidrotérmicos se depara com características complementares entre as usinas hidrelétricas e termelétricas. Ao passo que as primeiras apresentam custos operacionais relativamente baixos porque dependem de recursos naturais (afluências) sazonais, as segundas se caracterizam por custos operacionais relativamente elevados porque dependem de combustíveis fósseis em sua maioria. Fica claro, portanto, que as hidrelétricas são mais baratas e mais incertas,

enquanto as termelétricas são mais caras e mais seguras. Vale a ressalva de que a competitividade das hidrelétricas depende dos níveis dos reservatórios.

Simplificadamente, as decisões do operador do sistema passam por escolher quando utilizar a água dos reservatórios das hidrelétricas e quando utilizar as termelétricas. Se ele optar por gerar eletricidade com hidrelétricas no primeiro momento e chover no segundo momento, ele teve a melhor operação possível. Caso não chova no segundo momento, ele terá que utilizar termelétricas para evitar *déficit*. Isso pode encarecer sobremaneira a operação do sistema elétrico em questão. Por outro lado, caso o operador escolha por utilizar as termelétricas no primeiro momento e chova no segundo, essa decisão se mostra mais cara, porque ele poderia ter utilizado as hidrelétricas. Isso pode até gerar vertimento. Para a situação em que não chove no segundo momento, a decisão de utilizar as termelétricas se mostra adequada porque o operador tem água à disposição para utilizar quando necessário (TOLMASQUIM, 2015).

Nas últimas décadas, com o advento da questão da sustentabilidade e a Agenda 2030 (ONU, 2019), as questões ambientais também passaram a ser consideradas no problema da operação. Desse modo, passou a ter importância não apenas o atendimento da demanda de forma econômica, mas também a geração de eletricidade com os menores impactos ambientais possíveis.

Associado a este fato, o Brasil vem observando uma redução na capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas na medida em que a demanda por eletricidade continua crescendo e o potencial hidrelétrico no território brasileiro mostra sinais de esgotamento. Por outro lado, as fontes renováveis variáveis, mais especificamente eólica *onshore* e solar fotovoltaica centralizada, vem ganhando cada vez mais espaço no setor elétrico brasileiro e tem sido incorporadas ao problema da operação.

A principal vantagem dessas fontes é que elas já são competitivas em termos de custos nivelados³ e apresentam custos operacionais relativamente baixos. Tal fato decorre de que o principal componente do custo de operação é o custo de combustível. Dado que a eólica e a solar fotovoltaica não incorrem em custos de combustíveis, seus custos

³ Embora o custo nivelado seja uma métrica amplamente utilizada para comparar empreendimentos de geração de eletricidade, não é o mais adequado para o caso brasileiro, porque pressupõe que a eletricidade é homogênea. Como a matriz elétrica brasileira se baseia em uma extensa gama de recursos naturais, que apresentam variabilidade em escala sazonal e até sub-horária, a eletricidade não pode ser considerada um bem homogêneo no Brasil.

operacionais são bem menores, podendo até serem considerados nulos para efeitos de modelagem.

No entanto, essas fontes apresentam a desvantagem da variabilidade em escala intra-horária associada a dificuldade de previsão de disponibilidade dos recursos. Tal fato acrescenta incertezas ao planejamento da operação do sistema elétrico.

Esforços tem sido feitos para incorporar as fontes renováveis variáveis aos modelos de planejamento da expansão e operação. As próximas seções descrevem os principais modelos que se propõem a tratar desses dois problemas.

2.3 Modelos de planejamento da expansão

2.3.1 DESELP

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desenvolveu, no final dos anos de 1970, o DESELP (Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo) que utiliza programação linear para otimizar a composição das usinas geradoras do parque elétrico brasileiro (VILA, 2009). Apesar do nome contar com a expressão “Longo Prazo”, o período de análise do modelo são dez anos, o que seria considerado curto prazo, segundo LISBOA *et al.* (2006). O objetivo do modelo é minimizar o custo do plano de expansão para todo o horizonte de planejamento, que envolve custos de investimento, operação, manutenção, combustível e ampliação dos troncos de transmissão. As restrições são o atendimento das cargas das regiões, limites de transmissão e restrições operativas (máxima produção, disponibilidade de potência, entre outros). A demanda é definida por uma curva de carga dividida em três patamares (ALBUQUERQUE, 2005, VILA, 2009).

Para calcular o valor da função objetivo, o mínimo custo total, o modelo considera uma lista de projetos de geração e possibilidades de interligação entre os subsistemas e determina a expansão ótima e a quantidade de interligações necessárias para atender ao mercado. O critério de garantia de atendimento está implícito nos valores de disponibilidade dos projetos (PEREIRA; CUNHA, 2016)

O sistema elétrico é representado por subsistemas, em que são contemplados os valores projetados dos mercados de eletricidade e de potência necessários nos diversos períodos. A interligação entre esses subsistemas examina as perdas de energia, através de percentuais constantes do fluxo de energia elétrica, de modo que apenas uma parcela da eletricidade que chegou à linha de transmissão é acessada pelo consumidor final.

A solução do modelo processa-se por equivalente determinístico, sem considerar tópicos de incerteza do planejamento. Em um sistema com predominância hidrelétrica, o modelo supõe que a série histórica de vazões dos últimos 50 anos se repetirá durante o horizonte de planejamento (VILA, 2009). Ao fazer essa consideração, deixa de captar possíveis variações nos níveis dos reservatórios inerentes a sazonalidade anual das afluências. Esse mesmo raciocínio se aplica às outras renováveis, eólica e solar, visto que elas também apresentam sazonalidade. Desse modo, o DESELP não tem implementada as questões inerentes às variabilidades das fontes renováveis, que dependem de recursos intermitentes. Aperfeiçoamentos foram feitos ao modelo, originando o MODPIN e, posteriormente, o MELP.

2.3.2 MODPIN

O MODPIN (Modelo de Planejamento da Expansão sob Incertezas) é um modelo pensado para o planejamento da expansão da oferta de eletricidade no Brasil, que considera as incertezas decorrentes de aspectos econômicos, políticos, ambientais, entre outros.

Em termos das incertezas de mercado, elas são inerentes aos contextos de trajetórias de evolução de variáveis econômicas que impactam a demanda por eletricidade, como renda, sua distribuição e preços relativos. Incertezas relacionadas ao contexto internacional também são consideradas. Todos os aspectos citados afetam a projeção de consumo de energia elétrica na medida em que depende do estoque de equipamentos que usam essa energia, da elasticidade-renda do consumo de eletricidade, do número de domicílios com acesso à energia elétrica, do preço relativo da eletricidade, entre outros aspectos. Uma possibilidade de tratamento dessas incertezas é a construção de um conjunto de trajetórias possíveis, considerando aspectos de curto e longo prazo conforme afirma KAZAY (2001).

Outra incerteza diz respeito aos combustíveis das termelétricas, principalmente os derivados de petróleo, que têm suas disponibilidades diretamente afetadas pela geopolítica internacional, por excesso ou escassez de oferta e por dificuldades no suprimento de acordo com KAZAY (2001).

A entrada de novas tecnologias de geração de eletricidade agrega incertezas aos custos de investimento, porque a execução dos projetos de tecnologias novas pode gerar diferenças em relação ao planejado. Além disso, embora sejam feitos estudos de impacto

ambiental, também existe a dificuldade de quantificar com precisão todos os impactos decorrentes desses novos projetos. Essa incerteza deve ser incluída no custo de investimento desses empreendimentos.

O último fator de incerteza se aplica a sistemas hidrotérmicos, como é o caso do Brasil e trata-se da hidrologia, que tende a ser modelada por processos estocásticos a partir de observações históricas. As análises costumam produzir séries de aflúências projetadas para o horizonte de estudo. No entanto, KAZAY (2001) identifica que o Brasil apresenta uma amostra histórica pequena, em termos estatísticos, de registros históricos, o que dificulta a obtenção de parâmetros confiáveis para a realização das projeções. Sendo assim, a questão da hidrologia agrega incertezas ao modelo.

O tratamento dessas incertezas no MODPIN traz um caráter estocástico ao modelo, mas isso não implica o uso da minimização do valor esperado dos custos como critério de decisão. Segundo PEREIRA e CUNHA (2016) esse critério é interessante para eventos de alta frequência, mas não se aplica a fenômenos de baixa frequência, como a taxa de crescimento da demanda por eletricidade. Essa incerteza tende a se propagar ao longo do horizonte de planejamento, de modo que os resultados (custos de investimento e operação) do sistema em cada cenário podem variar consideravelmente. Em outras palavras, o modelo vai atingir uma configuração para atender à demanda a cada estágio, mas existe uma incerteza quanto ao valor da demanda a ser atendida. Por isso, os custos do sistema ficam, de certa forma, dependentes de uma variável muito incerta.

Uma forma de tratar essa questão da incerteza sobre a demanda de eletricidade é calcular o arrependimento relacionado a cada cenário, isto é, a diferença entre o custo calculado pelo modelo e o custo de uma decisão sob medida para o cenário em questão. Em outras palavras, é a diferença entre a solução encontrada do problema estocástico e aquela do problema determinístico, considerando que o cenário determinístico ocorreria. O critério considerado pelo MODPIN é chamado de *Minmax* e significa minimizar o máximo dos arrependimentos dos diversos cenários considerados. De outra forma, o MODPIN busca minimizar os desvios em relação a solução determinística. (KAZAY, 2001; PEREIRA e CUNHA, 2016).

PEREIRA e CUNHA (2016) destacam que a solução do problema ocorre em duas etapas. Na primeira delas, é realizada uma rodada determinística do modelo de expansão para cada cenário. Posteriormente, calculam-se os arrependimentos relacionados aos

planos de expansão candidatos. Por fim, busca-se o cronograma que minimiza o máximo arrependimento.

Uma contribuição implementada pelo MODPIN com o uso do critério Minmax é a possibilidade de gerar planos de expansão mais flexíveis, o que está mais de acordo com a realidade. O tratamento estocástico permite verificar como as decisões de investimento se modificam em cada estágio, na medida em que elas dependem de resultados dos estágios anteriores.

Apesar dessa inovação em termos de formulação e solução do problema, o MODPIN apresenta uma limitação ao não considerar a incerteza vinda da variabilidade das fontes eólicas e solar. Na realidade, o modelo não considera a possibilidade de entrada dessas fontes no sistema elétrico modelado. Sendo assim, seria interessante que esse modelo se apoie em outro, mesmo que por meio de um *soft link*, de modo a verificar a variabilidade dessas fontes, dando uma visão mais confiável para as estimativas de produção eólica e solar, que é um dos objetivos da tese.

2.3.3 MELP

O MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo) é um modelo de otimização que permite encontrar a solução de expansão da oferta de energia elétrica minimizando o custo de investimento e operação das usinas geradoras e dos troncos de interligação do sistema elétrico brasileiro (VILA, 2009). Trata-se de um modelo de programação inteira mista de grande porte, que determina um cronograma da expansão da geração usando o critério de mínimo custo por meio de um algoritmo *Branch and Bound* (LISBOA *et al.*, 2006) ou *Branch and Price* (SABÓIA, 2013) a ser escolhido pelo usuário. Como foi pensado para o sistema hidrotérmico brasileiro, considera especificidades das usinas hidrelétricas e a operação do sistema é modelada levando em conta dois cenários de afluências: um médio e um crítico.

A função objetivo do MELP consiste em minimizar os custos totais de atendimento da carga para todo o horizonte de planejamento. Essa função apresenta uma parcela para o custo de investimento nas usinas hidrelétricas, termelétricas e interligações, uma segunda parcela para os custos de operação das termelétricas e uma terceira parcela contendo o custo de *déficit*, que é o custo de a energia gerada não ser suficiente para atender à demanda. Como resultado, apresenta-se o valor presente do custo total do sistema e a sua configuração ótima de expansão. Segundo PEREIRA e CUNHA (2016),

o sequenciamento temporal ideal dos aproveitamentos energéticos e interligações elétricas é o resultado, além dos custos resultantes de investimento e de operação até o final do período de estudo.

As variáveis se dividem em conjuntos de subsistemas, projetos, períodos de planejamento, patamares de carga e de déficit. As variáveis de decisão do modelo são as usinas e projetos de intercâmbio que devem ser construídos em cada ano do horizonte e a geração de eletricidade em cada intervalo do ano para os três patamares de carga e subsistemas.

Entre as restrições, um primeiro grupo contempla a construção dos projetos em um único período do horizonte. O atendimento da demanda em cada patamar de carga, subsistema e estágio também é uma condição a ser atendida pelo modelo. Essas restrições estabelecem que a soma das gerações hidrelétrica e termelétrica reunidas com os intercâmbios entre os subsistemas e o *déficit* deve ser pelo menos igual a potência a ser atendida para cada subsistema, patamar de carga e estágio do horizonte. Em outras palavras, o modelo não permite a ocorrência de *déficits* em nenhum subsistema na hipótese de repetição da série hidrológica histórica. Essas equações compreendem a duração de cada patamar de carga e a eficiência dos intercâmbios de energia elétrica.

Um terceiro grupo de restrições considera os limites de geração. O modelo tem que atender aos limites máximos e mínimos de geração hidrelétrica a cada período. Além disso, a geração termelétrica tem que estar contida entre os limites máximo e mínimo. Essas restrições consideram fatores de participação dessas usinas, que dependem do cenário hidrológico e seus respectivos fatores de capacidade máximos. Por fim, são consideradas as restrições de capacidade de intercâmbio entre os subsistemas em cada patamar de carga.

O programa se baseia em três premissas básicas para modelar o sistema elétrico de acordo com LISBOA *et al.* (2006). A primeira delas é que as simulações para calcular os fatores de participação das termelétricas e das energias firmes das hidrelétricas são realizadas com base em uma configuração estática do sistema. Como consequência, as energias críticas e médias do conjunto de usinas hidrelétricas e termelétricas se mantêm constante durante o período analisado.

A segunda premissa se refere ao fato da operação ser feita em estágios, em que a menor discretização temporal possível é a mensal. Isso ocorre porque discretizações semanais ou horárias aumentariam consideravelmente o esforço computacional.

Entretanto, a escala mensal não permite o maior detalhamento da variabilidade dos recursos renováveis. Essa informação pode ser importante para dimensionar os impactos da entrada em larga escala das fontes renováveis variáveis no custo total de geração do sistema elétrico. Pela necessidade de representar melhor a operação do sistema elétrico brasileiro, o MELP é integrado a outros modelos. Tradicionalmente, ele interage com o NEWAVE, DECOMP e depois com o DESSEM. Nesta tese, é feita uma integração do MELP com o COPA.

A terceira premissa do modelo afirma que o valor da energia firme de cada usina hidrelétrica é a disponibilidade máxima de geração em uma condição hidrológica crítica em cada estágio do horizonte de planejamento. Uma consequência é que os reservatórios devem estar com o volume de água armazenado referente ao valor da energia firme no início de cada estágio. De acordo com PEREIRA e CUNHA (2016), para a condição hidrológica crítica, a energia máxima a ser produzida por uma hidrelétrica é a sua energia firme (geração média no período crítico). Já para a hidrologia média, o limite máximo dessa usina é sua energia média (geração média ao longo de todo o histórico de vazões). Para ambas condições hidrológicas, esses cálculos utilizam como dados a série histórica de vazões disponível e são feitos no modelo SUIISHI-O (CEPEL, 2020).

Para as termelétricas, são definidas gerações para as duas condições hidrológicas de acordo com a probabilidade de a usina em questão operar na base em cada condição analisada (SABÓIA, 2013). No cenário de hidrologia média, o fator de participação de cada usina é dado pela frequência em que ela opera a carga máxima ao longo do horizonte de planejamento, considerando todas as séries hidrológicas. Já para o cenário de hidrologia crítica, o fator de participação é dado pela frequência em que a usina operou a carga máxima durante o período crítico, levando em conta apenas as séries hidrológicas que ocasionaram déficit nas simulações. Considerando esses fatores, estima-se a geração máxima da usina analisada.

Para as usinas movidas a fontes renováveis variáveis e sazonais (eólica, solar e biomassa), a eletricidade gerada é função de dois tipos de abordagem, a depender da categoria da usina. Se o projeto já existe ou já foi contratado, ele entra em um *pool*⁴ de geração renovável que será abatido da carga. Para os novos projetos, a eletricidade é

⁴ Esse registro recebe o nome de “geração de pequenas usinas” nos arquivos contendo os dados de entrada do MELP.

gerada por meio de fatores de participação horosazonais, que refletem os fatores de capacidade máximos de cada fonte, em cada região e em cada período sazonal. Esses fatores devem ser definidos pelo usuário. A operação do sistema é feita para quatro períodos sazonais e três patamares de carga, totalizando doze intervalos de tempo em cada ano.

2.3.4 MARKAL

O MARKAL (*Market al.location*) é um modelo de avaliação integrada utilizado em estudos da expansão da oferta de energia desenvolvido na década de 1980 por dois laboratórios: *Brookhaven National Laboratory*, dos Estados Unidos, e pelo *Kernforschungsanlage Julich*, da Alemanha, sob a coordenação da Agência Internacional de Energia. A principal motivação da época era estudar formas economicamente viáveis de se introduzir novas tecnologias aos sistemas energéticos dos países de modo a reduzir a dependência de óleo importado. Curiosamente, a motivação ambiental já estava presente, mas não representava a razão mais relevante.

Diversos estudos já foram feitos com o *software* MARKAL. RATH-NAGEL e STOCKS (1982) avaliaram a evolução do custo total do sistema formado pelos países que compõem a IEA (Agência Internacional de Energia) em dois cenários: um minimizando o custo total e o outro buscando um certo valor limite de importação de óleo. Os resultados mostram que o custo evolui de forma bem diferente ao longo dos anos nos dois cenários considerados. Isso mostra que o modelo é flexível e bem sensível às restrições implementadas pelo analista.

O MARKAL é um modelo multi-período de programação linear e como tal, RATH-NAGEL e STOCKS (1982) afirmam que permite uma boa descrição das escolhas tecnológicas a serem feitas, tornando possível o cálculo da competitividade entre elas em função de seus parâmetros técnicos, econômicos e de disponibilidade de combustível. Uma limitação de modelos como este, que consideram a demanda exógena, é que não captam efeitos de variações da demanda vindos das modificações nos preços e na renda.

Sua função objetivo pode ser definida de diversas formas. Destacam-se duas delas. A primeira é minimizar os custos do sistema descontados a valor presente. A segunda seria minimizar a importação acumulada de óleo descontada a valor presente. Isso se reflete em um *trade-off* na medida em que da forma como o modelo foi pensado, o país poderia optar por ter maior segurança energética através da importação de óleo, deixando

o sistema mais barato e seguro ou por importar menos óleo, o que reduziria a dependência externa por um lado, mas reduziria também a segurança energética e aumentaria o custo do sistema por outro. RATH-NAGEL e STOCKS (1982) afirmam que uma maneira de equacionar esse *trade-off* seria por meio de duas otimizações. Na primeira, busca-se atingir um objetivo e na segunda, o outro com o detalhe de que o resultado da primeira otimização entra como restrição na segunda. Vale observar que essa relação entre dependência externa, custo e segurança do sistema foi pensada no contexto dos anos 1980, em que existiam questões geopolíticas específicas e a disponibilidade de recursos era diferente, inclusive pelo estágio de desenvolvimento tecnológico da época. Nos dias de hoje, essa relação não necessariamente se processa dessa forma para todos os países.

Com relação à estrutura do modelo, considera-se o fluxo de energia que começa na extração da energia primária, passa por um centro de transformação e chega até o consumidor final. No início da cadeia energética o MARKAL permite modelar as tecnologias de extração de óleo e gás e mineração de carvão. Tanto a energia primária quanto a secundária podem ser comercializadas internacionalmente. Essas tecnologias são definidas a partir de um conjunto de três variáveis: investimento (custos de construção da tecnologia), capacidade (potência máxima) e atividade (quantidade de energia efetivamente produzida pela tecnologia) de acordo com RATH-NAGEL e STOCKS (1982).

As restrições são representadas por quatro conjuntos de equações. O primeiro se refere a variáveis que não apresentam relação direta entre si, como variáveis ambientais, disponibilidades de recursos, entre outras. O segundo conjunto de restrições compreende o balanço entre oferta e demanda de combustíveis. O terceiro trata dos limites de instalação e operação das tecnologias. O quarto e último grupo de equações modela a operação das redes de eletricidade e calor. É possível, ainda, dividir a demanda ao longo do ano em três estações (verão, intermediária e inverno) e os turnos do dia em dois (dia e noite). Por fim, a solução ótima é encontrada apenas quando a demanda é atendida em todos os períodos de tempo.

Com relação às limitações do MARKAL, a principal delas é o fato de a taxa de desconto ser única para todos os empreendimentos. RATH-NAGEL e STOCKS (1982) afirmam que uma taxa de desconto alta tende a tirar competitividade das tecnologias mais novas, que são mais caras nos primeiros anos. Além disso, cada projeto tem um prêmio de risco envolvido e a uniformidade da taxa de desconto traz o pressuposto de que todos

os projetos apresentam o mesmo prêmio de risco, o que não se reflete na realidade. Por fim, vale ressaltar que a solução encontrada pelo MARKAL é ótima do ponto de vista de atendimento dos objetivos energéticos (atendimento da demanda, restrições operativas, disponibilidade de recursos, minimização de custos sistêmicos, entre outros), mas ela não representa a solução ótima de agentes isolados, como o produtor de energia, o empreendedor que investe em um novo projeto de geração de energia, o setor privado e outros agentes.

A exposição das ideias presentes no MARKAL é importante, uma vez que esse modelo serviu de base para a criação de outros modelos de avaliação integrada, como TOM, OSEMOSYS, TIMES, MESSAGE, entre outros.

2.3.5 OSEMOSYS

O OSEMOSYS (*Open Source Energy Modelling System*) é descrito por (HOWELLS *et al.*, 2011). Ele otimiza a oferta de um sistema energético, buscando atender às demandas de cada setor da economia, que são exógenas. Esse sistema, por sua vez, é representado por um conjunto de tecnologias, que são caracterizadas por seus custos de investimento e de operação, por unidade, fixos e variáveis, suas capacidades instaladas, suas taxas de utilização, assim como os respectivos fatores de capacidade.

Com relação aos trabalhos que utilizaram o OSEMOSYS, vale citar um caso hipotético feito por HOWELLS *et al.* (2011) em que os autores modelam um sistema que apresenta carvão, urânio e petróleo como fontes primárias de energia, óleo diesel, gasolina e eletricidade como fontes secundárias e iluminação, calor e distância percorrida como serviços energéticos. Os resultados de uma rodada do OSEMOSYS são comparados com a mesma rodada do MARKAL e verifica-se que os valores encontrados são muito parecidos, mostrando que os modelos apresentam semelhanças metodológicas, levando a resultados similares.

Um trabalho adicional que utilizou o OSEMOSYS foi o de WELSH *et al.* (2014). O objetivo dos autores era verificar como o sistema de energia da Irlanda sente a entrada em maior escala de energias renováveis. Ao invés de fazer um *soft-link* entre um modelo que capta a intermitência em uma discretização maior e um modelo de expansão do sistema energético, eles tentaram atingir esse objetivo usando apenas o OSEMOSYS. Eles compararam os resultados dessa abordagem com o resultado de um *soft-link* entre os

modelos TIMES (expansão de longo prazo) e o PLEXOS (modelo de operação) e concluíram que os resultados convergiram.

No OSEMOSYS, as cadeias energéticas de oferta são representadas pela energia primária que entra em um centro de transformação que tem uma eficiência de conversão de energia e gera como produto energia em forma secundária (combustíveis, eletricidade e outras) que será usada para atender aos usos finais (para prover os serviços energéticos).

HOWELLS *et al.* (2011) afirmam que o OSEMOSYS é flexível por ser modular. Ele apresenta sete blocos, que podem ser tratados separadamente (Figura 2):

- Função objetivo: minimizar o valor presente líquido do custo de atendimento da demanda. Esse é o padrão, mas é possível definir outros objetivos. Vale observar que a função objetivo padrão do OSEMOSYS é a mesma do MARKAL.
- Custos: Para calcular o valor presente dos custos, o modelo pode usar uma taxa de desconto única ou uma para cada tecnologia modelada. Os principais custos são os operacionais, de capital (CAPEX), definido pelo produto entre o custo unitário de instalação da planta e a capacidade a ser instalada e o chamado *salvage cost*, análogo ao custo residual do fluxo de caixa, isto é, o valor do ativo ao final da vida útil da tecnologia analisada.
- Armazenamento: Trata da implementação de variáveis que representem o armazenamento de energia.
- Adequação da capacidade: O modelo necessita que haja capacidade para atender às demandas de cada estágio de análise e a demanda anual total.
- Balanço energético: Assim como na parte de capacidade, a oferta tem que atender a demanda para cada estágio da análise e para cada ano também.
- Restrições: podem ser de limites máximos ou mínimos de capacidade total de uma tecnologia em determinado ano ou região.
- Emissões: A quantidade de poluentes emitida é obtida pela multiplicação entre o fator de emissão (emissão por unidade de atividade) e o modo de operação da tecnologia.

	Salvage cost				Reserva de margem	
	Custos de capital				Atividade anual	
	Custos operacionais				Atividade total	
	Custos totais descontados				Nova capacidade	
					Capacidade total	
Objetivo	Custos	Armazenamento	Adequação da capacidade	Balanco energético	Restrições	Emissões

Figura 2: Estrutura do OSEMOSYS

Fonte: Adaptado de HOWELLS *et al.*(2011)

Embora seja composto por módulos, o OSEMOSYS é menos flexível do que modelos como o MARKAL e o MESSAGE, porque ele resolve apenas problemas de programação linear, enquanto os outros resolvem problemas de programação inteira mista também.

HOWELLS *et al.* (2011) destacam que existem algumas perguntas que o analista deve responder ao pensar a modelagem do sistema energético. Entre elas, estão: “Como deve ser o sistema energético de referência? Quais são as tecnologias que serão usadas e quando? Quais restrições devem ser aplicadas? Qual será a função objetivo? É necessário introduzir partição no tempo?”. Todos esses aspectos devem ser considerados como parte da concepção do modelo. Depois de tudo isso pensado e esquematizado, é possível evoluir para a modelagem propriamente dita.

2.3.6 MESSAGE

O próximo modelo a ser tratado é o MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and Their General Environment Impacts*) (IIASA, 2013). Trata-se de um modelo de otimização que permite aos usuários planejarem um sistema de fornecimento de energia. Foi desenvolvido pelo grupo de energia do *International Institute for Applied Systems Analysis* (IIASA) e adquirido posteriormente pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA).

O MESSAGE tem sido usado em muitos estudos (HÄFELE, 2012; JUNIOR *et al.*, 2013; SULLIVAN *et al.*, 2013). JUNIOR *et al.* (2013) mostram oportunidades de penetração de novas fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira. Para isso, utilizaram o MESSAGE em uma modelagem do setor elétrico brasileiro. SULLIVAN *et al.* (2013) usaram um MESSAGE global dividido em 11 regiões para formular uma simples representação da confiabilidade do setor elétrico buscando entender as decisões

baseadas na confiabilidade com poucos parâmetros. HÄFELE (2012) usou o MESSAGE para desenvolver um modelo global de avaliação integrada com sete regiões. ROCHEDO, *et al.* (2018) e ROCHEDO (2016) utilizaram o MESSAGE para criar modelos de avaliação integrada para o Brasil e mundo, respectivamente.

Em resumo, o MESSAGE minimiza os custos totais do sistema durante o período analisado, considerando as limitações de capacidade instalada total, adição de capacidade, níveis de atividade total e impostos sobre emissões para cada tecnologia considerada. Em outras palavras, de acordo com BORBA (2012), JUNIOR *et al.* (2013) e ROCHEDO (2016), o modelo é pensado para atender a demanda de energia por meio da competição entre tecnologias e fontes energéticas com o objetivo de minimizar o custo total do sistema. ROCHEDO (2016) destaca que as restrições estabelecem limites para investimentos, disponibilidade e preços de combustíveis, regulações ambientais (limitando a emissão de poluentes de cada tecnologia) e taxas de penetração de mercado de novas tecnologias.

Para realizar uma modelagem completa do sistema energético, o analista constrói os fluxos de energia que descrevem o sistema desde o nível de recursos até o de consumo de energia útil, passando por todas as fases da cadeia (energia primária, secundária, final e útil). De maneira mais ampla, o modelo é organizado em variáveis e restrições. As primeiras se referem a fluxos, capacidades de produção e estoques, enquanto as segundas dizem respeito a balanços de fluxo (extração, conversão, transporte, distribuição e uso final), limites para as atividades e dinâmicas intertemporais e contábeis (PEREIRA *et al.*, 2006)

O sistema energético é representado por meio de cadeias energéticas, em que se observa como a energia evolui desde a extração do recurso até o uso final de acordo com a Figura 3.

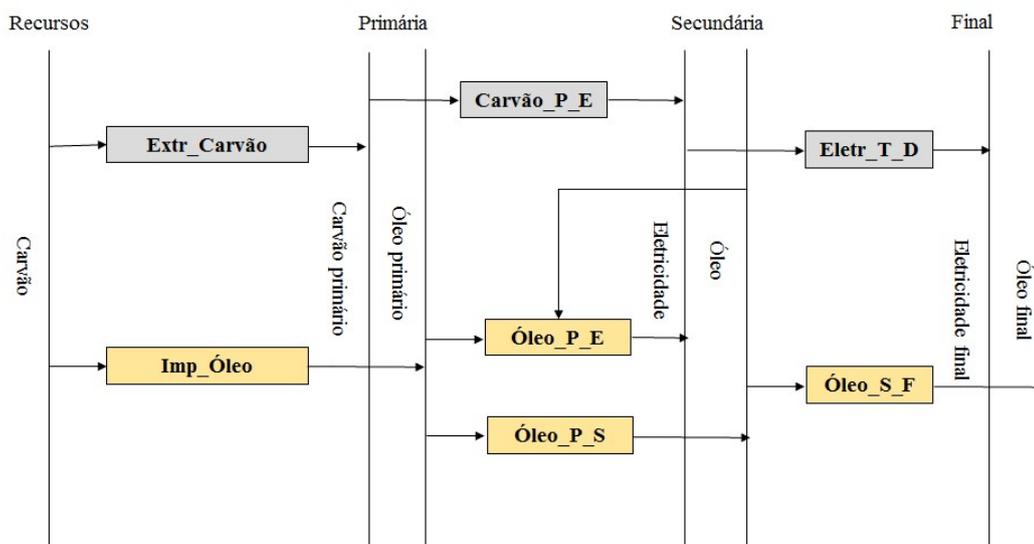


Figura 3: Representação do sistema energético no MESSAGE

Fonte: Adaptado de IIASA (2007)

A análise parte da disponibilidade de recursos energéticos. Após a extração desses recursos, eles são direcionados a centros de transformação, em que a energia primária (vinda diretamente da natureza) resulta em energia secundária e é direcionada aos centros de distribuição. A energia final vai atender aos serviços energéticos demandados. Cada linha vertical representa uma fonte de energia em um certo estágio. As caixas coloridas representam os centros de extração, transformação, distribuição e demanda. A partir dessa figura, é possível desenvolver o modelo proposto.

ROCHEDO (2016) destaca que os custos totais envolvem os custos de investimento, operação e custos adicionais relacionados a determinadas alternativas energéticas, como custos sociais e ambientais. Além disso, parâmetros técnicos de cada tecnologia – eficiências, fatores de capacidade, entre outros – são importantes, pois o modelo é muito sensível a eles. Também é possível implementar a curva de carga do sistema modelado.

O MESSAGE apresenta alguns pressupostos econômicos por trás da adoção do critério de minimização dos custos totais do sistema. Entre eles, destacam-se a competição perfeita, informação perfeita, ausência de custos de transação e custo de oportunidade do capital homogêneo (taxa de desconto única). Nesse sentido, trata-se de um modelo adequado para o planejamento energético, uma vez que é possível analisar os impactos das políticas públicas e penetração de novas tecnologias sobre os custos totais do sistema. O problema formulado é de programação inteira mista.

No entanto, esse software apresenta certas limitações na modelagem das energias renováveis, como dificuldade para avaliar os efeitos dos riscos hidrológicos e limitações nos detalhes da variabilidade espacial e temporal das energias renováveis.

Um modelo análogo ao MESSAGE, denominado MATRIZ, foi desenvolvido pelo CEPEL. De acordo com PEREIRA *et al.* (2016), ele permite a construção dos fluxos energéticos e modela as hidrelétricas com um considerável nível de detalhamento, sendo adequado para modelar países com elevadas participações de hidrelétricas em suas matrizes. Como resultados do modelo, é possível gerar a matriz energética para os horizontes de análise e representar a demanda por serviços energéticos. Em termos de formulação matemática, o modelo se baseia em programação linear. A função objetivo é a minimização da soma dos custos de investimento, operação e manutenção dos custos em novas tecnologias de exploração e transformação de fontes de energia.

2.3.7 MDI

O MDI (Modelo de Decisão de Investimentos) é o modelo utilizado pela EPE no planejamento da expansão do sistema elétrico nos planos decenais atualmente (EPE, 2018a, GANDELMAN, 2015). O modelo busca minimizar o custo total de geração de eletricidade, dado pela soma dos custos de investimento em novos empreendimentos, custos de operação das usinas termelétricas e custos de *déficit* (GANDELMAN, 2015). A operação é dada em escala mensal para quatro patamares de carga com o horizonte de dez anos. O modelo é dividido em catorze regiões, sendo três nós fictícios, sete com carga e quatro representando usinas hidrelétricas específicas.

As hidrelétricas são representadas por dez séries de geração de eletricidade e potência disponível para cada mês do horizonte de estudo. Essas séries são determinadas com o modelo SUIISHI, que recebe os balanços dos reservatórios equivalentes do NEWAVE e simula a operação com as usinas individualizadas (EPE, 2018a).

As termelétricas são modeladas como tecnologias que apresentam custos variáveis unitários de operação, os CVUs. O modelo define por ordem de mérito a geração de eletricidade de cada fonte. O usuário pode definir datas de entrada limite de cada usina, assim como anos para descomissionamento das mesmas. Parâmetros operativos, como inflexibilidade, também são considerados pelo modelo. As opções de tecnologias termelétricas são gás natural ciclo combinado, ciclo aberto flexíveis, nucleares, termelétricas a carvão nacional e biomassa a cavaco de madeira com CVU positivo.

As renováveis variáveis são modeladas a partir de fatores de capacidade mensais. Tais fatores podem ser modificados nos patamares por outros fatores chamados de contribuições aos patamares. Por exemplo, se o fator de capacidade mensal é 40% e a contribuição para o primeiro patamar de carga é apenas 20%, então o fator de capacidade máximo da fonte é 8% neste determinado mês para o primeiro patamar.

Dado que o objetivo dessa tese passa pela avaliação da entrada em larga escala de fontes renováveis variáveis, um olhar mais detalhado para a operação do sistema se torna necessário. Por isso, a próxima seção descreve modelos que buscam simular a operação do sistema elétrico brasileiro e a escolha de um deles.

2.4 Modelos de operação

Esta seção aborda modelos de operação do setor elétrico com ênfase na concepção, discretização temporal, espacial e abordagem das fontes renováveis variáveis de cada um deles. Tais *softwares* se propõem a resolver o problema da operação de sistemas hidrotérmicos, brevemente descrito na seção 2.2. Os modelos tratados são NEWAVE, DESSEM e PLEXOS.

2.4.1 NEWAVE

O NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados) é um modelo desenvolvido pelo CEPEL para simular a operação do sistema elétrico brasileiro com o objetivo de atender a demanda ao menor custo possível (CEPEL, 2012).

O sistema hidrotérmico brasileiro é dividido em cinco subsistemas, interligados por linhas de transmissão. No NEWAVE, cada subsistema apresenta um reservatório equivalente de energia elétrica, que armazena a água a ser transformada em eletricidade. Esse reservatório recebe aflúências e tem sua operação gerenciada de acordo com a demanda do sistema e com os custos variáveis das termelétricas. Os níveis dos reservatórios se alteram com a variação das aflúências, da eletricidade gerada ou da água vertida no caso de excesso de recursos hídricos.

A otimização da operação utiliza um algoritmo de programação dinâmica dual estocástica e decorre do gerenciamento dos reservatórios equivalentes dos subsistemas. O modelo resolve o problema mensalmente para um horizonte de cinco anos no máximo

(CEPEL, 2012). O intuito é simplificar a representação do complexo sistema de hidrelétricas em cascata do Brasil.

Como existe grande incerteza quanto ao regime de afluições, o NEWAVE submete os reservatórios a 2.000 séries temporais sintéticas, operando-os em cada um desses casos. Tais séries são baseadas no histórico e seguem processos auto regressivos (MORETTIN *et al.* 2006). O critério de suprimento a ser obedecido é que a carga seja atendida em, pelo menos, 95% dos casos.

Nos meses em que o modelo opta por não gerar hidroeletricidade, a energia elétrica pode ser entregue por termelétricas ou transportada por linhas de transmissão de um subsistema excedente para outros faltantes. A decisão entre utilizar a água no presente ou guardá-la para os meses futuros passa pela comparação entre o CVU das usinas termelétricas e uma *proxy* do custo da água dos reservatórios em cada período de análise. A informação do custo da água é gerada a partir de uma interação entre o NEWAVE e o modelo DECOMP, via função de custo futuro (CEPEL, 2013).

A abordagem das fontes renováveis variáveis no NEWAVE ocorre por abatimento de carga. Trata-se da subtração entre a carga mensal e uma estimativa de geração renovável variável mensal feita exogenamente ao modelo. Essa diferença, chamada de carga líquida, será a demanda mensal a ser atendida. Dessa forma, a geração renovável proveniente das fontes eólica e solar fotovoltaica não faz parte das variáveis de decisão do modelo, mas é considerada na modelagem via abatimento de carga. Tal método se mostra satisfatório para reduzidas parcelas de renováveis variáveis na matriz elétrica.

A partir do momento em que essas fontes passam a representar maiores participações na matriz elétrica nacional, faz-se necessário que elas sejam incluídas na decisão dos modelos. Adicionalmente, também é importante que as variações na disponibilidade dos recursos, ocorridas em escala sub-horária, sejam identificadas e avaliadas pelos modelos de planejamento da operação.

Por conta dessas limitações na representação das fontes renováveis variáveis e da discretização mensal, o NEWAVE não se mostra o modelo adequado para a avaliação a ser elaborada no presente trabalho.

2.4.2 DESSEM

O DESSEM (Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e

Restrições de Segurança) é um modelo desenvolvido pelo CEPEL que define a programação da operação de mínimo custo, isto é, o despacho ótimo do sistema hidrotérmico brasileiro (CEPEL, 2019).

A modelagem das hidrelétricas no DESSEM é feita individualmente, de modo que as usinas são simuladas em cascata (CEPEL, 2019). Essa característica permite o cálculo do balanço hidráulico do sistema elétrico, assim como a verificação do impacto de outros usos da água na geração hidrelétrica. As usinas termelétricas também são modeladas individualmente, incluindo restrições de *unit commitment*⁵ (CEPEL, 2019). O usuário pode definir se considera essas restrições, resolvendo um problema de programação inteira mista ou se resolve o problema com as variáveis contínuas, via programação linear ou programação dinâmica dual (CEPEL, 2019).

A discretização temporal do DESSEM é variável, permitindo a definição de intervalos de tempo distintos. No entanto, o menor período possível é meia-hora. As horas do dia podem ser agregadas em determinados patamares e discretizadas em outros, de acordo com a análise desejada. A programação ótima é feita nos intervalos definidos, sendo, no máximo, de duas semanas (CEPEL, 2019).

Com respeito à discretização espacial, o DESSEM permite que o usuário escolha o número de subsistemas. Comumente, os modelos do CEPEL dividem o sistema elétrico em cinco subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e o nó fictício de Imperatriz, uma região de transmissão de eletricidade entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O *deck* de dados de entrada oficial, fornecido pela CCEE, também apresenta essa segmentação regional (CCEE, 2020).

Sobre a abordagem das fontes renováveis variáveis, o usuário define as séries temporais de geração renovável *a priori*. Esses valores serão abatidos da carga de eletricidade para cada instante. Assim como no NEWAVE, o DESSEM também faz o abatimento de carga, com a diferença de que os valores seguem a discretização temporal do modelo (no mínimo, meia-hora).

Embora o DESSEM simule a geração horária, ele apresenta três características que o impedem de ser o modelo escolhido para o presente trabalho. Em primeiro lugar, ele considera a geração das fontes renováveis variáveis como abatimento de carga, e por

⁵ Trata-se do problema de planejamento da operação não apenas buscando atender à demanda a custos mínimos, mas também considerando restrições individuais das usinas (BERTSIMAS *et al.*, 2013).

isso não capta possíveis cortes na geração (*curtailment*⁶). Em segundo lugar, por ser um modelo consideravelmente detalhado, ele define a operação ótima para, no máximo, duas semanas. O interesse desta tese envolve a operação de um ano completo para captar a sazonalidade da geração renovável eólica e solar. Por fim, o DESSEM é um modelo que deve ser acoplado ao DECOMP, via função de custo futuro, dependendo de uma interação adicional para determinar a operação ótima do sistema (CEPEL, 2019). Tal interação se mostra custosa computacionalmente.

2.4.3 PLEXOS

O PLEXOS é um modelo para planejamento de sistemas elétricos desenvolvido pela empresa *Energy Exemplar*. Ele permite a otimização da expansão e operação, minimizando o custo total de geração de eletricidade e atendendo a restrições de naturezas diversas. Elas vão desde limites de datas de entrada dos empreendimentos até restrições operativas do sistema, como tempos de partida e parada (CAVADOS, 2015). Dado que se propõe a fazer análises tanto pela ótica da expansão, quanto pela ótica da operação, o PLEXOS pode ser considerado um modelo flexível.

O modelo pode ser dividido em dois módulos (SAPORTA, 2017). No primeiro, cria-se a estrutura do sistema a ser modelado, definindo as usinas, combustíveis, linhas de transmissão, opções e custos de investimento, custos variáveis, características operativas, restrições de manutenção, níveis e localização dos reservatórios, assim como todas as demais características necessárias à modelagem do sistema proposto. No segundo módulo, é realizada a otimização, gerando os resultados em termos de expansão das capacidades, operação das usinas e custos.

A discretização temporal do PLEXOS é adaptável, em quatro níveis de otimização (SAPORTA, 2017). Eles podem ser utilizados de forma integrada ou isoladamente, ou seja, é possível otimizar em cada um dos quatro níveis de forma sequencial ou fazer análises para um único nível. A primeira categoria é o horizonte de longo prazo, entre dez e trinta anos. O modelo define quais são as usinas a serem construídas e descomissionadas. O segundo nível de otimização investiga a solução ótima em termos

⁶ Ao longo desta tese, o termo *curtailment* será usado para designar cortes na geração renovável variável, decorrentes de excesso de recurso em relação à carga e/ou à disponibilidade de linhas de transmissão para escoar a eletricidade renovável. Sendo assim, corte e *curtailment* serão utilizados como sinônimos.

de manutenção do sistema, com vistas a reduzir o risco de *déficit* por falhas ou falta de manutenção dos ativos instalados. O terceiro nível é a otimização de médio prazo, com o objetivo de criar condições de contorno gerais para a programação da operação de curto prazo. Por exemplo, restrições quanto aos níveis dos reservatórios no início da otimização de curto prazo poderiam ser determinadas no terceiro nível. Por fim, a quarta categoria define a programação ótima da operação do sistema elétrico modelado, em intervalos variando de uma hora até um minuto.

SAPORTA (2017) afirma que a gestão dos reservatórios brasileiros, que originalmente é feita pela cadeia de modelos do CEPEL, poderia ser implementada no PLEXOS, pela presença desses quatro níveis de otimização no mesmo *software*. Vale ressaltar que a cadeia de modelos do CEPEL envolve *softwares* que otimizam a expansão e operação do setor elétrico em diferentes escalas de tempo. O MELP, por exemplo, fornece a expansão anual e a operação por estação do ano e patamar de carga. O NEWAVE, por sua vez, opera o sistema em escala mensal. Dessa forma, os níveis de otimização do PLEXOS poderiam exercer o mesmo papel.

Em termos de discretização espacial, o usuário define a regionalização, estabelecendo o número de regiões mais adequado a sua análise. SAPORTA (2017) modelou o sistema elétrico brasileiro em oito regiões, enquanto CASTRO (2015) e CAVADOS (2015) dividiram-no em sete.

A abordagem das usinas renováveis variáveis é feita a partir de uma simulação de séries temporais que reflete uma porcentagem da potência efetivamente gerada em relação à capacidade instalada total de determinada região. A essas usinas é estabelecida prioridade de despacho. Tal abordagem se mostra mais precisa do que o abatimento de carga considerado pelos modelos NEWAVE e DESSEM, uma vez que permite que a geração renovável variável participe da otimização como variável de decisão. Dessa forma, a identificação de momentos *curtailment* se faz possível.

2.4.4 COPA

O COPA (*Climate based Optimization Power Allocation*) é um modelo de otimização desenvolvido para sistemas elétricos com elevadas participações de fontes renováveis variáveis (SCHMIDT *et al.*, 2016a, c). Ele simula, simplificada, a expansão e, posteriormente, opera o sistema resultante em escala horária. O modelo

define a solução ótima entre investir em capacidade adicional de plantas renováveis variáveis e/ou termelétricas ou operar as usinas existentes, minimizando o custo total de atendimento da demanda horária de eletricidade. A operação do sistema é sujeita a restrições de balanceamento dos reservatórios, disponibilidade horária dos recursos renováveis variáveis, limites de linhas de transmissão e restrições de geração máxima e mínima de usinas termelétricas. Para isso, o COPA resolve um problema determinístico de programação linear.

A geração hidrelétrica é feita por meio de reservatórios equivalentes. O modelo gerencia tanto a energia que chega aos reservatórios, quanto aquela que já está presente no mesmo, em escala horária. As opções são: armazená-la no reservatório, vertê-la ou gerar eletricidade. Levando em conta que o potencial hidrelétrico brasileiro remanescente localiza-se na Amazônia e que existem questões ambientais em torno da construção de novas usinas nessa região (CUNHA . *et al.*, 2012), o COPA não permite a construção de capacidade adicional de usinas hidrelétricas. Como trata-se de um modelo determinístico, ele está sujeito a um único perfil anual de aflúncias, o que simplifica sobremaneira a representação das hidrelétricas brasileiras. Embora essa tecnologia seja modelada simplificada no COPA, essa limitação é atenuada no presente trabalho, pelo fato do modelo receber a configuração do sistema elétrico de 2030 que vem do MELP. A expansão simulada no MELP se baseia nos estudos da EPE, que mapeiam detalhadamente as opções hidrelétricas (EPE, 2019b). Além disso, as hidrelétricas são prioridade na modelagem da expansão, sendo complementadas pelas usinas das demais fontes.

O COPA representa as usinas termelétricas por meio de limites máximos e mínimos de geração e custos variáveis positivos. Por sua vez, a geração das fontes renováveis variáveis é simulada via séries temporais horárias de fatores de capacidade que refletem a disponibilidade dos recursos eólicos e solares. Além disso, as séries de tempo preservam as correlações entre a disponibilidade dos recursos e a carga de eletricidade, porque se referem ao mesmo ano meteorológico típico. A operação do sistema se baseia na ordem de mérito, isto é, gera-se eletricidade com as usinas renováveis em primeiro lugar, seguida das termelétricas fósseis em ordem crescente de custo variável unitário.

Além da discretização temporal horária, o COPA otimiza durante um horizonte de tempo flexível. Basta que o usuário defina as datas inicial e final de otimização e insira as séries de tempo para essas datas. Vale a ressalva de que quanto maior o período de

otimização, maior o custo computacional. Em termos de divisões regionais, o modelo também é flexível. Inicialmente, o COPA apresenta as mesmas cinco regiões dos modelos do CEPEL mas essa regionalização pode ser alterada, desde que o usuário parametrize o modelo com os dados necessários (SCHMIDT *et al.*, 2016c, b).

Considerando que o COPA é um modelo de código aberto (*open source*), livre e gratuito, escrito em uma linguagem de programação amigável (interface RStudio e GAMS), apresenta a operação horária e permite a otimização da geração do sistema para o período de um ano, ele se mostrou o modelo de planejamento da operação do sistema mais adequado para a análise do presente trabalho. Além disso, o modelo escolhido considera as fontes renováveis variáveis como variáveis de decisão, melhorando a representação dessas fontes no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro.

2.5 Resumo dos modelos de planejamento do setor elétrico

A Tabela 1 mostra um resumo dos modelos descritos até aqui.

Tabela 1: Resumo dos modelos de planejamento da expansão e da operação do setor elétrico

Tipo	Modelo/Instituição	Concepção	Discretização temporal da geração	Discretização espacial (n° regiões)	Abordagem renováveis variáveis	Referências
Expansão	DESELP ^c /CEPEL	Programação linear. Determinístico. Critério de suprimento implícito na disponibilidade dos projetos.	3 patamares a cada cinco anos.	5	N/D	(PEREIRA, <i>et al.</i> , 2016)
	MODPIN ^c /CEPEL	Estimativa de incertezas e cálculos de arrependimentos. Solução em duas etapas: Minimiza os desvio entre as soluções determinística e estocástica.	3 intervalos.	1	N/D	(KAZAY, 2001)
	MELP ^c /CEPEL	Usinas individualizadas. Dois cenários hidrológicos. Define cronograma de entrada dos empreendimentos.	12 intervalos anuais.	8	Abatimento de carga e fatores de capacidade trimestrais médios p/ cada patamar	(SABÓIA, 2013)
	MARKAL ^c /ETSAP	Dois possibilidades para a função objetivo: minimizar i) custos totais do sistema; ii) importação de óleo.	6 intervalos anuais.	Flexível	N/D	IEA 1981
	OSEMOSYS/KTH	Sete blocos para construção do modelo	12 intervalos anuais.	1 (Flexível)	Fatores de capacidade p/ cada intervalo.	(DEANE <i>et al.</i> , 2012, WELSH <i>et al.</i> , 2014)
	MESSAGE ^a /IIASA	Fluxos energéticos. Competição entre tecnologias.	Anual.	4 (Flexível)	Fatores de capacidade p/ cada intervalo.	(JUNIOR <i>et al.</i> , 2013)
	MDI [®] /EPE	Hidrelétricas representadas por séries de tempo de geração e potência disponíveis (integração NEWAVE SUSHI).	Mensal.	14	Fatores de capacidade mensais médios p/ cada patamar	(EPE, 2018a, GANDELMAN, 2015)

Tipo	Modelo/Instituição	Concepção	Discretização temporal da geração	Discretização espacial (n° regiões)	Abordagem renováveis variáveis	Referências
Operação	NEWAVE ^c /CEPEL	Reservatórios equivalentes. 2.000 séries sintéticas. Critério de suprimento: déficit em 5% dos casos no máximo.	Mensal. Horizonte: 5 anos.	5	Abatimento de carga.	(CEPEL, 2012)
	DESSEM ^c /CEPEL	Hidrelétricas individualizadas em cascata. Termelétricas: <i>unit commitment</i> ou problema linear.	Meia-hora. Horizonte: 2 semanas.	5	Abatimento de carga.	(CEPEL, 2019)
	PLEXOS ^c /Energy Exemplar	Dois módulos: i) construção do sistema elétrico; ii) otimização.	Flexível: longo prazo, médio prazo, curto prazo (um minuto).	Flexível	Série de tempo de fatores de capacidade horários.	(CASTRO, 2015, CAVADOS, 2015, SAPORTA, 2017)
	COPA ^a /BOKU e PPE	Reservatórios equivalentes. Determinístico. Foco nas fontes renováveis variáveis.	Horária. Horizonte: 1 ano.	5 (Flexível)	Série de tempo de fatores de capacidade horários.	(SCHMIDT, <i>et al.</i> , 2016b)

Nota: N/D: não disponível. ^aModelo acadêmico ^cModelo comercial

Fonte: Elaboração própria

Retomando, os modelos escolhidos para serem integrados neste trabalho são MELP pelo lado da expansão e COPA pelo lado da operação. O MELP foi escolhido por atender aos principais requisitos necessários para a aplicação da metodologia a ser proposta na tese e pela disponibilidade da licença comercial adquirida no âmbito do projeto de P&D SINAPSE (RAMOS *et al.*, 2020), do qual o autor da tese participou entre os anos de 2018 e 2019.

É possível identificar limitações no MELP, como a consideração de apenas dois cenários hidrológicos, a consideração das fontes eólica e solar como termelétricas e a consideração do critério de confiabilidade baseado em uma configuração estática do sistema.

Apesar de suas limitações, o MELP tem a vantagem de ser um modelo de expansão detalhado e focado no setor elétrico brasileiro. Adicionalmente, trata-se de um modelo desenvolvido e aprimorado há anos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), de modo que se encontram versões estabelecidas do modelo.

Os modelos de avaliação integrada, como MARKAL, OSEMOSSYS, MESSAGE e outros (mostrados nas próximas subseções), seriam candidatos alternativos ao MELP, porque permitem a modelagem dos fluxos energéticos não apenas para o setor elétrico, mas também para os demais setores da economia. No entanto, eles exigiram um trabalho adicional para detalhar o setor elétrico brasileiro, o que já está feito no MELP. Além disso, esse esforço não traria vantagens dado que o foco do presente trabalho é apenas o setor elétrico brasileiro. Por esses motivos, MELP foi escolhido como o modelo de expansão a ser utilizado neste trabalho.

Após a revisão da literatura dos modelos de expansão da oferta de energia, verificou-se que eles são semelhantes no aspecto de minimização de custos. Em todos os modelos citados, é possível atingir o objetivo de custo sistêmico mínimo, isto é, sob a ótica do operador do sistema, mesmo que a solução ótima não seja a melhor possível para agentes individualmente. Outra semelhança entre os modelos é que eles permitem a modelagem do sistema como um todo, decorendo detalhadamente, tanto em termos técnicos como em termos econômicos, todas as tecnologias. Essa categoria de modelos, em geral, apresenta taxa de desconto única, o que significa que todas as tecnologias teriam os mesmos riscos envolvidos. Ao passo que isso representa uma limitação, também permite a comparação entre as tecnologias. A última limitação comum aos modelos de expansão da oferta a ser destacada é que eles representam a operação de maneira

simplificada para que as soluções sejam computacionalmente tratáveis em períodos de tempo relativamente curtos com uso de computadores pessoais.

Em termos de modelos da operação, o COPA foi escolhido por ser adaptável para a necessidade de operação horária de um ano completo, dado que o trabalho busca avaliar o sistema elétrico projetado para 2030.

O DESSEM também poderia ter sido usado. Inclusive, CURTY (2020) utilizou este modelo para aplicar uma metodologia de integração entre MELP e DESSEM. No entanto, o trabalho não retroalimenta o modelo da expansão com informações oriundas da operação horária, ele apenas avança na cadeia de modelos do setor elétrico. Diferentemente, o presente trabalho melhora a representação das variáveis renováveis no MELP, na medida em que este modelo recebe informações da operação horária vinda do COPA.

Além do DESSEM, o PLEXOS foi um candidato, por se mostrar muito flexível, incluir as fontes renováveis variáveis como variáveis de decisão e permitir a operação em escala horária, ele apresenta uma licença acadêmica gratuita de apenas um ano. Dado que o trabalho da presente tese exigiu mais tempo, o prazo dessa licença se mostrou insatisfatório. Esse foi o motivo da não utilização do PLEXOS. Daí a necessidade de se buscar um modelo de operação horária que otimize para, pelo menos, um ano e seja *open source* ou que apresentasse uma licença acadêmica mais longa. Após a exposição desses motivos, verificou-se que o COPA seria o modelo mais adequado para os interesses desta tese.

2.6 Formas de integração de renováveis intermitentes no planejamento da expansão e operação de sistemas elétricos

A integração entre o planejamento da expansão e operação com as novas fontes renováveis enfrenta desafios de compatibilidade. O primeiro deles é o fato desses recursos energéticos apresentarem intermitência instantânea, de modo que em um determinado momento do dia o recurso está disponível e no próximo instante, pode não estar. Já os modelos de longo prazo costumam analisar anos à frente. Na época em que tais modelos foram criados, era possível definir a disponibilidade anual dos recursos, tanto em termos de armazenamento quanto em termos de comercialização. Em outras palavras, era possível impor restrições ao modelo, mostrando que determinada tecnologia poderia ser

utilizada até o combustível se esgotar, por exemplo. Outra restrição possível era permitir que o sistema importasse uma certa quantidade de combustível. No caso da eólica e solar, o problema é que não se sabe a quantidade de recursos que estará disponível no ano, justamente por conta da intermitência instantânea que caracteriza esses recursos.

Os problemas acima citados foram identificados por diversos estudos. Autores apontam que as renováveis intermitentes terão um papel de protagonista nas políticas de baixo carbono de longo prazo, mas os modelos utilizados por eles não captam bem a questão da intermitência instantânea (EDENHOFER *et al.*, 2011, LUDERER *et al.*, 2014). Já autores como HIRTH *et al.* (2015) indicam que a dificuldade de modelagem da variabilidade causa um viés considerável nos estudos de impactos econômicos da entrada dessas fontes, destacando a necessidade de uma abordagem mais criteriosa da integração de renováveis com modelos de longo prazo.

UECKERDT *et al.* (2017) por sua vez, afirmam que a modelagem da integração das novas renováveis variáveis serve como um pré-requisito para estimar os impactos de políticas climáticas e determinar o papel específico dessas fontes no cenário energético e climático de longo prazo.

Dessa forma, diversos estudos foram feitos com o objetivo de integrar essas fontes aos modelos de otimização de longo prazo. Uma maneira de integração usada por alguns autores é estabelecer um limite máximo de penetração de energia eólica e solar no *grid* analisado. Essa ideia é implementada, normalmente, por meio de uma restrição no modelo de expansão. O valor usado tipicamente é 15% de participação máxima para cada fonte. Segundo EDENHOFER *et al.* (2011), essa maneira é muito rígida, além de subestimar a penetração máxima possível. Sem contar que não condiz com algumas experiências mundiais, que já apresentam proporções maiores do que os máximos sugeridos.

Outra forma possível de integrar as renováveis variáveis é impor uma penalidade monetária para cada unidade de energia renovável produzida, de modo que o pênalti aumenta conforme a participação das fontes eólica e solar evoluem (PIETZCKER *et al.*, 2014). A vantagem é que essa abordagem capta a necessidade de recursos monetários adicionais para instalação das plantas e manutenção da qualidade da energia fornecida por esses empreendimentos. Porém, o benefício que vem da redução considerável da energia despachável no momento de pico do sistema não é quantificado. O interessante dessa maneira de abordar a integração é que ela considera os custos adicionais oriundos do processo de entrada em altos níveis de fontes renováveis variáveis no setor elétrico.

Ainda destacando os possíveis custos de integração, UECKERDT *et al.* (2015) afirmam que é possível determinar recursos financeiros a serem destinados a investimentos fixos que serão feitos com a entrada das fontes renováveis variáveis. Tratam-se de reforços na infraestrutura, construção de termelétricas a gás natural para *backup*, investimentos em tecnologia de armazenamento de energia, entre outros. Como limitação dessa abordagem está o fato de que um único conjunto fixo de investimentos não é o suficiente para englobar todos os impactos gerados pela integração de elevados volumes de renováveis.

UECKERDT *et al.* (2015) identificam, ainda, uma forma de capturar diferentes situações representativas da demanda por energia elétrica. Trata-se da fragmentação do tempo (*time slices*, expressão em inglês). Por meio dessa técnica é possível diferenciar a demanda por momento do dia – dia ou noite –, por estação do ano – inverno ou verão e por dia da semana ou final de semana. Em geral, os modelos de expansão apresentam um limite de perfis possíveis. Quando se trata de geração eólica e solar, o número de perfis possíveis para a geração é muito maior, o que requer um número maior de fragmentações temporais. Isso pode gerar dificuldades computacionais de implementação.

Uma forma adicional de se incluir as fontes renováveis variáveis é via equação de flexibilidade. Trata-se de uma restrição do modelo de expansão que balanceia as plantas despacháveis e as tecnologias de armazenamento com a produção renovável variável e variações na demanda (SULLIVAN *et al.*, 2013). UECKERDT *et al.* (2015) afirmam que essa abordagem não permite a criação de parâmetros técnicos e não tem uma definição rigorosa, mas foi construída a partir de um conjunto de diferentes cenários de penetração de renováveis variáveis e permite representar minimamente sua variabilidade. Embora seja o método mais complexo já apresentado até o momento, ainda não capta os diferentes perfis de produção possíveis ao longo do tempo e o balanceamento da carga.

É importante ressaltar que o método de integração a ser adotado deve apresentar três características segundo UECKERDT *et al.* (2015). Primeiramente, ele deve ser abrangente, isto é, representar os aspectos mais relevantes da demanda e da variabilidade da oferta das fontes renováveis. Em segundo lugar, a parametrização deve ser robusta. Isso significa que ela deve ser válida para diferentes configurações possíveis do sistema. Em terceiro lugar, o método deve ser flexível, permitindo escolhas endógenas de diferentes opções de integração (participações das fontes renováveis) e ajustando a parcela não renovável do sistema elétrico estudado. Para o caso brasileiro, trata-se de um

interessante desafio, na medida em que a participação renovável na matriz elétrica representa 83%, enquanto no mundo, a parcela renovável é da ordem de 22% (EPE, 2020), tornando a integração mais simples na medida em que a margem de manobra é 61 pontos percentuais maior.

2.6.1 A abordagem da curva de duração de carga residual

Uma forma de integrar as fontes renováveis variáveis ao planejamento do setor elétrico que contempla os três critérios citados por UECKERDT *et al.* (2015) – abrangência, flexibilidade e robustez – é por meio de curvas de duração de carga residuais. A curva de duração de carga residual consiste em um conceito físico que reflete a diferença entre a série temporal da carga de energia elétrica e as séries temporais de produção de eletricidade renovável, ordenada em ordem decrescente de valores (UECKERDT *et al.*, 2015). Por exemplo, após o cálculo das diferenças hora a hora entre a carga total e a geração renovável variável (soma da geração eólica e solar), essas diferenças são ordenadas em ordem decrescente, formando a curva de duração de carga residual. Esta curva é uma forma de se visualizar a mesma informação calculada pela curva de carga residual, que não deve ser confundida com a curva de duração de carga residual. Ambas refletem as diferenças entre a carga e a geração renovável variável, com a diferença de que a curva de carga residual exibe essas diferenças em ordem cronológica e a curva de duração de carga residual as mostra em ordem decrescente de diferenças (UECKERDT *et al.*, 2015). A Figura 4 mostra a curva de carga residual a título de ilustração.

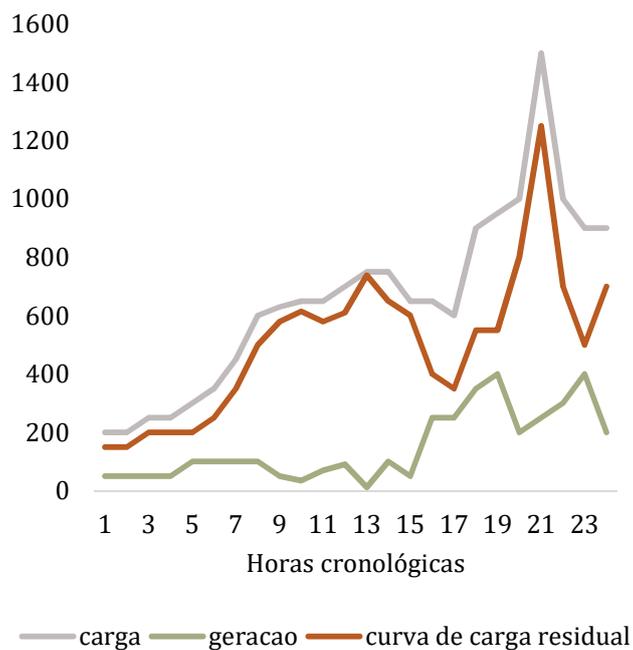


Figura 4: Exemplo hipotético da curva de carga residual

Fonte: Elaboração própria

Para cada combinação de participação de renováveis na operação do sistema, determina-se a parcela das fontes despacháveis não renováveis de maneira eficiente. A abordagem da curva de duração de carga residual permite atingir esse objetivo endogenamente, ou seja, ao se modificar a participação das renováveis, a curva de duração de carga residual se ajusta a essa mudança e a configuração ótima das não renováveis se reestabelece.

A curva de duração de carga é dividida em três partes de acordo com a Figura 5: uma caixa que representa a base da carga, um triângulo intermediário e a margem de reserva, que representa o pico da carga.

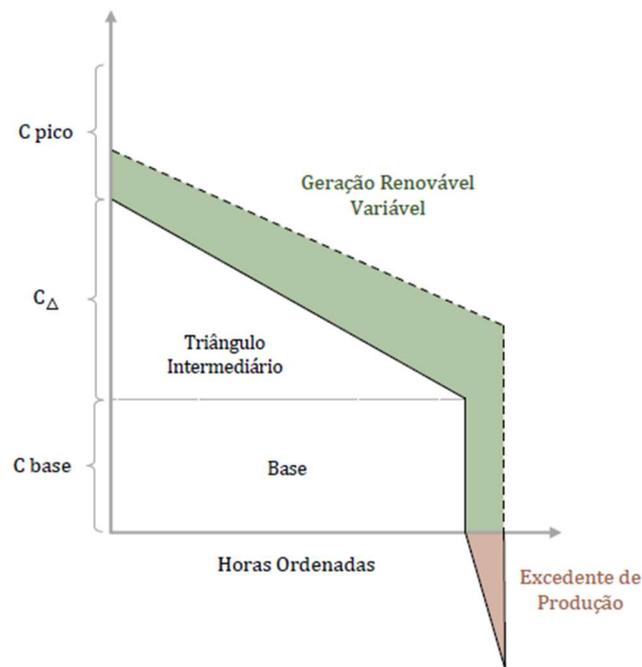


Figura 5: Curva de duração de carga residual

Fonte: UECKERDT *et al.* (2015)

Adicionalmente, existe um requerimento mínimo de geração despachável, que preenche uma parte da base da curva de duração de carga, e que impede que toda a carga seja atendida pela geração renovável em um certo instante, mesmo que exista recurso disponível. Entre outros motivos, destaca-se o fato de essa geração despachável prover serviços ancilares para o sistema, como controle de tensão, frequência e outros parâmetros relacionados à qualidade da energia elétrica. Reservas operativas também podem ser consideradas como parte desses requisitos (UECKERDT *et al.*, 2015).

Esse requerimento mínimo de geração despachável é denominado “flexibilidade do sistema” e existe um certo grau de discricionariedade ao defini-lo. Uma forma de se solucionar essa questão é se basear em estudos internacionais. Trabalhos feitos para a Alemanha (GÖTZ *et al.*, 2014, HIRTH, 2015), país com grande participação de usinas renováveis intermitentes, citam valores entre 15 e 28 GW, o que representa de 15% e 27% do pico da carga desse país. UECKERDT *et al.*, (2015), por sua vez, utilizam o valor de 10% da maior carga observada no ano.

Alternativamente, é possível se basear em valores históricos para definir a flexibilidade. No Brasil, o ONS disponibiliza, anualmente, o “Plano da Operação

Elétrica” (ONS, 2020), mostrando os requisitos de geração termelétrica mínima por motivos elétricos. A título de exemplo, entre dezembro de 2018 e dezembro de 2020, esses valores flutuaram entre 1.309 MW e 1.978 MW para o SIN. Observa-se que os valores brasileiros são consideravelmente menores do que aqueles observados em estudos internacionais para outros países. Isso ocorre porque a maioria da geração elétrica brasileira provém de usinas hidrelétricas. Como muitas dessas usinas apresentam reservatórios, elas são capazes de entregar serviços ancilares, o que explica a diferença entre os valores internacionais e os brasileiros.

Em termos de modelagem das fontes renováveis variáveis, UECKERDT *et al.* (2015) afirmam que a definição de requisitos mínimos de flexibilidade fica a cargo do analista. Na hipótese de se definir algum valor, o modelo capta parte dos desafios da integração das fontes renováveis variáveis. Por outro lado, ao se definir uma geração termelétrica mínima, aumentam as chances do modelo verificar excesso de recursos renováveis, dado que uma parte da demanda já será atendida por fontes firmes. Para o caso de não se definir requisitos mínimos de flexibilidade, o modelo tende a evitar *curtailment*, mas também deixa de captar esse aspecto da integração das fontes renováveis variáveis aos sistemas elétricos.

Em resumo, as curvas de duração de carga residuais são capazes de captar os principais motivos dos “custos de perfil”, que são entendidos como a parcela de custos adicionais referentes à variabilidade instantânea dos recursos eólicos e solares. Dentre eles, destacam-se o baixo crédito de capacidade, a reduzida utilização de usinas despacháveis e o *curtailment*.

UECKERDT *et al.* (2015) afirmam que, devido às suas características econômicas, cada tipo de usina geradora de eletricidade participa completando uma parte da curva de carga do sistema. Por exemplo, como as usinas nucleares se caracterizam por elevados custos de investimento e relativamente baixos custos variáveis, é interessante que elas operem na base da curva de carga. Já as turbinas a gás, em que o custo de combustível é mais elevado e a partida é mais rápida, podem entrar preenchendo o pico da carga.

Diversos estudos foram feitos seguindo a metodologia de curvas de duração de carga residuais. UECKERDT *et al.* (2015) apresentaram essa metodologia e fizeram um estudo de caso para a Alemanha com o modelo integrado de otimização do setor energético chamado REMIND. Eles verificaram que os custos de mitigação por conta da

entrada em larga escala das fontes renováveis variáveis aumentam em 20%. No entanto, esse aumento pode ser reduzido a 6% no caso de se aproveitar o excesso de produção renovável para geração de hidrogênio pelo processo conhecido como *power-to-gas*.

ERSHAD *et al.* (2016) utilizaram as curvas de duração de carga residuais para avaliar níveis de penetração e *curtailment* das fontes fotovoltaica centralizada e eólica *onshore* no Afeganistão. GIANNAKIDIS (2017) implementou as curvas de duração de carga residuais no TIMES, modelo integrado de otimização de longo prazo do setor energético. ZERRAHN *et al.*, (2018) estudaram a interação entre o armazenamento por baterias e o corte das fontes renováveis variáveis na Alemanha. Os autores perceberam que os requerimentos por armazenamento vindo das fontes renováveis variáveis não serão limitantes para o desenvolvimento de um sistema elétrico com larga escala de fontes renováveis. Já HÖLTINGER *et al.* (2019) utilizaram as curvas de duração de carga residuais na avaliação de como eventos extremos podem afetar a viabilidade de um sistema elétrico totalmente renovável na Suécia.

Após a descrição dos elementos da curva de duração de carga residual e estudos que utilizaram essa metodologia, suas limitações devem ser destacadas. Segundo UECKERDT *et al.* (2015), as principais limitações da curva de duração de carga residual vêm do fato de ela não captar informação da sequência temporal (ordem cronológica) entre geração e demanda. Em outras palavras, não é possível saber o instante em que a geração e a demanda ocorreram. Dessa forma, não é possível representar com precisão aspectos de eficiência energética, como gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) e geração termelétrica flexível. Como essa abordagem não capta esses aspectos, ela acaba superestimando as necessidades reais de *backup* do sistema.

Outra limitação destacada por UECKERDT *et al.* (2015) decorrente do fato da curva de duração de carga residual não alcançar a ordem cronológica entre geração e demanda é a dificuldade em modelar intercâmbios de energia elétrica entre regiões. É difícil modelar a transmissão da energia, porque o intercâmbio ocorre quando existe sobra de energia, e identificar essas sobras se torna uma tarefa complexa. No entanto, se o modelo de operação utilizado tiver restrições de limites de transmissão entre as suas regiões, essa questão está resolvida.

Apesar das limitações inerentes a um método simplificador, esse será o método utilizado no presente trabalho, porque permite atender aos três critérios destacados por UECKERDT *et al.* (2015) – abrangência, flexibilidade e robustez. Trata-se de uma

metodologia que funciona como uma ferramenta adequada para captar os desafios da integração das fontes renováveis intermitentes ao sistema elétrico brasileiro. Ela permite que se realize o *soft-link* entre o modelo de geração de séries temporais de produção renovável variável (COPA) com um modelo de otimização da expansão de sistema elétrico (MELP). Esse processo será mostrado na próxima seção.

3 Metodologia: integração e construção dos modelos

A metodologia da tese consiste na integração entre um modelo de expansão e outro de operação horária do sistema elétrico por meio de curvas de duração de carga residuais. Por ser genérico, o método apresentado pode ser aplicado a outros modelos da expansão e da operação. A ideia geral é preparar a base de dados dos modelos de modo a compatibilizá-los e transferir a geração renovável variável detalhada, resultante do modelo de operação, para o modelo da expansão agregando-a de acordo com as discretizações temporal e espacial do modelo de expansão. Este *soft-link* permite melhorar a representação das renováveis variáveis nos modelos de expansão, principalmente por conta da retroalimentação do modelo de expansão.

Nesta tese, os modelos escolhidos foram o MELP para a expansão e o COPA para a operação. Esta seção descreve as principais características desses modelos, como suas informações dialogam e como os modelos foram construídos para a análise desta tese. As formulações matemáticas completas podem ser encontradas nas seções 8 para o COPA e 9 para o MELP.

O MELP permite o cálculo dos custos totais do sistema elétrico, através da modelagem das tecnologias do setor e de suas informações de capacidade instalada, vida útil, fatores de capacidade, custos de investimento, custos variáveis de operação, entre outras. Ele resolve um problema de programação inteira mista para determinar como devem ser feitos os investimentos em novas usinas que atenderão ao aumento projetado da carga a custos mínimos.

Já o COPA simula a operação ótima do sistema elétrico planejado, fornecendo séries temporais de geração renovável em escala horária. Ele tem um foco na representação das fontes renováveis variáveis, aproveitando o máximo possível os recursos disponíveis e, conseqüentemente, minimizando a necessidade de geração termelétrica. Os resultados do COPA podem ser usados no MELP para gerar uma representação mais precisa das renováveis variáveis nesse modelo de expansão. Para isso, a metodologia adotada será o cálculo de curvas de duração de carga residuais, que mostram a parcela da carga a ser atendida pelas fontes eólica e solar em determinados local e intervalo de tempo.

Os custos totais do sistema elétrico, por sua vez, levam em consideração os custos de investimento, operação e manutenção das usinas candidatas a gerar a eletricidade

necessária para atender à carga. Para se calcular esses custos, é necessário o levantamento de informações técnicas referentes aos custos de investimento das máquinas que serão instaladas, vida útil, custos e paradas para manutenção, fatores de capacidade e disponibilidade, entre outras.

As licenças ambientais também devem ser consideradas na análise de um empreendimento de geração de eletricidade. Em muitos casos, é necessário gerar algum impacto ambiental inicial para se instalar a usina de modo a maximizar o aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis. Isso ocorre no caso das hidrelétricas, por exemplo, que precisam deslocar populações ribeirinhas para fazer barragens. As termelétricas movidas a combustíveis fósseis, por sua vez, emitem gases de efeito estufa durante sua operação. As usinas eólicas também produzem impactos no que tange o uso da terra e mudanças no uso do solo. TURKOVSKA *et al.* (2021) estudaram os locais de instalação das usinas eólicas no Brasil e identificaram que 62% da área estudada era coberta por vegetação nativa e área costeira. Uma descoberta adicional dos autores é que 3,2% da área estudada foi convertida de vegetação nativa para área de uso antropogênico. Embora não estejam sendo consideradas neste trabalho, RAMOS *et al.* (2020) descrevem como as variáveis ambientais podem ser inseridas no planejamento da expansão do setor elétrico.

Além disso, consideram-se também os custos relacionados a aquisição e transporte do combustível utilizado para gerar a eletricidade. No caso das termelétricas movidas a combustíveis fósseis, esse é um custo considerável e se reflete no valor do seu custo variável unitário (CVU). Por fim, também deve ser considerado o custo de investimento em infraestrutura de transporte de eletricidade das usinas até os centros de carga, isto é, os custos de investimento das linhas de transmissão.

Uma vez realizados os investimentos, a ordem de operação das usinas é definida pelo modelo. As primeiras a serem despachadas são as hidrelétricas por apresentarem custos de operação relativamente baixos e aquelas em que os recursos energéticos não são estocáveis, como as hidrelétricas a fio d'água, os parques eólicos, fazendas solares fotovoltaicas e termelétricas a bagaço de cana. As demais usinas, termelétricas movidas a combustíveis fósseis e nucleares, são organizadas em ordem crescente de custos.

No presente trabalho, todo esse processo será modelado no MELP para se obter os custos totais do sistema elétrico que serão analisados no estudo de caso. Embora seja uma ferramenta útil para se observar a expansão do setor elétrico, este modelo não capta

a variabilidade horária dos recursos renováveis variáveis, como o vento e o sol. Isso ocorre, entre outros motivos, porque esse modelo de planejamento analisa o longo prazo.

Devido ao fato de o MELP não abordar a intermitência, o cálculo dos custos totais em um sistema elétrico com elevadas participações de usinas eólicas e solares fotovoltaicas pode ser subestimado. Para evitar que isso ocorra, pretende-se utilizar a abordagem da curva de duração de carga residual e as séries temporais de geração renovável produzidas pelo modelo COPA para refinar a operação do MELP e, conseqüentemente, aumentar a precisão do cálculo do custo total do sistema elétrico. Vale destacar que o COPA se baseia em dados climatológicos de reanálise referentes à disponibilidade dos recursos eólicos e solares para simular a série de tempo de geração renovável variável, o que traz acurácia às estimativas. O procedimento a ser seguido para a obtenção dos resultados está exposto na Figura 6.

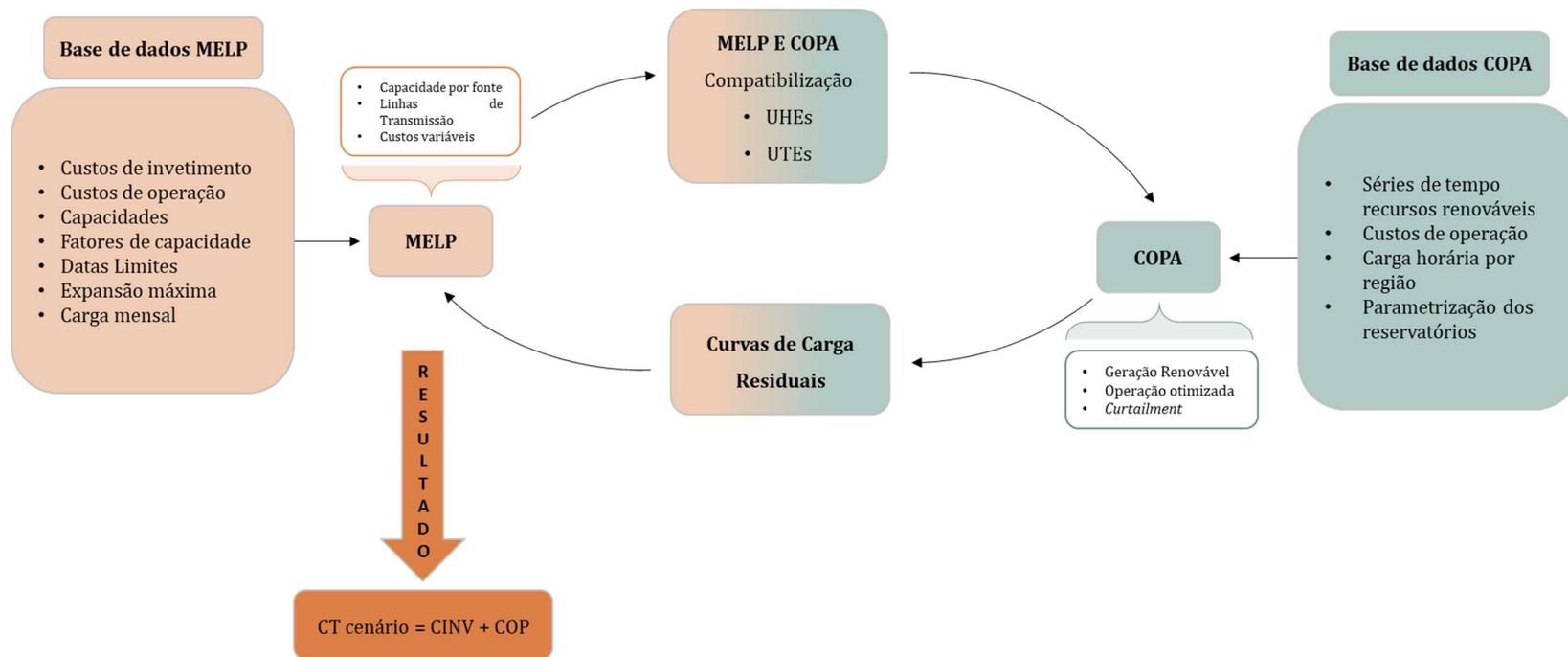


Figura 6: Metodologia da tese

Fonte: Elaboração própria

Inicialmente, o MELP é parametrizado de modo a se obter a expansão planejada para 2030 e os custos totais de geração de eletricidade da configuração definida. As premissas de evolução das variáveis-chave seguiram o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 da EPE, documento mais recente disponível à época da construção dos cenários (EPE, 2019b). As capacidades instaladas e os limites entre as linhas de transmissão resultantes do MELP farão parte da parametrização do COPA, que será executado para se obter a geração ótima do sistema proposto.

Dado que os dois modelos são diferentes em termos de concepção, objetivos e discretizações temporais e espaciais, foi necessário um esforço de compatibilização entre eles. Os principais pontos de atenção foram a parametrização das hidrelétricas e termelétricas. As regiões do COPA tiveram que ser ajustadas de modo a receber a divisão regional do MELP para que a representação das hidrelétricas ficasse compatível entre os modelos. Sendo assim, o COPA recebeu três novas regiões, saindo de três chegando a oito. As termelétricas do COPA, por sua vez, são detalhadas por meio de curvas de custos variáveis por fonte e por região. Elas são derivadas a partir do parque termelétrico instalado em cada cenário do MELP para o ano de 2030. A preparação dos dados, assim como as curvas de custos, serão descritas na seção 3.2.

Após a execução do COPA, são obtidas as séries temporais horárias de geração e corte das fontes eólica e solar por região. A partir dessas informações calculam-se as curvas de carga residuais (CCR) seguindo a Equação (3):

$$CCR_{t,r} = \sum_{t=1}^{8760} (Carga_{t,r} - GeraçãoRenovávelVariável_{t,r}) \quad (3)$$

em que $CCR_{t,r}$ é a curva de carga residual da região r na hora t , $Carga_{t,r}$ é a carga da região r e hora t e $GeraçãoRenovávelVariável_{t,r}$ é a soma entre a geração eólica e solar fotovoltaica da região r e t é o conjunto formado pelas 8.760 horas do ano analisado.

Por fim, essas diferenças são enumeradas em ordem decrescente, de modo a se calcular a curva de duração de carga residual. Desse modo, obtém-se a parcela da carga atendida pelas renováveis variáveis em cada parte do ano. Interpretações típicas da curva de duração de carga residual seriam, por exemplo, i) a região Sudeste/Centro-Oeste precisa de mais de 55 GWh em todas as horas do ano ou ii) a região Nordeste gera eletricidade suficiente para atender a toda sua carga em 50% das horas do ano.

As curvas de carga de duração residuais serão incorporadas ao MELP por meio da atualização dos fatores de capacidade horosazonais, desagregados por fonte e região. Os novos fatores de capacidade resultantes do COPA serão incluídos como dados de entrada no MELP. A Tabela 2 mostra um exemplo, para a fonte eólica, dos fatores de capacidade do COPA no formato que o MELP recebe.

Tabela 2: Formato dos fatores de capacidade da fonte eólica no MELP

Subsistema	Combustível	Patamar de carga	Período sazonal 1	Período sazonal 2	Período sazonal 3	Período sazonal 4
Sul	Eólica	Pesado	0,379	0,359	0,428	0,427
		Médio	0,366	0,36	0,423	0,404
		Leve	0,355	0,358	0,42	0,395
Nordeste	Eólica	Pesado	0,407	0,446	0,592	0,519
		Médio	0,393	0,448	0,584	0,492
		Leve	0,382	0,445	0,58	0,480

Fonte: Elaboração própria

Essas tabelas são atualizadas em cada rodada. Para os casos sem as curvas de duração de carga residuais, os fatores de capacidade são calculados a partir das informações mensais vindas do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2019a). Esses dados são desagregados por período sazonais e por patamares de carga seguindo a definição de patamares do MELP: 10% da carga para o patamar pesado, 38% para a carga leve e 52% para a carga média⁷.

Após as rodadas do COPA, os fatores de capacidade que formam a Tabela 2 são atualizados seguindo a Equação (4):

$$FC_{copa_{r,f}} = \frac{GeraçãoAnual_{r,f}}{(Potência_{r,f} * 8760)} \quad (4)$$

⁷ Mais detalhes sobre os patamares de carga do MELP são encontrados na seção 3.1.6.

em que: $FC_{copa_{r,f}}$ reflete o fator de capacidade na região r e da fonte f ; $GeraçãoAnual_{r,f}$ é a geração anual na região r da fonte f em MWh; $Potência_{r,f}$ é a potência instalada, em MW, na região r da fonte f . O denominador da Equação (4) reflete a máxima geração anual possível da fonte em cada região.

Em posse dos novos fatores de capacidade, o MELP é executado novamente de modo a se obter a nova expansão de 2030, a nova operação do sistema elétrico e os custos, de investimento, operação e total do cenário. O procedimento descrito até aqui será aplicado em dois cenários: um de referência e outro alternativo, totalizando três casos rodados em cada cenário. No cenário de referência, são consideradas as premissas de limites máximos de entrada de fontes renováveis variáveis estabelecidas pela EPE em seu último plano decenal (PDE 2029) (EPE, 2019a). Já no cenário alternativo, consideram-se limites mais ambiciosos do que aqueles definidos pelo cenário alternativo da EPE com o intuito de se atingir a entrada em larga escala das fontes eólica *onshore* e solar fotovoltaica centralizada no sistema elétrico brasileiro. A Tabela 3 esquematiza os casos executados em cada cenário.

Tabela 3: Casos rodados em cada cenário

Cenário	MELP sem curvas de duração de carga residuais	COPA	MELP com curvas de duração de carga residuais
Referência	MELP1_ref	COPA_ref	MELP2_ref
Alternativo	MELP1_alt	COPA_alt	MELP2_alt

Fonte: Elaboração própria

Como resultado, espera-se que as séries de tempo de geração de renováveis do COPA indiquem a geração mais precisa, uma vez que o COPA verifica os momentos de corte na geração por excesso de recursos ou falta de linhas de transmissão. Com isso, o COPA tende a indicar fatores de capacidade menores do que os do MELP. Os novos fatores de capacidade vão impactar os investimentos, a operação e, conseqüentemente, os custos totais do cenário analisado. Além dos custos totais que são o objetivo do presente trabalho, a metodologia proposta pode gerar resultados secundários interessantes para o

planejamento, tais como a projeção da matriz elétrica, evolução da participação de fontes renováveis, necessidades adicionais de linhas de transmissão, correlação entre geração renovável variável e carga, operação horária de semanas típicas, entre outros.

A aplicação da metodologia requer uma extensa base de dados, que deve ser manipulada de modo a parametrizar os dois modelos e compatibilizá-los. A próxima subseção mostra a construção e preparação dos dados para a montagem dos modelos. A Tabela 4 enumera os dados necessários, suas unidades, suas respectivas fontes e qual modelo utiliza determinada informação.

Tabela 4: Dados utilizados na construção dos modelos

Dado	Unidade	Fonte	Modelo que utiliza
Capacidade existente até 2017	MW	ONS (2020)	MELP e COPA
Custos de investimento	R\$/MW por ano	EPE (2019b)	MELP
Taxa de desconto	% ao ano	EPE (2019b)	MELP
Vida útil das usinas	anos	EPE (2019b)	MELP
Custos de operação	R\$/MWh	EPE (2019b)	MELP e COPA
Usinas hidrelétricas candidatas	N/A	EPE (2019b)	MELP
Projetos termelétricos candidatos	N/A	EPE (2019b)	MELP
Projetos renováveis variáveis candidatos	N/A	EPE (2019b) e premissas próprias	MELP
Projeção da carga anual de eletricidade	MW _{medio}	EPE (2019b)	MELP
Carga horária de 2030	MWh	ONS (2019) e EPE (2019b)	COPA
Pequenas usinas	MW _{medio}	EPE (2019b)	MELP
Fatores de capacidade anuais médios das fontes renováveis variáveis	%	EPE (2019b)	MELP e COPA
Fatores de capacidade horários das fontes renováveis variáveis	%	GRUBER (2017), PFENNINGER <i>et al.</i> (2016)	COPA

Fonte: Elaboração própria

3.1 Construção dos modelos (preparação de dados): MELP

A construção do MELP envolve a montagem da base de dados necessária e atualização dos arquivos de entrada. A versão do MELP utilizada neste trabalho foi a 7.1.0. A parametrização dos dados de entrada foi executada via planilhas em Excel e *scripts* em R versão 3.6.1, escritos por meio da interface RStudio versão 1.1.456.

O horizonte de análise definido no MELP foi de 2018 a 2032, catorze anos, que podem ser separados em quatro subperíodos:

- até 2017: período de histórico. A configuração do SIN até dezembro de 2017 é definida no MELP. Informações como potência instalada por fonte e capacidades de linhas de transmissão são definidas para esse período;
- 2018 a 2023: período de contratação. Adicionam-se ao histórico as potências das usinas já contratadas para o período de 2018 a 2023;
- 2024 a 2030: período de otimização. O MELP decide quais usinas e interligações construir de modo a atender à evolução da carga ao mínimo custo;
- 2031 a 2032: período adicional. A ideia é evitar efeitos de fim de período, como deixar de investir nos últimos anos, uma vez que não teria carga para nos anos posteriores. Isso resultaria em investimentos subdimensionados no último ano de interesse, que é 2030. Esse período também é importante para o cálculo dos custos totais do sistema, como será visto na seção 4.4.

O ano-base foi definido como 2017, porque era o último ano com estatísticas consolidadas no início da construção da base de dados. As informações que alimentam os arquivos de entrada do MELP para esses períodos são mostrados a seguir.

3.1.1 Capacidade existente até 2017

A capacidade instalada do SIN no ano de 2017 é mostrada na Tabela 5.

Tabela 5: Capacidade existente por fonte e região até 2017 (MW)

	Sudeste/Centro-Oeste	Paraná	Sul	Nordeste	Norte	Madeira	Total
Hidrelétrica ^a	12.822	40.698	14.793	10.831	18.496	7.609	105.249
Carvão	0	0	1.227	1.085	360	0	2.672
Gás natural	5.863	0	888	1.774	1.428	0	9.954
Nuclear	1.990	0	0	0	0	0	1.990
Óleo ^b	306	0	0	504	80	0	890
Diesel ^b	439	0	0	504	0	0	943
Biomassa	10.941	0	1.254	1.547	149	0	13.891
Eólica	28	0	2.018	10.034	221	0	12.301
Fotovoltaica	234	0	4	714	0	0	952

Notas: ^a Inclui também as PCHs.

^b Foram descomissionadas no MELP a partir de 2025.

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2020)

A Tabela 5 mostra a predominância da fonte hidrelétrica, representando mais de 70% da capacidade instalada total desse ano. Biomassa, eólica e gás natural representam, em conjunto, 24% da capacidade instalada. Em termos de regiões do modelo, a potência instalada está menos concentrada do que a segmentação por fonte. Sudeste/Centro-Oeste e Paraná apresentam mais de 20% da capacidade instalada, enquanto Sul, Norte e Nordeste participam com valores entre 14% e 18% da potência do país.

3.1.2 Custos de investimento

Os custos de investimento se basearam nos valores utilizados pela EPE em seu Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2019b). Eles são mostrados na Tabela 6, juntamente com os custos de O&M fixo de cada tecnologia.

Tabela 6: Custos de investimento (CAPEX) e O&M fixo das tecnologias

Fonte	Custo de investimento (R\$/kW)	O&M fixo (R\$/kW-ano)
Gás Natural Ciclo Combinado	3.500	160
Gás natural Ciclo Simples	2.300	270
Nuclear	19.000	320
Carvão nacional	8.000	110
Biomassa - bagaço	4.000	90
Solar Fotovoltaica Centralizada	3.500	50
Pequenas Centrais Hidrelétricas	7.500	90
Eólica <i>onshore</i>	4.800	90
Eólica <i>offshore</i>	10.000	300

Notas: Valores reais de dezembro de 2018; hidrelétricas serão mostradas em outra tabela.

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2019b)

A análise da Tabela 6 mostra que a fonte mais competitiva, excluindo a hidrelétrica, é a termelétrica a gás natural ciclo simples. A tecnologia gás natural ciclo combinado apresenta o segundo menor custo de investimento, 3.500 R\$/kW, mesmo valor da solar fotovoltaica centralizada. Destacam-se também as diferenças entre os custos de investimento da eólica *onshore* e *offshore*. A eólica *onshore* tem um custo de investimento de 48% do custo da eólica *offshore* por kW instalado, o que reflete os diferentes níveis na curva de maturação das tecnologias. Enquanto a eólica *onshore* se apresenta como a quarta maior fonte de geração da matriz elétrica brasileira em 2019 (EPE, 2020), a eólica *offshore* ainda não tem projetos comerciais no país (NOGUEIRA, 2020).

A termelétrica nuclear, embora apresente elevados valores de custos de investimento e O&M fixo, ainda é uma opção pelo elevado fator de capacidade anual e pelos seus custos operacionais competitivos, em torno de 25 R\$/MWh. Do ponto de vista do custo nivelado, a nuclear se mostra uma opção interessante. Considerando a ótica da contribuição dessa fonte para o planejamento de longo prazo, ela também pode ser considerada uma boa opção pela sua capacidade de prover energia firme e serviços ancilares necessários ao equilíbrio elétrico da rede de transmissão.

Além dos custos de investimento, cabe destacar a taxa de desconto utilizada de 8 % ao ano em termos reais. A vida útil dos projetos foi definida por tecnologia. De maneira geral, as termelétricas apresentam 20 anos, com exceção das nucleares com 30 anos e

carvão importado com 25 anos. Sobre as renováveis variáveis e sazonais, eólica *onshore* e termelétricas a bagaço de cana recebem 20 anos de vida útil. As usinas solares fotovoltaicas centralizadas e as eólicas *offshore* operam por 25 anos.

3.1.3 Hidrelétricas candidatas

As usinas hidrelétricas candidatas a expansão são aquelas que a EPE considera no PDE 2029 (EPE, 2019b), com diferenças nos anos a partir dos quais podem ser instaladas. A EPE distribui as alternativas hidrelétricas entre 2025 e 2028. No MELP, optou-se por deixar o modelo instalar desde 2024, se necessário. As pequenas diferenças para Comissário, Bem Querer e Formoso se devem ao fato de estarem um pouco mais atrasadas em termos de estudos de viabilidade, EIA e RIMA em relação às demais usinas (EPE, 2019b). A Tabela 7 mostra a cesta de hidrelétricas possíveis a serem escolhidas pelo MELP.

Tabela 7: Usinas hidrelétricas candidatas a expansão - cenário de referência

Nome	Potência MW	Data mínima de entrada ano	Custo de investimento R\$/kW	Região	Rio
Apertados	139	2024	9.388	Sul	Piquiri
Bem Querer	650	2027	9.346	Norte	Branco
Castanheira	140	2024	12.521	SE/CO	Juruena
Comissário	140	2025	11.016	Sul	Piquiri
Davinópolis	74	2024	14.474	SE/CO	São Marcos
Ercilândia	87	2024	10.918	Sul	Piquiri
Formoso	342	2028	12.133	SE/CO	São Francisco
Itaocara I	150	2025	7.866	SE/CO	Paraíba do Sul
Tabajara	400	2024	9.978	Norte	Ji-Paraná
Telêmaco Borba	118	2024	8.064	Sul	Tibaji

Fonte: EPE (2019)

Tratam-se de dez empreendimentos com potência entre 74 MW e 650 MW. A média entre as capacidades das usinas em questão é 224 MW. Com exceção de Itaocara I, as hidrelétricas mais competitivas apresentam maiores potências instaladas. Os custos de investimento consideram juros durante a construção e conexão da usina à transmissão. Custos socioambientais dos locais de instalação também são contabilizados (EPE, 2019b). Essas considerações são válidas não apenas para as hidrelétricas, mas também para os projetos candidatos das demais fontes de geração de eletricidade.

3.1.4 Custos variáveis unitários (CVU) das termelétricas

Os custos variáveis unitários das termelétricas representam o custo por unidade de energia elétrica produzida. Eles são formados por duas parcelas: custos dos combustíveis e outros custos variáveis de operação e manutenção (EPE, 2019b), que eles dependem do preço do combustível, da taxa de câmbio e de um fator de conversão de combustível em eletricidade, também conhecido como *heat rate*. Esse fator pode ser medido em kJ/kWh ou MMBTU/MWh (EPE, 2019b). A EPE utiliza projeções internacionais para o preço dos combustíveis. A taxa de câmbio utilizada pela instituição para converter esses preços para reais foi de 3,88 R\$/US\$.

A evolução dos CVUs das usinas existentes e dos projetos indicativos ao longo do horizonte de análise é mostrada, parcialmente⁸, na Tabela 8.

⁸ As informações de toda a amostra de usinas (171 usinas) para todos os anos do estudo podem ser encontradas na seção Apêndice II: Dados de entrada e resultados dos modelos.

Tabela 8: Amostra de CVUs das usinas termelétricas do MELP

Usina	Combustível	2020	2025	2030
Angra 1	Nuclear	31,17	31,17	31,17
Angra 2	Nuclear	20,12	20,12	20,12
Angra 3	Nuclear	25,58	25,58	25,58
Ccbs	Gás	319,18	319,18	319,18
Ccbs_11	Gás	319,18	319,18	319,18
Ccbs_113	Gás	387,04	440,78	491,06
Cuiaba g cc	Gás	536,47	574,56	598,78
Do atlantico	Gás processo	187,58	187,58	187,58
T lagoas_113	Gás	387,22	439,95	489,28
Tres lagoas	Gás	215,76	215,76	215,76
Canoas	Gás	731,84	783,79	816,84
Figueira	Carvão	564,33	560,71	568,57
J.lacerda A1	Carvão	302,49	300,55	304,76
Nutepa	Óleo	995,11	1074,28	N/D
P.medici A	Carvão	115,90	115,90	115,90
P.medici B	Carvão	115,90	115,90	115,90
S.jeronimo	Carvão	248,31	248,31	248,31
Uruguaiana	Gás	509,67	545,85	568,86
Fafen	Gás	361,67	387,35	403,68
Fortaleza	Gás	172,29	184,52	192,30
P. Pecem I	Carvão	210,93	208,88	213,33
P. Pecem II	Carvão	210,93	208,88	213,33
Gas_cc_se	Gás	246,00	246,00	246,00
Gas_cc_n	Gás	246,00	246,00	246,00
Gas_cc_s	Gás	246,00	246,00	246,00
Gas_cs0_mn	Gás	271,00	271,00	271,00
Ute ind carv	Carvão	110,00	110,00	110,00

Notas: i) Valores em R\$/MWh de dezembro de 2018; ii) Algumas usinas (São Jerônimo, por exemplo) já foram ou serão descomissionadas, modo que foram retiradas da análise; iii) J. Lacerda não considera a CDE no seu CVU, pois os subsídios já foram retirados.

Fonte: Elaboração própria

As termelétricas com os menores custos operacionais são as nucleares, com valores entre 20,00 R\$/MWh e 32,00 R\$/MWh. As termelétricas a gás natural e a carvão apresentam considerável variabilidade entre os CVUs.

3.1.5 Usinas renováveis variáveis e sazonais

O MELP apresenta duas formas de abordar as fontes renováveis variáveis e sazonais, dependendo da situação dos projetos. Se o projeto já está contratado, ele deve ser alocado na parte de pequenas usinas, em que se agregam estimativas mensais de geração renovável de todas as fontes e abatem-se essas estimativas da carga. As fontes consideradas são Pequenas Centrais Hidrelétricas, termelétricas a biomassa, solar fotovoltaica centralizada e usinas eólicas *onshore*.

No presente trabalho, as pequenas usinas contam com a capacidade instalada de cada fonte até 2023. A estimativa de geração de eletricidade elaborada para o ano de 2023 foi mantida para os anos de 2024 a 2030, como se a capacidade instalada até 2023 gerasse sempre a mesma eletricidade nos anos futuros. A partir de 2024, a potência adicional dessas fontes que o MELP investe passam a ser abordadas como termelétricas que apresentam fatores de capacidade sazonais e por patamares. Esta é a segunda forma de tratar as renováveis variáveis que existe no MELP. A geração de eletricidade total de cada fonte é resultado da soma entre a eletricidade estimada das pequenas usinas e a geração fornecida pelos novos projetos.

A estimativa das pequenas usinas partiu da potência contratada até 2023, que foi multiplicada pelos respectivos fatores de capacidade médios. Esses fatores foram aqueles indicados pela EPE (EPE, 2019b). A Tabela 9 mostra a estimativa de geração de eletricidade das pequenas usinas.

Tabela 9: Estimativa de geração de eletricidade das pequenas usinas

Fonte	Potência (MW)	FC %	Geração estimada (TWh)
Biomassa	13.891	51%	60,84
Eólica	18.452	46%	73,73
Fotovoltaica	4.243	25%	9,38
Pequenas Centrais Hidrelétricas	7.165	55%	33,89

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2019b)

Durante a aplicação da metodologia, no momento de atualizar os fatores de capacidade do MELP, a estimativa de geração das pequenas usinas também foi atualizada de acordo com a geração renovável variável ótima indicada pelo COPA.

Com relação aos projetos candidatos à expansão, a EPE divulga os fatores de capacidade mensais e a contribuição das fontes para o atendimento dos patamares de carga⁹ (EPE, 2019b). Essas informações são agregadas por trimestre por meio de suas médias aritméticas para ficarem na discretização temporal com que o MELP trabalha. A definição dos trimestres seguiu os meses do ano, de forma que de janeiro a março é o primeiro trimestre e assim por diante. O produto entre o fator de capacidade trimestral e o seu respectivo fator de contribuição das fontes para os três patamares de carga resultam nos fatores de capacidade trimestrais para cada patamar.

Os fatores de capacidade resultantes dessa análise são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10: Fatores de capacidade sazonais das fontes renováveis variáveis (%)

Fonte	Subsistema	Patamar	trimestre 1	trimestre 2	trimestre 3	trimestre 4
Eólica	Sul	Pesado	37,9	35,9	42,8	42,7
		Médio	36,6	36,0	42,3	40,4
		Leve	35,5	35,8	42,0	39,5
	NE	Pesado	40,7	44,6	59,2	51,9
		Médio	39,3	44,8	58,4	49,2
		Leve	38,2	44,5	58,0	48,0
Solar	SE/CO	Pesado	60,5	39,3	37,1	54,6
		Médio	24,3	28,9	29,7	24,6
		Leve	19,2	18,0	15,6	20,5
	NE	Pesado	53,6	35,1	34,6	53,6
		Médio	23,0	27,1	28,5	24,9
		Leve	20,9	18,9	18,5	24,6
Biomassa	SE/CO	Pesado	7,3	63,3	78,9	50,5
		Médio	7,3	63,3	78,9	50,5
		Leve	7,3	63,3	78,9	50,5
	Sul	Pesado	7,3	63,3	78,9	50,5
		Médio	7,3	63,3	78,9	50,5
		Leve	7,3	63,3	78,9	50,5

⁹A contribuição das fontes para o atendimento dos patamares é um fator multiplicador que reflete a proporção da geração em relação ao fator de capacidade médio das fontes analisadas em um determinado patamar de carga.

	Pesado	7,3	63,3	78,9	50,5
NE	Médio	7,3	63,3	78,9	50,5
	Leve	7,3	63,3	78,9	50,5

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2019b)

A Tabela 10 mostra os fatores de capacidade apenas para as regiões onde se permitiu que houvesse construção de novas usinas. Por exemplo, as premissas de expansão estabelecidas nesta tese definem que a expansão eólica ocorrerá nas regiões Sul e Nordeste. Já para as usinas fotovoltaicas, a expansão foi permitida nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Por fim, as opções de termelétricas a bagaço de cana foram alocadas no Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. Vale citar que os fatores horosazonais para a fonte solar fotovoltaica são maiores do que os esperados para o patamar de carga pesado, porque os fatores de contribuição para o atendimento deste patamar, disponibilizados pela EPE, são elevados.

As médias anuais dos fatores de capacidade são mostradas na Tabela 11.

Tabela 11: Fatores de capacidade anuais das renováveis variáveis e sazonais

Fonte	Subsistema	Fator de capacidade anual (%)
Eólica	NE	47,7
	Sul	38,7
Solar	SE/CO	25,7
	NE	25,8
Biomassa	Todos	50,0

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2019b)

A Tabela 11 deixa claro que a região mais promissora em termos de recursos para a fonte eólica e para a fonte solar fotovoltaica é o Nordeste, evidenciando a importância dessa região para a inserção das fontes renováveis variáveis em larga escala no sistema elétrico brasileiro.

3.1.6 Carga e patamares

A carga do MELP é definida em escala mensal, medida em MWmedios, para todo o horizonte de análise. O PDE 2029 (EPE, 2019b) projeta que o Brasil chegará em 2030 com 101.021 MWmedios de carga a ser atendida. Esse valor, 48% maior do que a carga

de 2019¹⁰, reflete uma taxa de crescimento média da carga de 3,60% ao ano para o período de 2020 a 2030. Vale ressaltar que embora o documento do PDE apresente valores até 2029, as projeções vão até 2033. A Figura 7 mostra a evolução da carga.

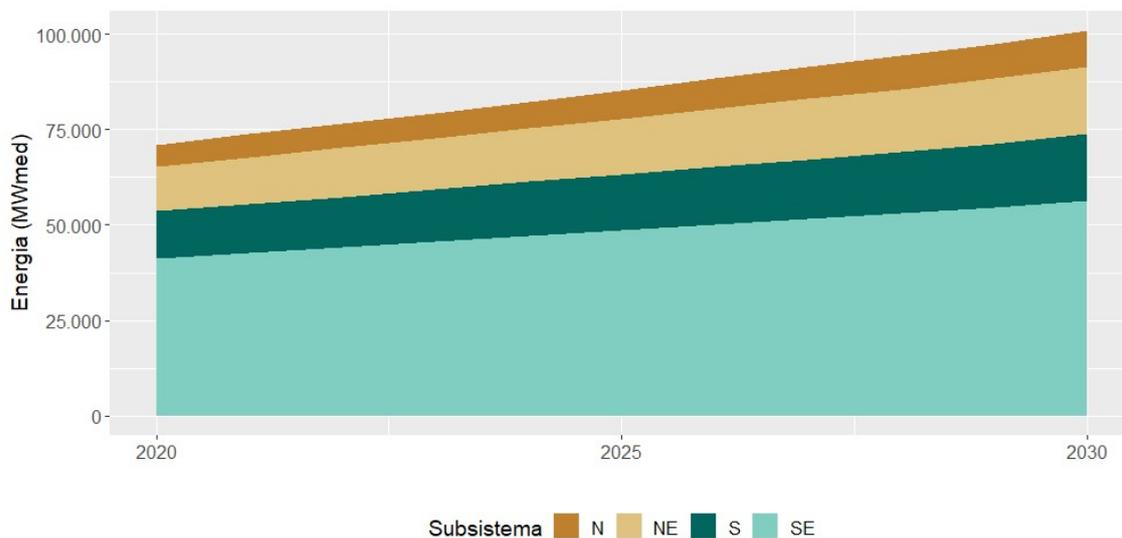


Figura 7: Evolução da carga até 2030

Fonte: (EPE, 2019a)

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste continua tendo a maior participação na carga total, por apresentar a maior parcela da população e concentrar a maioria das atividades econômicas do país. Destaca-se também que a segunda região de maior carga deixa de ser o Sul e passa a ser o Nordeste em 2030.

Além da carga total por subsistema, o MELP trabalha com três patamares de carga, que simulam a diferença do perfil da carga no ano. Eles se caracterizam por dois atributos: duração e profundidade. A duração dos patamares reflete a parcela das horas do mês dedicada a uma certa quantidade de eletricidade. Por exemplo, o patamar pesado indica uma parcela do mês com alta carga de energia elétrica, enquanto o patamar leve indica uma parcela do mês de baixa carga. Já a profundidade representa a proporção da carga em relação à carga média total em cada patamar. Por exemplo, a profundidade de 1,20 para o patamar pesado significa que a carga representa 20% a mais do que a carga média nesse patamar.

Nos PDEs 2027 e 2029, a EPE usou quatro patamares de carga, sendo um dedicado ao atendimento da demanda máxima (ponta), correspondendo a,

¹⁰Optou-se por utilizar 2019 nesta comparação, por se entender que 2020 foi um ano atípico.

aproximadamente, 1% das horas do mês e os outros três usualmente utilizados: pesado para se referir às horas de pico, médio designado às horas de carga intermediárias e leve para se referir às horas de pouca carga no sistema elétrico nacional.

Diferentemente dos demais dados de entrada do MELP que se basearam no PDE 2029, com relação aos patamares, optou-se por utilizar a duração e profundidade dos patamares de carga do Plano Decenal de Expansão de Energia de 2027 (EPE, 2018b), porque a duração entre os patamares médio e pesado do PDE 2029 estavam semelhantes entre si¹¹. Como o intuito é simular “maiores degraus” na curva de carga, optou-se por utilizar as durações do PDE 2027 (EPE, 2018b). As durações dos patamares de carga considerados são: i) pesado 10% do ano, ii) médio 52% do ano e iii) leve 38% do ano. Os valores de profundidade dos patamares foram i) pesado 1,20, ii) médio 1,08 e iii) leve 0,83.

Adicionalmente, como o PDE apresenta quatro patamares e o MELP apenas três, foi necessário transformar os valores de duração e profundidade de quatro para três patamares. A premissa utilizada foi que o patamar de ponta faz parte do pesado. Dessa forma, a duração do pesado no MELP recebe a soma entre as durações dos patamares ponta e pesado do PDE 2027. A profundidade do patamar pesado, por sua vez, foi calculada como a média entre as profundidades dos patamares pesado e ponta ponderada pela duração de cada patamar.

3.2 Construção dos modelos: COPA

Nesta subseção serão mostrados os métodos adotados para a construção e preparação dos dados a serem incluídos no COPA para o estudo de caso da tese. As fontes originais e os dados resultantes também serão expostos.

3.2.1 Escolha do ano meteorológico representativo (típico)

O ano meteorológico é um conjunto de 8.760 observações meteorológicas que representa a média de longo prazo das condições climáticas de uma localidade específica

¹¹ A carga pesada apresenta duração de 22% e a carga e a carga média apresenta duração de 29% no PDE 2029.

(GEERDTS e EBERHARD, 1990). Entre os dados de entrada do COPA, destacam-se as séries temporais horárias que refletem a disponibilidade de recursos renováveis variáveis, são eles, hidrologia, velocidade de vento e irradiação solar. Dado o caráter determinístico desse modelo, a ideia de fazer uso de um ano meteorológico representativo se mostra coerente.

Diversos estudos utilizam anos meteorológicos típicos. PFENNINGER e STAFFELL (2016) usaram anos meteorológicos para simular séries temporais de geração fotovoltaica e comparar suas simulações com bases de dados climáticos de reanálise. Além disso, o Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL, na sigla em inglês) criou uma base de dados contendo séries temporais de anos meteorológicos típicos para diversas localidades do mundo, buscando representar as condições usuais de velocidade de vento e irradiação solar dos pontos analisados (NREL, [S.d.]). ERSHAD *et al.* (2016) utilizaram-se dessas informações para simular séries de tempo de geração eólica e solar com o objetivo de analisar o potencial dessas fontes no Afeganistão.

Neste trabalho, a escolha do ano meteorológico típico seguiu a ideia de se utilizar todas as observações do último ano mais recente que reflete as médias históricas de disponibilidade de recursos naturais, com foco na hidrologia. Para isso, as séries temporais de vazão afluente dos reservatórios brasileiros foram analisadas (ONS, 2020) com o intuito de verificar se houve quebra estrutural na série, o que refletiria divergências em relação à média histórica. A Figura 8 mostra as séries temporais de vazão afluente de quatro reservatórios representativos do SIN com observações mensais para o período de janeiro de 1999 a outubro de 2020. Os demais reservatórios não foram mostrados, porque as dinâmicas a serem destacadas na escolha do ano meteorológico se repetem em todos eles.

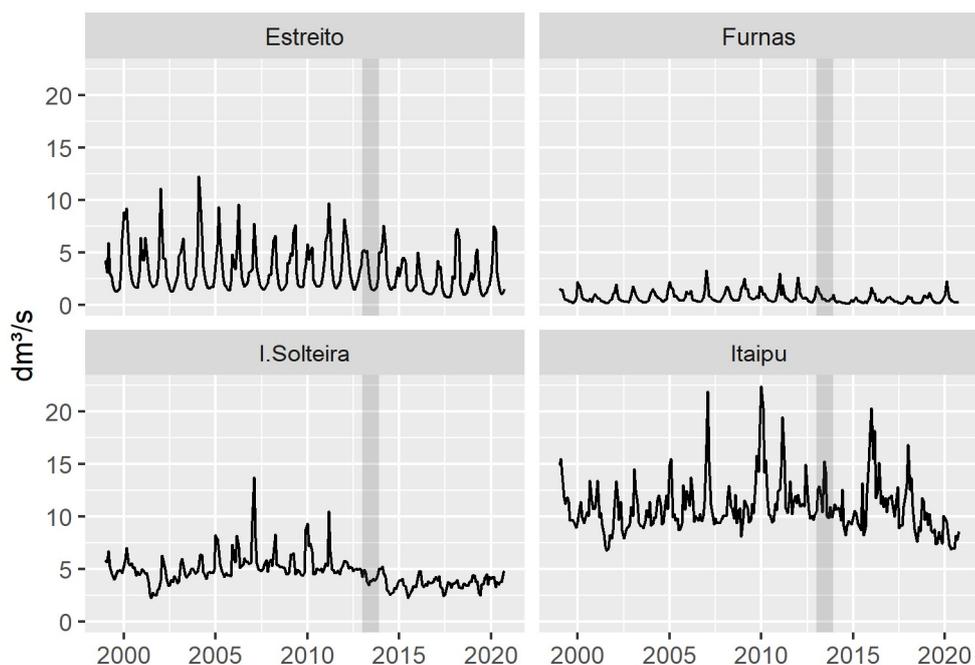


Figura 8: Vazões afluentes mensais para quatro reservatórios representativos do SIN

Nota: O retângulo cinza claro destaca o ano de 2013.

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2020)

Observa-se que a partir do ano de 2014, logo após o retângulo cinza destacado, as séries de tempo de vazões apresentaram mudanças em relação ao restante do histórico. As vazões mensais de 2014 e 2015 trazem valores menores do que as observações dos demais anos. Entre 2016 e 2020, as vazões apresentam valores menores em relação ao período de janeiro de 1999 até dezembro de 2013. Adicionalmente, esses valores mostram uma tendência de queda durante esse período. Mesmo Itaipu exibe uma tendência de queda entre 2017 e 2020, embora as vazões de 2016 estejam em concordância com os valores históricos. Tais fatos levam a hipótese de que o último ano com observações condizentes com as médias históricas é 2013.

Para confirmar essa hipótese, foram calculadas as médias mensais das vazões para três períodos: histórico até final de 2013, ano de 2013 e histórico a partir de 2014 (janeiro de 2014 a dezembro de 2019). Essas informações estão mostradas na Tabela 16. O ano de 2020 foi retirado desse período porque à época de escrita do presente trabalho existiam dados apenas até outubro desse ano.

Tabela 12: Médias das vazões afluentes por período e reservatório

	Estreito			Furnas			I.Solteira			Itaipu		
	Até 2014	2013	2014 a 2019	Até 2014	2013	2014 a 2019	Até 2014	2013	2014 a 2019	Até 2014	2013	2014 a 2019
jan	5.448	5.033	3.261	1.833	1.770	790	5.881	4.265	4.240	12.496	10.496	13.409
fev	6.007	5.227	4.580	1.509	1.604	634	6.379	4.929	4.336	13.695	12.555	11.753
mar	6.612	4.969	5.040	1.246	1.178	772	6.696	4.649	4.271	12.627	12.882	12.390
abr	5.781	5.185	4.623	837	945	448	5.840	3.858	3.602	11.630	11.895	10.266
mai	3.541	2.933	2.319	594	578	349	4.661	3.481	3.127	10.392	10.416	9.932
jun	2.218	1.975	1.493	522	607	326	4.534	3.883	2.897	10.682	15.272	11.027
jul	1.784	1.532	1.203	441	479	229	4.447	3.843	2.985	10.292	14.357	9.563
ago	1.565	1.421	1.086	352	351	201	4.660	4.080	3.259	9.780	10.055	9.029
set	1.631	1.438	1.183	367	361	210	4.627	3.935	3.462	9.923	9.888	9.199
out	1.840	1.692	1.344	419	550	280	4.696	4.144	3.649	10.802	10.905	10.708
nov	2.615	2.350	1.781	601	605	531	4.592	4.503	3.473	10.468	9.919	11.030
dez	4.086	5.021	2.457	1.162	968	697	5.186	5.093	3.797	11.117	10.532	11.958
Anual	3.594	3.231	2.531	824	833	456	5.183	4.222	3.591	11.159	11.598	10.855

Nota: Valores em m³/s.

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2020)

A análise da Tabela 12 mostra que as médias mensais de 2013 são valores mais próximos das médias históricas do que os valores do período posterior a esse ano para todos os reservatórios destacados. Com isso, o ano de 2013 se confirmou como sendo o último a apresentar vazões condizentes com os valores históricos. Tal fato fez com que ele fosse escolhido como o ano meteorológico típico da análise deste trabalho.

A opção por um ano completo de observações (2013) se opõe à ideia de construção de um ano meteorológico genérico contendo as médias do período, o que seria uma alternativa. A escolha por um ano representativo foi feita porque o COPA busca captar os perfis horários de disponibilidade de recursos naturais e de carga, com o intuito de verificar a complementariedade entre os recursos naturais de modo que atendam à carga. Em outras palavras, as correlações entre os recursos naturais variáveis e entre esses recursos e a carga deveriam ser preservadas. No caso de se optar pela construção de um ano com valores médios, o perfil horário anual da disponibilidade de recursos, assim como as correlações entre os recursos naturais e a carga seriam perdidos, porque um novo perfil seria criado. As correlações entre os recursos e a carga de cada região são mostradas na Tabela 13 para 2013, o ano meteorológico escolhido.

Tabela 13: Correlações entre os recursos naturais e a carga

Região	Recurso/carga	Hidro	Eólico	Solar	Carga
SE/CO	Hidro	1,000	-0,018	-0,053	0,056
	Eólico	-0,018	1,000	-0,510	-0,387
	Solar	-0,053	-0,510	1,000	0,214
	Carga	0,056	-0,387	0,214	1,000
SUL	Hidro	1,000	0,043	-0,043	-0,082
	Eólico	0,043	1,000	-0,328	-0,097
	Solar	-0,043	-0,328	1,000	0,335
	Carga	-0,082	-0,097	0,335	1,000
NE	Hidro	1,000	-0,137	-0,029	0,030
	Eólico	-0,137	1,000	-0,613	-0,144
	Solar	-0,029	-0,613	1,000	0,072
	Carga	0,030	-0,144	0,072	1,000
N	Hidro	1,000	NA	-0,047	-0,561
	Eólico	NA	1,000	NA	NA
	Solar	-0,047	NA	1,000	0,047
	Carga	-0,561	NA	0,047	1,000

Notas: a) As correlações foram calculadas para cada região.

b) Considerou-se que a região Norte não terá geração eólica.

Fonte: Elaboração própria a partir de GRUBER (2017), ONS (2019 e 2020) e PFENNINGER; STAFFELL (2016)

3.2.2 Projeção da curva de carga horária para 2030

A carga projetada para 2030 a ser utilizada no estudo de caso do presente trabalho veio do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 da EPE (EPE, 2019b)¹². Pelo referido estudo, tem-se que as premissas de crescimento da carga se baseiam em uma configuração da economia brasileira com maior participação do setor industrial na composição da sua atividade e níveis menos expressivos para os setores comercial e residencial, chegando a 2030 com uma carga total de 101.021 MWmedios (888 TWh). Esse valor precisou ser desagregado para a escala horária de forma a atender à

¹² Embora os resultados do PDE sejam mostrados até 2029, a EPE disponibiliza projeção de carga para 2030 no arquivo “sistema.d28” do deck do NEWAVE, que pode ser encontrado em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>.

discretização temporal requerida pelo COPA. A Figura 9 ilustra a metodologia aplicada para esse propósito.

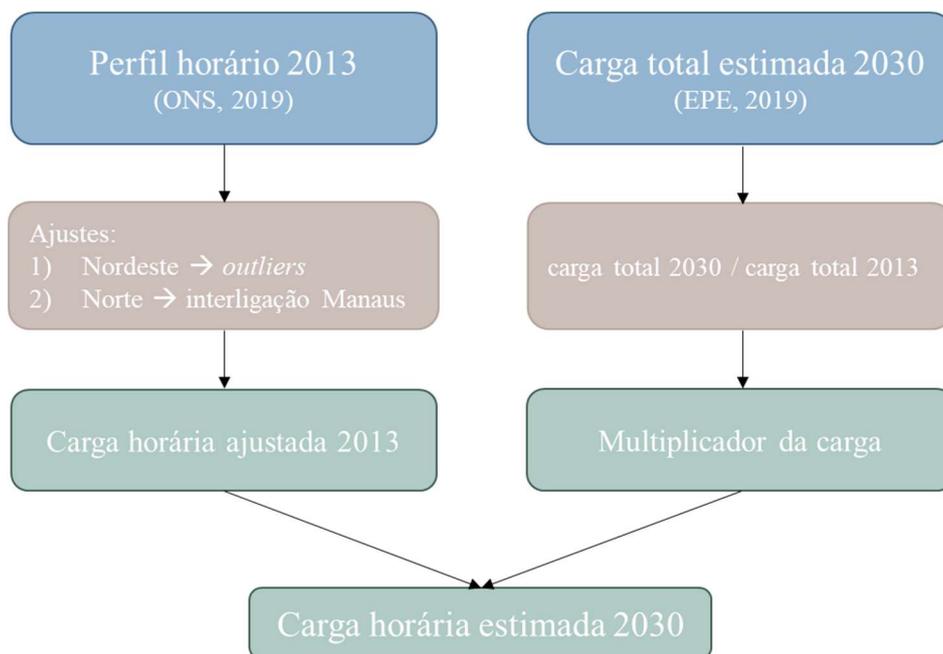


Figura 9: Metodologia para estimação da carga horária de 2030

Fonte: Elaboração própria.

A metodologia de desagregação da carga segue a aplicação de um perfil horário ao valor da carga total anual. O perfil escolhido foi o de 2013, ano meteorológico definido para a análise. Essa decisão tem o intuito de preservar as correlações entre a carga e a disponibilidade dos recursos naturais, oriundos das fontes de energia primária.

Antes de definir os valores da carga horária para 2030, a série de tempo da carga horária disponibilizada pelo ONS (ONS, 2019) foi analisada e verificou-se a necessidade de dois ajustes em seu perfil. Primeiramente, a região Nordeste apresentou três *outliers*, que foram corrigidos por interpolação linear. Tabela 14 mostra os valores originais e os corrigidos para cada hora.

Tabela 14: Ajuste dos *outliers* da região Nordeste no perfil horário da carga de 2013

Dia	Hora	Original	Ajustado
28/08/2013	19:00:00	1.851,78	9.932,52
28/08/2013	20:00:00	1.616,78	9.060,02
28/08/2013	21:00:00	3.828,32	8.187,51

Nota: Valores de carga em MWh/h.

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2019)

A conclusão de que tais valores originais são *outliers* veio da observação gráfica da série de tempo, mostrada na Figura 10. Com exceção dessas três horas, todas as demais apresentam carga maior do que 5 GWh/h no Nordeste.

O segundo ajuste do perfil da carga trata-se da interligação de Manaus ao SIN, que ocorreu no dia 09/07/2013, deslocando a curva de carga para um patamar maior. Em outras palavras, houve uma mudança estrutural no perfil da curva de carga dessa região. Dessa forma, o perfil de 2013 até 09/07 foi ajustado de modo a se obter uma nova série de tempo sem essa quebra estrutural. O ajuste foi feito seguindo a equação (5), resultando em um fator de ajuste de 1,24, o que indica que a média da carga horária considerando Manaus interligada foi 24% maior do que sem a interligação dessa cidade.

$$Fator_ajuste_N = \frac{Média_carga_{segunda_parte}}{Média_carga_{primeira_parte}} \quad (5)$$

em que:

$Fator_ajuste_N$ é o fator de ajuste da carga da região Norte;

$Média_carga_{segunda_parte}$ é a média da carga horária para o período entre 09/07/2013 e 31/12/2013;

$Média_carga_{primeira_parte}$ é a média da carga horária para o período entre 01/01/2013 e 08/07/2013.

O passo seguinte aos ajustes do perfil horário de 2013 foi a estimação dos valores da carga horária para 2030. Um fator multiplicativo foi calculado de modo a aumentar os valores da carga de 2013, seguindo a equação (6):

$$\text{Multiplicador_carga} = \text{Carga_total}_{2030} / \text{Carga_total}_{2013} \quad (6)$$

em que:

Multiplicador_carga é o multiplicador da carga;

*Carga_total*₂₀₃₀ é a carga total de 2030 (TWh);

*Carga_total*₂₀₁₃ é a carga total de 2013 (TWh).

O multiplicador encontrado foi 1,67, indicando que a carga projetada para 2030 (888 TWh) é 67% maior do que a carga total de 2013 (531 TWh). Após aplicação desse método, a carga estimada para 2030 foi obtida. A Figura 10 mostra os valores horários para 2013 e para 2030 nos quatro subsistemas.

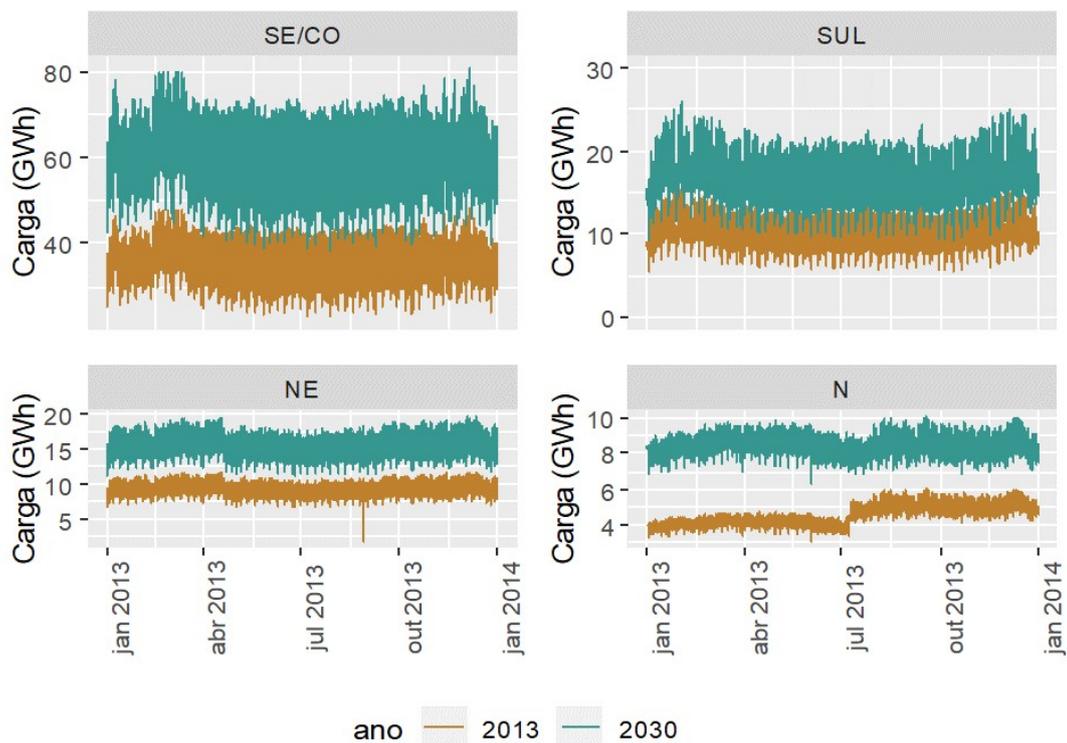


Figura 10: Curvas de carga horárias de 2013 e 2030

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2019)

Nota: Os eixos “Carga (GWh)” apresentam escalas diferentes.

3.2.2.1 Curva de carga do Paraguai

A bacia do rio Paraná atende não apenas ao mercado brasileiro de eletricidade, mas também ao paraguaio por conta da presença da hidrelétrica de Itaipu. Contando com 14 GW (ONS, 2020) de capacidade instalada, a geração desta usina atende a todo o mercado paraguaio e o restante é comprado pelo Brasil e direcionado ao submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Desse modo, a representação das hidrelétricas no COPA deve ser compatível com a consideração da carga atendida pela usina de Itaipu. Para isso, existem duas possibilidades: considera-se a potência total da usina e toda a carga por ela atendida ou supõe-se apenas a parcela brasileira e desconta-se da carga total a carga paraguaia. Para acompanhar a metodologia utilizada no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029

(EPE, 2019a), o presente trabalho considera a carga do Paraguai e a potência total de Itaipu na análise.

Para que seja possível incluir a carga do Paraguai, duas informações são necessárias: uma projeção da carga total do Paraguai para 2030 e um perfil de carga horária. A primeira foi obtida de EPE (2019a). Partindo da carga atual do país, a EPE projetou o aumento a uma taxa média de crescimento de 5,4% ao ano, chegando a 2030 com 24,85 TWh, equivalente a 2,78% da carga brasileira estimada pela EPE para o mesmo ano. No que se refere ao perfil horário da carga paraguaia, a suposição utilizada é que esse perfil siga aquele do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Desta forma, foi aplicado um fator redutor da carga do Sudeste/Centro-Oeste calculado por meio da razão entre a carga estimada para o Paraguai em 2030 e a carga total do Sudeste/Centro-Oeste em 2030. O fator resultante dessa operação foi 4,72%.

3.2.3 Modelagem das hidrelétricas no COPA

A representação das hidrelétricas no COPA é feita via seis reservatórios equivalentes representativos. São eles: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (SUL), Nordeste (NE), Norte (N), bacia do Paraná (PAR) e usinas do rio Madeira (MAD). Essa concepção foi definida de modo a se compatibilizar com a representação hidrelétrica do MELP e do PDE 2029 e está mostrada na Figura 11.

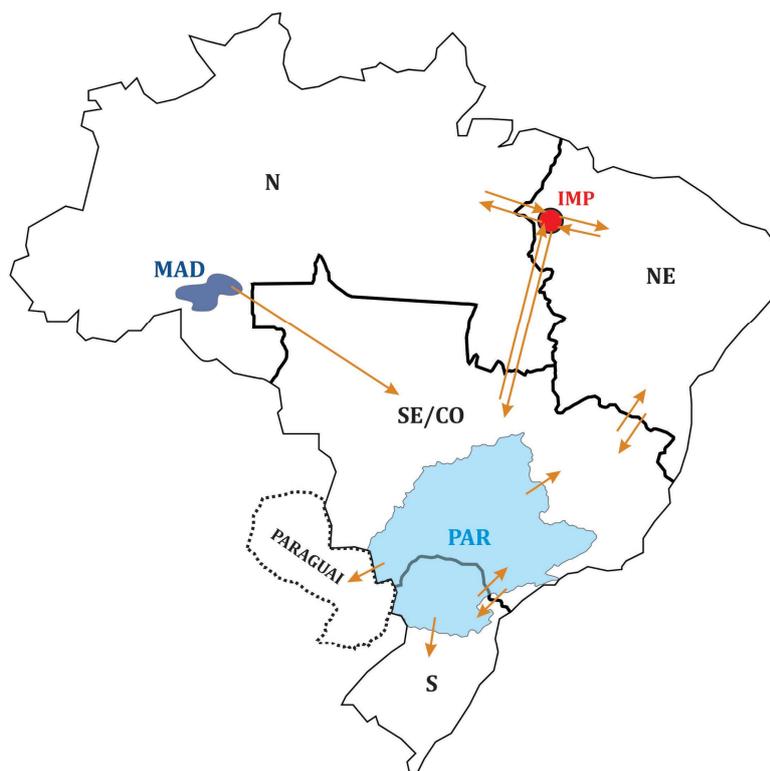


Figura 11: Representação esquemática do COPA

Fonte: Elaboração própria

Os principais parâmetros de cada reservatório são:

- quantidade mínima de energia que entra em cada reservatório por hora (Fluxo mínimo);
- quantidade máxima de energia armazenável (Máxima energia armazenável);
- potência máxima que pode ser turbinada por hora (Potência turbinável);
- níveis iniciais e finais dos reservatórios. Eles indicam os níveis na primeira e última hora do ano respectivamente;
- afluências horárias (energia natural afluyente).

Os dados para a parametrização foram obtidos junto a EPE (2019), ONS (2020) e os resultados dos cenários do MELP para 2030. A Tabela 15 mostra os parâmetros da modelagem hidrelétrica utilizados nos cenários do COPA.

Tabela 15: Parâmetros da modelagem hidrelétrica no COPA

Subsistema	Fluxo mínimo (MWh)	Máxima energia armazenável (TWh)	Potência turbinável (GW)	Nível inicial reservatório (%) ^a	Nível inicial reservatório (%) ^b
Sudeste/Centro-Oeste	3.025	36,34	25,76	37%	43%
Sul	302	14,16	11,67	43%	57%
Nordeste	1.482	37,34	10,83	32%	33%
Norte	835	10,66	22,74	51%	45%
Madeira	909	0,00	7,32	51%	45%
Paraná	9.768	109,20	39,72	37%	43%
Total	-	207,71	118,03	-	-

^a Porcentagem em relação a quantidade de energia armazenada na primeira hora do ano.

^b Porcentagem em relação a quantidade de energia armazenada na última hora do ano.

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2019) e ONS (2020).

O fluxo mínimo é o valor mínimo observado na série de tempo de energia natural afluente. Ele representa o menor valor de eletricidade que entra no reservatório equivalente durante o ano analisado.

A máxima energia armazenável é a máxima quantidade de eletricidade que pode ser armazenada em cada reservatório. Como as usinas hidrelétricas estão em cascata, essa quantidade depende de todas as usinas que estão no mesmo rio. Por isso, a configuração da cascata é determinante na definição da máxima energia armazenável. Esses resultados foram obtidos no PDE 2029 (EPE, 2019a).

A potência máxima turbinável é a potência instalada em 2030 resultante do MELP e foi dividida de acordo com os reservatórios equivalentes do COPA. Por exemplo, se a usina fica na bacia do Paraná, sua potência foi alocada no reservatório equivalente do Paraná e assim para as demais regiões.

Os níveis iniciais e finais dos reservatórios foram definidos para evitar que o modelo utilize toda a energia hidrelétrica ao final do período. A hipótese para definição desses valores foi utilizar os níveis do ano meteorológico (2013), uma vez que esses parâmetros dependem, entre outros fatores, das afluências observadas.

Os reservatórios são abastecidos pela energia natural afluyente a cada hora do ano. Esses dados seguem o perfil diário do ano meteorológico escolhido (2013). Como a maior discretização disponível nos dados públicos é diária, os valores foram divididos por 24 e atribuídos a cada hora do dia. Eles foram obtidos junto ao ONS para os subsistemas Sudeste/Centro-oeste, Sul, Nordeste, Norte e para a bacia hidrográfica do Paraná. Como as séries de tempo do Sudeste/Centro-Oeste e do Sul em escala diária disponíveis no sítio do ONS consideravam a bacia hidrográfica do Paraná e não existem dados de energia natural afluyente para as usinas do rio Madeira separadamente, foi necessário desagregar a energia natural afluyente para as regiões definidas no COPA. Esta atividade constituiu-se em duas etapas: i) separação das usinas do rio Madeira da região Norte e ii) separação da bacia do Paraná das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Para a energia natural afluyente das usinas do rio Madeira, foi utilizada a mesma série de aflúncias da região Norte. Embora essa informação superestime a real energia natural afluyente, a geração hidráulica da região está limitada, no COPA, à capacidade máxima de turbinamento, de modo que a energia adicional é vertida pelo modelo.

Para a bacia do Paraná, a energia natural afluyente foi obtida junto ao ONS (ONS, 2020) e descontada das outras regiões, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, de acordo com as suas participações na capacidade instalada total da bacia do Paraná para evitar dupla contagem. Inicialmente, foi levantada a capacidade instalada atual nas sub-bacias da bacia do Paraná por subsistema. Para isso foram utilizados dados do “Histórico da Operação” do ONS (ONS, 2020) e do Sistema de Informações de Geração da ANEEL (ANEEL, 2020) na configuração do mês de agosto de 2020. A correspondência entre os números das sub-bacias encontrados na ANEEL e seus respectivos nomes foi feita utilizando MARCUZZO (2017). A Tabela 16 mostra a capacidade instalada por sub-bacia da bacia do Paraná e subsistema.

Tabela 16: Capacidade instalada por sub-bacia do Paraná e subsistema

nº sub-bacia	Nome sub-bacia	Capacidade instalada (MW)	
		SE/CO	SUL
60	Paranaíba	6.512	0
61	Grande	7.461	0
62	Paraná, Tiete e outros	5.278	74
63	Paraná, Verde , Peixe, e outros	3.994	0
64	Paraná, Paranapanema, Amambai e outros	9.381	352
65	Paraná, Iguaçu	0	6.005
66	Alto Paraguai	661	0
67	Paraguai, Nabileque e outros	0	0
Total (MW)		33.288	6.431
Participação do subsistema na capacidade total (%)		84%	16%

Fonte: ONS (2020), ANEEL (2020) e MARCUZZO (2017)

Os novos valores da energia natural afluyente de cada região recebem o valor original subtraído da multiplicação entre a participação da capacidade instalada em cada região, seguindo a equação (7):

$$ENA_nova_{r,t} = ENA_original_{r,t} - (ENA_original_{r,t} * \alpha_r) \quad (7)$$

em que:

$ENA_nova_{r,t}$ é o novo valor da energia natural afluyente na região r e na hora t ;

$ENA_original_{r,t}$ é o valor original da energia natural afluyente na região r e na hora t ;

α_r é a participação da capacidade instalada de cada região na capacidade instalada total das usinas localizadas na bacia do rio Paraná;

r é o conjunto formado pelas regiões SE/CO e SUL;

t é o conjunto formado pelas 8.760 horas do ano meteorológico.

A hipótese implícita a essa abordagem é que a participação das regiões na capacidade instalada total das usinas do Paraná em 2030 se mantém igual aos valores de 2020.

Por fim, as séries de tempo da energia natural afluyente obtidas com essa metodologia foram calibradas com a energia natural afluyente oriunda do NEWAVE do

PDE 2029 (EPE, 2019a). Dado que a energia natural afluyente depende da configuração do conjunto de hidrelétricas de cada rio e das afluências, espera-se que a energia natural afluyente de 2030 seja diferente daquela observada no ano meteorológico do estudo. A calibração foi feita por meio de fatores de ajuste, de modo que a energia natural afluyente total de cada região do COPA fosse igual àquela observada no NEWAVE para a configuração de 2030. A Tabela 17 expõe os fatores de ajuste de cada região.

Tabela 17: Fatores de ajuste da energia natural afluyente

Região	COPA (TWh)	NEWAVE (TWh)	Razão COPA/NEWAVE
Sudeste/Centro-oeste	155,24	64,59	2,40
Sul	54,82	105,67	0,52
Paraná	147,76	258,57	0,57
Nordeste	48,94	40,92	1,20
Norte	52,08	110,59	0,47
Madeira	52,08	47,91	1,09

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE (2019)

A energia natural afluyente do Sudeste/Centro-Oeste se mostrou 2,4 vezes maior do que a do NEWAVE pelo fato de, inicialmente, considerar a bacia do Paraná. Por sua vez, a bacia do Paraná se mostrou menor do que a do NEWAVE por se tratar de anos e configurações diferentes. Os valores originais da bacia do Paraná se referem ao ano meteorológico 2013, enquanto os valores do NEWAVE se referem a 2030. Os valores do COPA para as regiões Norte e Madeira se devem à hipótese, já citada, de que a energia natural afluyente seria a mesma em ambas regiões. Em resumo, os fatores de adaptação entre as séries de energia natural afluyente são elevados, porque a premissa inicial para separar a bacia do Paraná das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul a partir da participação da potência instalada em cada região não atingiu resultados satisfatórios. No entanto, quando associada à calibração com os valores do NEWAVE, a energia natural afluyente resultante apresentou valores aceitáveis.

Os novos valores da energia natural afluyente a serem incluídos no COPA foram estimados a partir da equação (8):

$$ENA_COPA_2030_{reg,t} = ENA_COPA_2013_{r,t} / FA_{reg} \quad (8)$$

em que:

$ENA_COPA_2030_{r,t}$ é a energia natural afluyente de 2030 para a região reg na hora t ;

$ENA_COPA_2013_{r,t}$ é a energia natural afluyente de 2013 para a região reg na hora t ;

FA_r é o fator de ajuste da região reg ;

t é o conjunto formado pelas 8.760 horas do ano meteorológico;

reg é o conjunto formado pelas regiões do COPA: SE/CO, SUL, PAR, NE, N, MAD.

As séries de tempo de energia natural afluyente para 2030 obtidas foram comparadas com aquelas disponibilizadas pelo NEWAVE e estão mostradas na Figura 12.

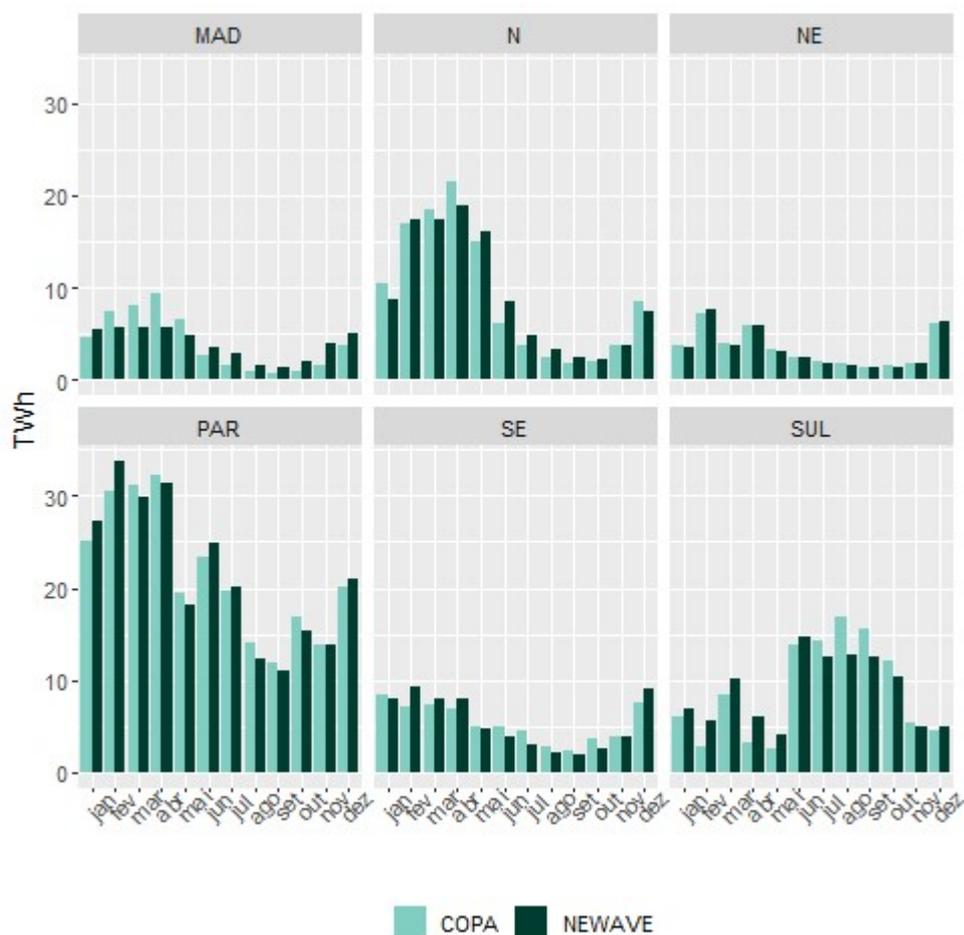


Figura 12: Energia natural afluyente COPA x NEWAVE

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2019).

Os perfis mensais são semelhantes, refletindo as características sazonais de cada região. As diferenças mensais entre COPA e NEWAVE ocorrem porque os fatores de ajuste atuam na afluência total de cada região, de modo que a energia natural afluyente do ano é a mesma em cada região. Sendo assim, se o COPA apresenta valores menores do que o NEWAVE em certo mês, ele compensa essa diferença em outro mês, recebendo uma quantidade maior de energia natural afluyente.

Por fim, as variáveis de decisão do COPA, horárias e por região, relacionadas a hidrelétricas são energia vertida, energia gerada e energia armazenada nos reservatórios equivalentes. As restrições envolvem o balanço dos reservatórios, limites de turbinamento e limites de níveis, iniciais e finais dos reservatórios, de acordo com os parâmetros estabelecidos pelo analista.

3.2.4 Geração renovável variável

A geração das fontes renováveis variáveis, especificamente usinas eólicas *onshore*, solares fotovoltaicas centralizadas e termelétricas a biomassa¹³, é simulada a partir do produto entre o fator de capacidade horário e a potência instalada em cada região no COPA. A equação (9) descreve esse cálculo:

$$Geração_{reg,p,t,itech} = CapFact_{reg,p,t,itech} * MaxCap_{reg,p,itech} \quad (9)$$

em que:

$Geração_{reg,p,t,itech}$ representa a geração da planta renovável na região reg , planta p , tecnologia $itech$ e hora t ;

$CapFact_{reg,p,t,itech}$ representa o fator de capacidade horário na região reg , da planta p , da tecnologia $itech$ na hora t ;

reg é o conjunto contendo as regiões do modelo (SE/CO, SUL, NE e N);

p é o conjunto formado pelas usinas de geração de eletricidade;

$itech$ é o conjunto que contém as fontes primárias de energia variável consideradas no COPA atualmente (eólica, solar fotovoltaica e biomassa).

A potência das plantas para o ano de análise (2030) foi definida com base nos resultados dos cenários desenvolvidos no MELP. Cada planta reflete a capacidade instalada resultante da região em 2030. Elas se caracterizam por apresentarem custos de investimento e variáveis nulos.

As séries temporais de fatores de capacidade horários refletem a disponibilidade dos recursos em cada hora do ano. Essas informações são oriundas de dados de reanálise, isto é, dados estimados a partir de simulações da atmosfera global (STAFFELL e PFENNINGER, 2016). Em outras palavras, modelos globais de projeções das condições climáticas que levam em conta as observações históricas são utilizados para gerar séries de tempo em diferentes discretizações temporais e espaciais, resultando nos denominados dados de reanálise.

¹³ Consideraram-se as termelétricas a bagaço de cana com geração sazonal e CVU nulo.

Diversos estudos têm usado esse tipo de dado para estimar o potencial técnico de geração de energia eólica e/ou simular a geração eólica de determinado país ou região. KISS *et al.* (2009) e KUBIK *et al.* (2013) fizeram esse tipo de trabalho para Hungria e Irlanda do Norte respectivamente.

Um aspecto adicional relevante é a validação dos dados de reanálise. Ela pode ser feita por meio da comparação entre eles e o recurso primário, seja velocidade de vento ou irradiação solar, ou entre a geração renovável simulada e a observada historicamente. OLAUSON e BERGKVIST (2015) validaram seu modelo de estimação de geração eólica para a Suécia com dados observados de geração eólica do próprio país. ANDRESEN, *et al.* (2015) criaram um atlas eólico e solar para a Dinamarca com projeções até 2035. Para os anos do histórico, os autores também validaram os resultados com a geração renovável observada.

Outros estudos não validaram suas projeções. LU e MCELROY (2017) estimaram o potencial eólico global. COSSERON *et al.* (2013); GUNTURU e SCHLOSSER (2012) e HALLGREN *et al.* (2014) estimaram potenciais eólicos para Estados Unidos, Europa e Austrália também sem procedimentos de validação. O problema da falta de validação é que os dados simulados podem tanto sobestimar quanto subestimar o real potencial eólico e solar da região estudada.

Além disso, a maioria dos trabalhos que utiliza dados de reanálise validados analisa países do Hemisfério Norte. Dessa forma, existe uma certa dificuldade em encontrar esse tipo de informação para o Brasil. No entanto, GRUBER (2017) e GRUBER *et al.* (2019) preencheram essa lacuna.

Tais estudos simularam séries de tempo de geração eólica para determinados estados brasileiros a partir de dados horários de velocidade de vento da base MERRA-2 (GELARO *et al.*, 2017). A metodologia de GRUBER *et al.* (2019) para a obtenção dessas séries temporais seguiu três passos: (i) simulação de geração eólica horária a partir de MERRA-2 e teste de quatro métodos de interpolação para preencher as velocidades de vento faltantes; (ii) correção de viés por meio de duas bases de dados (INMET e Atlas Eólico Global) e validação das séries de tempo resultantes a partir da geração eólica observada pelo ONS; (iii) verificação da escala temporal (horária ou mensal) que mais se aproxima da geração observada.

As séries de tempo de geração eólica resultantes dessa análise (GRUBER *et al.*, 2019) foram utilizadas para refletir a disponibilidade horária do recurso eólico nas regiões

do COPA. Elas estavam disponíveis para treze estados brasileiros. São eles Bahia, Ceará, Maranhão, Minas Gerais, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Sergipe. A informação por estado foi agrupada de acordo com a região administrativa da qual cada um faz parte para se adequar à divisão regional do COPA. O agrupamento foi feito por meio da soma horária da geração de cada estado. Os fatores de capacidade que alimentam o COPA são o resultado do quociente entre a geração regional e a máxima geração possível da região.

Para exemplificar os perfis resultantes, a Figura 13 mostra fatores de capacidade horários da primeira semana de janeiro para cada região em que a fonte eólica está presente, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

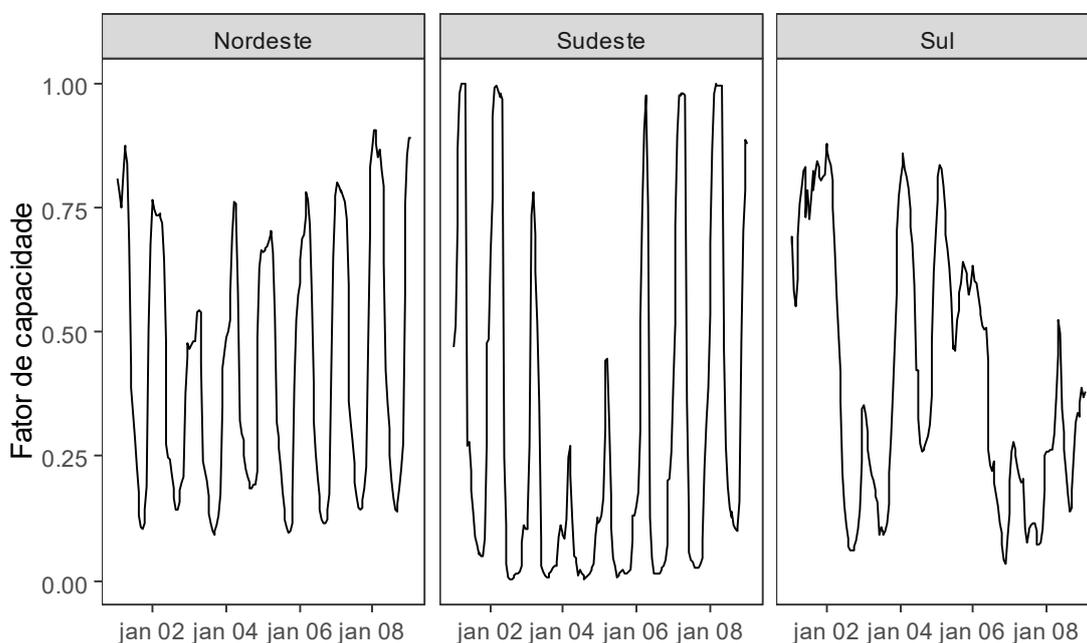


Figura 13: Exemplo do perfil de fatores de capacidade eólicos

Fonte: Elaboração própria a partir de GRUBER (2017)

Os perfis horários das regiões para o ano de 2013 tiveram suas médias anuais ajustadas para representarem as médias anuais fornecidas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2019b). Para definir esses valores a EPE se baseia em dados de geração eólica observados nas usinas brasileiras. Por se tratarem de dados estratégicos para os geradores eólicos, as séries de tempo completas não são públicas, apenas os fatores de capacidade mensais agregados por região.

O ajuste das séries temporais eólicas manteve os perfis, alterando os fatores de capacidade de modo que as médias anuais se atualizassem para os valores disponibilizados pela EPE. O deslocamento dos perfis eólicos seguiu a Equação (10)¹⁴:

$$FatorAjusteEolica_{reg} = MediaAnualEPE_{reg}/MediaAnualOriginal_{reg} \quad (10)$$

em que $FatorAjusteEolica_{reg}$ representa o fator de ajuste da série de tempo da região reg , $MediaAnualEPE_{reg}$ representa a média anual dos fatores de capacidade disponibilizada pela EPE para a região reg e $MediaAnualOriginal_{reg}$ é a média dos dados originais agregados conforme descrito acima. Este procedimento resultou em séries de tempo com estatísticas descritivas do ano de 2013, que são mostradas na Tabela 18 e Figura 14.

Tabela 18: Estatísticas descritivas dos fatores de capacidade eólicos

Região	Média	Desvio padrão
Nordeste	0,475	0,275
Sudeste	0,255	0,318
Sul	0,387	0,246

Fonte: Elaboração própria a partir de (EPE, 2019b, GRUBER, 2017)

¹⁴ Este mesmo ajuste foi utilizado para os fatores de capacidade solares.

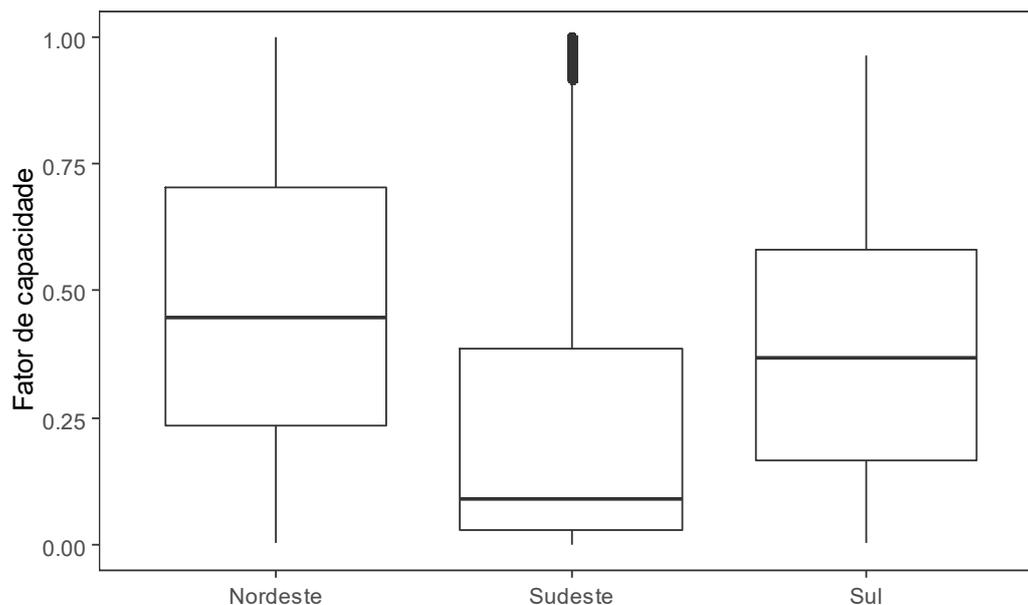


Figura 14: *Boxplot* dos fatores de capacidade eólicos

Fonte: Elaboração própria a partir de (EPE, 2019b, GRUBER, 2017)

Observa-se a partir da Tabela 18 que a maior média fica no Nordeste, 47,5%, o que está em linha com o fato de que trata-se da região com maior potencial eólico do Brasil. Por outro lado, o *boxplot* da Figura 14 mostra que o Nordeste apresenta a maior distância interquartilica, indicando uma considerável variabilidade nos dados. Em termos de distâncias em relação à média, o Sudeste apresenta o maior valor, como mostrado pelo desvio padrão de 31,8% na Tabela 18. Adicionalmente, o *boxplot* mostra que as distribuições do Nordeste e do Sul são mais simétricas do que a do Sudeste, porque suas medianas se localizam mais próximas dos centros dos retângulos. Por fim, o Sudeste é a única região com *outliers*.

No que diz respeito a geração termelétrica a biomassa, a série de tempo deve ser sazonal para refletir a variabilidade do recurso bagaço de cana. A Figura 15 ilustra o perfil anual de disponibilidade do bagaço considerado no COPA.

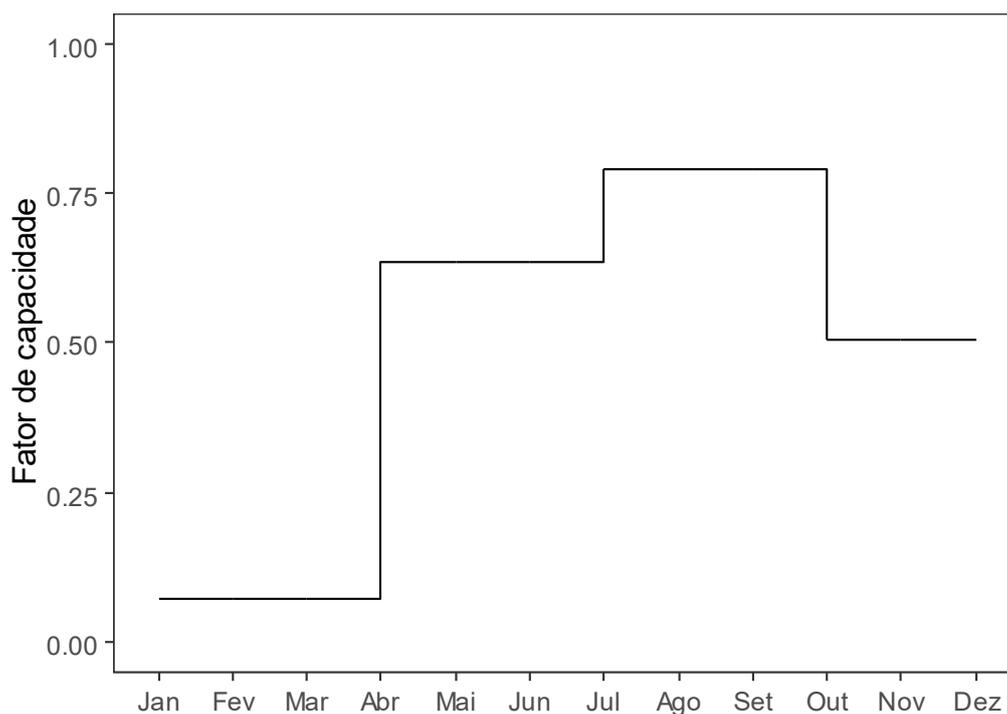


Figura 15: Perfil sazonal da biomassa no COPA

Fonte: Elaboração própria

O perfil sazonal da biomassa resulta em uma disponibilidade anual média de 50%, indicando que a geração máxima possível para a biomassa é 50% da sua capacidade instalada, sendo que a maior parte da geração é concentrada nos meses entre abril e outubro. O desvio padrão da série temporal estimada é 26,62%.

Os dados solares foram obtidos na plataforma *Renewables Ninja*¹⁵. Trata-se de uma página com um mapa do mundo, em que o usuário define os parâmetros da busca e obtém a série de tempo horária da geração fotovoltaica da região desejada. Os parâmetros a serem definidos são: latitude, longitude, base de dados (MERRA-2 ou CM-SAF-SARAH), ano, capacidade, fração de perdas do sistema, *tracking*, inclinação e *azimuth*. Os estudos científicos de PFENNINGER e STAFFELL (2016) e STAFFELL e PFENNINGER (2016) descrevem a metodologia utilizada para a construção dessa plataforma. A definição dos parâmetros para o presente trabalho são mostrados na Tabela 19.

¹⁵ <https://www.renewables.ninja/>

Tabela 19: Parâmetros de busca na plataforma *Renewables Ninja*

Parâmetro	Valor
Período	01/01/2013 a 31/12/2013
Capacidade (kW)	1
Fração de perdas do sistema (%)	0
Rastreamento	não
Inclinação (°)	35
Azimuth (°)	180
Fuso horário	UTC
Tipo de dado	Geração de eletricidade média por hora em kW

Fonte: PFENNINGER e STAFFELL (2016) e STAFFELL e PFENNINGER (2016)

Como o interesse era a obtenção do fator de capacidade das localidades, a parametrização da busca foi adaptada para que as informações resultantes representassem essa variável. Por esse motivo, foi feita a suposição de fração de perdas nula e capacidade instalada 1 kW.

Como o COPA é dividido em quatro regiões e a base dos dados solares tem granularidade por latitude e longitude, foi necessário definir um método para agregar as informações nas regiões do COPA. O procedimento consistiu em escolher três cidades em cada região com latitudes e longitudes distintas para evitar a correlação elevada entre os dados. Em posse das três séries de tempo de cada região, o valor do fator de capacidade considerado foi a média aritmética da informação das três regiões para cada hora do período. A Tabela 20 mostra as localidades escolhidas em cada região.

Tabela 20: Municípios escolhidos para representar o recurso solar no COPA

Cidade	Latitude	Longitude	Região COPA
Salvador	-12,88	-38,36	
Petrolina	-9,42	-40,51	Nordeste
São Bento (PB)	-6,50	-37,64	
Manaus	-3,23	-59,94	
Macapá	0,04	-51,05	Norte
Rio Branco	-10,03	-67,79	
Rio de Janeiro	-22,91	-43,20	
Cuiabá	-15,62	-56,05	Sudeste
Brasília	-15,88	-47,83	
Foz do Iguaçu	-25,56	-54,57	
Florianópolis	-27,60	-48,50	Sul
Santa Maria	-29,69	-53,81	

Fonte: Elaboração própria

A título de ilustração, a Figura 16 exibe o perfil dos fatores de capacidade resultante do método de agregação escolhido para as quatro regiões. Os dados, mostrados para a primeira semana de janeiro do ano de 2013, refletem o perfil típico da geração solar. Tal perfil é caracterizado pela geração crescente nas primeiras horas do dia, atingindo seu pico em torno do meio-dia e decrescendo até o pôr do sol. Ele se mantém com esse formato para todas as horas do ano meteorológico. Os dados completos são encontrados na seção “Apêndice II: Dados de entrada e resultados dos modelo”.

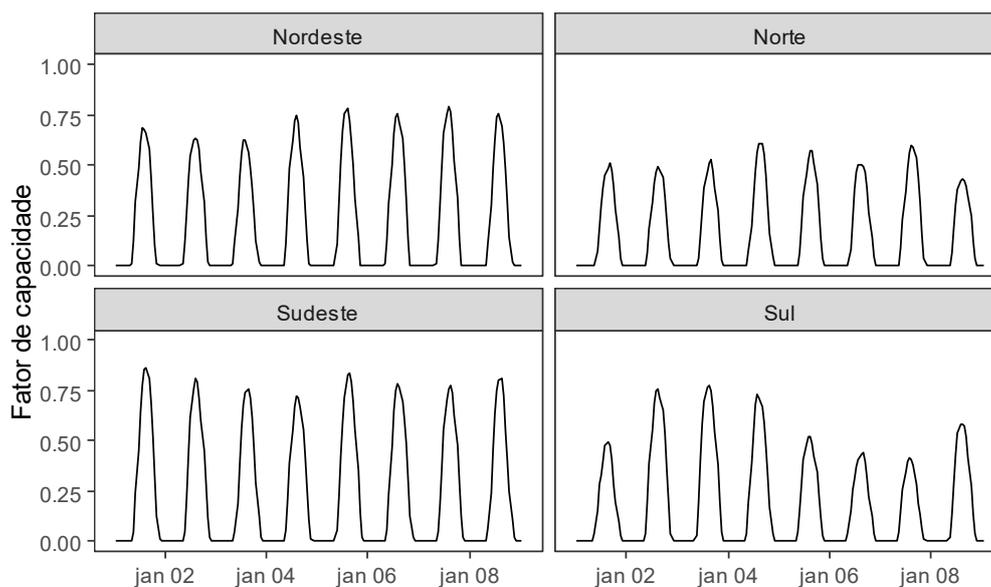


Figura 16: Exemplo do perfil de fatores de capacidade solares

Fonte: Elaboração própria a partir de PFENNINGER e STAFFELL (2016)

Um resumo das estatísticas descritivas dos dados solares para o ano meteorológico escolhido é mostrado na Tabela 21 e na Figura 17 contendo o *boxplot* derivado a partir das séries de tempo de fatores de capacidade horários. Para a construção do *boxplot*, foram retirados os valores das horas noturnas, de modo a se evitar a interferência na sua interpretação, uma vez que 50% das observações seriam zeradas.

Tabela 21: Estatísticas descritivas dos fatores de capacidade solares

Região	Média	Desvio padrão
Nordeste	0,258	0,332
Norte	0,167	0,215
Sudeste	0,256	0,334
Sul	0,209	0,279

Fonte: Elaboração própria a partir de PFENNINGER e STAFFELL (2016)

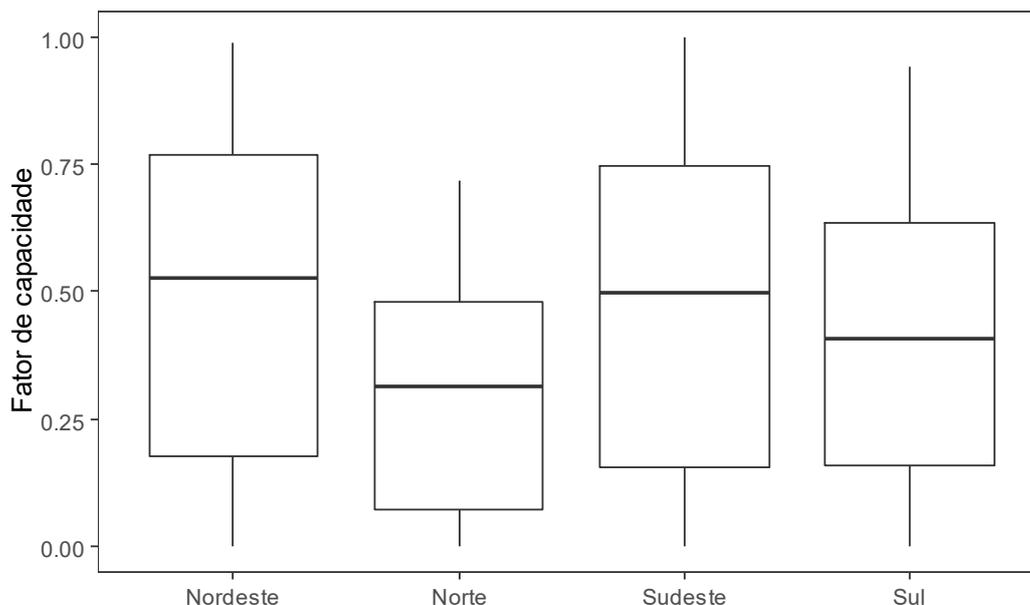


Figura 17: Boxplot dos fatores de capacidade solares

Fonte: Elaboração própria a partir de PFENNINGER e STAFFELL (2016)

A maior média anual é observada na região Nordeste, 25,8%, que é a região com os maiores fatores de capacidade do país. Por outro lado, o Nordeste apresenta o segundo maior desvio padrão, indicando consideráveis variações em torno dessa média. As menores estatísticas, média e desvio padrão, estão na região Norte.

A Figura 17 confirma a hipótese levantada pela Tabela 21 de que o Nordeste apresenta a maior dispersão nos dados, o que pode ser observado pelo maior intervalo interquartil entre todas as regiões. Além disso, o Nordeste apresenta a maior mediana, um pouco acima de 50%. Isso indica que 50% dos fatores de capacidade não zerados são menores ou iguais a 50%.

Por outro lado, a região Norte apresenta a menor mediana, indicando que 50% dos fatores de capacidade são menores ou iguais a 28%. Além disso, esta região também expõe a menor dispersão, dada pela menor distância interquartilica entre todas as regiões.

3.2.4.1 Comparação entre bases de dados de recurso solar

A base de dados solares utilizados no COPA, vindos da base *Renewables Ninja* (RN) não foi previamente validada. Por isso, devem apresentar divergências com as

observações reais. Com o intuito de analisar essas diferenças, os dados do RN foram comparados com outras duas bases de dados. São elas Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e o Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido com apoio do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A Tabela 22 mostra as principais características das bases de dados comparadas.

Tabela 22: Bases de dados solares comparadas

Base	Abreviação	Escala temporal	Descrição	Unidade
<i>Renewables Ninja</i>	RN	Horária	Irradiação solar direta a partir de dados de reanálise não validados	kWh/m ²
Dados históricos Instituto Nacional de Meteorologia	INMET	Horária	Dados medidos em estações solarimétricas	kJ/m ²
Atlas Brasileiro de Energia Solar	INPE	Mensal	Médias mensais do total diário da irradiação solar direta	Wh/m ² .dia

Fonte: Elaboração própria a partir de INMET (2020), PEREIRA, *et al.* (2017), PFENNINGER *et al.* (2016)

A base *Renewables Ninja* fornece a irradiação solar direta a partir de dados de reanálise, disponíveis para quaisquer coordenadas geográficas. A base do INMET é composta por medidas de radiação solar global horizontal em cada hora do ano escolhido. As informações estão disponíveis em um número restrito de localidades, em que se encontram os equipamentos de medição. Essa base apresenta dados desde o ano 2000 até os dias atuais. Já a base do INPE é formada por estimativas vindas de um modelo computacional baseado em dados de satélite. Essas informações foram validadas a partir de critérios detalhados em PEREIRA *et al.*, (2017) e apresentam discretização mensal, sendo uma série para cada um dos 5.569 municípios do Brasil. Essas estimativas representam a média mensal do total diário de irradiação solar direta observada.

Como as informações das três fontes estão em unidades diferentes, os dados precisaram ser uniformizados de modo a serem comparáveis. Primeiramente, apresenta-se o procedimento de uniformização das bases horárias, RN e INMET. Em segundo lugar, expõe-se a comparação entre elas. Posteriormente, o tratamento dos dados do INPE é exposto e a comparação entre as três bases é mostrada.

A uniformização entre os dados do RN e INMET se resumiu em dois passos. Em primeiro lugar, obteve-se as séries temporais de irradiação solar direta das cidades destacadas na Tabela 20 para cada base de dados e calculou-se a média aritmética entre as três cidades para se obter a irradiação solar média de cada região. Depois disso, foi feita uma simples conversão de unidades, passando as informações de kWh/m² para Wh/m². O mesmo procedimento foi adotado para os dados do INMET. A diferença é que as informações originais vindas do INMET estavam em kJ/m². A Figura 18 mostra as diferenças horárias para cada região.

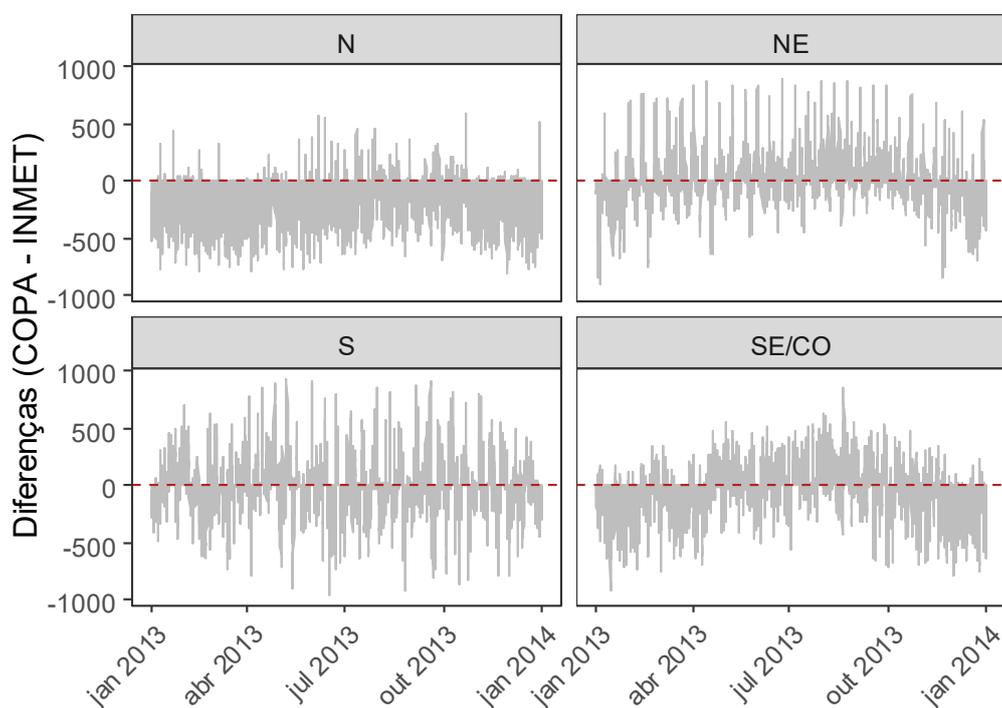


Figura 18: Diferenças horárias entre COPA e INMET (Wh/m²) para o ano de 2013

Nota: Valores acima de zero indicam que a informações do COPA é maior do que a do INMET e vice-versa.

Fonte: Elaboração própria a partir de INMET (2020), PFENNINGER *et al.* (2016)

As diferenças foram calculadas a partir da subtração entre o recurso solar do RN (utilizados no COPA) e o recurso solar do INMET em determinada hora. Vale frisar que o RN apresenta também dados de irradiação solar, medidos em kWh/m², que foram utilizados na comparação da Figura 18. Desse modo, quando a linha está acima de zero o recurso solar foi maior no COPA do que no INMET. Quando a linha está abaixo de zero,

o resultado foi o inverso. Observa-se que o RN subestima os dados do INMET na região Norte, pela maior ocorrência de valores menores do que zero. Nas demais regiões, não existe uma tendência bem definida, ou seja, em algumas horas o RN superestima o recurso solar quando comparado com o INMET e em outros momentos, o inverso ocorre.

Uma forma adicional de analisar as diferenças entre essas bases de dados é por meio do *boxplot* das séries de tempo, mostrado na Figura 19.

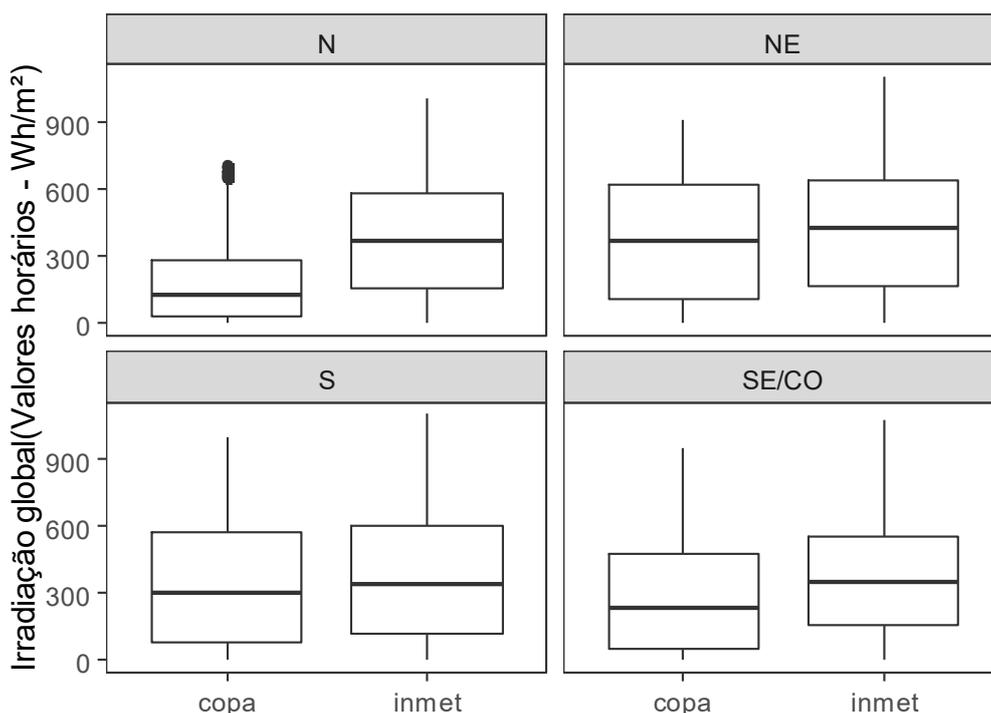


Figura 19: Boxplot do recurso solar normalizado: COPA x INMET

Fonte: Elaboração própria a partir de INMET (2020), PFENNINGER *et al.* (2016)

O *boxplot* mostra que as medianas da base de dados do COPA são levemente menores do que aquelas do INMET para as regiões Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Essa diferença é maior na região Norte, em que o COPA subestima os valores do INMET. As medianas menores podem indicar que o COPA subestima o recurso solar quando comparado ao INMET em todas as regiões. Além disso, as distâncias entre o primeiro e terceiro quartis são maiores na base de dados do COPA para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, indicando que a variabilidade dessas séries de tempo são maiores no COPA do que no INMET.

No entanto, ambas bases de dados apresentam limitações que devem ser ressaltadas. A ausência de validação nos dados do COPA pode subestimar as informações reais. A informação vinda do INMET também pode subestimar os dados reais, na medida em que depende de condições do local onde as estações medidoras estão instaladas e outros aspectos, como manutenção e paradas não programadas no funcionamento dos equipamentos de medição, o que leva a séries de tempo com informações faltantes.

No que diz respeito a comparação entre os dados do COPA e do INPE, a uniformização das informações seguiu o procedimento a seguir: i) escolha das mesmas cidades para as duas bases de dados, ii) média aritmética entre as informações das três cidades de cada região, iii) médias mensais do total diário da irradiação direta para cada base de dados. Esse procedimento também foi adotado para a base de dados do INMET e as três foram comparadas. A Figura 20 mostra as médias mensais dos totais diários entre essas três bases de dados.

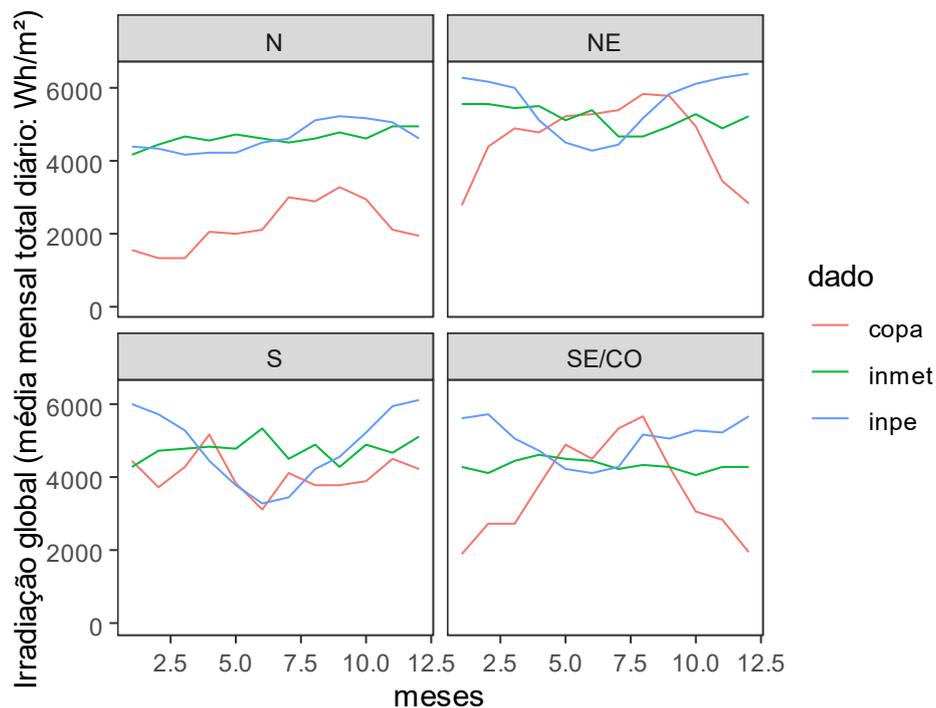


Figura 20: Médias mensais do total diário de irradiação solar direta para as três bases de dados analisadas

Fonte: Elaboração própria a partir de PEREIRA, *et al.* (2017), PFENNINGER *et al.* (2016)

A Figura 20 mostra que a base de dados utilizada no COPA subestima o recurso solar na região Norte. Tal fato não compromete os resultados, porque uma das premissas de expansão define que os novos empreendimentos solares não serão instalados no Norte. Nas outras regiões, as séries de tempo apresentam valores mensais mais próximos entre elas. Os dois primeiros e os dois últimos meses do ano apresentam diferenças maiores no Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para a base de dados do COPA em relação as outras bases. Já o Sul apresenta um comportamento mensal mais semelhante em todas as bases de dados.

Para resumir as diferenças entre as bases de dados, a Tabela 23 mostra as médias anuais das estimativas de cada fonte de informação por região.

Tabela 23: Resumo das diferenças entre as bases de dados solares analisadas

Região	Correlações		Razões das somas totais	
	COPA x INMET	COPA X INPE	COPA/INMET	COPA/INPE
N	0,78	0,78	0,49	0,48
NE	0,80	-0,64	1,01	0,83
S	0,75	0,41	0,93	0,84
SE/CO	0,80	-0,74	0,84	0,73

Nota: Razão entre a soma das médias mensais do total diário de irradiação solar direta de cada base de dados.

Fonte: Elaboração própria a partir de INMET (2020), PEREIRA, *et al.* (2017), PFENNINGER *et al.* (2016)

A Tabela 23 confirma que os dados do COPA estão mais próximos das informações do INMET do que dos dados do INPE. As correlações entre as séries de tempo do COPA e do INMET estão contidas no intervalo entre 75% e 80%, indicando que os perfis horários de evolução do recurso solar apresentam trajetórias semelhantes ao longo do ano de 2013 nas duas bases de dados.

Considerando as correlações mensais, refletidas na comparação entre as bases de dados do COPA e do INPE, observa-se o Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste com correlações negativas e o Sul e o Norte com correlações positivas, indicando diferenças consideráveis nos perfis dos dados mensais para essas duas fontes de informação.

Considerando o total de recurso solar de cada base de dados, as razões entre as somas das médias mensais dos totais diários da irradiação solar direta do COPA em relação às outras bases indicam que o COPA subestima os dados solares, com exceção da comparação entre o COPA e o INMET para o Nordeste. Em geral, o COPA subestima entre 27% e 7% do total das outras bases de dados, a depender a região da fonte de informação e da região analisada. Para a região Norte, o COPA subestima ainda mais, 51% e 52% do total dos recursos solares do INMET e INPE respectivamente. Embora esses valores sejam significativos, considerando que não haverá expansão nesta região, tal informação não compromete os resultados.

Após essa comparação, a base de dados a ser utilizada foi o *Renewables Ninja* (PFENNINGER *et al.*, 2016) porque ela apresenta dados completos, correlações aceitáveis com os dados observados e estimativas pouco conservadoras em relação às informações do INMET.

3.2.5 Detalhamento das termelétricas no COPA

As termelétricas são modeladas no COPA como tecnologias que apresentam os seguintes parâmetros:

- capacidade em MW;
- custos variáveis unitários (CVU) em R\$/MWh;
- custos de investimento anualizados em R\$/MW por ano;
- fatores de capacidade máximo e mínimos;
- número identificador da planta;
- região em que a planta está localizada;
- combustível.

Os valores para os parâmetros de cada planta vem do MELP e compreendem dois tipos de plantas: i) existentes antes da otimização e ii) projetos implementados pelo MELP. Todas essas plantas foram agrupadas em uma única base de dados e consideradas existentes em 2030. Por isso, seus custos de investimento são considerados nulos no COPA.

A base de dados das termelétricas apresenta diversas usinas com características comuns em termos de capacidade instalada, combustível e CVUs semelhantes. Por isso, foi adotado um procedimento de agregação das plantas, de modo a incluir um número

menor de opções termelétricas e otimizar o tempo de processamento do COPA, sem perder as diferenças entre as plantas simuladas.

No primeiro momento, as termelétricas do MELP foram agrupadas por tecnologia, região e combustível. O custo variável de cada tecnologia foi determinado pela média do custo variável unitário (CVU) de cada uma em cada região, resultando nas doze seguintes categorias de plantas a serem incluídas. A Tabela 24 reflete essas categorias de plantas.

Tabela 24: Categorias das plantas termelétricas incluídas no COPA

Categorias	Região	Combustível
1	Sudeste/Centro-Oeste	Gás natural
2	Sul	Gás natural
3	Nordeste	Gás natural
4	Norte	Gás natural
5	Sul	Carvão nacional
6	Nordeste	Carvão importado
7	Sudeste/Centro-Oeste	Nuclear
8	Sudeste/Centro-Oeste	Biomassa
9	Sul	Biomassa
10	Nordeste	Biomassa
11	Norte	Biomassa
12	Sudeste/Centro-Oeste	Carvão importado

Fonte: Elaboração própria

Após essa categorização inicial, as médias aritméticas dos CVUs foram calculadas para cada categoria e são mostradas na Figura 21.

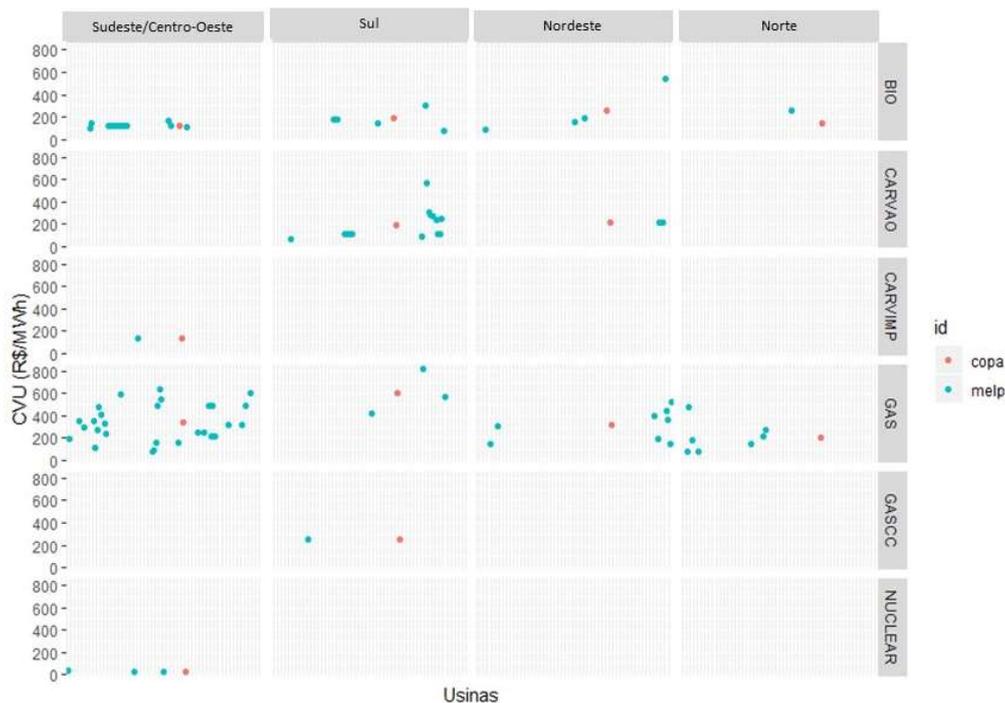


Figura 21: Categorização inicial termelétricas no COPA: médias dos CVUs

Fonte: Elaboração própria

Nota: Pontos azuis: usinas no MELP; pontos vermelhos: média no COPA.

A Figura 21 mostra a necessidade de detalhar melhor algumas tecnologias. Por exemplo, as usinas a gás natural do Sudeste/Centro-Oeste apresentam CVUs entre 200,00 R\$/MWh e 600 R\$/MWh. A média, em torno de 400 R\$/MWh, não se mostra um valor adequado para representar essas plantas. Mesmo no Sul, em que se representam apenas três termelétricas a gás natural, a média não se mostra um valor satisfatório. O mesmo fenômeno é observado para as usinas a carvão da região Sul.

Esse detalhamento incluiu as usinas a gás natural e carvão. As termelétricas nucleares foram mantidas como uma única opção. As termelétricas a bagaço de cana apresentam CVU nulo, não participando do detalhamento dos CVUs.

A desagregação se baseou na análise dos CVUs das plantas do MELP e agrupamento em função desses valores. Plantas com CVUs mais próximos foram alocadas no mesmo grupo. O CVU atribuído a cada grupo é resultado da média dos CVUs das usinas do grupo ponderada pela capacidade instalada de cada usina. A potência de cada grupo é a soma das potências de todas as plantas do grupo. O fator de capacidade

máximo do grupo é a média dos fatores de capacidade das usinas do grupo ponderada pela potência de cada usina.

Desse modo, garante-se que a potência instalada resultante do MELP em 2030 estará integralmente no COPA. Esse procedimento foi realizado para cada cenário do estudo de caso, de modo a incorporar os resultados da expansão e garantir que o COPA estivesse compatível com a configuração termelétrica resultante nos diferentes cenários.

A seguir, exemplifica-se o detalhamento das termelétricas a gás natural para a região Nordeste no cenário Referência. A Tabela 25 mostra as usinas presentes no MELP.

Tabela 25: Usinas a gás natural do Nordeste

Nome	Capacidade (MW)	CVU (R\$/MWh)	Fator de capacidade máximo (%)
Prosperidade	28	144,05	93
TermoPE	533	147,70	80
Fortaleza	327	192,30	94
Porto Sergipe I	1.516	303,19	97
TermoCeará	223	366,48	58
Fafen	138	403,68	60
TermoBahia	186	438,61	73
Vale do Açú	368	527,52	75

Nota: As linhas vermelhas indicam as divisões dos grupos.

Fonte: Elaboração própria

As usinas foram agregadas em quatro grupos, sendo o primeiro formado por três usinas, o segundo e o quarto, por uma única usina e o terceiro, por três usinas. A Tabela 26 mostra o resultado da agregação. O método de agregação foi repetido para as usinas a gás natural do Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e para as plantas a carvão do Sul e Nordeste. As tabelas completas são mostradas na seção “Apêndice II: Dados de entrada e resultados dos modelo”.

Tabela 26: Usinas a gás natural no Nordeste agregadas

Planta	Capacidade (MW)	CVU (R\$/MWh)	Fator de capacidade máximo (%)
P1	888	164,01	86
P2	1.516	303,19	97
P3	547	400,39	64
P4	368	527,52	75

Fonte: Elaboração própria

O resultado do tratamento dos dados das termelétricas foram curvas de custos variáveis, mostrando como os custos operacionais das opções termelétricas do sistema evoluem com o aumento da necessidade de potência termelétrica. A Figura 22 apresenta as curvas de custos resultantes do processo de detalhamento.

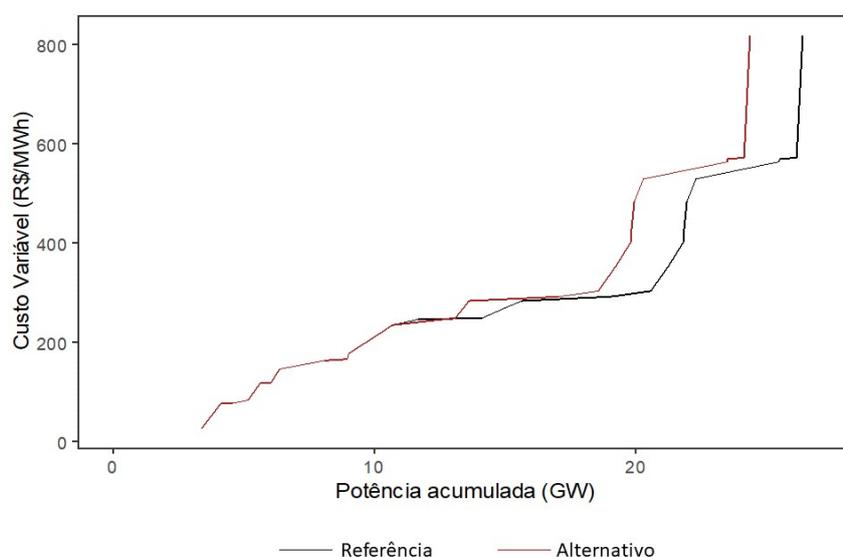


Figura 22: Curvas de custos variáveis das termelétricas do COPA

Fonte: Elaboração própria

O cenário Referência apresenta maior potência acumulada a custos menores em comparação com o Alternativo, porque o MELP no Referência indica investimentos adicionais em termelétricas em relação ao Alternativo, que não investe em termelétricas além das que já existem e daquelas que já estão contratadas até 2023. Essa solução será

mais bem explorada nas seções de resultados e discussão. A título de exemplo, destacam-se as diferenças em torno da potência acumulada de 20 GW. O custo variável desse montante fica em torno de 300,00 R\$/MWh. Já no cenário Alternativo, esse custo é maior do que 450,00 R\$/MWh.

3.3 Estudo de caso

O estudo de caso se baseou na construção de dois cenários para verificar como diferentes níveis de penetração de fontes renováveis variáveis impactam os custos totais do sistema elétrico. Os cenários são i) Referência e ii) Alternativo. Eles se diferenciam pelos limites anuais de expansão das fontes renováveis variáveis no período de 2026 a 2030, que são expostos na Tabela 27.

Tabela 27: Premissas de expansão de renováveis variáveis em cada cenário

Fonte	Referência	Alternativo
	(MW/ano)	
Eólica <i>onshore</i>	3.000	4.000
Solar fotovoltaica	1.000	2.000

Nota: Limites válidos para o período de 2026 a 2030.

Fonte: Elaboração própria

Os limites apresentados na Tabela 27 seguiram os valores definidos pelo PDE 2029 (EPE, 2019a) para o cenário Referência, de modo a se compatibilizar com a capacidade de produção de equipamentos, logística da indústria brasileira e com os potenciais de cada tecnologia. A EPE acrescenta, ainda, que esses limites se baseiam em diretrizes de política energética, embora não detalhe tais diretrizes (EPE, 2019b).

Para o cenário Alternativo, os limites determinados pela EPE foram 3.500 MW/ano de eólica onshore e 1.985 MW/ano de solar fotovoltaica centralizada. Com o intuito de verificar a entrada em larga escala dessas fontes, buscou-se um cenário alternativo mais ambicioso do que aquele definido pela EPE. Por outro lado, existem as restrições de ordem logística e industrial já citadas que impedem que os limites anuais de

instalação das plantas sejam muito maiores do que aqueles definidos pela EPE. Por essas razões, optou-se pela definição dos valores anuais de 4.000 MW para a fonte eólica e 2.000 MW para a solar fotovoltaica centralizada.

A alocação regional dessa capacidade seguiu as premissas da EPE, que se baseiam nas áreas de maior potencial em termos de disponibilidade e estabilidade de recursos eólicos (velocidade de vento a 100 metros) e solares (irradiação solar global). Dessa forma, a potência anual dos projetos eólicos foi destinada 80% no Nordeste e 20% no Sul. Já os projetos solares fotovoltaicos centralizados, foram alocados 80% no Nordeste e 20% no Sudeste. Esses valores estão em linha com o que vem sendo observado na contratação dessas fontes nos últimos anos (CCEE, 2021).

As porcentagens regionais são as mesmas nos dois cenários e refletem limites superiores ao modelo, ou seja, o MELP pode instalar, no máximo, os limites definidos por ano durante o período definido.

Uma premissa adicional em comum entre os dois cenários é a obrigatoriedade da instalação da usina termelétrica nuclear Angra III em 2026, seguindo o estabelecido no PDE 2029 (EPE, 2019b).

Após a exposição da metodologia, construção dos dois modelos, MELP e COPA e das premissas do estudo de caso, a próxima seção traz os resultados da tese.

4 Resultados

Esta seção mostra os resultados vindos das rodadas dos modelos MELP e COPA descritas na seção Metodologia. Os resultados estão divididos em cinco partes. As duas primeiras expõem os resultados dos cenários Referência e Alternativo separadamente. A terceira parte compara os cenários em termos de capacidade instalada, geração de eletricidade para atendimento da carga e fatores de capacidade resultantes. As duas últimas seções tratam dos custos totais do sistema elétrico simulado em cada cenário, sendo que em 4.4 se explica como os custos totais são calculados pelo MELP e em 4.5 são mostrados os resultados dos custos totais em cada cenário.

4.1 Cenário Referência

4.1.1 Expansão, operação e fatores de capacidade

A exposição dos resultados começa pela evolução da capacidade instalada por fonte, mostrada na Tabela 28.

Tabela 28: Capacidade instalada por fonte - cenário Referência

Ano	Hidrelétrica	Termelétrica ^a	Nuclear	Eólica	Biomassa	Fotovoltaica	PCH
2015	86.336	17.236	1.990	7.633	10.573	21	5.284
2020	108.838	21.921	1.990	14.848	13.123	1.862	6.549
2025	109.192	25.414	1.990	21.252	13.941	4.243	7.165
2030	109.676	26.414	3.395	36.252	13.941	9.243	7.165

Notas: Valores em MW; ^aEngloba carvão, óleo diesel, óleo combustível, gás natural

Fonte: Elaboração própria

Os resultados de capacidade instalada mostram considerável expansão das fontes eólica e fotovoltaica em relação aos valores atuais. A explicação está no fato dessas fontes já apresentarem custos competitivos e um extenso potencial a ser explorado. Em outras palavras, ainda existem inúmeros sítios com índices satisfatórios de velocidades de vento e irradiação solar para o aproveitamento desses recursos para geração elétrica.

Enquanto a fonte eólica atinge uma potência 144% maior do que o valor de 2020 e a fotovoltaica, 396%, a hidrelétrica – considerando as PCHs – chega a uma capacidade instalada 1,26% maior do que em 2020, indicando redução da sua participação na matriz

elétrica brasileira. A Tabela 29 mostra a expansão hidrelétrica resultante do MELP no período de otimização (2024 a 2030).

Tabela 29: Expansão hidrelétrica - cenário Referência

Nome	Ano	Subsistema	Potência instalada (MW)
Itaocara I	2025	Sudeste/Centro-Oeste	150
Telêmaco Borba	2029	Sul	118
Comissário	2029	Sul	140
Apertados	2029	Sul	139
Ercilândia	2029	Sul	87

Fonte: Elaboração própria

Os resultados mostram que 28% da potência a disposição foi instalada. Seis hidrelétricas não foram construídas, Buriti, Formoso, Tabajara, Castanheira, Davinópolis, Jardim Ouro e Cachoeira dos Patos. A localização predominante das usinas foi o subsistema Sul, que representou 76% da nova potência hidrelétrica instalada, seguido do Sudeste/Centro-Oeste com 24%.

Um destaque adicional para os resultados da expansão hidrelétrica é que ela ocorreu nos últimos anos majoritariamente. Quatro das cinco usinas foram instaladas em 2029. Tal fato também ocorreu na expansão termelétrica. Esses resultados são explicados porque as fontes renováveis variáveis atingiram os limites de capacidade definidos nas premissas e o modelo precisou procurar outras opções para continuar atendendo ao crescimento da carga. Desagregando a expansão termelétrica por fonte, verifica-se que a capacidade nuclear aumentou em 70% por conta da entrada da usina Angra III em 2026. Além disso, o MELP resultou em 3.000 MW de carvão nacional, 19.300 MW de gás natural e 13.940 MW de biomassa em 2030.

O último resultado de capacidade instalada do cenário Referência a ser destacado é a expansão por período, mostrada na Tabela 30.

Tabela 30: Expansão por período - cenário Referência

Fonte	2018 a 2023	2024 a 2030
Hidrelétrica	7.367	634
Termelétrica	8.179	1.000
Nuclear	0	1.405
Eólica	5.048	12.400
Biomassa	760	0
Fotovoltaica	4.243	5.000
PCH	923	0

Nota: Valores em MW

Fonte: Elaboração própria

Observa-se considerável expansão das fontes renováveis variáveis para os dois períodos, tanto o que já foi contratado quanto a expansão em si. A biomassa sazonal foi preterida em relação a solar fotovoltaica devido à diferença nos custos de investimento. Enquanto no PDE 2027 ambas fontes apresentavam 4.000 R\$/MW, o PDE 2029 trouxe a fotovoltaica 13% menor, 3.500 R\$/MW (EPE, 2018 e 2019). Esta diferença nos custos de investimento levou a uma expansão de 5.000 MW para a fotovoltaica em relação à biomassa sazonal no período de expansão (2024 a 2030). Com esta expansão, a fonte solar fotovoltaica atinge 66% da potência instalada total da biomassa em 2030.

Além dos resultados de expansão da capacidade, o MELP fornece a geração das usinas para os três patamares de carga em quatro períodos sazonais para cada ano. Essas informações foram agregadas por fonte e são mostradas na Tabela 31, juntamente com os fatores de capacidade resultantes.

Tabela 31: Geração de eletricidade e fatores de capacidade por fonte | Referência

	Geração (TWh)	Fator de capacidade (%)
Biomassa	63,5	51,97
Carvão	8,0	30,18
Eólica	146,9	46,27
Fotovoltaica	20,7	25,56
Gás natural	52,7	31,09
Hidrelétrica	570,1	55,70
Nuclear	26,0	87,32
Total	887,8	

Fonte: Elaboração própria

Os valores de geração refletem as capacidades instaladas de cada fonte. A hidrelétrica, representando 56,7% da capacidade instalada, corresponde a 64,3% da geração de eletricidade em 2030. A eólica passa a ser a segunda fonte, não apenas em termos de capacidade instalada, mas também em geração de eletricidade, com 16,5% da geração total de 2030. Os fatores de capacidade resultantes estão de acordo com os valores observados tradicionalmente, indicando que as fontes geram o máximo possível em termos técnicos e de disponibilidade de recursos.

Dado que o MELP estima a geração por patamares de carga e por mês, ele não capta variações de curto prazo vindas da intermitência das fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada. Com o objetivo de absorver essas variações, o COPA foi utilizado para simular a geração ótima do ano de 2030. A partir dos seus resultados, calculam-se as curvas de duração de carga residuais, que serão utilizadas para refinar os fatores de capacidade máximos do MELP.

4.1.2 Resultados COPA

A capacidade resultante do cenário Referência do MELP foi introduzida no COPA, que operou o sistema em escala horária para 2030, gerando os resultados da Tabela 32.

Tabela 32: Geração de eletricidade COPA 2030 - cenário Referência

Fonte	Geração (TWh)
Biomassa	61,9
Carvão	10,7
Eólica	141,2
Fotovoltaica	20,7
Gás	61,2
Hidrelétrica	565,7
Nuclear	26,3
Total	887,8

Fonte: Elaboração própria

Em comparação com os resultados do MELP, o COPA gerou menos com as fontes renováveis variáveis, porque identificou momentos em que houve excesso de recursos e falta de linhas de transmissão, ou seja, momentos de *curtailment*, também chamado de cortes de geração. Como a capacidade instalada dos dois modelos é a mesma e o fator de

capacidade médio anual também, o COPA poderia gerar, no máximo, a mesma quantidade de eletricidade pelas fontes eólica e solar fotovoltaica.

Considerando que o COPA capta o *curtailment* e o MELP não, analisou-se a geração horária de eletricidade nas semanas de maior e menor *curtailment* positivo¹⁶. A semana de maior corte foi aquela que vai dos dias cinco a doze de fevereiro, enquanto que a semana de menor corte foi a de 16 a 23 de julho. A geração de eletricidade dessas semanas é mostrada na Figura 23 e Figura 24 para o Nordeste e o Sul respectivamente, que são as regiões que apresentam *curtailment*.

¹⁶ Menor *curtailment* positivo, porque existiram semanas em que não houve *curtailment*.

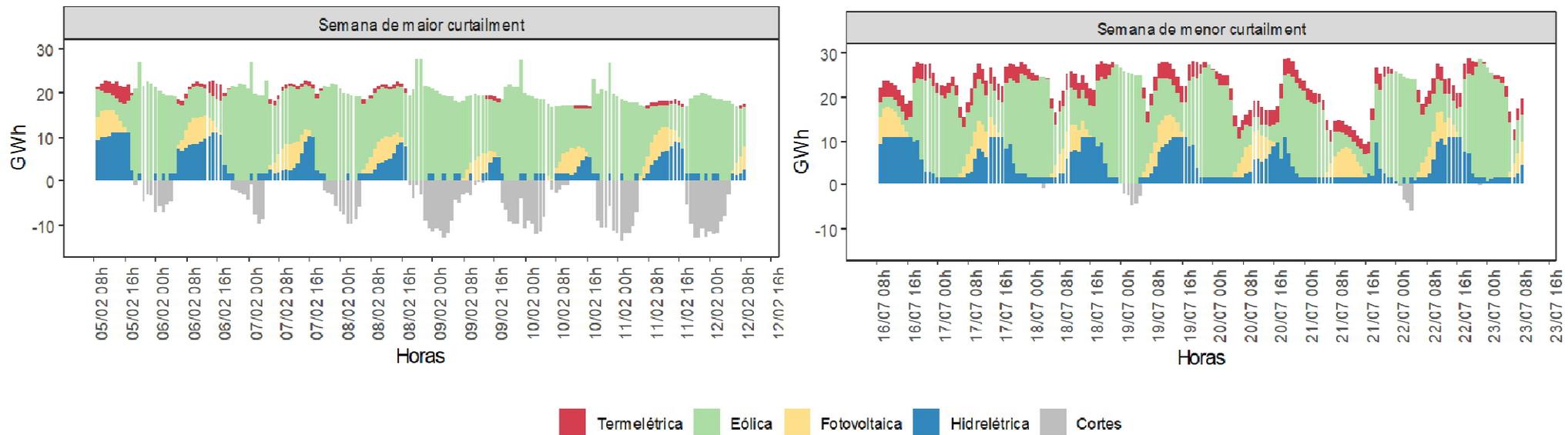


Figura 23: Operação horária para as semanas escolhidas | Nordeste | Referência

Fonte: Elaboração própria

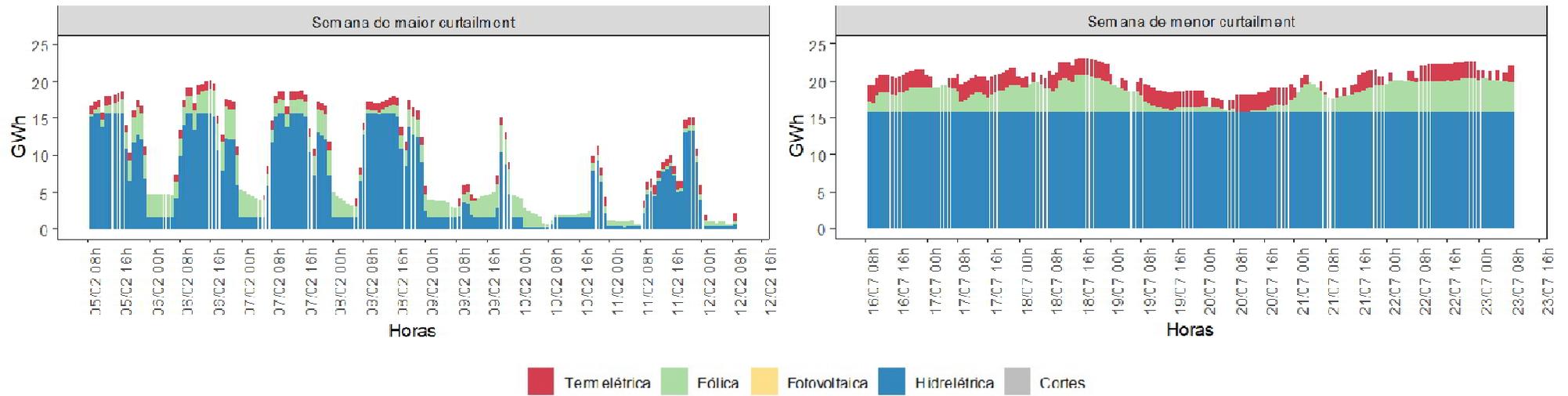


Figura 24: Operação horária para as semanas escolhidas | Sul | Referência

Fonte: Elaboração própria

A Figura 23 expõe a geração majoritariamente eólica nas duas semanas analisadas no Nordeste. Na semana de maior *curtailment*, a geração renovável variável também é maior. Tal fato faz com que seja necessária uma geração termelétrica menor. Vale ressaltar que mesmo na semana de maior corte, na qual teoricamente havia maior disponibilidade de recursos renováveis, existe geração termelétrica, porque a eletricidade renovável variável não foi suficiente para atender à toda a carga nos momentos necessários. Adicionalmente, nas horas em que observam-se os cortes, não existe geração termelétrica, indicando sua ocorrência apenas nos momentos de falta de recursos eólicos.

Ainda sobre a geração termelétrica, vale citar que o COPA atende a restrições de fatores de capacidade mínimos e máximos para o total de geração anual a gás natural, para representar as cláusulas de *take-or-pay* dos contratos dessas usinas. No entanto, como a restrição é aplicada anualmente, nem todas as horas precisam ter geração termelétrica, como é visto, por exemplo, nas regiões Nordeste e Sul. Já as usinas a carvão não apresentam restrição de mínima utilização por já ser competitiva em termos de custos variáveis.

Um ponto adicional a ser destacado é a presença da complementariedade entre as fontes solar fotovoltaica e hidrelétrica no Nordeste. Em todos os dias analisados, quando a geração solar se reduziu devido ao pôr do sol, a fonte hidrelétrica foi utilizada para continuar atendendo à carga.

Com relação ao Sul (Figura 24), a geração hidrelétrica prevalece nas duas semanas mostradas. Identifica-se também a ausência de geração fotovoltaica nessas semanas, em função da maior disponibilidade hidrelétrica nessa região, fazendo com que a geração com a fonte solar fotovoltaica não seja necessária. Destaca-se, ainda, que a geração hidrelétrica foi praticamente constante na semana de menor corte, devido ao envio de eletricidade da região Sul para o Sudeste/Centro-Oeste.

Além disso, tanto no Nordeste quanto no Sul observa-se que a semana de menor *curtailment* positivo apresenta maior geração total do que a semana de maior corte, porque a carga a ser atendida é maior na semana de menor corte. Adicionalmente, a semana de menor *curtailment* resultou em maior geração renovável variável, não apenas pela maior demanda, mas também pelo maior aproveitamento dos recursos, indicando que existiu um número menor de horas em que as linhas de transmissão não estavam disponíveis e/ou faltou carga.

Para se descobrir as causas do *curtailment*, faz necessária a análise do histograma, indicando quais horas do ano existe mais corte. A Figura 25 mostra o histograma do *curtailment* para o cenário de referência.

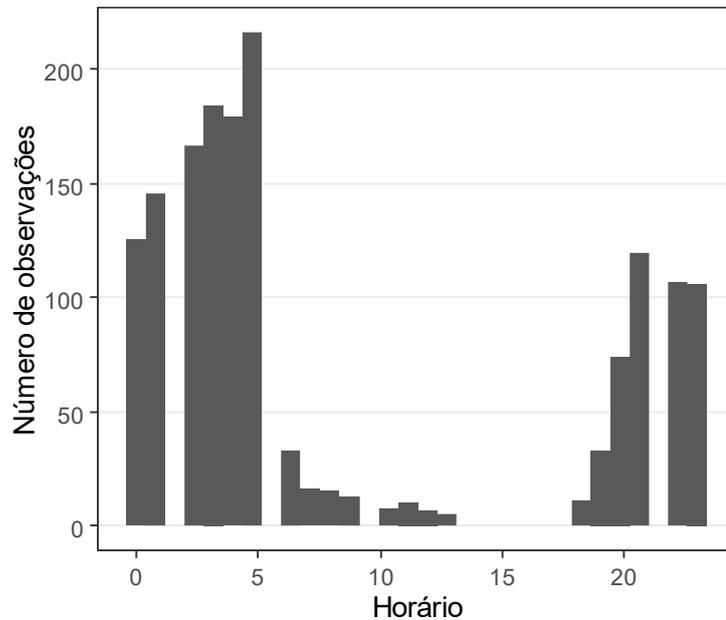


Figura 25: Histograma *curtailment* - cenário Referência

Fonte: Elaboração própria

O maior número de ocorrências de cortes se concentra na madrugada e depois das 20h, indicando que o recurso está superior a carga nesses horários. As ocorrências entre 5h e 15h são explicadas pela falta de capacidade de transmissão nesses momentos. Dado o maior número de ocorrências de cortes durante as horas da madrugada, sugere-se que a maior causa do *curtailment* é o excesso de recurso, de modo que a falta de capacidade de transmissão seria secundária.

Embora o histograma reflita as horas com mais cortes, ele não mostra o perfil de evolução dessa variável nas horas. Esse perfil é mostrado na Figura 26, em que os cortes horários de geração são expostos para as semanas de maior e menor *curtailment* do ano.

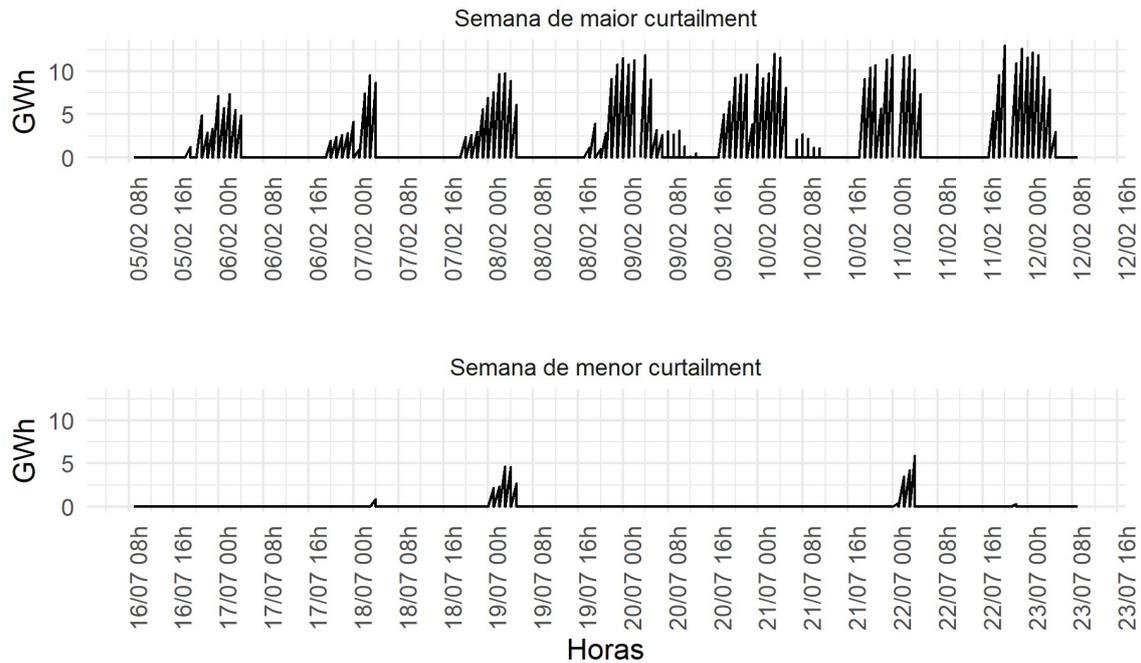


Figura 26: Curtailment horário nas semanas escolhidas - cenário Referência

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que em todos os dias da semana de maior *curtailment* existem cortes à noite e de madrugada, indicando que a principal causa dos cortes é a falta de carga. Corroborando essa ideia, na semana de menor curtailment, os cortes foram observados em apenas três dias, sempre nos horários de madrugada.

Uma outra maneira de verificar que o maior causador dos cortes é o excesso de recurso em relação à carga é observando a média dos cortes por hora do ano, mostrada na Figura 27. As maiores médias de cortes são observadas de madrugada.

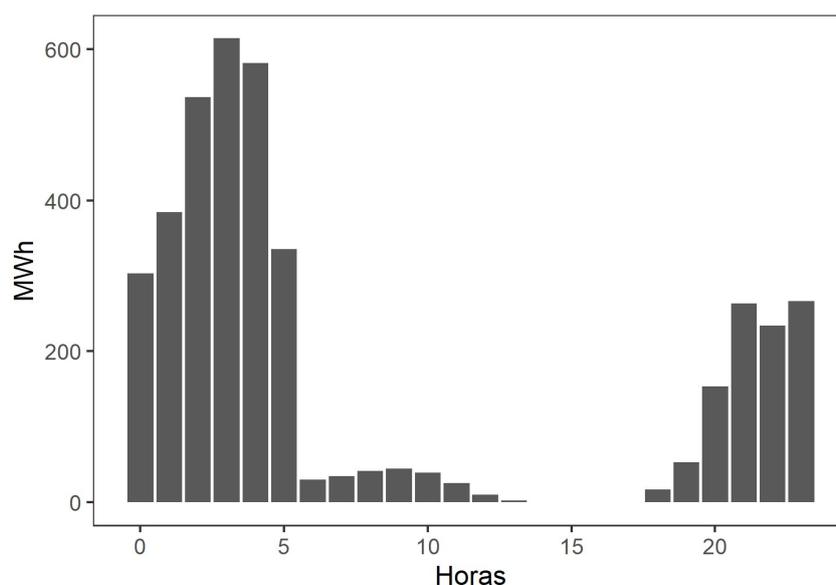


Figura 27: Média dos cortes por hora | 2030 | Nordeste | Referência

Nota: As demais regiões não apresentam valores visíveis na figura

Fonte: Elaboração própria

As duas regiões que apresentaram *curtailment* foram Nordeste e Sul (onde os valores são desprezíveis). A Tabela 33 mostra a quantidade de energia não gerada e sua porcentagem em relação à eletricidade gerada pela fonte na região Nordeste.

Tabela 33: *Curtilment* por região e por fonte - cenário Referência

Região	Tecnologia	<i>Curtilment</i> (TWh)	Porcentagem da geração (%)
Nordeste	Fotovoltaica	0,155	0,99
	Eólica	5,562	4,51
Sul	Eólica	0,003	0,02

Fonte: Elaboração própria

A geração eólica apresentou corte consideravelmente maior em relação à fonte solar. Tal fato se explica, em grande parte, pela maior potência instalada dessa fonte no Nordeste. Enquanto a fotovoltaica atinge 6.981 MW em 2030 no Nordeste, a eólica chega a 30.961 MW.

O intercâmbio horário de eletricidade entre as regiões, além de influenciar o *curtailment*, também é uma variável não captada no MELP. Ela é interessante para verificar quais as regiões exportadoras e importadoras de eletricidade. A Figura 28 mostra

a troca semanal de eletricidade entre as regiões, representada pela diferença entre a eletricidade enviada e recebida por cada região. Dessa forma, valores positivos indicam que a região recebe mais eletricidade do que envia em cada semana, enquanto valores negativos indicam o oposto.

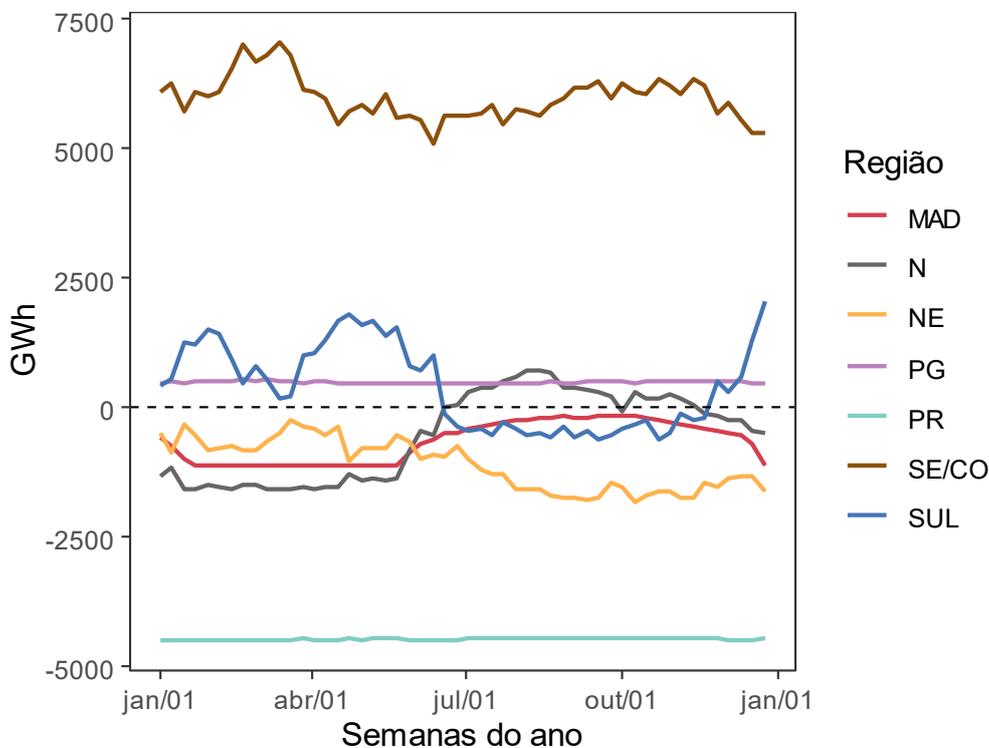


Figura 28: Intercâmbio semanal de eletricidade | Referência

Fonte: Elaboração própria

A Figura 28 mostra que a região Sudeste/Centro-Oeste é importadora líquida de eletricidade em todas as semanas do ano analisado. Tal fato se explica por ser a região de maior carga do país. O Paraguai também é uma região importadora de eletricidade durante todo o ano. Isso se explica pela forma como as hidrelétricas foram modeladas no COPA. Considerando que Itaipu foi alocada na região da bacia do Paraná (PR), o Paraguai apresenta apenas carga, que é atendida pela região Paraná. Por isso, o perfil semanal do Paraguai é análogo ao do Paraná, com a diferença de que o valor que o Paraguai recebe é consideravelmente menor do que o valor que o Paraná envia. Tal fato ocorre porque o Paraná também envia eletricidade para o Sudeste/Centro-Oeste e para o Sul.

Além disso, as regiões das usinas do rio Madeira e Nordeste são exportadoras de eletricidade. A primeira por apresentar apenas usinas de geração e nenhuma carga e a segunda por ter excesso de recursos renováveis variáveis, majoritariamente energia

eólica. Adicionalmente, as regiões Sul e Norte apresentam trajetórias complementares. Enquanto o Sul é exportador de eletricidade para o Sudeste/Centro-Oeste na primeira metade do ano, o Norte é importador de eletricidade nesse período. Na segunda metade do ano, esse comportamento se inverte, com o Sul passando a importar eletricidade do Sudeste/Centro-Oeste e o Norte passando a exportar eletricidade.

Além da operação ótima e do *curtailment*, o COPA permitiu o cálculo das curvas de duração de carga residuais para cada região, expostas na Figura 29.

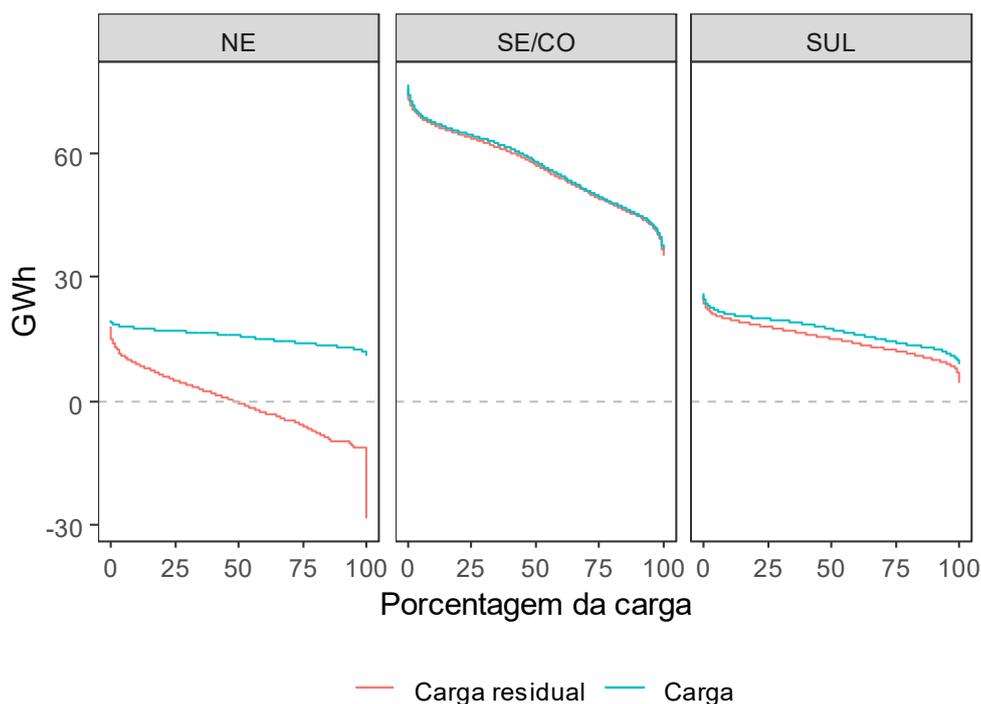


Figura 29: Curvas de duração de carga residuais por região - Cenário Referência

Fonte: Elaboração própria

A análise das curvas de duração de carga residuais mostra que o Nordeste apresenta geração maior do que a sua carga em 50% das horas do ano de 2030. Essa informação vem do fato da curva de duração de carga residual apresentar valores negativos nessas horas. Além disso, com 25 TWh, o Nordeste atende 100% da sua carga, enquanto o Sudeste/Centro-Oeste precisa de mais do 30 TWh em todas as horas do ano. Daí, vem a importância em se investir em transmissão do NE para o Sudeste/Centro-Oeste, garantindo assim o escoamento da eletricidade nesse sentido.

A estimativa das curvas de duração de carga residuais permitiu a atualização dos fatores de capacidade das fontes renováveis variáveis no MELP, mostradas na Tabela 34.

Tabela 34: Atualização dos fatores de capacidade - cenário Referência

Região	Fonte	FC ^a MELP	Potência (MW)	Geração COPA (TWh)	FC COPA	Diferenças percentuais ^b
Sudeste/Centro-Oeste	Fotovoltaica	25,64%	2.261	5,08	25,64%	0,00%
Sul	Eólica	38,70%	5.290	17,93	38,68%	-0,04%
Nordeste	Fotovoltaica	25,80%	6.982	15,62	25,55%	-0,98%
	Eólica	47,51%	30.961	123,27	45,45%	-4,33%
Notas:	^a FC é abreviação para fator de capacidade. ^b Diferenças percentuais dos FC do COPA em relação aos do MELP.					

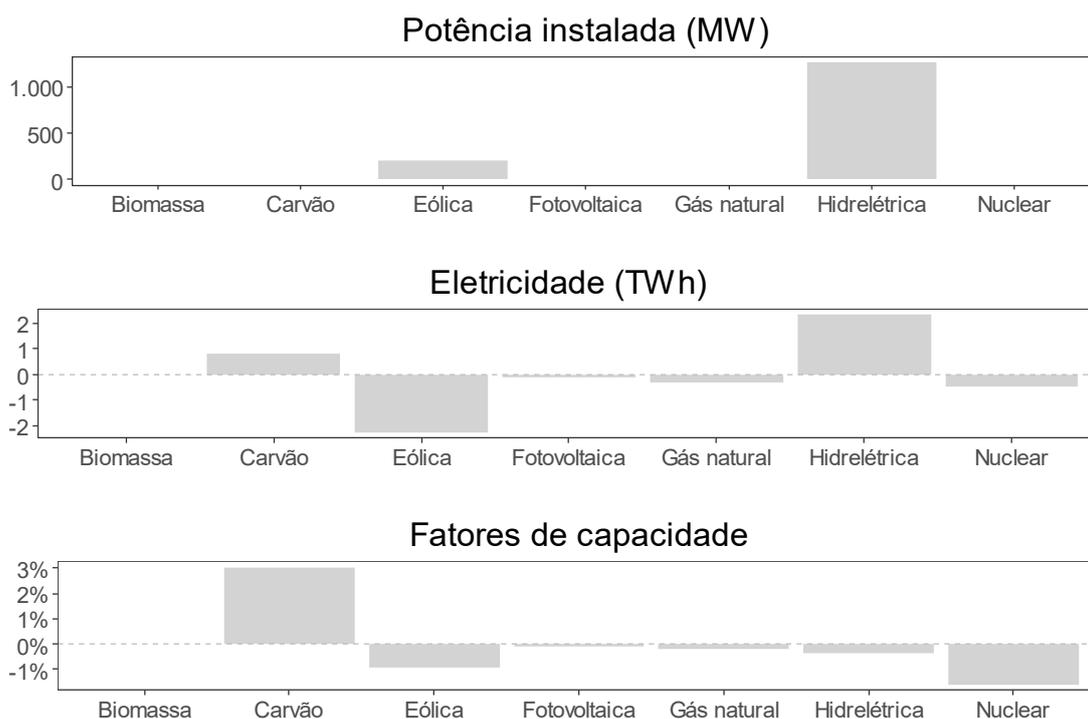
Fonte: Elaboração própria

Verificam-se exíguas diferenças entre os fatores de capacidade do MELP e aqueles resultantes da operação horária do COPA. As mudanças mais consideráveis estão na região Nordeste, em decorrência do já abordado corte de geração renovável variável. Nas demais regiões, os fatores do MELP e do COPA são muito próximos. Os fatores de capacidade totais de cada região são desagregados por períodos sazonais e patamares de carga, considerando a duração de cada patamar (10% para carga pesada, 52% para carga média e 38% para carga leve). Esta desagregação se faz necessária para que os dados fiquem no formato que o MELP recebe.

A atualização desses fatores configura-se na aplicação da curva de duração de carga residual ao MELP e gera uma nova configuração de expansão, que será mostrada na seção 4.1.3.

4.1.3 Impacto da curva de duração de carga residual no cenário Referência

As alterações nos resultados após a atualização dos fatores de capacidade sugerida pelo COPA são mostradas na Figura 30.



Nota: Os valores dos gráficos mostram as diferenças absolutas entre os resultados com e sem curvas de duração de carga residuais.

Figura 30: Impacto das curvas de duração de carga residuais na expansão - cenário Referência

Fonte: Elaboração própria

O ajuste nos fatores de capacidade do MELP gerado pelas curvas de duração de carga residuais calculadas no COPA geraram uma maior expansão eólica e hidrelétrica. A potência eólica foi 200 MW maior do que o MELP inicial, saindo de 36.252 MW para 36.452 MW. Essa expansão adicional ocorreu apenas para compensar a redução nos fatores de capacidade indicada pelo COPA.

A solução do modelo indicou a entrada de quatro hidrelétricas adicionais em relação ao caso sem as curvas de duração de carga residuais, totalizando 1.264 MW de capacidade instalada. São elas Bem Querer (650 MW em 2028), Tabajara (400 MW em 2030), Castanheira (140 MW em 2030) e Davinópolis (74 MW em 2030). Dada a maior potência de hidrelétricas no ano de 2030, a geração hidrelétrica resultante foi dois TWh maior do que no caso sem curvas de duração de carga residuais. Como consequência dessa maior eletricidade vinda das hidrelétricas, a geração eólica diminuiu, mesmo com o aumento da potência instalada.

Resumindo os principais resultados do cenário Referência, a Tabela 35 mostra a capacidade instalada de 2030, a geração ótima simulada pelo MELP e os fatores de capacidade resultantes para os casos na ausência e na presença de curvas de duração de carga residuais.

Tabela 35: Tabela comparativa dos resultados do cenário Referência com e sem curvas de duração de carga residuais - 2030

Fonte	Capacidade instalada (MW)		Geração eletricidade (TWh)		Fatores de capacidade (%)	
	sem CDCR	com CDCR	sem CDCR	com CDCR	sem CDCR	com CDCR
Biomassa	13.941	13.941	63,5	63,5	52,0	52,0
Carvão	3.017	3.017	8,0	8,8	30,2	33,2
Eólica	36.252	36.452	146,9	144,7	46,3	45,3
Fotovoltaica	9.243	9.243	20,7	20,6	25,6	25,5
Gás natural	19.353	19.353	52,7	52,4	31,1	30,9
Nuclear	3.395	3.395	26,0	25,5	87,3	85,7
Hidrelétrica	116.841	118.105	570,1	572,4	55,7	55,3
Total	202.041	203.505	887,8	887,8		

Nota: CDCR: curva de duração de carga residual.

Fonte: Elaboração própria

Em linhas gerais, o impacto da implementação das curvas de duração de carga residuais no MELP foi reduzido, uma vez que o modelo não apontou mudanças significativas em termos de expansão da capacidade e, conseqüentemente, de geração de eletricidade.

A explicação para tais resultados reside em dois fatores. Em primeiro lugar, destaca-se que como as fontes eólica *onshore* e solar fotovoltaica centralizada já são competitivas em termos de custos de investimento, foi necessário estabelecer restrições de capacidade máxima de entrada dessas fontes em cada ano a partir de 2025. Como esperado, o modelo expandiu o máximo que poderia para esse período. A expansão eólica *onshore* adicional entre o caso sem e com curvas de duração de carga residuais ocorreu antes dessa data.

Em segundo lugar, os modelos foram parametrizados de modo a serem compatíveis. Por exemplo, embora o COPA também seja capaz de indicar a necessidade adicional de investimento, optou-se por utilizar apenas o seu módulo de operação do sistema elétrico para que a capacidade instalada fosse a mesma em ambos modelos. Além disso, a integração entre eles ocorre via ajuste nos fatores de capacidade das fontes renováveis variáveis, em que suas médias anuais são as mesmas nos dois modelos. Isso indica que eles tiveram à disposição o mesmo recurso renovável, o que é de se esperar dado que ambos modelos analisam a operação do ano de 2030.

4.1.4 Comparação PDE 2029

Os resultados do cenário de referência de expansão do MELP sem as curvas de duração de carga residuais foram comparados com a expansão indicativa de referência do PDE 2029 (EPE, 2019a). Considerando que o MELP foi calibrado com informações de custos e premissas de expansão do PDE 2029, espera-se que os resultados sejam comparáveis. A potência de cada fonte no último ano de análise é mostrada na Figura 31.

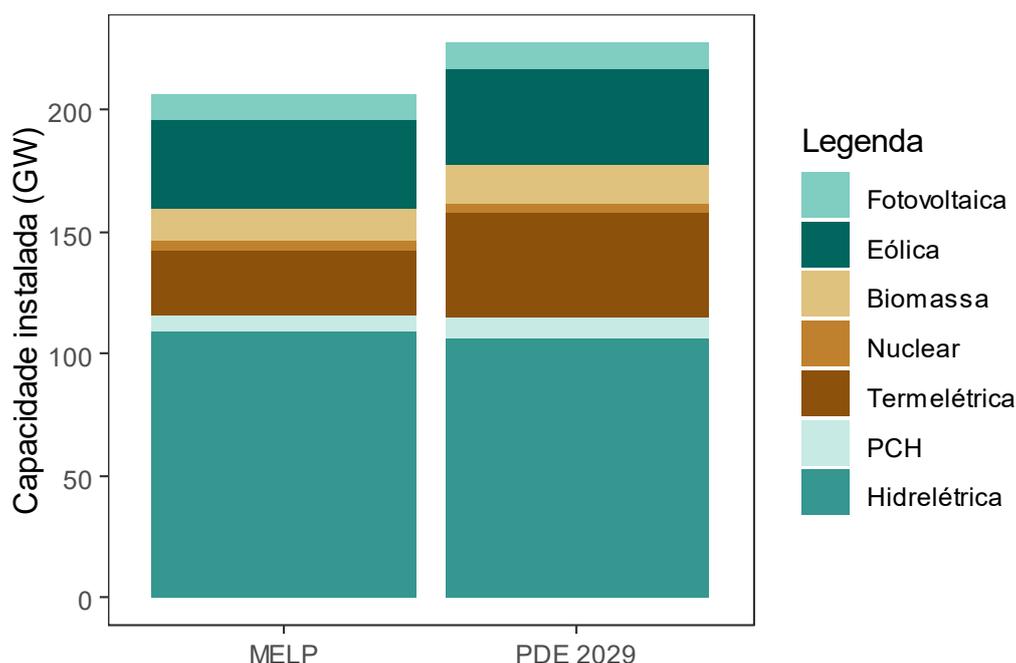


Figura 31: Comparação cenário de referência MELP x PDE 2029

Fonte: Elaboração própria com base em (EPE, 2019a)

O MELP chega em 2030 com 202 GW instalados contra 228 GW do PDE, representando 12% a menos de potência instalada. A principal diferença está na expansão termelétrica. O MELP instala 30% a menos dessa fonte. Essa diferença é explicada, em parte, pela diferença no fator de capacidade da biomassa. Como o MELP apresenta fatores de capacidade maiores do que o PDE, ele gera mais eletricidade com a biomassa e necessita de menor expansão termelétrica. Além disso, o PDE expande 5 GW de termelétrica de 2028 para 2029 sem detalhar os motivos. Nos anos anteriores, a maior expansão observada foi de 3,5 GW, o que leva a crer que o último ano do PDE pode ter superestimado a real necessidade termelétrica.

Diferenças adicionais ocorrem nas fontes renováveis. O total de hidrelétrica, agregando UHEs, CGHs e PCHs instalado no MELP, é 3 GW maior do que no PDE, representando uma diferença percentual de 2,5%. Em termos de renováveis variáveis, destaca-se que o MELP instalou 3,2 GW a menos de eólica do que o PDE e 1,4 GW a menos de fotovoltaica. Essas diferenças na expansão das renováveis variáveis são explicadas pelas diferenças nos fatores de contribuição das fontes renováveis variáveis nos dois modelos. Em geral, a contribuição das fontes no MELP é maior, justificando uma menor expansão no MELP quando comparada à expansão do PDE.

4.2 Cenário alternativo

A apresentação dos resultados do cenário Alternativo seguirá a mesma lógica de exposição do cenário Referência: expansão resultante do MELP sem as curvas de duração de carga residuais, resultados da operação da capacidade resultante de 2030 no COPA, construção e implementação da curva de duração de carga residual no MELP e resultados da expansão atualizados com as curvas de duração de carga residuais no MELP.

4.2.1 Expansão, operação e fatores de capacidade

A expansão acumulada por fonte do cenário Alternativo é mostrada na Tabela 36.

Tabela 36: Capacidade instalada por fonte - cenário Alternativo

Ano	Hidrelétrica	Termelétrica ^a	Nuclear	Eólica	Biomassa	Fotovoltaica	PCH
2015	86.336	17.236	1.990	7.633	10.573	21	5.284
2020	108.838	21.921	1.990	14.848	13.123	1.862	6.549
2025	109.192	25.414	1.990	21.252	13.941	4.243	7.165
2030	109.192	25.414	3.395	41.252	13.941	14.243	7.165

Notas: Valores em MW; ^a Engloba carvão, óleo diesel, óleo combustível, gás natural

Fonte: Elaboração própria

A expansão do cenário Alternativo indicou considerável expansão das fontes eólica e solar fotovoltaica, atingindo os limites máximos de penetração definidos pelas premissas, 20 GW e 10 GW de 2026 a 2030, respectivamente. Tais números representam 178% do valor de 2020 para a eólica e 665% do valor de 2020 para a fotovoltaica.

Hidrelétricas e termelétricas tiveram expansão mais modesta. Além da capacidade já contratada até 2023, apenas a hidrelétrica Itaocara I foi instalada em 2025. Ela se localiza no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e apresenta 150 MW de potência. Com respeito às termelétricas, assim como no cenário Referência, a fonte nuclear aumentou em 70% sua potência instalada total com a entrada em operação de Angra III. Além disso, o MELP chegou em 2030 com 3.000 MW de carvão e 18.353 MW de gás natural e 13.941 MW de biomassa de capacidade instalada.

Adicionalmente, os resultados da expansão podem ser segmentados por períodos: entre 2018 e 2023 (período de contratação) e de 2024 a 2030 (período de otimização). A Tabela 37 mostra esses resultados.

Tabela 37: Expansão por período - cenário Alternativo

Fonte	2018 a 2023	2024 a 2030
Hidrelétrica	7.367	150
Termelétrica	8.179	0
Nuclear	0	1.405
Eólica	5.048	22.800
Biomassa	760	0
Fotovoltaica	4.243	10.000 ^a
PCH	923	0

Notas: Valores em MW; ^a Não inclui geração distribuída

Fonte: Elaboração própria

Para o período de otimização, o modelo indicou a construção apenas de fontes renováveis e de Angra III, definida como expansão obrigatória. Este resultado reforça a possibilidade de a matriz elétrica brasileira atingir participações ainda maiores de fontes renováveis. Embora se faça necessário um estudo de viabilidade pelo ponto de vista elétrico, em termos de geração de eletricidade puramente, tal cenário se mostra viável com base no critério de minimização de custos. A participação das renováveis na capacidade instalada de 2030 fica em 86,58% no cenário alternativo.

Em termos de geração de eletricidade, a Tabela 38 mostra que a fonte predominante em 2030 continua sendo a hidrelétrica, seguida da eólica. A geração hidrelétrica é 554 TWh de eletricidade, equivalente a 62,4% da eletricidade total. Já a eólica, com 166,4 TWh, representa 18,8% da geração total do ano de 2030. Por outro lado, as fontes fósseis, gás natural e carvão, geraram apenas 5,2% da geração total no cenário Alternativo.

Tabela 38: Geração de eletricidade e fatores de capacidade por fonte | Alternativo

	Geração (TWh)	Fator de capacidade (%)
Biomassa	63,2	51,79
Carvão	6,6	25,13
Eólica	166,4	46,04
Fotovoltaica	32,2	25,80
Gás natural	40,0	24,86
Hidrelétrica	554,0	54,35
Nuclear	25,5	85,70
Total	887,9	

Fonte: Elaboração própria

Os fatores de capacidade das fontes se enquadram nos limites estabelecidos nas premissas. Comparando com o cenário Referência, o modelo gerou mais 19,5 TWh com eólica, 11,5 TWh a mais de fotovoltaica, 12,7 TWh a menos com gás natural, 1,4 TWh a menos com carvão e 16,1 TWh a menos com hidrelétricas. Tais diferenças se explicam pela maior potência instalada de usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas no Alternativo e menor expansão de termelétricas a gás natural e hidrelétricas.

Os resultados de capacidade instalada do cenário Alternativo foram incluídos no COPA para permitir o cálculo das curvas de duração de carga residuais e a atualização dos fatores de capacidade das fontes renováveis variáveis. Esses resultados serão mostrados na seção 4.2.2.

4.2.2 Resultados COPA

O primeiro resultado a ser destacado do COPA Alternativo é a geração total por fonte, exposto na Tabela 39.

Tabela 39: Geração de eletricidade COPA 2030 - cenário Alternativo

Fonte	Geração (TWh)
Biomassa	61,9
Carvão	10,7
Eólica	158,3
Fotovoltaica	31,6
Gás natural	35,3
Hidrelétrica	563,6
Nuclear	26,3
Total	887,8

Fonte: Elaboração própria

A geração de eletricidade ótima definida pelo COPA é formada, majoritariamente, pelas fontes hidrelétrica (63,5% da eletricidade total) e eólica (17,8% da eletricidade total). Em comparação com o COPA do cenário Referência, o Alternativo gerou mais eletricidade com as fontes renováveis variáveis, como esperado, por conta da maior potência instalada dessas fontes no cenário Alternativo. Por outro lado, as termelétricas movidas a gás natural reduziram sua geração em 25,9 TWh.

Embora a geração pelas fontes renováveis variáveis seja maior no cenário Alternativo do que no Referência, o COPA Alternativo apresenta valores menores do que o MELP Alternativo. Tal diferença é explicada pelo *curtailment* que o COPA identifica. Em outras palavras, existem determinadas horas no ano de 2030 em que os recursos intermitentes superam a carga e/ou que falta capacidade de linhas de transmissão para escoar a geração renovável do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste.

A operação horária nas semanas de maior e menor corte positivo foram analisadas e são mostradas na Figura 32 e Figura 33 para as regiões Nordeste e Sul respectivamente. As semanas foram as mesmas do cenário de referência: cinco a doze de fevereiro foi a de maior *curtailment* e de 16 a 23 de julho, a de menor *curtailment*.

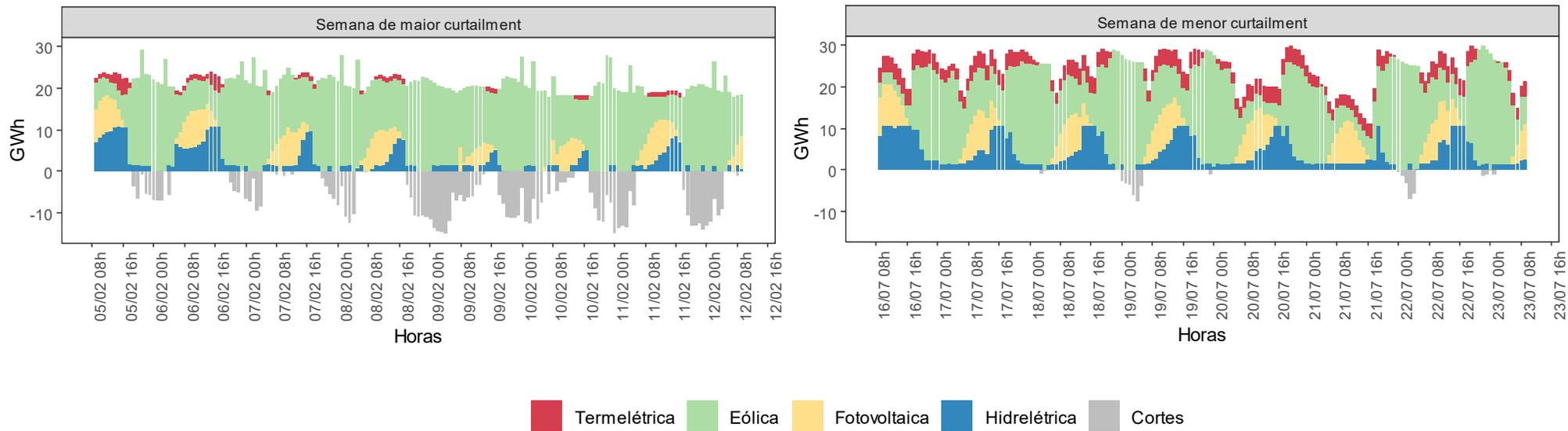


Figura 32: Operação horária para as semanas escolhidas | Nordeste | Alternativo

Fonte: Elaboração própria

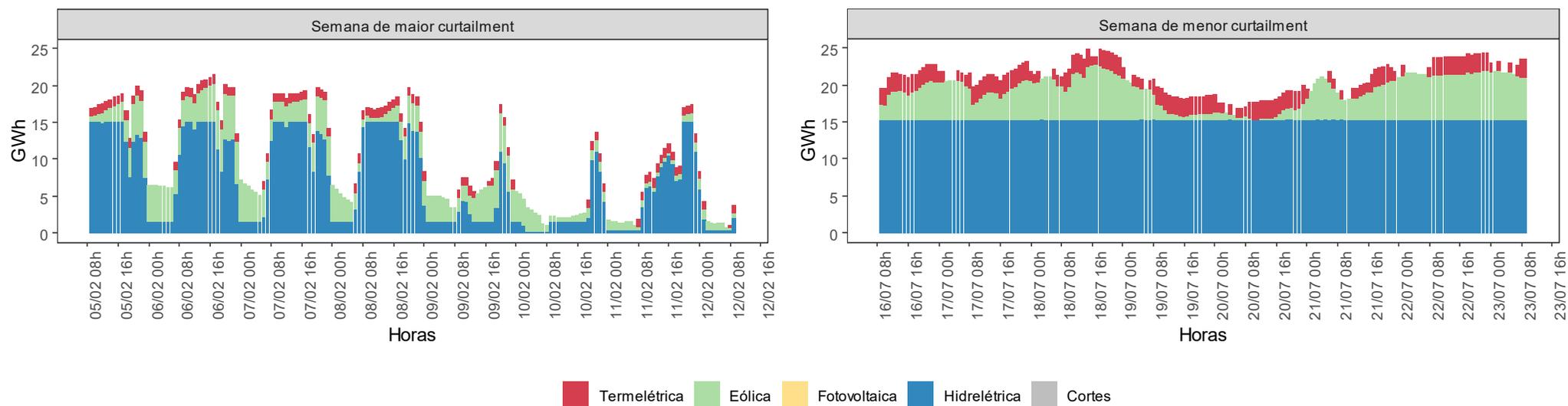


Figura 33: Operação horária para as semanas escolhidas | Sul | Alternativo

Fonte: Elaboração própria

As interpretações da Figura 32 são semelhantes aquelas da Figura 23. Observa-se uma menor geração termelétrica na semana de maior *curtailment* no Nordeste, mas a geração termelétrica não foi nula, porque o sistema precisou das usinas termelétricas em determinadas horas do dia. Tipicamente, as horas em que houve geração termelétrica são aquelas de maior carga, isto é, perto da metade do dia e no início da noite, entre 19h e 21h. A semana de menor *curtailment* apresentou menor recurso renovável disponível no Nordeste, o que levou a uma maior geração termelétrica. Além disso, em ambas semanas observa-se a complementariedade entre as fontes solar fotovoltaica e hidrelétrica no Nordeste. Vale ressaltar que a semana de maior corte apresenta maior disponibilidade de recursos renováveis variáveis.

A região Sul (Figura 33), por sua vez, não teve geração de eletricidade pela fonte solar fotovoltaica. A fonte predominante nesse região é a hidrelétrica, apresentando maior geração na semana de menor *curtailment*, principalmente devido ao fato da carga ser maior nessa semana. A carga maior na semana de menor *curtailment* também exigiu mais geração termelétrica no Sul.

Assim como no cenário Referência, as causas do corte podem ser investigadas com o seu histograma. Dessa forma, a Figura 34 mostra o histograma dos cortes para o cenário Alternativo.

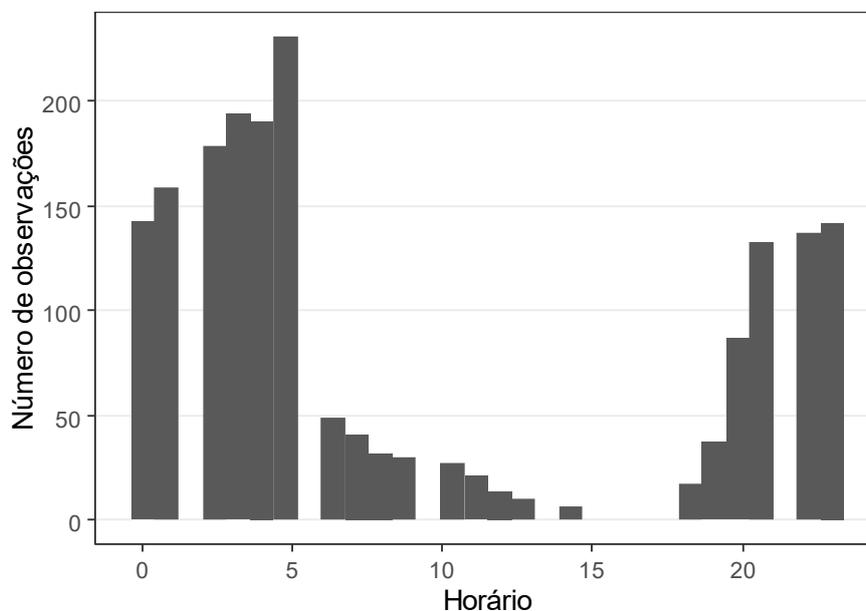


Figura 34: Histograma curtailment Brasil - cenário Alternativo

Fonte: Elaboração própria

O histograma do *curtailment* mostra a maior concentração de ocorrências nas horas da madrugada e depois das 20h, sugerindo que o principal motivo para o *curtailment* é o excesso de recurso em relação à carga. Esse também foi a principal causa no cenário Referência.

Para confirmar essa hipótese, a Figura 35 mostra o perfil horário dos cortes nas duas semanas analisadas.

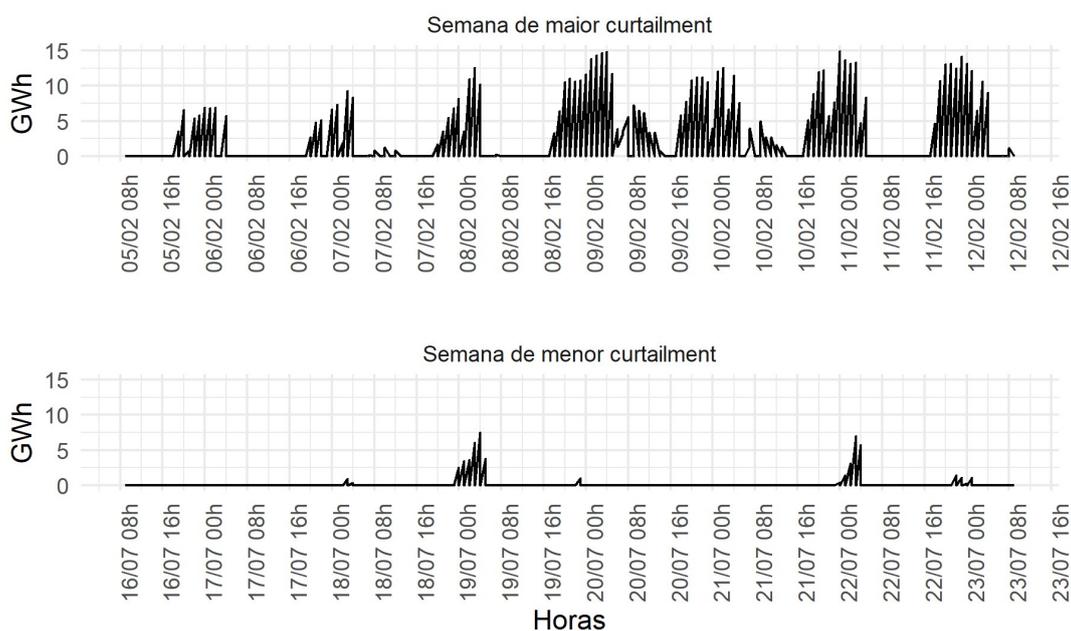


Figura 35: Curtailment horário nas semanas escolhidas Brasil - cenário Alternativo

Fonte: Elaboração própria

A semana de maior *curtailment* comprova a ideia de que a falta de carga é a principal razão dos cortes de geração, porque eles acontecem em maior magnitude nas horas da madrugada. Tal fato também confirma que a fonte eólica é a que mais sofre cortes, porque como as usinas fotovoltaicas no COPA são consideradas sem armazenamento, a solar fotovoltaica não entrega eletricidade ao sistema à noite. No entanto, no cenário Alternativo observa-se um número maior de ocorrências de corte em horários afastados da madrugada, como mostrado nos dias 9 a 11 de fevereiro, com observações de cortes na geração desde as 16h até a madrugada. Nesses dias, a falta de linhas de transmissão também causou cortes de carga. Com relação à semana de menor *curtailment*, cortes significativos foram observados apenas nos dias 19 e 22 de julho e

apenas nas horas da madrugada. Tal fato indica que a falta de carga é a principal causa dos cortes na semana de menor *curtailment*.

Uma forma adicional de comprovar essa informação é verificando as médias por hora dos cortes, mostradas na Figura 36. Verifica-se que, embora existam momentos de falta de linhas de transmissão, as maiores médias são observadas nas horas da madrugada. A diferença em relação ao cenário Referência é que os valores de *curtailment* são maiores no Alternativo, por conta da maior potência eólica instalada nesse cenário. Enquanto o Referência apresenta a média máxima de 600 MWh, o Alternativo apresenta 3.000 MWh.

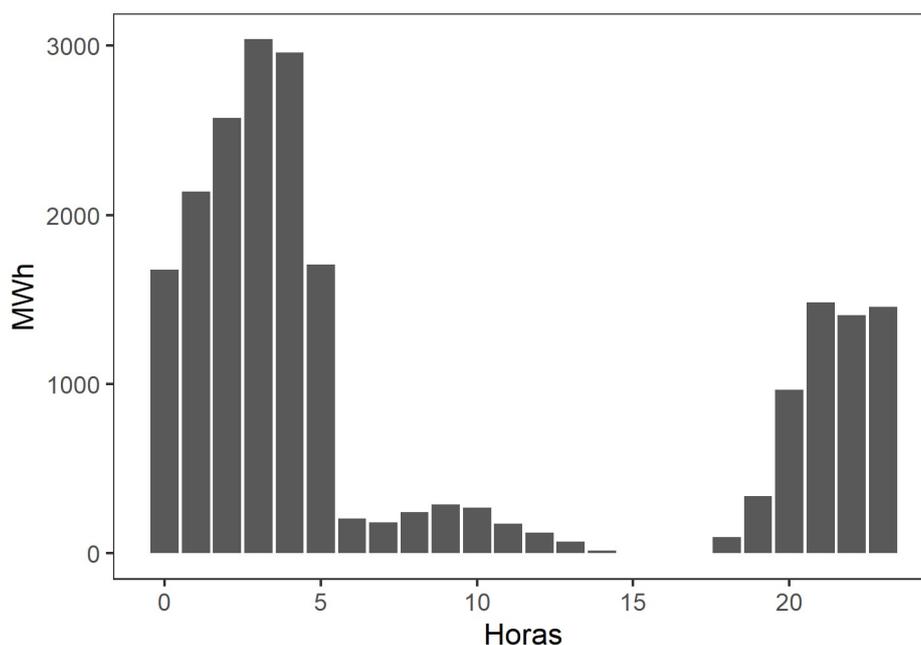


Figura 36: Média dos cortes por hora | 2030 | Nordeste | Alternativo

Nota: A única região com valores de *curtailment* não desprezíveis foi o Nordeste.

Fonte: Elaboração própria

Assim como no cenário Referência, um detalhamento do *curtailment* por região mostra que ele acontece apenas no Nordeste e no Sul (valores desprezíveis). A Tabela 40 expõe o corte total por região.

Tabela 40: *Curtaimento* por região e por fonte - cenário Alternativo

Região	Tecnologia	Curtaimento (TWh)	Porcentagem da geração (%)
Nordeste	Fotovoltaica	0,527	2,23%
Nordeste	Eólica	7,289	5,52%
Sul	Eólica	0,005	0,02%

Fonte: Elaboração própria

Verifica-se que quase a totalidade do corte ocorre na geração eólica no Nordeste, que concentra a maior potência instalada das renováveis variáveis, resultando em 7,29 TWh de corte, equivalente a 5,52% da geração de eletricidade da região para o ano de 2030. A potência instalada eólica em 2030 para o cenário Alternativo é 33.461 MW no Nordeste e 7.790 MW no Sul. Já a solar fotovoltaica apresenta capacidade instalada de 3.560 MW no Nordeste.

As regiões exportadoras e importadoras líquidas de eletricidade também foram identificadas no cenário Alternativo. A Figura 37 mostra as trocas de eletricidade entre as regiões.

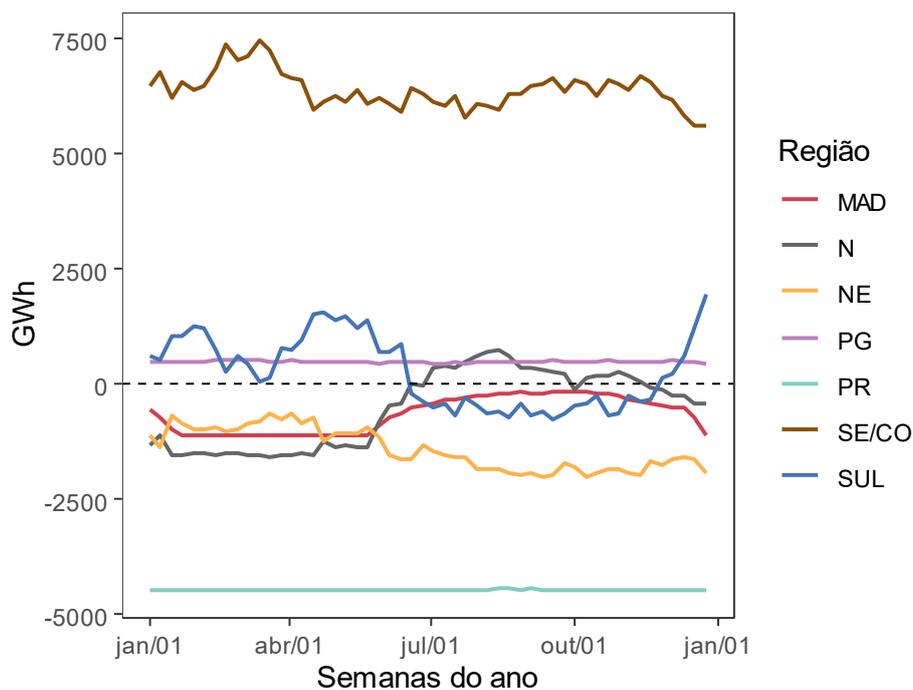


Figura 37: Intercâmbio semanal de eletricidade | Alternativo

Fonte: Elaboração própria

A Figura 37 mostra o mesmo comportamento entre os cenários Alternativo e Referência para todas as regiões: Sudeste e Paraguai como importadores líquidos, Madeira e Nordeste como exportadores líquidos e o Sul com trajetória complementar ao Norte.

Acrescenta-se aos resultados do COPA Alternativo a Figura 38 com as curvas de duração de carga residuais das regiões com geração renovável variável.

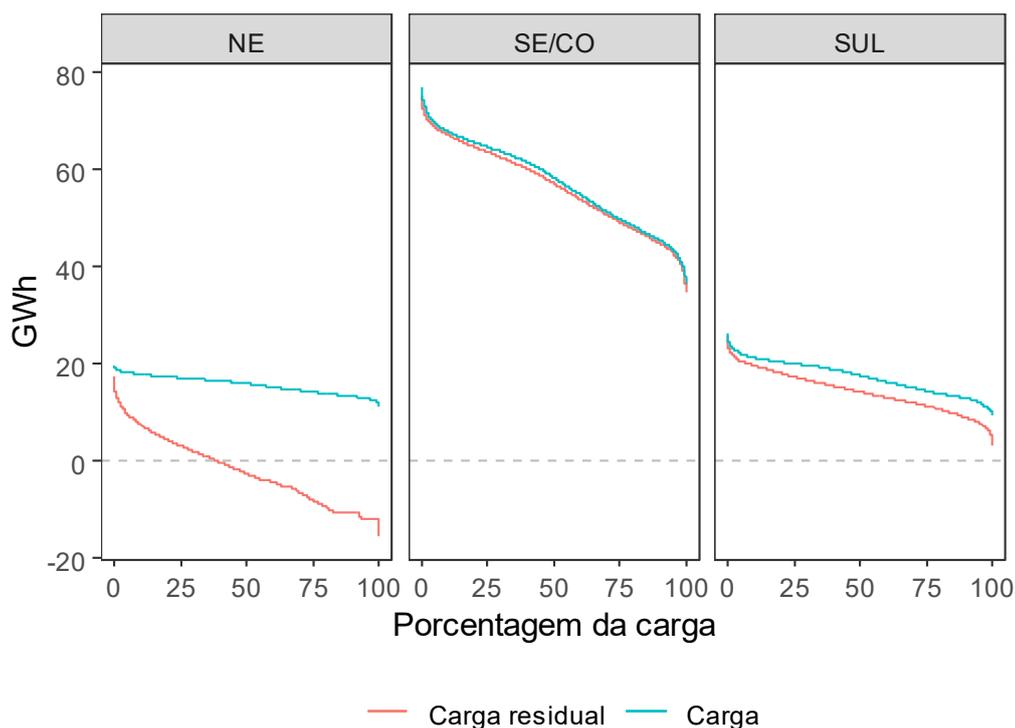


Figura 38: Curvas de duração de carga residuais por região - Cenário Alternativo

Fonte: Elaboração própria

As curvas de duração de carga residuais mostram que o Nordeste é um exportador líquido de eletricidade no ano, dado que ele precisa de 20 TWh em 100% das horas para atender toda a sua carga e em mais de 50% das horas a geração renovável variável é maior do que esse valor. Por outro lado, o Sudeste-Centro-Oeste sempre necessita de mais do que 35 TWh e não atinge geração renovável variável suficiente para atender a essa carga em hora alguma do ano. Dessa forma, a capacidade de transmissão no sentido do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste se mantém importante para a integração das fontes renováveis variáveis, não apenas no cenário Referência, mas também no Alternativo. Por fim, o Sul não é um exportador líquido de energia renovável, porque sua carga residual não é menor do que zero durante as 8.760 horas do ano simulado de 2030.

Com a estimativa de geração das fontes renováveis variáveis, seus novos fatores de capacidade foram calculados de modo a retornarem para o MELP. A Tabela 41 mostra a atualização desses fatores.

Tabela 41: Atualização dos fatores de capacidade - cenário Alternativo

Região	Fonte	FC ^a MELP	Potência (MW)	Geração COPA (TWh)	FC COPA	Diferenças percentuais ^b
Sudeste/CO	Fotovoltaica	25,64%	3.561	8,00	25,64%	0,00%
Sul	Eólica	38,70%	7.790	26,40	38,68%	-0,04%
Nordeste	Fotovoltaica	25,80%	10.682	23,61	25,24%	-2,18%
Nordeste	Eólica	47,51%	33.461	131,94	45,01%	-5,25%

Notas:

^aFC é abreviação para fator de capacidade

^bDiferenças percentuais dos FC do COPA em relação aos do MELP

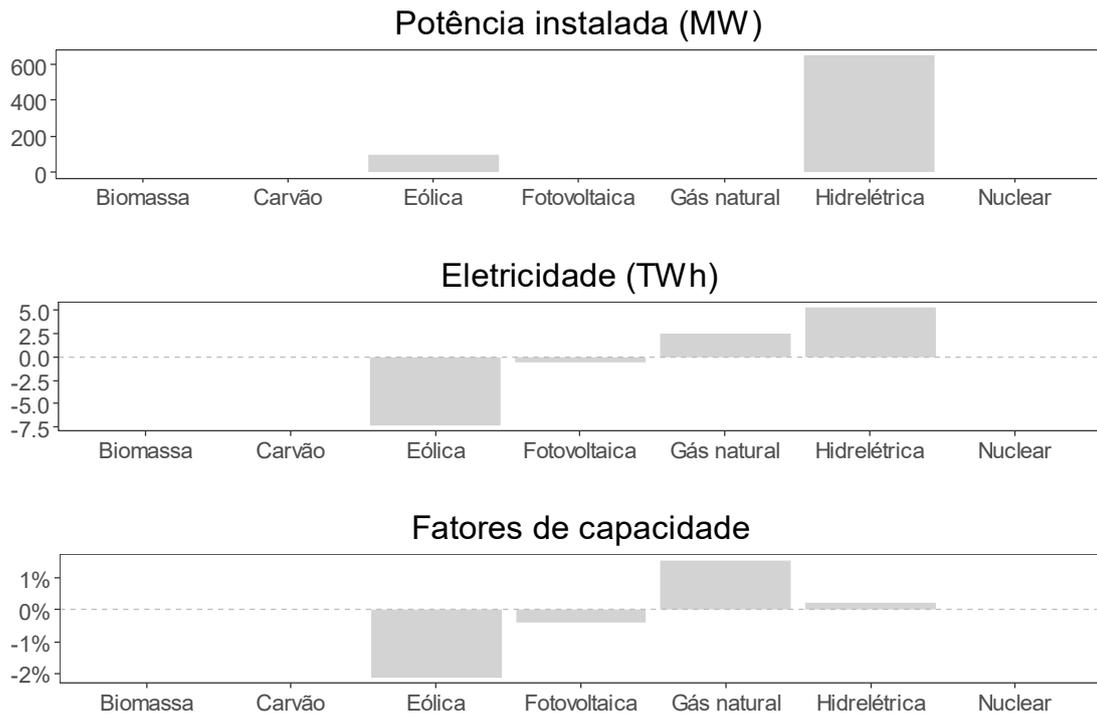
Fonte: Elaboração própria

O fator de capacidade da solar fotovoltaica no Sudeste/Centro-Oeste foi o único que se manteve, indicando que não houve *curtailment* nessa região. Desse modo, todo o recurso disponível foi transformado em eletricidade em dita região. Nas demais áreas, o corte reduziu os fatores de capacidade. O Nordeste indica a maior diferença nos fatores de capacidade: 2,18% para a fotovoltaica e 5,25% para a eólica. Já o Sul apresenta uma redução de 0,04%. Cabe a ressalva de que mesmo com duas das três regiões tendo cortes, a máxima redução nos fatores de capacidade foi de 5,25%.

Com essa atualização, os fatores de capacidade foram desagregados pelos patamares de carga e períodos sazonais, seguindo a mesma lógica explicada na seção 4.1.2, caracterizando a implementação das curvas de duração de carga residuais no MELP. Os resultados dessa integração entre os modelos está mostrado no item 4.2.3.

4.2.3 Impacto da curva de duração de carga residual no cenário Alternativo

As alterações nos resultados do MELP Alternativo com a presença de curvas de duração de carga residuais é mostrada na Figura 39.



Nota: Os valores dos gráficos mostram as diferenças absolutas entre os resultados com e sem curvas de duração de carga residuais.

Figura 39: Impacto das curvas de duração de carga residuais na expansão | Alternativo

A expansão do MELP com as curvas de duração de carga residuais gerou maior capacidade instalada total do que o caso sem elas. A expansão adicional se concentrou nas duas fontes com maior participação na capacidade instalada total em 2030: hidrelétrica, 650 MW a mais, e eólica, 100 MW adicionais.

Como o modelo já havia atingido o limite de entrada, tanto da fotovoltaica quanto da eólica para o período de 2026 a 2030, ele apenas acrescentou potência eólica para o ano de 2025. No entanto, mesmo com mais investimento, a redução dos fatores de capacidade vindos das curvas de duração de carga residuais fizeram com que a geração de eletricidade de 2030 fosse menor em 7,3 TWh, equivalente a 4,6% da geração eólica total do MELP Alternativo com curvas de duração de carga residuais. Os resultados em termos de fonte solar fotovoltaica indicam apenas a redução dos fatores de capacidade, sem acréscimo de potência instalada adicional.

Em termos de expansão hidrelétrica, o modelo acrescentou à expansão sem curvas de duração de carga residuais a construção da usina Bem Querere no ano de 2027, com capacidade instalada de 650 MW. Essa diferença gerou um aumento na geração de

eletricidade pela fonte hidrelétrica de 5,27 TWh. Considerando que a hidrelétrica chega a 2030 com 117 GW de capacidade instalada, tal geração adicional se reflete em um aumento marginal no fator de capacidade resultante pela operação do MELP de 2030.

As curvas de duração carga residuais, embora não tenham modificado a expansão, impactaram a operação das termelétricas movidas a gás natural. O MELP operou 2,49 TWh a mais dessa tecnologia no caso com as curvas de duração de carga residuais, aumentando em 1,55% o fator de capacidade observado no ano de 2030 dessa fonte. Tal aumento se explica pela redução dos fatores de capacidade determinada pelas curvas de duração de carga residuais.

Para resumir os resultados do cenário Alternativo, a Tabela 42 mostra a expansão, geração e fatores de capacidade resultantes em 2030 para os casos com e sem curvas de duração de carga residuais.

Tabela 42: Resultados do cenário Alternativo com e sem curvas de duração de carga residuais - 2030

Fonte	Capacidade instalada (MW)		Geração eletricidade (TWh)		Fatores de capacidade (%)	
	sem CDCR	com CDCR	sem CDCR	com CDCR	sem CDCR	com CDCR
Biomassa	13.941	13.941	63,2	63,2	51,8%	51,8%
Carvão	3.017	3.017	6,6	6,6	25,1%	25,1%
Eólica	41.252	41.352	166,4	159,1	46,0%	43,9%
Fotovoltaica	14.243	14.243	32,2	31,7	25,8%	25,4%
Gás natural	18.353	18.353	40,0	42,5	24,9%	26,4%
Nuclear	3.395	3.395	25,4	25,5	85,7%	85,7%
Hidrelétrica	116.357	117.007	554,0	559,3	54,4%	54,6%
Total	210.557	211.307	887,9	887,9		

Nota: CCR: curva de duração de carga residual.

Fonte: Elaboração própria

Em linhas gerais, verificam-se pequenas diferenças entre os resultados sem e com curvas de duração de carga residuais. Assim como no cenário Referência, o cenário Alternativo atinge elevadas participações de renováveis na capacidade instalada total. Por exemplo, para o caso sem CDCR, a matriz elétrica chega em 88% de renováveis, sendo

que 26,4% do total é representado pelas renováveis variáveis. Tais números se aplicam tanto para o caso com as CDCR quanto sem elas.

Considerando a geração de eletricidade, as renováveis apresentam 91,9% da geração em 2030, sendo 22,4% de eólica e solar fotovoltaica no caso sem CDCR e 91,6% de renováveis com 21,5% de eólica e solar fotovoltaica para o caso com CDCR.

Após a descrição dos resultados dos cenários Referência e Alternativo isoladamente, expõem-se as comparações entre os resultados dos dois cenários para o caso com as curvas de duração de carga residuais. Primeiramente, comparam-se as informações resultantes em termos de capacidade instalada, geração e fatores de capacidade observados em 2030. Em segundo lugar, são mostrados os resultados de custos totais dos cenários, verificando como se comportam os custos totais do sistema elétrico, considerando a entrada em larga escala das fontes renováveis variáveis.

4.3 Comparação entre os cenários Referência e Alternativo

A Tabela 43 mostra os resultados de expansão, geração e fatores de capacidade para os cenários Referência e Alternativo.

Tabela 43: Comparação resultados: Referência x Alternativo

Fonte	Capacidade instalada (MW)		Eletricidade (TWh)		Fator de capacidade (%)	
	Referência	Alternativo	Referência	Alternativo	Referência	Alternativo
Biomassa	13.941	13.941	63,5	63,2	52,0	51,8
Carvão	3.017	3.017	8,8	6,6	33,2	25,1
Eólica	36.452	41.352	144,7	159,1	45,3	43,9
Fotovoltaica	9.243	14.243	20,6	31,7	25,5	25,4
Gás	19.353	18.353	52,4	42,5	30,9	26,4
Hidrelétrica	118.105	117.007	572,5	559,3	55,3	54,6
Nuclear	3.395	3.395	25,5	25,5	85,7	85,7
Soma	203.505	211.307	887,9	887,9		

Fonte: Elaboração própria

Os resultados refletem as premissas de limites máximos de entrada das fontes renováveis variáveis em cada cenário e os seus fatores de capacidade. Como o cenário Alternativo permite uma entrada maior das fontes eólica e solar e elas já são competitivas em termos de custos nivelados, observa-se uma potência instalada total 3,83% maior

nesse cenário em comparação ao Referência. O Alternativo indica, ainda, uma necessidade 0,92% menor de hidrelétricas e 5,16% menor de termelétricas a gás natural.

Do ponto de vista ambiental, a expansão menor dessas duas fontes indica menos investimentos hidrelétricos na região Norte e menor emissão de gás de efeito estufa pelas termelétricas a gás. Em termos de custos, a construção em capacidade adicional do cenário Alternativo contribui para o aumento dos custos totais, uma vez que mais capacidade instalada significa um custo maior de investimento para construir as usinas suplementares.

Em termos de geração de eletricidade, os resultados alinham-se com a expansão. As renováveis variáveis geram mais energia elétrica no cenário Alternativo do que no Referência, uma vez que apresentam maiores capacidades instaladas. A fonte hidrelétrica e as termelétricas a gás natural reduzem suas gerações de eletricidade no cenário Alternativo em relação ao Referência. O carvão segue a mesma tendência. Considerando que o MELP minimiza o custo total do sistema, reduzir a utilização de termelétricas fósseis e nucleares diminui os custos variáveis, uma vez que as fontes atuantes no lugar delas são as renováveis variáveis, que apresentam custos de operação praticamente desprezíveis em relação aos seus custos de investimento.

Os fatores de capacidade das fontes estão em concordância com os fatores observados nos dias atuais. Por exemplo, na média, hidrelétricas apresentam fatores de capacidade da ordem de 55%. As renováveis intermitentes dependem da disponibilidade de recursos para definir seus fatores de capacidade: 25% para a solar fotovoltaica nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e 43% a 45% para a eólica no Nordeste são estimativas realistas (EPE, 2019b, GRUBER, 2017, GRUBER *et al.*, 2019, PFENNINGER *et al.*, 2016).

Após a exposição dos resultados de expansão, geração e fatores de capacidade, o próximo tópico a ser abordado é a análise dos custos dos cenários (seções 4.4 e 4.5).

4.4 Cálculo dos custos totais no MELP

O cálculo dos custos de investimento e operação do MELP segue uma metodologia específica (CEPEL, 2018). Em relação aos custos de investimento, o MELP

soma todo o plano de desembolsos¹⁷ e leva a valores do ano de entrada em operação da usina. Posteriormente, esse valor é anualizado e somam-se a ele os custos fixos de operação e manutenção (O&M). Os custos de investimento são uniformizados e levados a valor presente do primeiro ano do estudo. Para os custos de operação, o modelo multiplica a geração de eletricidade pelo respectivo custo variável unitário (CVU) da usina. Esses valores são uniformizados e trazidos a valor presente para o primeiro ano do estudo.

A uniformização dos custos de operação consiste na divisão de cada valor pela taxa de desconto, como feito em fluxos de duração infinita (perpetuidades da matemática financeira) (SAMANEZ, 2007). Como cada projeto entra em operação em um determinado ano, se faz necessário a referida uniformização para que seus custos sejam comparáveis, independentemente do tempo. Caso contrário, usinas que entrassem em operação em anos próximos ao último ano do horizonte teriam sua real competitividade distorcida. Para o caso das termelétricas movidas a combustíveis fósseis, seus custos de operação seriam subestimados, porque elas operariam por poucos anos. Já as usinas movidas a fontes renováveis não teriam tempo para amortizar os custos de investimento, que seriam sobrestimados.

Para resolver esse problema, o MELP considera que todas as usinas apresentam “vida útil infinita”, como se todas as plantas operassem por vários anos à frente do horizonte de planejamento. Com isso, seus custos de investimento são comparados nesse ano futuro e trazidos a valor presente do primeiro ano do estudo, obtendo-se a função objetivo do modelo.

4.5 Custos totais dos cenários

Os custos totais dos cenários fornecem um importante resultado do presente trabalho, uma vez que permitem responder à pergunta: o que pode acontecer com os custos totais do sistema elétrico em cenários de larga escala de fontes renováveis variáveis?

¹⁷ O plano de desembolsos é definido como a forma de se incorrer nos custos de investimento. Determina-se em quantos anos o investidor paga pelo custo de investimento (CAPEX) total da planta e quais parcelas são incorridas em cada um desses anos. Um exemplo de plano de desembolso seriam duas parcelas em que se paga 50% do custo de investimento no primeiro ano e 50% no segundo.

A Tabela 44 mostra os custos totais de investimento, operação e totais dos cenários Referência e Alternativo para todo o horizonte de planejamento.

Tabela 44: Comparação entre os custos totais dos cenários

Custos	Referência ^a	Alternativo ^a	Variações ^b	
			%	Milhões R\$
Investimento	207.661	209.680	0,97%	2.018
Operação	120.294	113.234	-5,87%	-7.060
Custo total	327.955	322.914	-1,54%	-5.042

^a Valores de 2018.
^b Cenário alternativo em relação ao cenário de referência.

Fonte: Elaboração própria

Comparando os cenários Alternativo e Referência, tem-se que o aumento no custo de investimento é compensado pela redução no custo de operação, fazendo com que o custo total do cenário Alternativo seja 1,54% menor. O custo de investimento maior justifica-se pelo maior investimento em capacidade. Como mostrado na Tabela 43, o cenário alternativo investe 211 GW contra 203 GW do cenário de referência até 2030. O menor custo de operação é explicado pela maior parcela de capacidade renovável com custos marginais praticamente nulos. Vale a ressalva de que esses resultados foram obtidos a partir da consideração de que a disponibilidade de recursos naturais estaria condizente com o histórico no ano de 2030. Caso se observe uma realidade diferente, os custos totais podem se alterar, uma vez que são dependentes dos recursos naturais disponíveis para a operação das usinas movidas a fontes renováveis. Assim, ressalta-se a importância de se relaxar hipóteses do estudo para generalizar os resultados de que os custos totais se reduzem com a entrada em larga escala de fontes renováveis variáveis.

Ainda assim, embora a redução nos custos totais tenha sido ínfima, a análise mostra que eles não são onerados por um sistema com larga escala de renováveis variáveis. Dessa forma, considerando a redução nos custos totais e associando esse aspecto ao fato de que as fontes renováveis variáveis trazem os benefícios ambientais necessários ao contexto de transição energética, afirma-se que é factível o planejamento de um sistema elétrico com larga escala de usinas movidas a essas fontes.

Um detalhamento interessante da análise dos custos totais é segmentá-los em categorias de acordo com o período em que o custo foi incorrido. A Figura 40 mostra os

custos de investimento e operação incorridos até 2023 e após 2023. Ela ilustra, ainda, os custos de investimento incorridos até 2017, em valores de 2018.

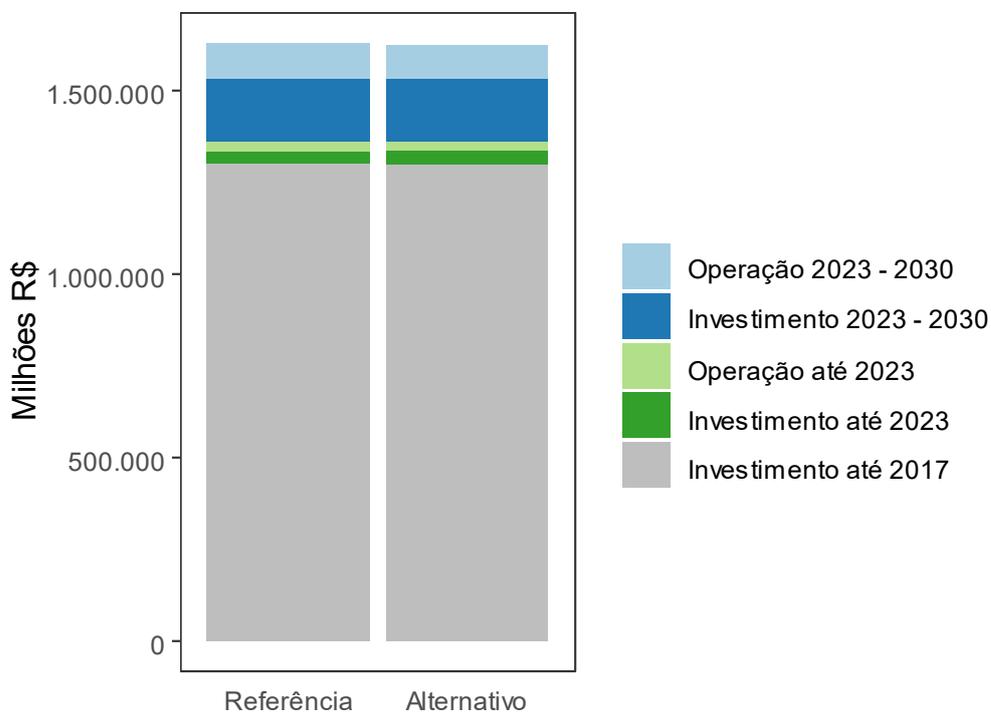


Figura 40: Custos por período

Fonte: Elaboração própria

A segmentação dos custos revela que a redução dos custos de operação para o período pós 2023 é maior do que o aumento do custo de investimento para o mesmo período. Comparando o cenário Alternativo em relação ao Referência, enquanto o custo de investimento aumenta em 1,17% no período, o custo de operação é 7,28% menor. Tal fato explica o menor custo total do cenário Alternativo.

A importância em se planejar adequadamente os investimentos fica destacada na Figura 40. Uma vez incorridos, os custos de investimento apresentam grande relevância nos anos futuros, porque os ativos do setor elétrico apresentam vida útil da ordem de vinte, trinta ou, até mesmo, cinquenta anos. As variações em uma base de valores muito elevada representam mudanças relativamente moderadas.

5 Discussão dos resultados

Os resultados da tese mostraram que os custos totais do sistema elétrico se reduzem em 1,54% (5 bilhões de R\$ de 2018) com a entrada em larga escala das fontes renováveis variáveis, resultado que pode ser considerado como praticamente indiferente à situação de referência. Tal fato ocorre porque o aumento no custo de investimento foi mais do que compensado pela redução nos custos de operação, causada porque as usinas eólicas e fotovoltaicas apresentam custos marginais de operação praticamente nulos. Dessa maneira, considerando que a entrada em larga escala das fontes renováveis variáveis não onera os custos totais do sistema e levando em conta os benefícios ambientais dessas fontes, afirma-se que é vantajoso economicamente planejar o sistema elétrico com elevadas participações de fontes renováveis variáveis. Uma ressalva cabível é o fato de que a redução no custo total foi obtida a partir de disponibilidade de recursos naturais condizente com o histórico. Para o caso de recursos diferentes, os custos totais poderiam ser maiores.

Adicionalmente, os resultados mostram que o sistema elétrico brasileiro é capaz de integrar as fontes renováveis variáveis até a escala sugerida no presente trabalho sem consideráveis problemas, uma vez que não apresenta incremento nos custos totais e a participação do *curtailment* em relação à geração das usinas eólicas e fotovoltaicas é reduzida nos dois cenários analisados.

Vale ressaltar que a metodologia aplicada poderia gerar resultados de custos totais maiores ou menores do que aqueles calculados no cenário Referência. Embora possa parecer que os custos totais só poderiam diminuir do Referência para o Alternativo, porque as opções de renováveis variáveis são maiores no Alternativo e essas são as fontes mais baratas atualmente, tal fato não se aplica. Maiores níveis de investimento em fontes renováveis variáveis, além de aumentarem os custos de investimento do cenário, também podem levar a maior necessidade de expansão em linhas de transmissão, contribuindo para aumentar o custo total do cenário. Por outro lado, a geração renovável vinda dessas usinas apresenta custos variáveis nulos, deslocando a geração termelétrica a combustíveis fósseis e atuando para a redução dos custos totais do cenário. Como não é possível saber *ex-ante* qual é o efeito líquido dessas dinâmicas, apenas a rodada dos modelos é capaz de responder se a redução nos custos operacionais mais do que compensa o aumento nos custos de investimento em cada cenário.

A metodologia que levou aos resultados consistiu na integração entre dois modelos: o MELP, simulando a expansão do sistema elétrico brasileiro até 2030 e o COPA, simulando a operação horária da capacidade instalada resultante em 2030. Essa integração foi feita por meio do cálculo das curvas de duração de carga residuais, permitindo a atualização dos fatores de capacidade das estações do ano em cada fonte.

Os custos totais dos cenários foram semelhantes entre eles, por conta das premissas de expansão similares. Enquanto o cenário Referência permite que a eólica expanda 3.000 MW por ano, o Alternativo está limitado a 4.000 MW por ano. Já para a fonte solar fotovoltaica, os limites são 1.000 MW por ano no Referência e 2.000 MW por ano no Alternativo. Essas premissas são válidas para o período de 2026 a 2030. Para que os resultados dos cenários fossem ainda mais diferentes, seria necessário aumentar esses limites de entrada das fontes renováveis no cenário Alternativo. A questão encontrada é que a EPE elabora essas premissas baseando-se em informações sobre o potencial de recurso renovável em cada região do Brasil e considerando as limitações de capacidade da indústria em prover os equipamentos necessários para a construção das usinas. Dessa forma, o cenário Alternativo não poderia ser muito mais ambicioso do que o já sugerido pela EPE (EPE, 2019a) para se manter factível do ponto de vista da capacidade de fornecimento de equipamentos da indústria e comparável com os números dessa instituição.

Adicionalmente, os resultados das curvas de duração de carga residuais gerados pelo COPA não alteraram significativamente a expansão resultante do MELP, porque as premissas dos cenários levam a capacidade instaladas das fontes eólica e fotovoltaica que foram facilmente absorvidas pelo sistema elétrico brasileiro, por conta da flexibilidade da fonte hidrelétrica e do fato desse sistema ser interligado. A consequência desse resultado é a baixa ocorrência de cortes na geração renovável variável e pouca diferença na operação do sistema nos dois cenários analisados. Incrementos nas premissas de expansão de renováveis variáveis tendem a aumentar o impacto dos resultados do COPA no MELP. Por exemplo, cenários com expansão de 10.000 MW por ano de fontes renováveis variáveis tenderiam a aumentar os custos de investimento, por um lado, e diminuir os custos de operação por outro. Se os investimentos em linhas de transmissão acompanharem a expansão da capacidade, é possível inferir que os custos totais de cenários extremos tendem a ser menores do que os cenários mostrados na presente tese.

O principal motivo seria que a redução no custo operacional mais do que compensaria o

aumento nos custos de investimento. Esta justificativa se baseia no fato de que a redução no custo de operação mais do que compensou o aumento nos custos de investimento para cenários de menor expansão renovável variável. Dado que esse fato foi observado em cenários menos ambiciosos, possivelmente o mesmo comportamento seria obtido em cenários com maiores níveis de renováveis variáveis.

Uma alternativa para diferenciar os resultados do MELP e do COPA, por exemplo, seria permitir que o COPA fizesse investimentos em capacidade adicional em relação ao caso do MELP sem as curvas de duração de carga residuais. Com isso, os resultados de geração renovável variável do COPA seriam ainda mais diferentes do que foram e as curvas de duração de carga residuais teriam mais impacto na expansão quando fossem implementadas no MELP. No entanto, os modelos não estariam representando o mesmo sistema elétrico, porque a capacidade instalada do COPA seria diferente daquela definida pelo MELP. Isso geraria resultados inconsistentes entre os modelos. Daí, optou-se por impedir que o COPA investisse e utilizá-lo como modelo de operação do setor elétrico, sem considerar seu módulo de investimento. Como consequência, as curvas de duração de carga residuais ficaram sujeitas à influência da variabilidade dos recursos naturais e do *curtailment*, de modo que a geração do COPA poderia ser, no máximo, igual à do MELP, para os casos em que não houvesse *curtailment*. O interessante é que ainda assim, fazendo com o que o MELP invista mais em capacidade renovável, o custo total do cenário Alternativo ficou levemente menor, de modo que a economia nos custos de operação mais do que compensaram o aumento nos custos de investimento, como já citado.

O resultado de que a entrada em larga escala de fontes renováveis variáveis pode diminuir os custos totais dos sistemas elétricos é corroborado por alguns estudos. MATSUO *et al.* (2020) fizeram um trabalho para o Japão e concluíram que os casos com baterias de íon lítio e hidrelétricas reversíveis tendem a reduzir os custos totais do sistema elétrico japonês. Sem considerar essas tecnologias, os custos totais ficam mais sujeitos a variações das condições meteorológicas. No caso brasileiro, apresentado na presente tese, os custos totais não ficaram ainda mais sujeitos a variações nas condições climáticas com a entrada em larga escala das renováveis variáveis devido à capacidade de armazenamento das hidrelétricas, que garantem a estabilidade no suprimento de eletricidade. Esse resultado foi observado na operação horária no Nordeste (Figura 23 e

Figura 24), em que a hidrelétrica atendeu à carga quando a geração fotovoltaica cessou por conta do pôr do sol.

WANG *et al.* (2020) desenvolveram um modelo de operação com discretização de meia-hora para simular os sistemas elétricos irlandês e francês e concluíram que os custos totais são menores nos cenários com maiores parcelas de fontes renováveis variáveis. Essa análise, feita para o ano de 2030, para a Irlanda, mostrou que os custos totais se reduzem o equivalente a 13 bilhões de reais¹⁸ do cenário referência em comparação com o cenário alternativo. Isso equivale a sair de uma participação de renováveis na matriz de 56% para 61%. No caso da França, os custos se reduzem na ordem de 21 bilhões de reais, saindo de uma participação de renováveis de 43% para 56%. No caso brasileiro, analisado nesta tese, o custo se reduz em 5 bilhões de reais evoluindo de uma participação de 85,5% para 86,5% de renováveis variáveis na capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro. A menor redução para o caso brasileiro é explicada pelo fato do país já apresentar uma elevada participação de fontes renováveis em sua matriz, fazendo com que seja mais difícil reduzir ainda mais o custo ao aumentar a capacidade instalada de fontes renováveis. Além disso, WANG *et al.* (2020) levaram em conta custos de carbono no sistema elétrico, o que aumenta a competitividade das renováveis em relação às fontes fósseis. O presente trabalho não considerou custos de carbono no sistema elétrico. Caso fossem implementados, a tendência é que a redução dos custos totais do cenário Referência para o Alternativo seria maior.

Ao estudarem o caso do Reino Unido, PFENNINGER *et al.* (2015) verificaram como evoluem os custos nivelados de cenários com diversas combinações entre as fontes fósseis, a nuclear e fontes renováveis. Esses custos foram calculados como o quociente entre os custos totais do cenário e a eletricidade gerada. Os custos totais são obtidos por meio da soma entre os custos de construção das usinas e seus custos de operação. Os autores perceberam que para combinações com até 70% de renováveis, os custos nivelados ficam essencialmente nos mesmos valores de hoje em dia. A partir dessa porcentagem, os custos nivelados começam a ficar levemente maiores, em torno de 0,10 libras por kWh. Já para participações entre 90% e 100% de renováveis, os custos nivelados aumentam significativamente. Os resultados desta tese, de maneira geral, se aproximam dessa mensagem, porque os dois cenários analisados apresentam

¹⁸ A moeda utilizada pelos autores foi euro. A taxa de câmbio utilizada foi 6,5 R\$ por euro.

praticamente os mesmos custos totais. A diferença é que a participação das renováveis sem alterar significativamente os custos é maior no caso brasileiro do que para o Reino Unido. Em termos de custos nivelados para o sistema elétrico brasileiro, calculados da mesma maneira que PFENNINGER *et al.* (2015), o cenário Alternativo apresentou um valor 0,56 centavos de R\$/kWh menor do que o Alternativo. A participação das renováveis na capacidade instalada total, como já citada, foi 85,5% no Referência e 86,5% no Alternativo. Vale a ressalva de que o sistema elétrico do Reino Unido difere do brasileiro, uma vez que é majoritariamente termelétrico. Por esse motivo, os resultados numéricos não são exatamente comparáveis, embora as conclusões sejam semelhantes.

Enquanto PFENNINGER *et al.* (2015) sugerem que os custos não são consideravelmente afetados para parcelas de renováveis de até 70%, UECKERDT *et al.* (2013), em seu estudo para os sistemas elétricos europeus, afirmam que os custos começam a aumentar consideravelmente a partir de uma capacidade instalada eólica de 20%. Segundo eles, a variabilidade dessa fonte passa a gerar custos adicionais de termelétricas fósseis na Europa para compensar os momentos de falta de recurso eólico a partir dessa parcela na capacidade instalada total. Além disso, os autores afirmam que o aumento nos custos totais pode ser mais do que compensado ao se internalizar ao planejamento variáveis de sustentabilidade, como o preço de carbono, por exemplo. Desse modo, eles afirmam que a participação ótima da fonte eólica nos sistemas elétricos europeus pode e deve ser maior do que 20%, em configurações economicamente viáveis. A título de comparação, o presente trabalho atinge 18% de capacidade instalada eólica na capacidade total do cenário Referência (36,4 GW) e 20% no Alternativo (41,3 GW). Em termos de geração de eletricidade, a fonte eólica varia em torno de 15,9% (COPA) a 16,5% (MELP) da geração total no cenário Referência e entre 17,8% (COPA) e 18,7% (MELP) no cenário Alternativo. Ressalva-se que os autores avaliaram os aspectos da integração das renováveis variáveis em um sistema majoritariamente termelétrico, que não conta com as vantagens de excesso de disponibilidade, complementariedade entre os recursos hídricos, eólicos e solares e capacidade de armazenamento hidráulico, como é o caso do sistema brasileiro. Aplicando-se a mesma metodologia para o Brasil, certamente, a participação eólica na capacidade instalada total antes de começar a aumentar os custos totais seria maior. Além disso, o trabalho é de 2013, ano em que as fontes renováveis variáveis apresentavam-se em estágios de maturidade muito menor do que os dias atuais,

implicando em custos de investimento consideravelmente maiores do que os valores dos dias atuais.

Por outro lado, alguns estudos chegaram a conclusões de que a entrada em larga escala das fontes renováveis variáveis tende a aumentar os custos totais do sistema elétrico. BROUWER *et al.* (2016) estudaram a Europa Ocidental e verificaram que com a capacidade instalada de eólica e solar fotovoltaica somadas variando entre 40% e 80%, os custos totais tendem a aumentar em 12%. As justificativas dos autores para esse aumento são custos de investimento relativamente elevados e a necessidade de compensação dos momentos de falta de recursos, que os autores denominaram custos de integração. Para o caso brasileiro, tais justificativas não se aplicam, porque os custos de investimento das fontes eólica e solar fotovoltaica já são competitivos atualmente e pelo fato de o Brasil se aproveitar da oferta de flexibilidade de hidrelétricas, o que gera uma menor necessidade de compensação da falta de recursos eólicos e solares por termelétricas com elevados custos operacionais. Vale ressaltar que a regulação atual não remunera as hidrelétricas pelos serviços de flexibilidade providos. Como tais serviços não são previstos nos contratos, a tendência é que os custos adicionais do fornecimento de flexibilidade recaiam sobre as tarifas de eletricidade. Para corrigir essa distorção, no longo prazo, se faz necessário o planejamento da remuneração adequada da flexibilidade provida pelas hidrelétricas. Já para as termelétricas a gás, para que forneçam flexibilidade, estas usinas devem ser pensadas para esse propósito, com a instalação de turbinas de ciclagem rápida, aumentando os custos nivelados dessa fonte.

ELLISTON *et al.* (2016) analisaram a penetração em larga escala de fontes renováveis no sistema elétrico australiano e verificaram que os custos aumentam linearmente para participações de zero a 80% de fontes renováveis na capacidade instalada total. As tecnologias renováveis consideradas foram hidrelétricas, hidrelétricas reversíveis, fotovoltaica centralizada, eólica e solar CSP. A partir de 80% de parcela de renováveis, os custos passam a aumentar mais rapidamente, por conta da entrada da tecnologia CSP. Para a presente tese, mesmo com participações de renováveis maiores do que 80% nos dois cenários analisados, não observou-se um aumento dos custos totais e nem a entrada da tecnologia CSP na expansão resultante do MELP. A ausência do CSP se deve ao elevado custo de investimento observado nos dias atuais.

Um ponto destacado por ELLISTON *et al.* (2016) é que a fonte eólica apresenta participações maiores do que a solar fotovoltaica em todos os cenários analisados. Esse

resultado também foi observado nesta tese. A Tabela 45 mostra a comparação entre capacidade instalada, geração de eletricidade e fator de capacidade de cada trabalho.

Tabela 45: Comparação entre os resultados de Elliston et al (2016) e este trabalho em termos de capacidade instalada, eletricidade e fator de capacidade das renováveis variáveis

	Elliston <i>et al</i> (2016)		Este trabalho	
	80% renováveis		Ref: 85,5% renováveis	
	Eólica	FV	Eólica	FV
Capacidade instalada (GW)	39	6	36	9
Eletricidade (TWh)	130	19	145	21
Fator de capacidade (%)	38%	34%	45%	25%
	90% renováveis		Alt: 86,5% renováveis	
Capacidade instalada (GW)	46	6	41	14
Eletricidade (TWh)	142	17	159	32
Fator de capacidade (%)	35%	34%	44%	25%

Fonte: Elaboração própria a partir de ELLISTON *et al.* (2016)

As capacidades instaladas das fontes eólica e fotovoltaica são semelhantes nos dois estudos, com exceção da fotovoltaica que no cenário Alternativo do presente trabalho apresenta 14 GW de capacidade instalada contra apenas 6 GW do cenário com 90% de participação de renováveis para o caso australiano. Em ambos os estudos, a capacidade instalada eólica é consideravelmente maior do que a solar fotovoltaica. Para o caso de ELLISTON *et al.* (2016), o que explica essa predominância da fonte eólica é o seu menor custo de investimento à época do estudo. Enquanto a eólica custava 1.809 U\$/kW, a fotovoltaica custava 2.278 U\$/kW, 26% a mais. Já no Brasil, mesmo a fonte eólica apresentando um custo de investimento 37% maior do que a fotovoltaica atualmente, 4.800 R\$/kW contra 3.500 R\$/kW (EPE, 2019b), o maior investimento é justificado pela maior disponibilidade de recursos, resultando em fatores de capacidade em torno de 80% maiores das usinas eólicas em comparação com as usinas fotovoltaicas – 45% em média para as usinas eólicas e 25% para as usinas fotovoltaicas.

CHEN *et al.* (2020) fizeram um estudo de caso para a China e concluíram que os custos totais aumentam em 3% nos cenários com elevadas participações de renováveis variáveis. Esse resultado foi encontrado, porque o sistema chinês indicou a necessidade de compensar a variabilidade das fontes eólica e solar fotovoltaica com termelétricas

fósseis, que apresentam custos variáveis de operação maiores do que as renováveis variáveis. Além disso, o modelo proposto pelos autores opera em escala horária apenas quatro dias típicos do ano, de modo que não é possível captar a complementariedade sazonal das fontes renováveis. Essa complementariedade, caso exista, reduziria a necessidade de despacho de termelétricas fósseis, levando a menores custos totais de geração de eletricidade.

No caso brasileiro apresentado na presente tese, os custos totais tiveram uma redução marginal no cenário com maior participação de renováveis variáveis, resultado diferente daquele encontrado no trabalho sobre o sistema elétrico chinês. Essa diferença se deve ao fato de que o modelo COPA simula a operação ótima em escala horária para um ano completo, de modo a captar a complementariedade entre os recursos naturais, não identificada no modelo de CHEN *et al.* (2020). Adicionalmente, o sistema elétrico brasileiro, em muitos momentos, compensa a falta de geração eólica e solar com usinas hidrelétricas, que apresentam custos marginais de operação relativamente baixos quando comparados com os custos das termelétricas fósseis necessárias na China.

Um estudo adicional que aborda os custos da entrada em larga escala das fontes renováveis variáveis no Brasil foi feito por ROMEIRO *et al.* (2020). Os autores sugerem a necessidade de que a contratação das usinas de geração de eletricidade seja pautada por um índice que capte mudanças na configuração do sistema elétrico que ocorrem ao longo do tempo. Tais mudanças dizem respeito à penetração em larga escala das fontes renováveis variáveis e à evolução da estrutura de ativos do sistema elétrico. Para isso, os autores destacam a importância de que a contratação de eletricidade para os próximos anos considere aspectos como a incorporação dos custos da variabilidade de curto prazo e os benefícios da flexibilidade das usinas hidrelétricas, o cálculo dos custos marginais em menores intervalos de tempo, de modo a assimilar flexibilidade das fontes e o armazenamento de eletricidade, a localização das plantas no índice custo-benefício e reavaliação dos desenhos de mercado atuais (ROMEIRO *et al.*, 2020).

Dentre os pontos levantados pelos autores, o presente trabalho aborda os benefícios da flexibilidade vinda das usinas hidrelétricas e analisa a operação em escala horária. O aumento de flexibilidade das hidrelétricas foi indiretamente considerado no presente trabalho, uma vez que observou-se que essa fonte complementou a geração renovável variável em momentos de falta de recursos eólicos e solares. Dessa forma, evitaram-se gastos adicionais com operação das termelétricas. Pelo lado da operação

horária, esta tese reconhece a importância dessa discretização nos modelos de operação não apenas para captar a variabilidade dos recursos naturais e modelar com mais precisão as usinas movidas à fontes renováveis variáveis, mas também para o cálculo dos custos marginais de operação, que possam sinalizar aos agentes o real custo de geração da unidade adicional de eletricidade em cada hora do dia, impactando diretamente a comercialização de eletricidade. No entanto, por utilizar um modelo de operação determinístico, o presente trabalho não está apto a calcular estimativas do custo marginal de operação como é feito pelo NEWAVE uma vez que este modelo calcula este indicador como a média dos custos marginais de operação dos 2.000 cenários, sendo que cada um considera uma hidrologia diferente. Os demais aspectos citados, como a reavaliação dos desenhos atuais de mercado e custos diferentes por regiões (custos locacionais) não foram tratados nesta tese por não fazerem parte do escopo, embora sejam questões importantes para o planejamento de longo prazo do sistema elétrico nacional.

Dada a importância já destacada da representação da operação em escala horária para o planejamento da expansão e geração do setor elétrico brasileiro, cabe uma comparação entre o estudo de SAPORTA (2017) e esta tese. Embora o objetivo do autor seja diferente da análise dos custos totais do sistema, ele também simulou a operação horária do sistema elétrico brasileiro projetado para 2030. Uma semelhança metodológica é a utilização de 2013 como o ano meteorológico típico para a construção dos perfis de carga. A diferença a ser destacada é que o autor atinge um valor de carga a ser atendida para a região Norte consideravelmente maior do que esta tese, porque a curva de carga de 2013 apresentou uma mudança estrutural não corrigida. Esta mudança foi a interligação do município de Manaus ao SIN no mês de julho de 2013. No presente trabalho, optou-se por ajustar o perfil da carga do Norte, corrigindo essa quebra estrutural. Ainda em termos de modelagem, SAPORTA (2017) não considerou a fonte eólica na região Norte, porque identificou que não existem locais com potencial eólico significativo. Essa premissa, corroborada por WWF-BRASIL (2016), também foi utilizada nesta tese. Duas diferenças adicionais merecem destaque. A primeira é que a capacidade instalada de 2030 dos dois trabalhos é diferente, porque eles se basearam em premissas de expansão de Planos Decenais diferentes. Enquanto SAPORTA (2017) considerou o PDE 2024, o presente trabalho fez uso das premissas do PDE 2029. Além disso, o modelo de operação também foi diferente. SAPORTA (2017) recorreu ao PLEXOS (BRIEN *et al.*, 2012). Já esta tese fez uso do COPA. Considerando os resultados, observa-se que os perfis de

intercâmbio entre as regiões são semelhantes ao longo do ano analisado. Por exemplo, SAPORTA (2017) mostra que a região Nordeste recebe eletricidade do nó de Imperatriz no primeiro semestre do ano e esse fluxo se inverte na segunda metade do ano no seu cenário de referência para 2030. Embora a presente tese mostre que a região Nordeste é exportadora líquida de eletricidade ao longo de 2030, o mesmo resultado foi encontrado. Isso se explica porque a interligação Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste sempre envia eletricidade para o Sudeste, de modo que o balanço entre eletricidade enviada e recebida, tanto por Imperatriz quanto pela interligação Nordeste Sudeste/Centro-Oeste sempre indica a exportação líquida de eletricidade por parte do Nordeste.

Ainda com relação à operação horária do sistema brasileiro para o ano de 2030, DIUANA *et al.* (2019) realizaram um estudo verificando impactos da entrada em larga escala de usinas eólicas na região Sul do Brasil. Assim como na presente tese, os autores aplicaram a metodologia de integração de modelos. No entanto, o processo de integração foi diferente do utilizado nesta tese. Os autores utilizaram um modelo de avaliação integrada que forneceu a expansão para um modelo econômico de despacho horário, que operou o sistema proposto e estimou alguns impactos da configuração do sistema resultante. A diferença é que os autores não retroalimentaram o modelo de expansão com informações da operação.

Entre os resultados, os autores verificaram uma redução da ordem de 50% nos custos de operação do sistema elétrico modelado do cenário *baseline* para o cenário alternativo. Diferentemente, o presente trabalho identificou uma redução da ordem de 5,87% do cenário Referência para o Alternativo. Tais diferenças ocorrem porque a capacidade instalada da região Sul em DIUANA *et al.* (2019) são maiores do que as do presente trabalho. Seu cenário de referência chega a 2030 com 3 GW de potência instalada, enquanto seu cenário alternativo atinge 12 GW de capacidade instalada eólica apenas no Sul, um valor quatro vezes maior. Já os resultados dessa tese atingem 5,3 GW para o cenário Referência e 7,8 GW de capacidade eólica no Sul para o cenário Alternativo, um valor 47% maior apenas. Vale ressaltar que essa redução de custos se refere apenas aos custos de operação, sem considerar os custos de investimentos necessários para construir essa capacidade adicional.

Os autores também verificaram ocorrências de cortes nos cenários analisados. O cenário de referência indicou 3 GWh em 2030, mesmo valor encontrado nesta tese. Considerando que DIUANA *et al.* (2019) operam uma maior capacidade instalada e

atingem o mesmo valor de *curtailment*, afirma-se que o modelo econômico de despacho utilizado pelos autores pode superestimar o recurso eólico da região quando comparado com os dados utilizados no COPA (GRUBER, 2017) ou estar aproveitando melhor os recursos no atendimento da demanda. Para se verificar qual ideia prevalece seria necessário comparar os perfis de carga, limites de linhas de transmissão e séries de tempo de recurso eólico utilizados nos dois modelos.

6 Conclusões, limitações e estudos futuros

Este trabalho teve como objetivo verificar em que medida a entrada em larga escala de fontes renováveis variáveis afeta os custos totais de geração de eletricidade no sistema elétrico brasileiro. A metodologia aplicada para atender a esse objetivo foi a integração entre um modelo de expansão (MELP) que fornece a capacidade instalada ótima para o ano de 2030 e um modelo de operação horária (COPA), que simula a operação ótima da capacidade definida pelo MELP. Os resultados do COPA retornam para o MELP, via curvas de duração de carga residuais, de modo a ajustar a geração estimada pelo modelo de expansão, aumentando a precisão no cálculo dos custos totais de geração de eletricidade.

Entre as contribuições do trabalho destacam-se um estudo de caso para o Brasil com vistas a entender como os custos totais podem evoluir com a entrada em larga escala de fontes renováveis variáveis. Embora existam estudos para países como China, Japão, Austrália e Europa, não foi identificado um trabalho que aplique as curvas de duração de carga residuais em sistemas hidrotérmicos com o mesmo objetivo. A vantagem da metodologia proposta é que ela contribui para a melhoria da representação da operação das fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada no MELP, porque ele opera em escala mensal, sem condições de captar variações relacionadas a intermitências dos recursos naturais. Com a aplicação da metodologia, embora a operação do MELP continue sendo simulada em escala mensal, ela passa a receber informações refinadas da operação simulada em escala horária, fornecidas pelo COPA.

Os resultados obtidos permitem que sejam tiradas algumas conclusões. Os custos totais do sistema se mantiveram praticamente constantes, com uma queda de 1,54% do cenário Alternativo em relação ao Referência. Houve o aumento dos custos de investimento necessário para instalar mais fontes renováveis variáveis, que foi compensado pela redução dos custos operacionais por conta dos custos marginais de operação nulos das fontes eólica e solar fotovoltaica. Dado que elas não oneram os custos totais, conclui-se que é viável o planejamento do sistema elétrico brasileiro com larga escala de fontes renováveis variáveis, principalmente ao se considerar os benefícios ambientais que elas trazem no contexto da transição energética. O trabalho também mostra que o sistema elétrico brasileiro é capaz de absorver com facilidade a escala de fontes renováveis variáveis sugerida no presente trabalho (18% a 22% de geração por

usinas fotovoltaicas e eólicas e 15% a 18% de capacidade instalada dessas fontes), sem gerar custos de integração adicionais. Os principais motivos são a flexibilidade provida pelas hidrelétricas e o fato do sistema ser interligado por linhas de transmissão. Esses motivos contribuem para que os cortes dos cenários analisados seja relativamente baixo em relação à geração renovável variável.

Uma conclusão adicional da análise de custos é que os investimentos feitos nos dias atuais são de extrema importância para o atingimento das metas relacionadas à transição energética, que envolvem a geração de eletricidade por fontes sustentáveis. Isso porque como os ativos de geração têm uma vida útil de 25 a 30 anos, as decisões tomadas atualmente têm baixo grau de reversibilidade. Por exemplo, ao se optar pela construção de termelétricas a gás, o sistema elétrico está se comprometendo a emitir uma certa quantidade de gases de efeito estufa sempre que essas usinas forem acionadas durante toda a sua vida útil.

Os resultados da tese foram obtidos por meio da comparação entre dois cenários de expansão de fontes renováveis variáveis. No MELP, o cenário Referência atinge 22,5% de participação das fontes eólica *onshore* e solar fotovoltaica centralizada conjuntamente na capacidade instalada total, enquanto o Alternativo chega a 26,3%. Em termos absolutos esses números representam 45,7 GW para o Referência e 55,6 GW para o Alternativo. Os limites máximos de expansão dessas fontes estão alinhados com os estudos de potencial de expansão por região definidos pela EPE.

Essa capacidade definida pelo MELP passou pela análise da operação horária no COPA, para o período de um ano completo. A partir de um olhar mais detalhado para a operação horária, observou-se que a hidrelétrica provê flexibilidade para o SIN em diversos momentos do ano. Tal fato evidenciou-se na região Nordeste nos instantes em que a solar fotovoltaica cessa por causa do pôr do sol. Nessas horas, a hidrelétrica entra atendendo à carga prontamente. Um estudo futuro que busque valorar a flexibilidade seria interessante para verificar como a competitividade entre as fontes varia com a consideração da flexibilidade. Por exemplo, as hidrelétricas e as termelétricas a gás com partida rápida ganhariam competitividade em relação às eólicas e solares fotovoltaicas nesse contexto. Além disso, a região Nordeste se mostrou muito relevante para a geração de eletricidade no contexto de larga escala de fontes renováveis variáveis, porque apresenta considerável potencial solar e eólico. A eletricidade gerada nessa região, em sua maioria, é direcionada ao Sudeste/Centro-Oeste, região de maior carga do SIN.

Um ponto que merece atenção é a possibilidade de ocorrência de *curtailment*, ou seja, cortes instantâneos na geração por excesso de recursos em relação à carga e/ou falta de capacidade de linhas de transmissão. O COPA identificou que os cortes ocorrem majoritariamente na fonte eólica e na região Nordeste. A análise detalhada do *curtailment* mostrou que o principal motivo desses cortes é o excesso de recurso em relação à carga. No entanto, também foram identificados momentos de falta de linhas de transmissão em ambos cenários. Por isso, destaca-se a necessidade de planejamento cuidadoso da expansão das linhas de transmissão, que considere a possibilidade de excesso de recurso de modo a se reduzir o corte.

Outras formas de evitar o *curtailment* são a instalação de baterias nas usinas e o uso de tecnologias *power-to-gas*, que utilizem a eletricidade gerada nos momentos de excesso de recursos para transformá-la em hidrogênio. Um estudo futuro interessante engloba a avaliação dos potenciais usos para a eletricidade que origina o *curtailment*, incluindo potencial de produção de hidrogênio, carregamento de veículos elétricos e gerenciamento pelo lado da demanda.

Em termos de resultados da integração entre o MELP e o COPA, o cenário Referência atingiu os limites máximos de expansão das fontes eólica e solar fotovoltaica, a partir de 2026, indicados pelo MELP. Os resultados da operação horária detalhados pelo COPA mostraram a redução na geração dessas fontes por conta das ocorrências de cortes. Com a aplicação das curvas de duração de carga residuais no MELP, indicando uma redução na geração eólica, o modelo expandiu marginalmente essa fonte antes de 2026, para compensar parte dessa redução, e o restante da potência necessária foi constituída por hidrelétricas. No cenário Alternativo, os limites de expansão de capacidade de renováveis variáveis eram maiores. Sendo assim, a partir do momento em que as curvas de duração de carga residuais indicaram uma redução na geração máxima dessas fontes, o MELP pôde expandir a capacidade das usinas eólicas e solares fotovoltaicas, resultando em menor potência adicional hidrelétrica do que no de Referência. A comparação entre esses resultados permite concluir que a tendência para os próximos anos é que a expansão continue se baseando, majoritariamente, em fontes renováveis, com preferência para as fontes eólica e solar fotovoltaica, seguidas das pequenas e médias hidrelétricas e das termelétricas a biomassa. Essa ordem se justifica por conta dos custos de investimento competitivos da solar e da eólica, e de restrições ambientais à construção de hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação. As termelétricas a biomassa ficam por último

nessa ordem devido ao seu maior custo de investimento quando comparada às tecnologias anteriores.

No entanto, alguns fatores podem alterar a competitividade das fontes eólica e solar. Por exemplo, se os empreendedores optarem pela instalação de baterias, de modo a tornar a geração elétrica dessas fontes mais segura, isso tende a encarecer os custos de investimento, porque o empreendedor passa a ter que instalar esses ativos de armazenamento. Por outro lado, os custos de operação tenderiam a diminuir dado que as usinas eólicas e fotovoltaicas deslocariam a geração de termelétricas movidas a combustíveis fósseis, como termelétricas a gás flexíveis, por exemplo. Nesse caso, dependendo da utilização das baterias, a tendência é que a redução nos custos operacionais mais do que compensem o aumento nos custos de investimento oriundos da instalação dos ativos de armazenamento. Dado que os cenários desenvolvidos no COPA apresentaram relativamente baixo *curtailment*, o armazenamento pode não influenciar consideravelmente. Mesmo assim, um estudo futuro que quantifique esses dois efeitos seria interessante. Ele poderia ser feito por meio do acréscimo de tecnologias novas ao COPA que seriam as usinas renováveis variáveis com ativos de armazenamento.

Alternativamente, se a regulação passar a estabelecer um mercado de serviços ancilares no SIN, as usinas com baterias podem receber receitas adicionais, que as usinas sem ativos de armazenamento não receberiam. Um possível estudo futuro seria verificar a viabilidade econômica de diferentes usos das baterias. As opções analisadas poderiam ser a suavização da intermitência ou o deslocamento da geração. Esse trabalho poderia analisar os usos dos ativos de armazenamento em diferentes arranjos regulatórios para estimar a viabilidade econômica de cada forma de utilização desses ativos.

Uma limitação adicional do presente trabalho é que ele deixa de captar alguns custos de integração das fontes renováveis variáveis. Entre os custos não captados está a necessidade de adequação da rede elétrica e de melhoria da qualidade da eletricidade entregue por essas fontes, em termos de parâmetros elétricos, como frequência estável e ausência de harmônicos. Como o COPA não representa a rede elétrica, para verificar se os resultados do modelo são viáveis em termos de parâmetros elétricos, uma análise de fluxo de cargas seria necessária. Sendo assim, uma sugestão de estudos futuros seria alimentar um modelo de fluxo de carga, como o ANAREDE, modelo também desenvolvido pelo CEPEL, por exemplo, com os resultados de operação do COPA, de modo a checar a viabilidade em termos elétricos das soluções encontradas nesse trabalho.

Ao não incorporar esses custos à análise, o presente trabalho subestima os custos de integração das fontes renováveis variáveis.

Destaca-se, ainda, que os custos de carbono não foram levados em conta no presente trabalho pelo fato do Brasil não apresentar esse mercado. Uma possibilidade de estudo futuro seria a implementação de diferentes custos de carbono para as tecnologias que emitem os gases de efeito estufa. O resultado esperado é uma redução maior nos custos totais dos cenários com maior participação de fontes renováveis variáveis, uma vez que a maior potência instalada de usinas eólicas e solares fotovoltaicas gera uma menor necessidade de complementação por termelétricas para a mesma disponibilidade de recursos naturais.

Em termos metodológicos, destacam-se limitações referentes às séries de tempo de recursos eólicos e solares. A utilização de uma série de tempo por região não reflete com precisão a variabilidade espacial dos recursos, ainda mais em regiões consideravelmente extensas, como aquelas consideradas no COPA. Mesmo levando em conta que esse procedimento se repete em modelos analisados na literatura, entende-se que a variabilidade espacial poderia ser melhorada. A maior discretização espacial modificaria a geração renovável variável, dependendo da disponibilidade do recurso horário em cada sub-região analisada. Como consequência, o *curtailment* da região poderia seguir a mesma tendência. De maneira geral, a agregação espacial tende a reduzir os cortes eólicos. Por outro lado, ao se compreender que este trabalho foi um dos primeiros esforços em termos de adaptação do COPA à realidade do SIN, é possível aceitar a hipótese de uma série de tempo de eólica e uma de solar por região. Um estudo de caso que busque aumentar a discretização espacial dessas fontes pode ser interessante, tanto para representar melhor a geração elétrica quanto para avaliar o esforço computacional associado a esse detalhamento. Além disso, uma análise de sensibilidade que considere não apenas diferentes perfis dos recursos renováveis, mas também disponibilidades anuais distintas mostraria como o sistema elétrico brasileiro se comporta quando submetido a recursos diferentes do histórico em termos de disponibilidade hídrica, eólica e solar.

Ainda no que tange as séries de tempo de recursos renováveis, as séries de recursos solares, retiradas da plataforma *Renewables Ninja*, apresentam informações não validadas estatisticamente para o território brasileiro, de modo que elas podem conter vieses estatísticos. A comparação com outras bases de dados mostrou que esta plataforma tende

a subestimar o recurso solar, mas ela foi utilizada pelo fato de fornecer dados completos e correlações semelhantes aos dados observados, além do elevado detalhamento espacial. Um estudo futuro que valide as séries temporais do *Renewables Ninja* para o Brasil, gerando novas séries calibradas seria de grande valia para melhorar a representação da disponibilidade de recursos solares no COPA.

Em termos de características do modelo de operação do setor elétrico, o fato de o COPA ser determinístico faz com que ele deixe de incorporar a incerteza da variabilidade dos recursos naturais. Por causa disso, esse modelo não está apto a calcular os custos marginais de operação do sistema elétrico. Um estudo futuro que acrescente a estocasticidade ao modelo permitiria verificar como a representação do sistema elétrico brasileiro desenhada no COPA se comporta em diferentes condições meteorológicas. Alternativamente, uma análise de sensibilidade variando as séries temporais de recursos eólicos e solares também atenderia a esse propósito.

No que diz respeito aos cenários desenvolvidos na tese, a principal limitação a ser destacada é o fato de suas premissas de expansão máxima das renováveis variáveis serem razoavelmente semelhantes. Enquanto o cenário Referência permite a entrada de 3.000 MW por ano de eólica e 1.000 MW por ano de solar fotovoltaica para o período de 2026 a 2030, o Alternativo apresenta os limites de 4.000 MW por ano e 2.000 MW por ano para eólica e solar fotovoltaica respectivamente. Esses valores foram adotados para manter a coerência com os estudos de potencial de expansão realizados pela EPE. Embora tenham levado a custos de investimento e operação diferentes, essas restrições de expansão das fontes renováveis variáveis resultaram em custos totais do sistema elétrico praticamente iguais entre os cenários. Um estudo futuro possível seria aumentar a diferença entre os limites de expansão dessas fontes, permitindo que o cenário Alternativo tenha uma maior capacidade instalada de usinas eólicas e solares fotovoltaicas. Para isso, seria possível aumentar o horizonte de estudo permitindo uma expansão maior do que aquela sugerida neste trabalho. Evidentemente, cenários mais ambiciosos em termos de penetração das fontes renováveis variáveis na matriz elétrica seriam possíveis. O resultado esperado é uma redução ainda maior dos custos totais em relação ao cenário de referência, considerando que a redução no custo de operação mais do que compensaria o aumento no custo de investimento decorrente da instalação de maior capacidade eólica e solar fotovoltaica. A principal ressalva a cenários mais ambiciosos seria a possibilidade

de não se sustentarem do ponto de vista elétrico, necessitando de estudos adicionais sobre a estabilidade da rede elétrica.

Adicionalmente, um estudo futuro interessante seria aumentar o detalhamento temporal das fontes renováveis variáveis no MELP, implementando a possibilidade de definição dos fatores de capacidade em escala mensal. Com isso, o MELP poderia absorver momentos de *curtailment* em cada região e ajustar a expansão do sistema de modo a atender à carga. Além disso, a troca de informações entre MELP e COPA seria maior.

No que tange as implicações políticas, o presente trabalho contribui com as discussões relacionadas à modernização do setor elétrico, trazidas na Consulta Pública 33 (MME, 2017). Precificação de carbono, retirada de subsídios das fontes renováveis variáveis e do *net-metering*, separação entre lastro e energia na contratação, regulamentação de usinas híbridas, granularidade horária no mercado de curto prazo, flexibilização dos requerimentos para a entrada de agentes no mercado livre estão entre os pontos destacados na Consulta Pública. A metodologia desta tese fez uso de um modelo de operação horário (COPA), capaz de considerar a variabilidade dos recursos renováveis na determinação do custo marginal de operação (CMO), mesmo que de forma simplificada por se tratar de um modelo determinístico. A investigação da geração renovável em escala horária pode auxiliar na definição de estratégias a serem adotadas pelo planejamento de modo a sugerir não apenas a geração otimizada do sistema elétrico brasileiro, mas também a análise do comportamento do setor elétrico em diferentes cenários de disponibilidade e variabilidade de recursos eólicos e solares.

7 Referências bibliográficas

(ONS), O. N. do S. "Plano Da Operação Elétrica 2019 / 2020 Pel 2018 Elétrica 2019 / 2020", 2020. .

ALBUQUERQUE, L. L. D. E. **Uma avaliação da aplicabilidade de otimização linear multiobjetivo no contexto do novo modelo institucional do setor elétrico**. 2005. 268 f. 2005. DOI: 10.1590/s0102-33061996000200016.

ALLEN, M. R., DUBE, O., P., SOLECKI, W., *et al.* **Framing and context In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the t. .** [S.l: s.n.], 2018.

ANDRESEN, G. B., SØNDERGAARD, A. A., GREINER, M. "Validation of Danish wind time series from a new global renewable energy atlas for energy system analysis", **Energy**, v. 93, n. 2015, p. 1074–1088, 2015. DOI: 10.1016/j.energy.2015.09.071. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.09.071>.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração (SIGA)**. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 1 out. 2020.

ANEEL. **Usina classificada como fio d'água**. 2011. Resolução Normativa nº 425. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&_101_assetEntryId=15835167&_101_type=content&_101_groupId=6568.

BERTSIMAS, D., LITVINOV, E., SUN, X. A., *et al.* "Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem", **IEEE Trans Power Syst**, v. 28, n. 1, p. 52–63, 2013. .

BOKU. **BOKU university**. 2020. Disponível em: <https://boku.ac.at/en/>. Acesso em: 19 out. 2020.

BORBA, B. **Modelagem integrada da introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético brasileiro**. 2012. 1–179 f. 2012.

BRANDÃO, R., MARCU, S., DANTAS, G. "TDSE 31: Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis", **GESEL- Grupo de Estudos do Setor Elétrico**, v. 31, p. 1–48, 2011. Disponível em: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/10_TDSE31.pdf.

BRASIL. "Intended Nationally Determined Contribution: Towards achieving the objective of the United Nations Framework Convention on Climate Change", **Intended Nationally Determined Contribution**, v. 9, p. 6, 2015. DOI: <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Brazil/1/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf>. Disponível em: <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published Documents/Brazil/1/BRAZIL iNDC english FINAL.pdf>.

BRIEN, D. O., CAPPARIELLO, A. "PLEXOS Integrated Energy Model - User Interface Guide", p. 97, 2012. .

BROUWER, A. S., VAN DEN BROEK, M., ZAPPA, W., *et al.* "Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems", **Applied Energy**, v. 161, p. 48–74, 2016. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.09.090. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.090>.

CASTRO, G. M. "Avaliação Do Valor Da Energia Proveniente De Usinas Heliotérmicas Com Armazenamento No Âmbito Do Sistema Interligado Nacional", p. 101, 2015. Disponível em: <http://ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/castro.pdf>.

CAVADOS, G. de A. **Análise do Impacto da Introdução das Fontes intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: estudo de caso da Região Nordeste**. 2015. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

CCEE. **Biblioteca virtual**. 2020. Conjunto dos arquivos para cálculo do DESSEM - preço oficial.

CCEE. **Leilões**. 2021. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=506555142668790&_adf.ctrl-state=lh7j0kfnu_1#!%40%40%3F_afLoop%3D506555142668790%26_adf.ctrl-state%3Dlh7j0kfnu_5. Acesso em: 1 fev. 2021.

CEPEL. "Manual de Referência - Newave", 2012. Disponível em: www.cepel.br.

CEPEL. **Manual de referência do modelo SUISHI**. . Rio de Janeiro, [s.n.], 2020. Disponível em:

<http://srvlumis02.cepel.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=21CF888F730A4E4E0174016579347619>.

CEPEL. **Modelo de Planejamento da Expansão da Geração a Longo Prazo - MELP.** . [S.l: s.n.], 2018

CEPEL. **Modelo DECOMP.** . [S.l: s.n.], 2013. Disponível em: aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuariodecompv18.3.pdf.

CEPEL. "Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos MANUAL DO USUÁRIO", 2019. .

CHABAR, R., M. **Otimização da operação sob incerteza de usinas termelétricas com contrato de combustível com cláusulas de take-or-pay.** 2005. PUC Rio, 2005. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=especifico&nrSeq=7735@1>.

CHEN, S., LIU, P., LI, Z. "Low carbon transition pathway of power sector with high penetration of renewable energy", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 130, n. May, p. 109985, 2020. DOI: 10.1016/j.rser.2020.109985. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109985>.

COSSERON, A., GUNTURU, U. B., SCHLOSSER, C. A. "Characterization of the Wind Power Resource in Europe and its Intermittency", **Energy Procedia**, v. 40, p. 58–66, 2013. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.08.008. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610213016020?token=107AFFB55240590E2B4FDD3EDBEB6504B1BD36760687F699BAFF810BFAFB3AB38A8E5A2C870CF19467EDC3E5AA09F5B7>. Acesso em: 20 nov. 2020.

CUNHA, D., A., FERREIRA, L., V. "Impacts of the Belo Monte hydroelectric dam construction on pioneer vegetation formations along the Xingu River, Pará State, Brazil", **Braz. J. Bot.**, v. 35, n. 2, 2012. Disponível em: https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-84042012000200005&lng=en&nrm=iso&tlng=en.

CURTY, M. G. **Planejamento da Expansão da Geração Considerando Aspectos da Programação Diária da Operação com Fontes Renováveis Intermitentes.** 2020. 144 f. 2020.

DEANE, J. P., CHIODI, A., GARGIULO, M., *et al.* "Soft-linking of a power systems model to an energy systems model", **Energy**, v. 42, n. 1, p. 303–312, 2012. DOI:

10.1016/j.energy.2012.03.052. Disponível em:
<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.052>.

DIUANA, F. A., VIVIESCAS, C., SCHAEFFER, R. "An analysis of the impacts of wind power penetration in the power system of southern Brazil", **Energy**, v. 186, n. 2019, p. 115869, 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.115869. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115869>.

EDENHOFER, O., MADRUGA, R. P., SOKONA, Y., *et al.* **Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change**. [S.l: s.n.], 2011.

ELLISTON, B., RIESZ, J., MACGILL, I. "What cost for more renewables? The incremental cost of renewable generation - An Australian National Electricity Market case study", **Renewable Energy**, v. 95, p. 127–139, 2016. DOI: 10.1016/j.renene.2016.03.080. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.080>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2027", **Empresa de Pesquisa Energética**, p. 217–236, 2018. DOI: 10.1017/CBO9781107415324.004. Disponível em: [http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-45/topico-79/Relatório Final do PDE 2024.pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-45/topico-79/Relatório%20Final%20do%20PDE%202024.pdf).

EPE. **Estudos para a expansão da geração: Modelo de decisão de investimentos para a expansão do SIN - versão PDE 2027**. . Rio de Janeiro, [s.n.], 2018a.

EPE. **Plano Decenal de Energia 2029**. . [S.l: s.n.], 2019a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. . [S.l: s.n.], 2018b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. . [S.l: s.n.], 2019b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>.

EPE. **Relatório Síntese: BEN 2020 - ano base 2019**. . [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco>

energetico-nacional-2020.

ERSHAD, A. M., BRECHA, R. J., HALLINAN, K. "Analysis of solar photovoltaic and wind power potential in Afghanistan", **Renewable Energy**, v. 85, p. 445–453, 2016. DOI: 10.1016/j.renene.2015.06.067. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.067>.

FORTUNATO, L. A. M., NETO, A., ALBUQUERQUE, J. C. ., *et al.* **Introducao ao planejamento da expansao e operacao de sistemas de producao de energia eletrica**. Niterói, EDUFF, 1990.

FRITZ, M., VONK, J., E., LANTUIT, H. "Collapsing Arctic coastlines", **Nature Climate Change**, v. 7, 2017. .

GANDELMAN, D. A. **UMA METODOLOGIA PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO CONSIDERANDO INCERTEZAS**. 2015. 211 f. UFRJ, 2015.

GEERDTS, P. C., EBERHARD, A. A., "PVPRO: A NEW COMPUTER SIMULATION MODEL FOR STAND-ALONE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS". **Energy and the Environment**, [S.l.], Elsevier, 1990. p. 279–283. DOI: 10.1016/B978-0-08-037539-7.50045-4. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780080375397500454>.

GELARO, R., MCCARTY, W., SUÁREZ, M. J., *et al.* "The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2)", **Journal of Climate**, v. 30, n. 14, p. 5419–5454, jul. 2017. DOI: 10.1175/JCLI-D-16-0758.1. Disponível em: <http://journals.ametsoc.org/doi/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>.

GIANNAKIDIS, G. "Residual Load Curves in TIMES", 2017. .

GÖTZ, P., HENKEL, J., LENCK, T., *et al.* "Negative electricity prices: causes and effects", **Agora Energiewende**, p. 1–84, 2014. Disponível em: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Negative_Strompreise/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf.

GRUBER, K. **Simulation of Synthetic Wind Power Time Series in the North-East of Brazil Submitted by**. 2017. 111 f. 2017.

GRUBER, K., KLÖCKL, C., REGNER, P., *et al.* "Assessing the Global Wind Atlas and local measurements for bias correction of wind power generation simulated from MERRA-2 in Brazil", **Energy**, v. 189, p. 1–13, 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116212. .

GUNTURU, U. B., SCHLOSSER, C. A. "Characterization of wind power resource in the United States", **Atmospheric Chemistry and Physics**, v. 12, n. 20, p. 9687–9702, 24 out. 2012. DOI: 10.5194/acp-12-9687-2012. Disponível em: <https://acp.copernicus.org/articles/12/9687/2012/>. Acesso em: 20 nov. 2020.

HÄFELE, W. "IIASA'S World regional energy modelling", **Futures**, v. 12, n. 1, p. 18–34, 2012. DOI: 10.1016/S0016-3287(80)80004-8. .

HALLGREN, W., GUNTURU, U. B., SCHLOSSER, A. "The Potential Wind Power Resource in Australia: A New Perspective", **PLoS ONE**, v. 9, n. 7, p. 99608, 2014. DOI: 10.1371/journal.pone.0099608. Disponível em: <http://globalchange.mit.edu/sponsors/current.html>.

HIRTH, L. "The optimal share of variable renewables: How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment", **Energy Journal**, v. 36, n. 1, p. 149–184, 2015. DOI: 10.5547/01956574.36.1.6. .

HIRTH, L., UECKERDT, F., EDENHOFER, O. "Integration costs revisited - An economic framework for wind and solar variability", **Renewable Energy**, v. 74, p. 925–939, 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2014.08.065. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>.

HÖLTINGER, S., MIKOVITS, C., SCHMIDT, J., *et al.* "The impact of climatic extreme events on the feasibility of fully renewable power systems: A case study for Sweden", **Energy**, v. 178, p. 695–713, 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.04.128. .

HOWELLS, M., ROGNER, H., STRACHAN, N., *et al.* "OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System. An introduction to its ethos, structure and development.", **Energy Policy**, v. 39, n. 10, p. 5850–5870, 2011. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.06.033. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>.

IEA. "Next Generation Wind and Solar Power - From cost to value", **International Energy Agency books online**, p. 40, 2016. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf%0Ahttp://www.oecd-ilibrary.org/energy/next-generation-wind-and-solar-power_9789264258969-en.

IEA. **World Energy Outlook 2020**. . [S.l.: s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020/outlook-for-electricity#abstract>.

IIASA. **MESSAGE modelling framework**. 2013. Disponível em:

<http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/modelsData/MESSAGE/MESSAGE.en.html>.
Acesso em: 13 jun. 2016.

IIASA. "Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts", n. June, 2007. Disponível em: <http://webarchive.iiasa.ac.at/Research/ENE/model/message.html>.

INMET. **Dados históricos anuais**. 2020. Dados históricos anuais. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acesso em: 4 fev. 2021.

IPCC. **Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Geneva, [s.n.], 2014.

IPCC. **Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to. One Earth**. [S.l: s.n.], 2018.

JUNIOR, A. O. P., COSTA, R. C. da, COSTA, C. do V., *et al.* "Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 11, 2013. .

KAZAY, H. F. **O planejamento da expansão da geração do setor elétrico brasileiro utilizando os algoritmos genéticos**. 2001. 2001.

KISS, P., VARGA, L., JÁNOSI, I. M. "Comparison of wind power estimates from the ECMWF reanalyses with direct turbine measurements", **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 1, n. 3, p. 033105, maio 2009. DOI: 10.1063/1.3153903. Disponível em: <http://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.3153903>.

KUBIK, M. L., BRAYSHAW, D. J., COKER, P. J., *et al.* "Exploring the role of reanalysis data in simulating regional wind generation variability over Northern Ireland", **Renewable Energy**, v. 57, p. 558–561, 2013. DOI: 10.1016/j.renene.2013.02.012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.02.012>.

LISBOA, M. L., MARZANO, L. G., SABOIA, C. H., *et al.* "Discussão de premissas básicas para a modelagem do problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo", **Cadernos do IME - Séries Estatística**, v. 20, p. 1–19, 2006. DOI: 10.12957/cadest.2014.18277. .

LU, X., MCELROY, M. B., "Global Potential for Wind-Generated Electricity". **Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines**, [S.l: s.n.], 2017. p. 51–73. DOI: 10.1016/B978-0-12-809451-8.00004-7. Disponível em: www.awea.org/pubs/documents/. Acesso em: 20 nov. 2020.

LUDERER, G., KREY, V., CALVIN, K., *et al.* "The role of renewable energy in climate stabilization: Results from the EMF27 scenarios", **Climatic Change**, v. 123, n. 3–4, p. 427–441, 2014. DOI: 10.1007/s10584-013-0924-z. .

MARCUZZO, F., F., N. "Bacias hidrográficas e regiões hidrográficas do Brasil: Cálculo de áreas, diferenças e considerações". 2017. **Anais [...]** Florianópolis, [s.n.], 2017. p. 8. Disponível em: https://drive.google.com/drive/folders/0B5YK_fCaGOyfb1FrV1lmSXB3ZUE.

MATSUO, Y., ENDO, S., NAGATOMI, Y., *et al.* "Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies", **Applied Energy**, v. 267, n. April 2019, p. 113956, 2020. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113956. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113956>.

MCTIC. **Sistema de Registro Nacional de Emissões**. 2020. Disponível em: https://sirene.mctic.gov.br/portal/opencms/paineis/2018/08/24/Emissoes_em_dioxido_d_e_carbono_equivalente_por_setor.html. Acesso em: 19 out. 2020.

MEDEIROS DE SABÓIA, C. H. "Um Algoritmo Branch-and-Price Para Instâncias De Grande Porte Do Modelo Brasileiro De Planejamento Da Expansão Da Geração De Energia Elétrica a Longo Prazo", 2013. .

MME. **Consulta pública 33. Aprimoramento do marco legal do setor elétrico**. [S.l: s.n.]. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas;jsessionid=D21129C3593B020449C0B04271746A7E.srv154?p_auth=eOienlgQ&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count. , 2017

MORETTIN, P., A., TOLOI, C., M., C. **Análise de séries temporais**. 2. ed. São Paulo, [s.n.], 2006.

NOGUEIRA, C. E. **ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**. 2020. 91 f. 2020. Disponível em: <http://library1.nida.ac.th/termpaper6/sd/2554/19755.pdf>.

NREL. **Typical Meteorological Year (TMY)**. [S.d.]. About NREL. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/about/tmy>. Acesso em: 2 nov. 2020.

OLAUSON, J., BERGKVIST, M. "Modelling the Swedish wind power production using MERRA reanalysis data", **Renewable Energy**, v. 76, p. 717–725, 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2014.11.085. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.085>.

ONS. **Histórico da operação**. 2019. Carga horária. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx.

ONS. **Histórico da operação**. 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Acesso em: 30 set. 2020.

ONU. **Agenda 2030**. 2019. Transformando nosso mundo: a agenda 2030 para o desenvolvimento sustentável. Disponível em: <https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>. Acesso em: 3 nov. 2019.

PEREIRA, A. O., CUNHA, S. H. F. da. "Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE Projeto : Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica Nota Técnica : Economia da Energia Macrotêmica : Modelos de Planejamento do SEB Equipe : Amaro Olimpio Pereira Junior", 2016. .

PEREIRA, A. O. J., SOARES, J. B., ARAÚJO, M. A., *et al.* "Modelos Energéticos: Uma Proposta de Planejamento Integrado.", **V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, 2006. .

PEREIRA, E., MARTINS, F., GONÇALVES, A., *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos, Universidade Federal de São Paulo, 2017. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>.

PFENNINGER, S., KEIRSTEAD, J. "Renewables, nuclear, or fossil fuels? Scenarios for Great Britain's power system considering costs, emissions and energy security", **Applied Energy**, v. 152, p. 83–93, 2015. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.102. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.102>.

PFENNINGER, S., STAFFELL, I. "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data", **Energy**, v. 114, p. 1251–1265, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>.

PIETZCKER, R. C., STETTER, D., MANGER, S., *et al.* "Using the sun to

decarbonize the power sector: the economic potential of photovoltaics and concentrating solar power", **Applied Energy**, 2014. .

PREIN, A., F., RASMUSSEN, R., M., IKEDA, K., *et al.* "The future intensification of hourly precipitation extremes", **Nature Climate Change**, v. 7, p. 48 – 52, 2017. .

RAMOS, D. S., PEREIRA, A. O., FILHO, M. M., *et al.* **Planejamento energético: inserção da variável ambiental na expansão da oferta de energia elétrica**. Rio de Janeiro, [s.n.], 2020.

RATH-NAGEL, S., STOCKS, K. "Energy modelling for technology assessment: the MARKAL approach", **Omega**, v. 10, n. 5, p. 493–505, 1982. DOI: 10.1016/0305-0483(82)90006-8. .

ROCHEDO, Pedro R.R., SOARES-FILHO, B., SCHAEFFER, R., *et al.* "The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil", **Nature Climate Change**, v. 8, n. 8, p. 695–698, 2018. DOI: 10.1038/s41558-018-0213-y. .

ROCHEDO, Pedro R. Rodriguez. **Development of a global integrated energy model to evaluate the Brazilian role in climate change mitigation scenarios**. 2016. 260 f. 2016. DOI: 10.1017/CBO9781107415324.004.

ROMEIRO, D. L., ALMEIDA, E. L. F. de, LOSEKANN, L. "Systemic value of electricity sources – What we can learn from the Brazilian experience?", **Energy Policy**, v. 138, n. February 2019, p. 111247, 2020. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111247. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111247>.

SABÓIA, C. H. M. de. "Um Algoritmo Branch-and-Price Para Instâncias De Grande Porte Do Modelo Brasileiro De Planejamento Da Expansão Da Geração De Energia Elétrica a Longo Prazo", 2013. .

SAMANEZ, C. P. **Matemática Financeira**. 4. ed. São Paulo, [s.n.], 2007.

SAPORTA, L. A. da C. **O PAPEL DOS RESERVATÓRIOS DE HIDROELÉTRICAS NA INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**. 2017. 259 f. UFRJ, 2017. DOI: 10.1017/CBO9781107415324.004.

SCHMIDT, J. **Johannes Schmidt web page**. 2017. Disponível em: <https://homepage.boku.ac.at/jschmidt/>.

SCHMIDT, Johannes, CANCELLA, R., JUNIOR, A. O. P. "Combining windpower and hydropower to decrease seasonal and inter-annual availability of renewable energy

sources in Brazil", **Working Papers**, 2014. Disponível em: <https://ideas.repec.org/p/sed/wpaper/562014.html>[Aftp://ftp.boku.ac.at/pub/repecftp/repecftp/RePEc/sed/wpaper/562014.pdf](ftp://ftp.boku.ac.at/pub/repecftp/repecftp/RePEc/sed/wpaper/562014.pdf).

SCHMIDT, Johannes, CANCELLA, R., JUNIOR, A. O. P. "The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of Brazil", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 131–141, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.10.159. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.159>.

SCHMIDT, Johannes, CANCELLA, R., PEREIRA, A. O. "An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil", **Renewable Energy**, v. 85, n. 2016, p. 137–147, 2016a. DOI: 10.1016/j.renene.2015.06.010. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.010>.

SCHMIDT, Johannes, CANCELLA, R., PEREIRA, A. O. "An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil", **Renewable Energy**, v. 85, n. 2016, p. 137–147, 2016b. DOI: 10.1016/j.renene.2015.06.010. .

SCHMIDT, Johannes, CANCELLA, R., PEREIRA, A. O. "The role of wind power and solar PV in reducing risks in the Brazilian hydro-thermal power system", **Energy**, v. 115, p. 1748–1757, 2016c. DOI: 10.1016/j.energy.2016.03.059. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.059>.

STAFFELL, I., PFENNINGER, S. "Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output", **Energy**, v. 114, p. 1224–1239, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>.

SULLIVAN, P., KREY, V., RIAHI, K. "Impacts of considering electric sector variability and reliability in the MESSAGE model", **Energy Strategy Reviews**, v. 1, n. 3, p. 157–163, 2013. DOI: 10.1016/j.esr.2013.01.001. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2013.01.001>.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. 2. ed. Rio de Janeiro, [s.n.], 2015.

TURKOVSKA, O., CASTRO, G., KLINGLER, M., *et al.* "Land-use impacts of Brazilian wind power expansion", **Environmental Research Letters**, v. 16, n. 2, p. 024010, 2021. DOI: 10.1088/1748-9326/abd12f. .

UECKERDT, F., BRECHA, R., LUDERER, G., *et al.* "Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves", **Energy**, v. 90, p. 1799–1814, 2015. DOI: 10.1016/j.energy.2015.07.006. .

UECKERDT, F., HIRTH, L., LUDERER, G., *et al.* "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", **Energy**, v. 63, p. 61–75, 2013. DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.072. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>.

UECKERDT, F., PIETZCKER, R., SCHOLZ, Y., *et al.* "Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model", **Energy Economics**, v. 64, p. 665–684, 2017. DOI: 10.1016/j.eneco.2016.05.012. .

UNFCCC. "UN Climate Change Conference". 2019. **Anais** [...] Madrid, [s.n.], 2019. Disponível em: <https://unfccc.int/about-the-un-climate-change-conference-december-2019>.

VILA, C. U. "Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas Elétricos e Gás Natural com Critérios de Desenvolvimento Energético Sustentável", 2009. .

WANG, S., HUANG, Y., VORUSHYLO, I., *et al.* "Economic assessment of high renewable energy penetration scenario in 2030 on the interconnected Irish power system", **Energy Policy**, v. 145, n. July 2020, p. 111774, 2020. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111774. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111774>.

WELSH, M., DEANE, P., HOWELLS, M., *et al.* **Supporting Security and Adequacy in Future Energy Systems - Incorporating Flexibility Requirements into long-term models - A case study on High levels of Renewable Electricity Penetration in Ireland**. **Energy**. [S.l: s.n.], 2014

WWF-BRASIL. **Potencial de Aproveitamento de Energia Renovável no Estado do Acre**. Brasília, [s.n.], 2016. Disponível em: <https://www.wwf.org.br/?55323/Potencial-da-Energia-Renovvel-no-Acre>.

ZERRAHN, A., SCHILL, W. P., KEMFERT, C. "On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources", **European Economic Review**, v. 108, p. 259–279, 1 set. 2018. DOI: 10.1016/j.eurocorev.2018.07.004. .

8 Apêndice I: Formulação matemática do COPA

A formulação matemática começa pela enumeração dos conjuntos, como segue:

- $t = \{1, \dots, 8760\}$: número de horas do período de otimização;
- $t_n \in \{t; t_n = t_1, t_2, t_3, t_4\}$: subconjunto de t , contendo as horas dos trimestres;
- $p = \{1, 2, \dots, 99\}$: conjunto dos números identificadores das plantas de geração de eletricidade, exceto hidrelétricas;
- $p2 \in \{p; p2 = 90, 91, 92, 93\}$: subconjunto de p , contendo as usinas termelétrica movidas a biomassa, sendo uma para cada região em que estão instaladas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte);
- $hp = \{1, 2, \dots, 8\}$: conjunto das usinas hidrelétricas, sendo uma para cada região em que estão instaladas ((Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte, Madeira e Paraná);
- $Technology = \{Thermal, Loss, Storage\}$: conjunto das tecnologias não termelétricas e baterias;
- $iTechnology = \{Wind, PV\}$: conjunto das tecnologias renováveis variáveis;
- $cParam = \{VarCost, Investment, InvestmentCap, MaxCap, ChargeRate, MinCap, CapFact, MaxCap_intermittent, GerMax_{reg,p}, GerMin_{reg,p}, MaxCap_storage_{reg,p}\}$: conjunto dos parâmetros das tecnologias termelétricas e baterias.

Posteriormente, definem-se os parâmetros:

- $load_{reg,t}$: carga horária de cada região;
- $hydro_{reg,t, hp}$: série temporal de eletricidade vinda das aflúências;
- $intermittent_{reg,t,p, iTechonology}$: série temporal de disponibilidade de recursos, refletindo fatores de capacidade horários (valores entre zero e um);
- $minFlow_{reg, hp}$: fluxo de eletricidade mínimo das hidrelétricas de cada região;

- $maxFlow_{reg, hp}$: fluxo de eletricidade máximo das hidrelétricas de cada região;
- $maxReservoir_{reg, hp}$: eletricidade máxima armazenada em cada reservatório equivalente;
- $maxHydPower_{reg, hp}$: potência instalada de hidrelétricas em cada região;
- $investOptions_{reg, p, technology, cParam}$: informações das usinas termelétricas e das baterias: região, identificador da planta, tecnologia e parâmetros (custos de investimento, custos de investimento em capacidade das baterias, capacidade instalada, máxima carga e descarga das baterias, capacidade mínima de geração termelétrica, fator de capacidade máximo das termelétricas);
- $intermittentOptions_{reg, p, iTech, cParam}$: informações das usinas renováveis variáveis (região, identificador da planta, tecnologia, custos de investimento, capacidade instalada);
- $transmissionCap_{reg, reg1}$: capacidade máxima de transmissão da região reg para a região $reg1$;
- $initReservoir_{reg, hp}$: níveis dos reservatórios equivalentes na primeira hora;
- $termReservoir_{reg, hp}$: níveis dos reservatórios equivalentes na última hora;
- $invest_thermal_cap$: capacidade instalada das usinas termelétricas.

Antes das equações, são definidos as variáveis do modelo (todas as variáveis são lineares):

- $x_term_{reg, t, p}$: geração termelétrica da planta p , na região reg e hora t ;
- $x_renew_{reg, t, p}$: geração renovável variável (eólica e solar fotovoltaica) da planta p , na região reg e hora t ;
- $x_invest_intermittent_{reg, p, iTech}$: capacidade investida renovável p na região reg ;
- $x_curtail_{reg, t, p, iTech}$: corte de geração da planta p , tecnologia $iTechnology$ na região reg e na hora t ;

- $x_{hydro_{reg,t,hp}}$: parcela da geração hidrelétrica a fio d' água da planta hp , na região reg e na hora t ;
- $x_{h_stor_out_{reg,t,hp}}$: parcela da geração hidrelétrica por reservatórios da planta hp , na região reg e na hora t ;
- $x_{hydro_tot_{reg,t,hp}}$: geração hidrelétrica total da planta hp , na região reg e na hora t ;
- $x_{spill_{reg,t,hp}}$: vertimento da parcela a fio d' água da planta hp , na região reg e na hora t ;
- $x_{spill_lv_{reg,t,hp}}$: vertimento da parcela planta hp , na região reg e na hora t ;
- $x_{h_stor_in_{reg,t,hp}}$: energia elétrica afluyente ao reservatório da usina hp , localizada na região reg , na hora t ;
- $x_{h_stor_lv_{reg,t,hp}}$: nível de energia elétrica no reservatório da usina hp , localizada na região reg , na hora t ;
- $x_{stor_in_{reg,t,p}}$: quantidade de energia elétrica que entra na bateria p , localizada na reg , na hora t ;
- $x_{stor_out_{reg,t,p}}$: quantidade de energia elétrica que sai na bateria p , localizada na reg , na hora t ;
- $x_{stor_lev_{reg,t,p}}$: nível de energia elétrica presente na bateria p , localizada na reg , na hora t ;
- $x_{invest_storage_{reg,p}}$: capacidade de armazenamento, em energia, investida na bateria p , localizada na reg ;
- $x_{invest_storage_cap_{reg,p}}$: capacidade de armazenamento, em potência, investida na bateria p , localizada na reg ;
- $x_{transfer_{reg,reg1,t}}$: eletricidade transportada da região reg para a região $reg1$ na hora t ;
- $totalCost$: custo total do sistema elétrico;

Em seguida, descrevem-se as equações:

Função objetivo: minimizam-se as somas entre os custos de investimento e custos de operação de todas as plantas presentes no sistema elétrico simulado.

$$\begin{aligned}
& \text{Min } totalCost \\
& = \sum_{reg,t,p} [(VarCost_{thermal_{reg,p}} * x_{term_{reg,t,p}}) \\
& + (VarCost_{stor_{reg,p}} * x_{stor_out_{reg,t,p}}) \\
& + (VarCost_{stor_{reg,p}} * x_{stor_in_{reg,t,p}})] \\
& + \sum_{reg,p} [(Investment_{thermal_{reg,p}} \\
& * x_{invest_thermal_cap_{reg,p}}) \\
& + (Investment_{storage_{reg,p}} * x_{invest_storage_{reg,p}}) \\
& + (Investment_{stor_{reg,p}} * x_{invest_storage_cap_{reg,p}})] \\
& + \sum_{p,iTechnology} (Investment_{intermittent_{reg,p,iTechnology}} \\
& * x_{invest_intermittent_{reg,p,iTechnology}})
\end{aligned} \tag{11}$$

Atendimento à carga horária: a carga de todas as horas deve ser atendida em todas as regiões que têm carga. O atendimento da carga ocorre com as plantas hidrelétricas, termelétricas e renováveis variáveis, eólica *onshore* e solar fotovoltaica.

$$\begin{aligned}
load_{reg,t} = \sum_p [& x_{term_{reg,t,p}} + (Eff_{stor} * x_{stor_out_{reg,t,p}}) \\
& - x_{stor_in_{reg,t,p}}] \\
& + \sum_{reg,hp} [(Eff_{res} * x_{h_stor_out_{reg,t,hp}}) \\
& + x_{hydro_{reg,t,reg}}] \\
& + \sum_{p,iTechnology} x_{renew_{reg,t,p,iTechnology}} \\
& + \sum_{reg1} x_{transfer_{reg,reg1,t}}
\end{aligned} \tag{12}$$

Geração renovável variável em cada região a cada hora: a geração das usinas renováveis variáveis é formada pelo produto entre a capacidade instalada em determinada

região e seu respectivo fator de capacidade horário. Esse produto é decomposto em duas parcelas: uma referente à geração de eletricidade e outra referente ao corte de carga (*curtailment*), quando houver.

$$\begin{aligned}
x_{renew_{reg,t,p,iTechnology}} + x_{curtail_{reg,t,p,iTechnology}} \\
= intermittent_{reg,t,p,iTechnology} \\
* x_{invest_intermittent_{reg,p,iTechnology}}
\end{aligned} \tag{13}$$

Capacidade instalada de renováveis variáveis em cada região: O investimento em capacidade de renováveis variáveis não deve exceder o máximo definido pelo parâmetro $MaxCap_intermittent_{reg,p,iTechnology}$ em cada região, planta e tecnologia do modelo.

$$\begin{aligned}
x_{invest_intermittent_{reg,p,iTechnology}} \\
\leq MaxCap_intermittent_{reg,p,iTechnology}
\end{aligned} \tag{14}$$

Balanco horário dos reservatórios equivalentes: a energia afluenta ao reservatório da usina hp , localizado na região reg , na hora t pode ser destinada a geração hidrelétrica a fio d'água ($x_{hydro_{reg,t,hp}}$), a encher o reservatório ($x_{h_stor_in_{reg,t,hp}}$) ou pode ser vertida ($x_{spill_{reg,t,hp}}$).

$$\begin{aligned}
hydro_{reg,t,hp} = x_{hydro_{reg,t,hp}} + x_{spill_{reg,t,hp}} \\
+ x_{h_stor_in_{reg,t,hp}}
\end{aligned} \tag{15}$$

Níveis dos reservatórios em cada hora: Os níveis de energia nos reservatórios das usinas hp , localizadas na região reg na hora t são função dos níveis dos respectivos reservatórios na hora anterior, $t - 1$, somados à energia afluenta de cada reservatório, subtraídos da energia elétrica gerada a partir dos reservatórios e da energia vertida.

$$\begin{aligned}
x_{h_stor_lv_{reg,t,hp}} \\
= x_{h_stor_lv_{reg,t-1,hp}} + x_{h_stor_in_{reg,t,hp}} \\
- x_{h_stor_out_{reg,t,hp}} - x_{spill_lv_{reg,t,hp}}
\end{aligned} \tag{16}$$

Nível inicial dos reservatórios equivalentes: O nível dos reservatórios na primeira hora é dado pela multiplicação entre o parâmetro que define a porcentagem do nível

máximo ($initReservoir_{reg, hp}$) e o nível máximo de cada reservatório de cada região ($maxReservoir_{reg, hp}$).

$$x_{h_stor_lv_{reg, t, hp}} = maxReservoir_{reg, hp} * initReservoir_{reg, hp} \forall t = 1 \quad (17)$$

Nível final dos reservatórios equivalentes: O nível dos reservatórios na última hora deve ser, no mínimo, o resultado entre a multiplicação do parâmetro que define a porcentagem do nível máximo ($termReservoir_{reg, hp}$) e o nível máximo de cada reservatório de cada região ($maxReservoir_{reg, hp}$).

$$\begin{aligned} x_{h_stor_lv_{reg, t, hp}} &\geq maxReservoir_{reg, hp} * termReservoir_{reg, hp} \forall t \\ &= 8760 \end{aligned} \quad (18)$$

Nível máximo de armazenamento hidráulico: A energia armazenada em cada reservatório deve respeitar a capacidade máxima de armazenamento de cada um.

$$x_{h_stor_lv_{reg, t, hp}} \leq maxReservoir_{reg, hp} \quad (19)$$

Nível mínimo de fluxo hidráulico: A soma entre a geração hidrelétrica total e o vertimento deve ser, no mínimo, igual ao menor fluxo já observado pelo reservatório da usina hp na região reg .

$$\begin{aligned} minFlow_{reg, hp} \\ &\leq x_{hydro_{reg, t, hp}} + x_{spill_{reg, t, hp}} + x_{h_stor_out_{reg, t, hp}} \\ &\quad + x_{spill_lv_{reg, t, hp}} \end{aligned} \quad (20)$$

Nível máximo de fluxo hidráulico: A geração hidráulica somada ao vertimento tem que ser, no máximo, igual ao parâmetro de fluxo máximo ($maxFlow_{reg, hp}$).

$$\begin{aligned} maxFlow_{reg, hp} \\ &\geq x_{hydro_{reg, t, hp}} + x_{spill_{reg, t, hp}} + x_{h_stor_out_{reg, t, hp}} \\ &\quad + x_{spill_lv_{reg, t, hp}} \end{aligned} \quad (21)$$

Geração hidráulica máxima: A geração hidráulica a fio d'água somada à geração vinda dos reservatórios não deve exceder a capacidade instalada das hidrelétricas de cada região.

$$maxHydPower_{reg, hp} \geq x_{hydro}_{reg, t, hp} + x_{h_stor_out}_{reg, t, hp} \quad (22)$$

Máxima geração termelétrica horária por planta: A geração termelétrica de uma planta p na região reg não deve exceder a capacidade instalada dessa planta.

$$x_{term}_{reg, t, p} \leq x_{invest_thermal_cap}_{reg, p} \quad (23)$$

Fator de capacidade anual máximo: Dado que as termelétricas apresentam interrupções para manutenção e tempos de partida e parada, optou-se por adotar um fator de capacidade anual máximo para cada usina termelétrica. Desse modo, a geração anual de todas as plantas p , localizadas na região reg não deve exceder o fator de capacidade máximo definido por $CapFact_{reg, p}$.

$$\sum_t x_{term}_{reg, t, p} \leq x_{invest_thermal}_{reg, p} * CapFact_{reg, p} * 8760 \quad (24)$$

Capacidade termelétrica máxima: O investimento em capacidade termelétrica na planta p da região reg deve ser, no máximo, a capacidade disponível para a planta p na região reg . Essa capacidade disponível é dada pelo parâmetro $MaxCap_thermal_{reg, p}$.

$$x_{invest_thermal_cap}_{reg, p} \leq MaxCap_thermal_{reg, p} \quad (25)$$

Geração termelétrica mínima anual (aplicada às termelétricas a gás natural): o fator de capacidade anual das termelétricas p , localizadas na região reg deve ser pelo menos igual ao parâmetro $GerMax_{reg, p}$. Essa restrição foi implementada para simular os contratos de *take-or-pay* das termelétricas a gás natural (CHABAR, 2005). Além disso, ela pode ser utilizada para representar inflexibilidades das usinas termelétricas.

$$\sum_{reg,t,p} (x_{term_{reg,t,p}} / [\sum_{reg,p} (MaxCap_{thermal_{reg,p}} * 8760)]) \geq GerMax_{reg,p} \quad (26)$$

Geração sazonal das termelétricas a biomassa: A geração das termelétricas a biomassa deve respeitar os fatores definidos pelos parâmetros $CapFact_{reg,p2_n}$. Tais fatores serão multiplicados pelas respectivas potências instaladas em cada região e fornecerão uma geração de eletricidade igual para todas as horas do mesmo trimestre.

$$\sum_{reg,tn,p2} x_{term_{reg,tn,p2}} / \sum_{reg,p2} (MaxCap_{thermal_{reg,p2}} * 2190) \geq CapFact_{reg,p2_n}, \quad \forall n \in \{1,2,3,4\} \quad (27)$$

Limites de transmissão entre regiões: A eletricidade transportada da região reg para a região $reg1$ deve respeitar a capacidade máxima das linhas de transmissão.

$$x_{transfer_{reg,reg1,t}} \leq transmissionCap_{reg,reg1} \quad (28)$$

Equivalência da eletricidade transmitida: A eletricidade transportada da região reg para a região $reg1$ na hora t é a mesma daquela que vai da região $reg1$ para a região reg multiplicada por (-1). Tal restrição se faz necessária para impedir que o modelo utilize as linhas de transmissão em sentidos opostos na mesma hora t .

$$x_{transfer_{reg,reg1,t}} = x_{transfer_{reg1,reg,t}} * (-1)$$

Balanco de armazenamento das baterias: O nível de armazenamento das baterias na região reg , hora t e planta p é igual ao nível na hora anterior somado a eletricidade carregada subtraído da eletricidade descarregada. Essa equação resulta no nível das baterias a cada hora.

$$\begin{aligned} x_{stor_lev_{reg,t,p}} &= x_{stor_lev_{reg,t-1,p}} + x_{stor_in_{reg,t,p}} \\ &- x_{stor_out_{reg,t,p}} \end{aligned} \quad (29)$$

Nível inicial de armazenamento das baterias: As baterias começam a otimização descarregadas.

$$x_{stor_lev_{reg,t,p}} = 0, \quad \forall t = 1 \quad (30)$$

Nível máximo de armazenamento em cada hora: A quantidade de eletricidade das baterias a cada hora não deve exceder a sua capacidade máxima de armazenamento.

$$x_{stor_lev_{reg,t,p}} \leq x_{invest_storage_{reg,p}} \quad (31)$$

Capacidade máxima de armazenamento: A capacidade máxima de armazenamento não pode exceder o parâmetro $MaxCap_storage_{reg,p}$.

$$x_{invest_storage_{reg,p}} \leq MaxCap_storage_{reg,p} \quad (32)$$

Máxima potência carregada: O carregamento da bateria p na hora t na região reg deve ser, no máximo, igual a capacidade máxima de armazenamento da bateria em questão.

$$x_{stor_in_{reg,t,p}} \leq x_{invest_storage_cap_{reg,p}} \quad (33)$$

Máxima potência descarregada: O descarregamento da bateria p na hora t na região reg deve ser, no máximo, igual a capacidade máxima de armazenamento da bateria em questão. Em outras palavras, a bateria não pode descarregar mais do que a sua própria capacidade.

$$x_{stor_out_{reg,t,p}} \leq x_{invest_storage_cap_{reg,p}} \quad (34)$$

Taxa de carregamento das baterias: A quantidade de eletricidade carregada e descarregada da bateria em cada hora deve ser limitada a uma taxa, definida no parâmetro $ChargeRate_{reg,p}$. Por isso, a capacidade, em potência, máxima de armazenamento é limitada pelo produto entre a capacidade máxima em energia e a taxa de carregamento da respectiva bateria.

$$x_{invest_storage_cap_{reg,p}} \leq x_{invest_storage_{reg,p}} * ChargeRate_{reg,p} \quad (35)$$

9 Apêndice II: Dados de entrada e resultados dos modelo

Com o intuito de compartilhar os dados utilizados no COPA e no MELP, foi criado um link público na plataforma Google Drive, em que os leitores possam acessar os dados de entrada, resultados, em formato.gdx e a formulação matemática do modelo escrita em GAMS.

Para o MELP, foi disponibilizada toda a base de dados de entrada e resultados obtidos nas rodadas da tese.

O link é

<https://drive.google.com/drive/folders/1rYHDaKC52wvE8hcmR3GrLhzQibmjmWXf?usp=sharing>

10 Anexo: Formulação matemática do MELP

A formulação matemática do MELP apresentada pode ser encontrada em RAMOS *et al.* (2020). Uma formulação equivalente está presente em SABÓIA (2013).

10.1 Variáveis de Investimento

Na formulação do subproblema de investimento¹⁹, as usinas hidráulicas e térmicas são diferenciadas em dois grupos:

- *projetos candidatos*: são os projetos de usinas, ou usinas já existentes mas com projeto de motorização adicional. Também estão contemplados os projetos de interligações entre subsistemas. (Cabe ressaltar que uma mesma usina pode constituir-se em mais de um projeto. Por exemplo, uma usina que pode ser conectada ao sistema de transmissão em mais de um barramento. A representação da mesma usina por projetos distintos permite determinar o barramento ótimo);
- *usinas existentes*: usinas já construídas e em operação.

10.2 Variáveis de Operação

Representam a geração das usinas e os intercâmbios entre os subsistemas, e são modeladas por variáveis contínuas.

10.3 Modelagem das Restrições

As restrições modeladas no MELP são essencialmente de quatro tipos:

- *investimento*: os projetos só podem ser construídos uma única vez no horizonte de estudo;

¹⁹ A formulação do MELP apresenta dois subproblemas: de investimento e de operação, que são acoplados e resolvidos uma única vez, como se fossem um só.

- *operativas*: para cada condição hidrológica (média e crítica) são considerados apenas limites mínimos e máximos de produção (energia e potência). Estes limites são especificados para as térmicas em função do seu fator de participação, e para as hidráulicas em função da potência de base e motorização adicional;
- *atendimento à demanda de energia*: para cada estágio de tempo, para ambos os regimes médio e crítico, a geração total do sistema considerado, acrescida do déficit e intercâmbios, deve satisfazer a demanda (dada por patamares ou por período de tempo);
- *déficit nulo para condição de hidrologia crítica*: o plano de expansão ótimo deve atender os requisitos de demanda de energia em condições críticas.

10.4 Formulação Matemática

O objetivo do planejamento da expansão é a determinação de uma estratégia de expansão que atenda a demanda prevista e minimize os custos atualizados de construção e operação. A determinação do plano ótimo de expansão pode ser formulado de maneira simplificada pelo problema de otimização (1).

$$\begin{aligned}
 z &= \text{Min } c'x + d'y, \\
 &s.a. \\
 Ax &\geq b, \\
 Ex + Fy &\geq h, \\
 x &\in \{0,1\}^n, y \in \mathcal{R}^{q+},
 \end{aligned} \tag{1}$$

onde, $c \in \mathcal{R}^n$, $d \in \mathcal{R}^q$, A e b são matrizes $m \times n$ e $m \times 1$, respectivamente, E e F são matrizes $p \times n$ e $p \times q$ e h é uma matriz $p \times 1$. O custo de investimento é dado por $c'x$ e as restrições que dizem respeito somente às variáveis de investimento são representadas por $Ax \geq b$. As variáveis de operação são representadas por y e o custo de operação é dado por $d'y$. As restrições de operação são representadas por $Ex + Fy \geq h$.

Com base no problema de otimização (1), pode-se apresentar a formulação completa do problema de planejamento da expansão da geração a longo prazo.

Função Objetivo:

A função objetivo (2) do problema de planejamento da expansão da geração corresponde à minimização dos custos totais de investimentos e do valor esperado dos custos de operação, composto pelos custos de combustíveis nas usinas térmicas e custos de racionamentos de energia, ao longo do período de planejamento.

$$Min \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1+\tau)^k} \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ j \in J_i^{HP}}} \phi h_{i,j}^k \cdot x h_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ j \in J_i^{GP}}} \phi g_{i,j}^k \cdot x g_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ j \in J_i^{TP}}} \phi t_{i,j}^k \cdot x t_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ j \in \Omega_i^P}} \phi z_{i,j}^k \cdot x z_{i,j}^k \right] + \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ j \in J_i^T \\ l=1,\dots,L}} \gamma_{i,j}^k \cdot \tilde{t}_{i,j,l}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ j \in J_i^W \\ l=1,\dots,L}} \delta_{i,j,l}^k \cdot \tilde{w}_{i,j,l}^k \right] \quad (2)$$

onde,

i índice de subsistemas;

j índice do projeto de investimento (usinas ou interligações);

k índice do estágio no tempo;

K total de estágios do período de planejamento;

I número de subsistemas;

l índice do patamar na curva de carga;

L número de patamares que compõem a curva de carga;

τ taxa de descontos entre estágios;

J_i^{HP} conjunto de projetos candidatos a potência de base de usinas hidráulicas no subsistema i ;

J_i^{GP} conjunto de projetos candidatos a motorização adicional de usinas hidráulicas no subsistema i ;

J_i^T conjunto de usinas térmicas no subsistema i . Este conjunto inclui as usinas existentes e os projetos candidatos;

J_i^{TP} conjunto de projetos candidatos a usinas térmicas no subsistema i ;

Ω_i^P conjunto de subsistemas vizinhos ao sistema i . Este conjunto inclui subsistemas para os quais existem projetos candidatos de interligação ao subsistema i ;

J_l^W conjunto de patamares de déficit;

$\phi_{i,j}^k$ custo de investimento do projeto candidato a potência de base de usina hidráulica j do subsistema i no estágio k ;

$\phi_{S,i,j}^k$ custo de investimento do projeto candidato a motorização adicional de usina hidráulica j do subsistema i no estágio k ;

$\phi_{t,i,j}^k$ custo de investimento do projeto candidato a usina térmica j do subsistema i no estágio k ;

$\phi_{z,i,j}^k$ custo de investimento do projeto de intercâmbio candidato que conecta os subsistemas i e j no estágio k ;

$x_{h,i,j}^k$ projeto candidato a potência de base de usina hidráulica j do subsistema i no estágio k ;

$x_{g,i,j}^k$ projeto candidato a motorização adicional de usina hidráulica j do subsistema i no estágio k ;

$x_{t,i,j}^k$ projeto candidato a usina térmica j do subsistema i no estágio k ;

$x_{z,i,j}^k$ projeto de intercâmbio candidato que conecta os subsistemas i e j no estágio k ;

$\gamma_{i,j}^k$ custo unitário de produção da térmica j do subsistema i durante o estágio k (no último período de planejamento, divide-se este valor por τ para representar a perpetuidade dos custos operativos das usinas termelétricas)

$\tilde{t}_{i,j,l}^k$ produção da térmica j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições médias;

$\delta_{i,j,l}^k$ custo de déficit j do subsistema i no patamar l durante o estágio k ;

$\tilde{W}_{i,j,l}^k$ déficit j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições médias;

Restrições Associadas às Variáveis de Investimento:

$$\sum_{k=1,\dots,K} xh_{i,j}^k \leq 1, \quad \begin{array}{l} i = 1,\dots,I, \\ j \in J_i^{HP}, \end{array}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xg_{i,j}^k \leq 1, \quad \begin{array}{l} i = 1,\dots,I, \\ j \in J_i^{GP}, \end{array}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xt_{i,j}^k \leq 1, \quad \begin{array}{l} i = 1,\dots,I, \\ j \in J_i^{TP}, \end{array}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xz_{i,j}^k \leq 1, \quad \begin{array}{l} i = 1,\dots,I, \\ j \in \Omega_i^P, \end{array}$$

$$xh_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } \text{datah}_{i,j}^{\min} \leq k \leq \text{datah}_{i,j}^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$xt_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } \text{datat}_{i,j}^{\min} \leq k \leq \text{datat}_{i,j}^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$xz_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } \text{dataz}_{i,j}^{\min} \leq k \leq \text{dataz}_{i,j}^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

onde $k=1,\dots,K, i=1,\dots,I, j \in J_i^{HP} \cup J_i^{GP} \cup J_i^{TP} \cup \Omega_i^P$,

$\text{datah}_{i,j}^{\min}$ e $\text{datah}_{i,j}^{\max}$, são respectivamente, as datas mínimas e máximas de entrada em operação do projeto hidráulico j do subsistema i ;

$\text{datat}_{i,j}^{\min}$ e $\text{datat}_{i,j}^{\max}$, são respectivamente, as datas mínimas e máximas de entrada em operação do projeto térmico j do subsistema i ;

$\text{dataz}_{i,j}^{\min}$ e $\text{dataz}_{i,j}^{\max}$, são respectivamente, as datas mínimas e máximas de entrada em operação do projeto intercâmbio.

Por facilidade de notação, convencionou-se que as unidades do sistema existentes são “adicionadas” no início do período de planejamento, isto é, $x_{i,j}^1 = 1$ e $x_{i,j}^k = 0$, $\forall k=2, \dots, K$, e têm custo de investimento nulo, isto é, $\phi_{i,j}^k = 0$.

Restrições Relacionadas à Operação do Sistema:

Restrições para Atendimento em Condições Críticas:

a) Suprimento de Energia em cada Patamar de Carga

$$\sum_{j \in J_i^H} \bar{h}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in J_i^{GP}} \bar{g}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in J_i^T} \bar{t}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in \Omega_i} (\eta_{j,i}^k \bar{z}_{j,i,l}^k - \bar{z}_{i,j,l}^k) + \sum_{j \in J_i^W} \bar{w}_{i,j,l}^k \geq \theta_i \cdot \bar{W}_{i,l}^k, \quad (3)$$

$$\begin{aligned} i &= 1, \dots, I, \\ l &= 1, \dots, L, \\ k &= 1, \dots, K, \end{aligned}$$

onde,

J_i^H conjunto de usinas hidráulicas no subsistema i . Este conjunto inclui tanto as usinas com potência de base e motorização adicional existentes quanto as candidatas;

Ω_i conjunto de subsistemas vizinhos ao subsistema i . Este conjunto inclui subsistemas diretamente conectados ou com projeto de conexão direta ao subsistema i ;

$\bar{h}_{i,j,l}^k$ produção hidráulica devido a potência de base da usina j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições críticas;

$\bar{g}_{i,j,l}^k$ produção hidráulica devido a motorização adicional da usina j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições críticas;

$\bar{t}_{i,j,l}^k$ produção da térmica j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições críticas;

$\eta_{i,j}^k$ rendimento de um intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema j , durante o estágio k ;

$\bar{z}_{i,j}^k$ intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema j no patamar l durante o estágio k , em condições críticas;

θ_l duração do patamar l na curva de carga;

$\bar{W}_{i,l}^k$ potência a ser atendida do subsistema i no patamar l durante o estágio k ;

$\bar{w}_{i,j,l}^k$ déficit j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições críticas.

b) Limites de Produção de Energia Hidráulica no Estágio k em todos os Patamares de Carga

$$- \sum_{p=1,\dots,k} (x h_{i,j}^p \bar{E}_{i,j}) + \sum_{l=1,\dots,L} \bar{h}_{i,j,l}^k + \sum_{l=1,\dots,L} \bar{g}_{i,j,l}^k \leq 0,$$

(4)

$$i = 1, \dots, I,$$

$$j \in J_i^H,$$

$$k = 1, \dots, K$$

onde,

$\bar{E}_{i,j}$ energia média produzida pela usina j do subsistema i em condições críticas (energia firme, por exemplo).

c) Limites de Produção Hidráulica para Potência de Base em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
& - \sum_{p=1, \dots, k} \left(x h_{i,j}^p \underline{\dot{H}}_{i,j} \cdot \theta_l \right) + \bar{h}_{i,j,l}^k \geq 0 & i = 1, \dots, I, \\
& & j \in J_i^H, \\
& & k = 1, \dots, K, \\
& & l = 1, \dots, L, \\
& - \sum_{p=1, \dots, k} \left(x h_{i,j}^p \bar{\dot{H}}_{i,j} \cdot \theta_l \right) + \bar{h}_{i,j,l}^k \leq 0,
\end{aligned} \tag{5}$$

onde,

$\underline{\dot{H}}_{i,j}$ potência hidráulica mínima, devido à potência de base, disponível na usina j do subsistema i ;

$\bar{\dot{H}}_{i,j}$ potência hidráulica máxima, devido à potência de base, disponível na usina j do subsistema i .

d) Limites de Produção de Energia Hidráulica para Motorização Adicional em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
& \bar{g}_{i,j,l}^k \geq 0, & i = 1, \dots, I, \\
& & j \in J_i^{GP}, \\
& & k = 1, \dots, K \\
& & l = 1, \dots, L, \\
& - \sum_{p=1, \dots, k} \left(x g_{i,j}^p \bar{G}_{i,j} \cdot \theta_l \right) + \bar{g}_{i,j,l}^k \leq 0,
\end{aligned} \tag{6}$$

onde,

$\bar{G}_{i,j}$ potência hidráulica máxima, devido à motorização adicional, disponível na usina j do subsistema i .

e) Limites de Produção Térmica no Estágio k em todos os Patamares de Carga

$$\begin{aligned}
& - \sum_{p=1,\dots,k} \left(xt_{i,j}^p \dot{T}_{i,j} \cdot \sum_{l=1,\dots,L} \theta_l \right) + \sum_{l=1,\dots,L} \bar{t}_{i,j,l}^k \geq 0, & i = \\
& & j \in \\
& - \sum_{p=1,\dots,k} \left(xt_{i,j}^p \left[\bar{F}(c_j) \bar{T}_{i,j} + (1 - \bar{F}(c_j)) \cdot \dot{T}_{i,j} \right] \cdot \sum_{l=1,\dots,L} \theta_l \right) + \sum_{l=1,\dots,L} \bar{t}_{i,j,l}^k \leq 0 & k = (7)
\end{aligned}$$

onde,

$\bar{F}(c_j)$ fator de participação em condições críticas da térmica j (cujo custo de operação é c_j);

$\bar{T}_{i,j}$ limite superior da potência produzida pela térmica j no subsistema i ;

$\dot{T}_{i,j}$ limite inferior da potência produzida pela térmica j no subsistema i ;

f) Limites de Produção Térmica em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
& - \sum_{p=1,\dots,k} \left(xt_{i,j}^p \dot{T}_{i,j} \cdot \theta_l \right) + \bar{t}_{i,j,l}^k \geq 0, & i = 1,.. \\
& & j \in J_i \\
& & k = 1,.. \\
& - \sum_{p=1,\dots,k} \left(xt_{i,j}^p \bar{T}_{i,j} \cdot \theta_l \right) + \bar{t}_{i,j,l}^k \leq 0 & l = 1,..
\end{aligned} \tag{8}$$

g) Limite de Fluxo nas Interligações entre Subsistemas

$$\begin{aligned}
& \bar{z}_{i,j,l}^k \geq 0 & i = 1,\dots,I, \\
& & j \in \Omega_i, \\
& & k = 1,\dots,K \\
& - \sum_{p=1,\dots,k} \left(xz_{i,j}^p \bar{Z}_{i,j,l} \cdot \theta_l \right) + \bar{z}_{i,j,l}^k \leq 0, & l = 1,\dots,L,
\end{aligned} \tag{9}$$

onde,

$\bar{z}_{i,j,l}$ capacidade de intercâmbio entre os subsistemas i e j no patamar l .

h) *Déficit* Nulo para Condição de Hidrologia Crítica

$$\bar{w}_{i,j,l}^k = 0 \quad \begin{array}{l} i = 1, \dots, I, \\ l = 1, \dots, L, \\ k = 1, \dots, K, \end{array} \quad (10)$$

Restrições para Atendimento em Condições Médias:

i) Suprimento de Energia em cada Patamar de Carga

$$\sum_{j \in J_i^H} \tilde{h}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in J_i^{GP}} \tilde{g}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in J_i^T} \tilde{t}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in \Omega_i} (\eta_{j,i}^k \tilde{z}_{j,i,l}^k - \tilde{z}_{i,j,l}^k) + \sum_{j \in J_l^W} \tilde{w}_{i,j,l}^k \geq \theta_l \cdot \bar{W}_{i,l}^k \quad (11)$$

,

$$\begin{array}{l} i = 1, \dots, I, \\ l = 1, \dots, L, \\ k = 1, \dots, K, \end{array}$$

onde,

$\tilde{h}_{i,j,l}^k$ produção hidráulica devido a potência de base da usina j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições médias;

$\tilde{g}_{i,j,l}^k$ produção hidráulica devido a motorização adicional da usina j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições médias;

$\tilde{z}_{i,j,l}^k$ intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema j no patamar l durante o estágio k , em condições médias.

j) Limites de Produção de Energia Hidráulica no Estágio k em todos os Patamares de Carga

$$\begin{aligned}
 & - \sum_{p=1, \dots, k} (xh_{i,j}^p \tilde{E}_{i,j}) - \sum_{p=1, \dots, k} (xg_{i,j}^p (\tilde{E}_{i,j} - \underline{E}_{i,j})) + \sum_{l=1, \dots, L} \tilde{h}_{i,j,l}^k + \sum_{l=1, \dots, L} \tilde{g}_{i,j,l}^k \leq 0, \\
 & \begin{aligned}
 & i = 1, \\
 & j \in J_i \\
 & k = 1
 \end{aligned}
 \end{aligned} \tag{12}$$

onde,

$\tilde{E}_{i,j}$ energia média produzida pela usina j do subsistema i considerando tanto a potência de base quanto a motorização adicional;

$\underline{E}_{i,j}$ energia média produzida pela usina j do subsistema i considerando apenas a potência de base.

Observação: Os projetos de motorização adicional são aqueles nos quais a usina hidráulica faz parte do sistema existente com potência de base instalada, mas, por sua vez, possui um projeto de motorização para acréscimo de potência, por isto, a motorização adicional só é possível se a potência de base já tiver sido instalada.

k) Limites de Produção Hidráulica para Potência de Base em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
 & - \sum_{p=1, \dots, k} (xh_{i,j}^p \underline{H}_{i,j} \cdot \theta_l) + \tilde{h}_{i,j,l}^k \geq 0, \\
 & - \sum_{p=1, \dots, k} (xh_{i,j}^p \bar{H}_{i,j} \cdot \theta_l) + \tilde{h}_{i,j,l}^k \leq 0, \\
 & \begin{aligned}
 & i = 1, \dots, \\
 & j \in J_i \\
 & k = 1, \dots, \\
 & l = 1, \dots,
 \end{aligned}
 \end{aligned} \tag{13}$$

l) Limites de Produção de Energia Hidráulica para Motorização Adicional em Cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
 & \tilde{g}_{i,j,l}^k \geq 0, & i = 1, \dots, I \\
 & & j \in J_i^{GP}, \\
 & - \sum_{p=1, \dots, k} \left(xg_{i,j}^p \bar{G}_{i,j} \cdot \theta_l \right) + \tilde{g}_{i,j,l}^k \leq 0, & k = 1, \dots, I \\
 & & l = 1, \dots, L
 \end{aligned} \tag{14}$$

m) Limites de Produção Térmica no Estágio k em todos os Patamares de Carga

$$\begin{aligned}
 & - \sum_{p=1, \dots, k} \left(xt_{i,j}^p \dot{T}_{i,j} \cdot \sum_{l=1, \dots, L} \theta_l \right) + \sum_{l=1, \dots, L} \tilde{t}_{i,j,l}^k \geq 0, & i = \\
 & & j \in \\
 & & k = 15) \\
 & - \sum_{p=1, \dots, k} \left(xt_{i,j}^p \left[\tilde{F}(c_j) \bar{T}_{i,j} + (1 - \tilde{F}(c_j)) \cdot \dot{T}_{i,j} \right] \cdot \sum_{l=1, \dots, L} \theta_l \right) + \sum_{l=1, \dots, L} \tilde{t}_{i,j,l}^k \leq (
 \end{aligned}$$

onde,

$\tilde{F}(c_j)$ fator de participação em condições médias da usina térmica j (cujo custo de operação é c_j).

n) Limites de Produção Térmica em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
 & - \sum_{p=1, \dots, k} \left(xt_{i,j}^p \dot{T}_{i,j} \cdot \theta_l \right) + \tilde{t}_{i,j,l}^k \geq 0, & i = 1, \dots, I \\
 & & j \in J_i \\
 & & k = 1, \dots, I \\
 & & l = 1, \dots, L
 \end{aligned} \tag{16}$$

o) Limite de Fluxo nas Interligações entre Subsistemas

$$\begin{aligned}
 \tilde{z}_{i,j,l}^k &\geq 0 & i &= 1, \dots, I, \\
 & & j &\in \Omega_i, \\
 - \sum_{p=1, \dots, k} \left(xz_{i,j}^p \bar{Z}_{i,j,l} \cdot \theta_l \right) + \tilde{z}_{i,j,l}^k &\leq 0, & k &= 1, \dots, K \\
 & & l &= 1, \dots, L,
 \end{aligned} \tag{17}$$